

Cuvette konsekvensutredning

PL248, PL248 F & PL248 GS

Table of Contents

1 Sammendrag	1
2 Innledning	3
2.1 Bakgrunn	3
2.2 Formålet med konsekvensutredning	4
2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning	4
2.4 Konsekvensutredningsprosess	4
2.5 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet	5
2.6 Søknader og tillatelser	5
3 Prosjektbeskrivelse	7
3.1 Rettighetshavere og eierforhold	7
3.2 Vurdering av utbyggingskonsept	7
3.3 Kort om eksisterende Vega brønnrammer og infrastruktur	9
3.4 Kort om vertsplattform; GjØa semi	9
3.5 Reservoarforhold og produksjonsprognose	10
3.6 Boring og brønn	12
3.7 BAT-vurderinger	12
3.8 Investeringer og kostnader	15
3.9 Tidsplan for gjennomføring	16
3.10 Avslutning av virksomheten	16
3.11 Harbour Energy policy for helse, sikkerhet, miljø og sikring	16
4 Oppsummering av mottatte høringskommentarer	19
5 Områdebeskrivelse og kunnskapsgrunnlag	24
5.1 Kunnskapsgrunnlag	24
5.1.1 Tidligere konsekvensutredninger i området	24
5.1.2 Andre sentrale kunnskapskilder	25
5.2 Fysiske, kjemiske og oseanografiske forhold	25
5.3 Beskrivelse av naturressurser	28
5.4 Kulturminner	30
5.5 Næringsaktivitet i området	31
6 Miljøkonsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak	35
6.1 Fysiske inngrep	35
6.2 Utslipp til luft	36
6.3 Regulære utslipp til sjø	37
6.4 Avfallshåndtering	38
6.5 Oppfølgende miljøundersøkelser og -studier	38
7 Forbrenningsutslipp	39
8 Risiko for akutte utslipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak	43
8.1 Miljørisiko	43
8.2 Beredskap mot akutt forurensning	45
8.3 System for lekkasjedeteksjon	46
9 Konsekvenser for annen næringsaktivitet til havs og avbøtende tiltak	47
9.1 Virkninger for fiskeri	47
9.2 Virkninger for maritim virksomhet	47
10 Samfunnsmessige virkninger	48
10.1 Inntekter til staten	48
10.2 Sysselsettingsvirkninger	48
11 Referanser og litteratur	51

List of Figures

2.1 Beliggenhet av Cuvette i forhold til Vega og andre funn/felt i området. GjØa i Øst.	3
2.2 KU-prosess for Cuvette fra programfase til behandling av PUD i regjeringen. Kilde: Basert på OED (2022)	5
3.1 Anbefalt utbyggingskonsept for Cuvette	8
3.2 GjØa semi med tiknyttede felt og infrastruktur. Vega merket med stiplede område.	8
3.3 Skisse over Vega-utbyggingen (og GjØa Semi)	9
3.4 Tverrsnitt av geologien i området med de ulike reservoarene	10
3.5 Cuvette-reservoarer sett ovenfra	11
3.6 Cuvette Produksjonsprofil BTE	11
3.7 Inveseringsanslag for Cuvette (CAPEX og OPEX), millioner kroner.	15
3.8 Harbour Energy HSES Policy	17
5.1 Vega KU	24
5.2 GjØa KU	24
5.3 Årlig vindrose for GjØa, basert på 10 års vindstatistikk. Kilde: Norsk klimaservicesenter, 2024.	26
5.4 Havstrømmer i nordlige Nordsjøen og sørlige Norskehavet, inkludert området Vega-GjØa. Kilde: Havforskningsinstituttet.	26
5.5 Type bunnsediment i regionen (Kilde: Mareano/NGU)	27
5.6 THC-nivåer per tilstandskategori og stasjonsplassering (Kilde: STIM, 2022)	27
5.7 THC-nivåer per stasjon og endring over tid (Kilde: STIM, 2022)	28
5.8 SVO i nordlige del av Nordsjøen/sørlige del av Norskehavet.	28
5.9 Gyteområder for lange og blålange	29
5.10 Gyteområder for øyepål og brosme	29
5.11 Miljøverdi for fisk; NVG sild (larvedrift)	29
5.12 Miljøverdi for sjøfugl, Vega sør	30
5.13 Kjente skipsvrak i regionen (Kilde: Kartverket)	30
5.14 Norsk fiskeriaktivitet i området (2022). Kilde: Fiskeridirektoratet	31
5.15 Utenlandsk fiskeriaktivitet i området (2018-2022). Kilde: Fiskeridirektoratet	31
5.16 Fiske med ulike redskapstyper. Kilde: Fiskeridirektoratet	32
5.17 Relativ fangstmengde. Kilde: Fiskeridirektoratet. De tre Vega brønnrammene indikert med sorte prikker.	32
5.18 Fangst i fiskerilokasjon 28-11 per redskapstype	33
5.19 Fangst i fiskerilokasjon 28-11 fordelt på norsk og utenlandsk	33
5.20 Fangst i fiskerilokasjon 28-11 fordelt per art	33
5.21 Skipstrafikk i området (november 2024): Kilde Kystverket/Kystinfo (Havbase)	34
5.22 Annen havbasert aktivitet eller planer for dette i regionen. Kilde: barentswatch	34
6.1 Eksempel på ankerplassering fra boring av Cuvette letebrønn	35
6.2 CO ₂ -utslipp i anleggsfasen per hovedkilde (tonn)	36
6.3 CO ₂ -utslipp fra Cuvette i anleggs- og driftsfase (tonn)	37
7.1 Sammenstilling av brutto klimagassutslipp for Cuvette for det forventede produksjons scenariet (P50). Forbrenningsutslipp er basert på utslippsfaktorer anbefalt i Energidepartementet (2025). Figuren viser brutto klimagassutslipp både for produksjonsutslipp med markedsbasert Scope 2 intensitet (øverst) og lokasjonsbasert Scope 2 intensitet (nederst).	40
7.2 Sammenstilling av netto klimagassutslipp for forventet produksjon av olje, gass og NGL fra Cuvette-prosjektet, basert på faktorer for netto klimagassutslipp etablert i Vista (2023) og Rystad (2023). Faktorene er justert i forhold til estimerte produksjon- og midstrømutslipp for produsert olje, gass og NGL fra Cuvette prosjektet, og vist både for lokasjonsbaserte- og markedsbaserte Scope 2 utslipp.	40
7.3 Oversikt over positive og negative bidrag i beregning av netto klimagassutslipp fra Cuvette, med lokasjonsbasert Scope 2 produksjonsutslipp, basert på forutsetninger for netto forbrenningsutslipp i Rystad (2023). Desimalavvik kan forekomme.	41

8.1 Statistisk modellert influensområde for oljedrift etter brønnutblåsning fra Cuvette i henholdsvis borefase (vesntre) og drift, gitt ved sannsynlighet for >2µm oljefilmtykkelse i en 10x10 km rute. Kilde: Akvaplan-niva (2026). Merk at bildet ikke gir spredning av ett oljeutslipp, men sannsynligheten for olje basert på modellering av flere hundre utslippsscenarioer.	43
8.2 Miljøskade per kategori for Storjo i sommersesongen uten og med beredskapstiltak, for dimensjonerende utslippsscenario. Kilde: Akvaplan-niva, 2026.	44
8.3 Miljørisiko i forhold til Harbour Energy sin risikomatrix for borefase og uten effekt av beredskapstiltak. K=strand, V=fisk, S=sjøfugl. Kilde: Akvaplan-niva, 2026.	44
8.4 Miljørisiko hvor effekten av beredskapstiltak er hensyntatt. Kilde: Akvaplan-niva, 2026.	44
8.5 Oljevrressurser aktuelle for Vega og Cuvette. Kilde Vega oljevernplan	45
10.1 Investeringer i Cuvette fordelt på kostnadsområdene	48
10.2 Norsk leveranseandel i prosent	49
10.3 Fordeling av leveranser på næring	49
10.4 Sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen til Cuvette	49
10.5 Norske sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen til Cuvette fordelt på næringer	50

List of Tables

2.1 Foreløpig tidsplan for KU-prosess og PUD for Cuvette	5
2.2 Oversikt over samtykker og tillatelser for Cuvette	6
3.1 Rettighetshavere	7
3.2 Oppsummering fra BAT-vurdering av teknikker for styring av brønnventiler	13
3.3 Resultater fra BAT-vurdering av alternative teknikker for undervanns lekkasjedeteksjon	14
3.4 Anbefalt BAT for lekkasjedeteksjon med begrunnelse	15
4.1 Oppsummering av mottatte høringskommentarer og evaluering av disse	19
8.1 Beregnet beredskapsbehov for Cuvetet i ulike sesonger. Kilde: Akvaplan-niva, 2026.	45

1 Sammendrag

Funnet Cuvette ble gjort i 2024 og består av olje og assosiert gass. Funnet er tilgrensende til Vegafeltet lokalisert nord i Nordsjøen.

Utbygging av Cuvette innebærer boring av én brønn fra eksisterende havbunnsramme Q på Vegafeltet (Vega sentral). Brønnstrømmen vil gå via eksisterende Vega-rørledning til Gjøa semi for prosessering og eksport. Ingen ny infrastruktur vil bli etablert. Plan for utbygging og drift (PUD) av Cuvette vil bli levert norske myndigheter for godkjenning i løpet av 2026.

Petroleumsloven §4-2, jfr. petroleumsforskriftens §20, fastslår at det foreligger en plikt til å utarbeide en konsekvensutredning (KU) som del av PUD for en petroleumsforekomst. Et forslag til program for konsekvensutredning ble sendt på offentlig høring 20. januar 2026, og programmet ble fastsatt av Energidepartementet 11. mai 2026, hvor mottatte høringskommentarer er hensyntatt. Konsekvensutredningen legges nå frem for offentlig høring, og vil sammen med mottatte høringskommentarene til denne inngå som en del av PUD.

Konsekvensutredningen beskriver tiltaket som blir omfattet av utbygging og drift av Cuvette og angir prosjektets mulige konsekvenser for miljø og samfunn. Disse er kort oppsummert:

Virksomheter i borefasen:

- Tilstedeværelse av borerigg på én lokalitet for boring av én brønn, anslagsvis med en total varighet på tre måneder. Boreriggen vil ha en midlertidig sikkerhetssone i denne perioden. Fiskefartøyer og maritim transport må ved behov manøvrere rundt. Det er i dette området tilnærmet ingen fiskeriaktivitet og kun et begrenset omfang av passerende skipstrafikk, og ingen vesentlige konsekvenser er forventet.
- Brønnen vil bli boret som sidesteg til eksisterende brønn. Det vil derfor ikke være behov for boring av topphullseksjon med tilhørende utslipp til sjø av borekaks og rester av vannbasert borevæske. Utboret kaks med rester av oljebasert borevæske vil bli fraktet til land for avhending og sluttbehandling.

Virksomheter i driftsfasen:

- Ingen ny infrastruktur og ingen virkninger for fiskeri eller maritim ferdsel er forventet.
- Noe bruk av produksjonskjemikalier, generelt tilsvarende funksjoner som er i bruk på Vega i dag.
- Ingen planlagte nye utslipp av hydraulikkvæske ved Cuvette fra styring av brønnventiler, da hydraulikksystemet er et lukket system med returlinje.
- Marginale bidrag til driftsrelaterte utslipp til luft og sjø fra vertsfeltet Gjøa. Produksjonen vil i stor grad erstatte avtagende produksjon fra Vega og inkrementelle utslipp er begrensede. Cuvette brønnstrøm er forventet å ikke ha/ha marginalt med produsertvann.

Miljørisiko er vurdert til å være lav. Cuvette vil, på linje med Vega, inngå i etablert regional beredskap mot utilsiktede utslipp.

Generelt vurderes virkningene av utbygging og drift som marginale og håndterbare gjennom eksisterende løsninger. Dette gjelder både i forhold til miljø og havbaserte næringer.

Klimagassutslipp

Klimagassutslipp forbundet med tredjeparts forbrenning (bruk) av olje og gass produsert fra Cuvette er beregnet basert på produksjonsprofiler, standardfaktorer og en metodikk i henhold til gjeldende industripraksis. Brutto utslipp for forventet produksjon (P50) er beregnet til 10 millioner tonn CO₂e. Netto utslipp er langt mer usikkert, og basert på tilgjengelige referansestudier beregnet varierende fra -1,8 til 2,8 millioner tonn CO₂e, langt under bruttonivået. Variasjonen understreker imidlertid den usikkerheten som eksisterer knyttet til fremtidig utvikling og markedsmekanismer.

Samfunnsmessige virkninger

Summen av skatter og avgifter til staten fra prosjektet er beregnet til vel 11 mrd kroner.

Prosjektet vil medføre investeringer i størrelsesorden 2,4 mrd kroner. Av dette er det anslått at vel 75 prosent kan gå til norske leverandører og underleverandører. Summen av direkte-, indirekte- og konsumvirkninger av dette er beregnet til 760 årsverk, fordelt på en rekke næringer. I tillegg vil prosjektet bidra positivt til videre drift av Vega- og Gjøa-feltene.

2 Innledning

2.1 Bakgrunn

Cuvette (35/11-27) er et funn av olje og assosiert gass som ble gjort i 2024. Funnet ligger i utvinningstillatelsene (PL) 248, 248F og 248GS. Funnet er tilgrensende til Vegafeltet (Vega sentral). Vega produserer fra tre ulike reservoar fra tre brønnrammer, med 11-12 km innbyrdes avstand. Brønnstrømmen går samlet i rørledning til GjØa Semi som vertsfelt (PL153). Avstanden fra Cuvette/Vega til GjØa semi er vel 30 km (Fig. 2.1).

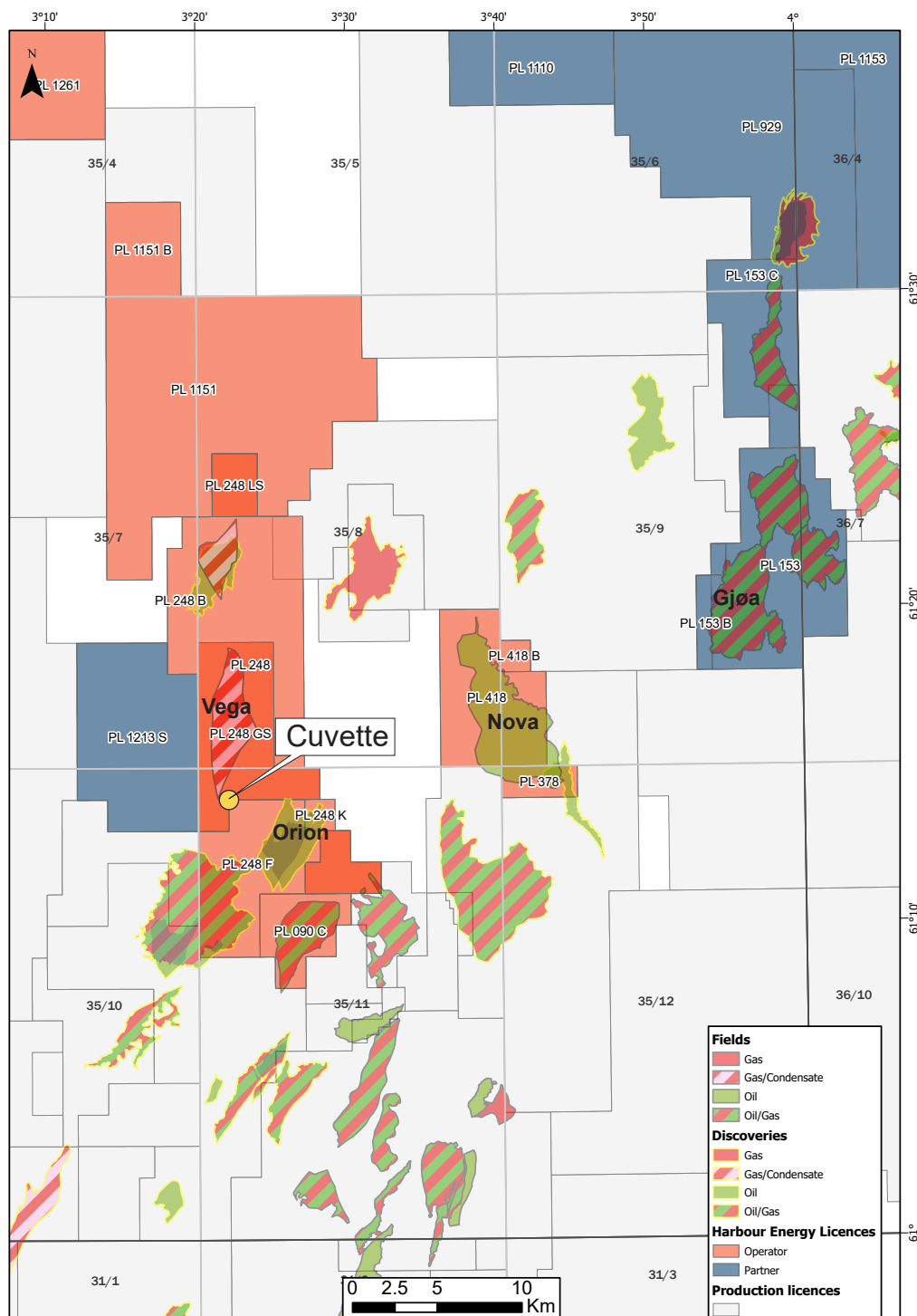


Fig. 2.1 Beliggenhet av Cuvette i forhold til Vega og andre funn/felt i området. GjØa i øst.

To ulike utbyggingskonsepter har vært vurdert; havbunnsutbygging enten i form av satellittbrønner for Cuvette plassert om lag to km fra Vega, eller direkte boring gjennom eksisterende brønnrammer på Vega.

Rettighetshaverne har anbefalt løsningen med å benytte eksisterende brønnramme Q på Vega (sentral) for boring av Cuvette-brønnen. Brønnen blir boret som et sidesteg til eksisterende brønn.

I praksis blir utbyggingen da som en «innfill-brønn»*, men siden Cuvette ikke tilhører samme utvinningstillatelser (eller reservoarer) som Vega («Vega unit» - to utvinningstillatelser; PL048/PL090C), vil utbyggingen være underlagt kravet om en plan for utbygging og drift (PUD) av forekomsten og er formelt ikke en «innfill-brønn».

PUD for Cuvette er planlagt levert til myndighetene i desember 2026.

*Innfill brønner er tilleggsbrønner som blir boret mellom eksisterende brønner i et eksisterende felt for å øke utvinningen.

2.2 Formålet med konsekvensutredning

En konsekvensutredning har som formål å informere berørte parter, myndigheter og interesseorganisasjoner om hva som er planlagt utbygd, aktuelle alternative løsninger, og om virkninger på miljø og næringer basert på tilgjengelig kunnskap. KU sendes på høring slik at myndigheter og interesseorganisasjoner kan vurdere om prosjektet er tilstrekkelig belyst og om utbyggingens virkninger er tilfredsstillende beskrevet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning

Konsekvensutredningen vil inngå som en del av beslutningsgrunnlaget til regjeringen ved behandling av PUD, og skal redegjøre for virkninger på miljø, andre havbaserte næringer og samfunnet for øvrig av anbefalt utbygging og drift.

2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning

Petroleumsloven §4-2, jfr. petroleumsforskriftens §20, fastslår at det foreligger en plikt til å utarbeide en konsekvensutredning (KU) som del av PUD.

Utredningsplikten for en utbygging kan i henhold til lovverkets krav oppfylles på ulike måter:

- Ved en feltspesifikk konsekvensutredning (FKU)
- Ved en regional konsekvensutredning (RKU) og/eller forvaltningsplan
- Ved en kombinasjon av de to punktene ovenfor

For Cuvette har rettighetshaverne besluttet å gjennomføre en FKU. Dette vil sikre bred ekstern involvering gjennom høringsprosesser.

Konsekvensutredningen skal i henhold til bestemmelsene baseres på et program for konsekvensutredning som er fastsatt av myndighetene etter en offentlig høringsrunde. Petroleumsforskriften §22a regulerer hva konsekvensutredningen skal inneholde, og detaljer er gitt i Energidepartementets PUD/PAD-veileder (OED, 2022).

Regelverket implementerer relevante internasjonale reguleringer om konsekvensutredning samt mulige grenseoverskridende miljøeffekter. Basert på geografisk lokalisering, vurderes Cuvette ikke som relevant for utredning av grenseoverskridende miljøeffekter.

2.4 Konsekvensutredningsprosess

Konsekvensutredningsprosessen startet med at rettighetshaverne utarbeidet et forslag til program for konsekvensutredning. Dette har vært på høring til relevante høringsinstanser, som er anbefalt av ED. Høringsperioden ble i samråd med ED satt til 6 uker. Harbour Energy har sammenfattet kommentarene og gitt en vurdering med tanke på implementering i konsekvensutredningen. Dette ble lagt frem for ED, som fastsatte programmet 11. mai 2026 basert på programforslaget, høringskommentarene og

rettighetshavernes evaluering av disse. Mottatte kommentarer og evaluering av disse er presentert i detalj i kapittel 4 Oppsummering av mottatte høringskommentarer.

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning. Konsekvensutredningen sendes på høring til myndigheter og interesseorganisasjoner, samtidig som det kunngjøres i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Uttalelser til konsekvensutredningen som kommer inn under høringsperioden sendes til rettighetshaverne ved operatøren, som evaluerer disse. Departementet vil, på bakgrunn av høringen, ta stilling til om det er behov for tilleggsutredninger eller dokumentasjon om bestemte forhold. Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelser til konsekvensutredningen før det fattes vedtak i saken.

Konsekvensutredningen, inklusive høringsuttalelsene, vil utgjøre en del av PUD. ED fremmer saken for regjeringen for beslutning^[1]. Myndighetsprosessen for konsekvensutredning og PUD er skissert i Fig. 2.2.

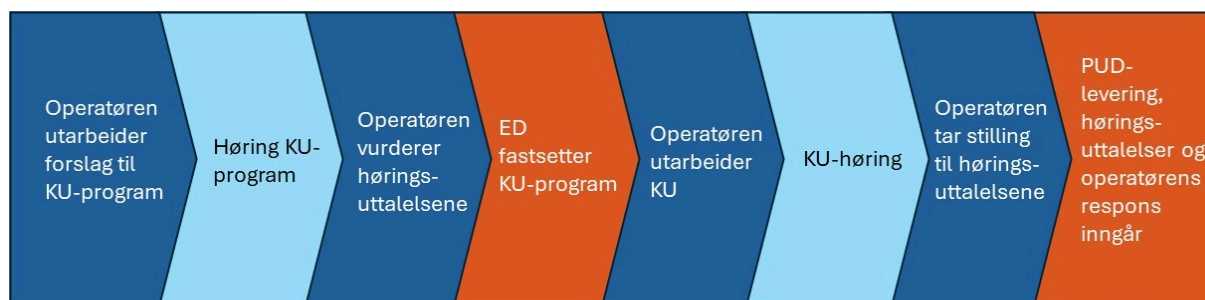


Fig. 2.2 KU-prosess for Cuvette fra programfase til behandling av PUD i regjeringen. Kilde: Basert på OED (2022)

^[1] Stortingsbehandling ved prinsipielle eller samfunnsmessige sider av betydning eller investeringsramme over 30 milliarder 2026-kroner.

2.5 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet

Nåværende tidsplan innebærer å levere en Plan for uttagging og drift (PUD) i desember 2026. Tidsplan for de ulike trinnene i konsekvensutredningsprosessen for utbygging og drift av Cuvette er angitt i tabellen under. Høringsperioden er i samråd med Energidepartementet satt til 8 uker.

Table 2.1 Foreløpig tidsplan for KU-prosess og PUD for Cuvette

Aktivitet/leveranse	Tidsplan
Utarbeidelse av forslag til program for konsekvensutredning	Fjerde kvartal 2025
Høring av forslag til program for konsekvensutredning - 6 uker	Januar-februar 2026
Evaluering av høringskommentarer	Mars 2026
Departementets fastsetting av program for konsekvensutredning	Mai 2026
Gjennomføring konsekvensutredning	Mars-juni 2026
Høring konsekvensutredning - 8 uker	Juli-august 2026
Evaluering av høringskommentarer	September-oktober 2026
Levering av PUD	Desember 2026

2.6 Søknader og tillatelser

Prosjektets aktiviteter til havs vil i hovedsak omfatte boring og installasjon av ventiltre og tilhørende oppkoblinger. For å gjennomføre utbyggingen må det søkes om tillatelser fra myndighetene i ulike faser

av prosjektet, herunder eventuell endringer av vertsfeltets tillatelser. En oversikt over tillatelser som må innhentes i planleggings-, utbyggings- og driftsfasen for prosjektet er presentert i Table 2.2.

Table 2.2 Oversikt over samtykker og tillatelser for Cuvette

Søknad, samtykke, mv.	Lovhjemmel	Myndighet
Plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD),	Petroleumsloven §4-2	Energidepartementet
Tillatelse til produksjon	Petroleumsloven §4-4	Energidepartementet
Samtykke til boring	Styringsforskriften §25	Havindustriilsynet
Tillatelse til virksomhet for produksjonsboring og drift	Forurensningsloven §11	Miljødirektoratet
Evt. søknad om endring av tillatelse for drift av Gjøa (Gjøa feltoperatør)	Forurensningsloven §11	Miljødirektoratet
Ev. søknad om endring av klimavotetillatelsen for Gjøa (Gjøa feltoperatør)	Klimavoteloven §4	Miljødirektoratet
Evt. søknad om endring av tillatelse for lavradioaktive utslipp med produsertvann fra Gjøa (Gjøa feltoperatør)	Forurensningsloven §11	Direktoratet for Strålevern og Atomsikkerhet

3 Prosjektbeskrivelse

3.1 Rettighetshavere og eierforhold

Utvinningsstillatelse 248 ble tildelt ved tildeling i forhåndsdefinerte områder i juni 1999.

Utvinningsstillatelse 248 som omfatter Cuvette har Harbour Energy Norge AS og Petoro AS som eiere, med henholdsvis 60 og 40 prosent eierandel. Harbour Energy er operatør. Utvinningsstillatelsene 248F og 248GS har i tillegg DNO Norge AS på eiersiden. Eiersammensetningen er gitt i Table 3.1

Table 3.1 Rettighetshavere

Company	PL248	PL248 F	PL248 GS
Harbour Energy Norge AS (Operator)	60%	40%	40%
Petoro	40%	40%	40%
DNO		20%	20%

3.2 Vurdering av utbyggingskonsept

Cuvette representerer ikke tilstrekkelige ressurser for en selvstendig utbygging med egen innretning for produksjon, prosessering og eksport. Samtidig finnes det eksisterende havbunnsfeltet Vega i nærheten som muliggjør en tilknytning. Det er vurdert ulike konsepter for utbygging:

1. Satelittbrønner/brønnramme i noe avstand fra Vega, som blir knyttet til Vega, og brønnstrøm fra Cuvette deretter via eksisterende infrastruktur til Gjøa semi. Ulike tilknytningsmuligheter er vurdert.
2. Boring av Cuvette produksjonsbrønner direkte gjennom eksisterende brønnrammer på Vega. Dette innebærer noe lengre brønnbaner, men samtidig at nye infrastrukturtiltak på havbunnen ikke er nødvendige.

Alternativ 1 krever følgende infrastrukturtiltak:

- Ny brønnramme og materialbruk, flere hundre tonn - 4-slots brønnramme typisk ca 300 tonn og manifold >100 tonn
- Ny produksjonsrørledning og materialbruk
- Ny MEG-linje og materialbruk
- Ny kontrollkabel og materialbruk
- Grøfting, steinlegging - herunder ved krysningspunkt, for ett konsept beregnet til 190 000 tonn stein.
- Et betydelig omfang av installasjonsaktiviteter med tilhørende utslipp til luft

Prosjektet har vurdert muligheten for boring av to brønner, men anbefalt løsning omfatter boring av én brønn.

Boring av en Cuvette-brønn direkte fra Vega brønnramme Q er anbefalt konsept, illustrert i Fig. 3.1 . Denne type utbygging sikrer en effektiv utbygging med god ressursutnyttelse og bruk av eksisterende infrastruktur. En slik utbygging er i tråd med norsk petroleumspolitik.

CUVETTE



Fig. 3.1 Anbefalt utbyggingskonsept for Cuvette

I anbefalt utbyggingsløsning vil en tilgjengelig brønnsliste på Q brønnrammene til Vega sentral bli benyttet for direkte boring. Tilsvarende ventiltre som for Vega-brønnene vil bli brukt. Det er ventet behov for noen begrensede modifikasjoner topside på vertsinnretningen.

Fig. 3.2 angir felt og infrastruktur tilknyttet Gjøa semi, herunder egne brønner, eksterne felt i drift samt felt under planlegging. Vega angitt i stiplede område.

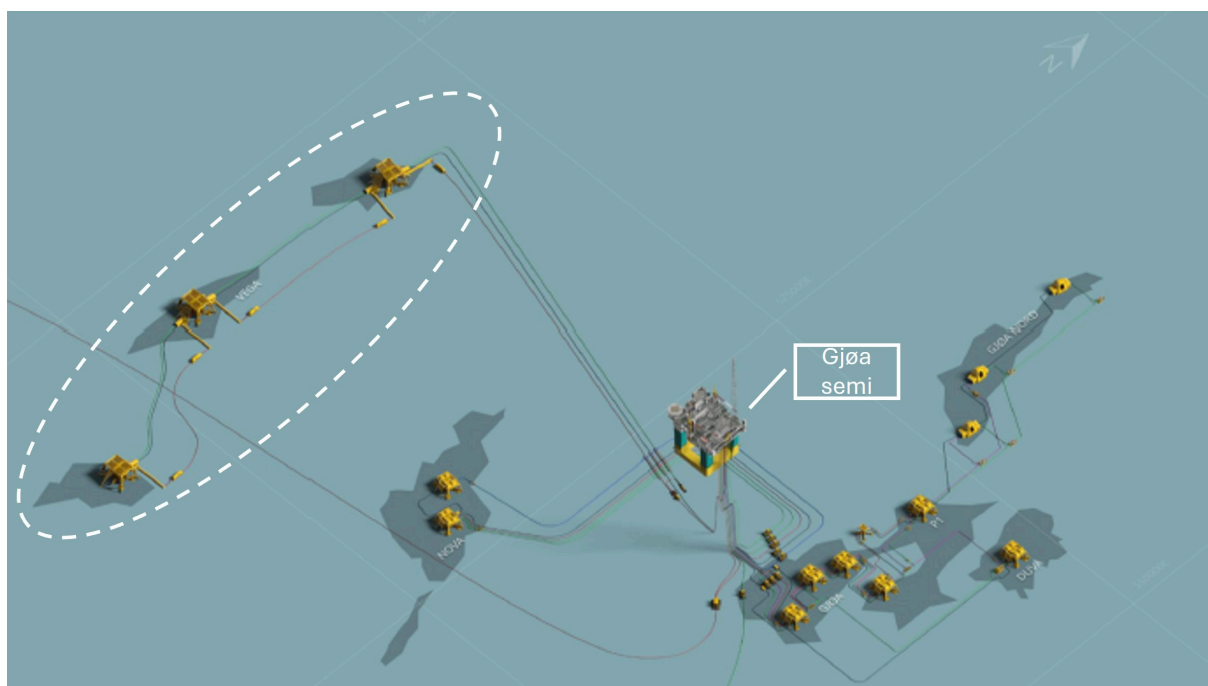


Fig. 3.2 Gjøa semi med tilknyttede felt og infrastruktur. Vega merket med stiplede område.

3.3 Kort om eksisterende Vega brønnrammer og infrastruktur

Vegafeltet består av tre separate forekomster: Vega Nord, Vega Sentral og Vega Sør. Vega Nord og Vega Sentral er gasskondensatfelt, og Vega Sør er et gasskondensatfelt med et oljelag over. Vega er bygget ut som et undervannsfelt med tre havbunnsrammer (P, Q og R), hvor brønnstrømmen transporteres i felles rørledning til Gjøa-plattformen for prosessering (Fig. 3.3). Hver brønnramme har plass til fire brønner. For tiden er fire brønner i produksjon, tre brønner er stengt ned pga. vannbegrensning og produserer sporadisk, mens en brønn er permanent stengt ned.

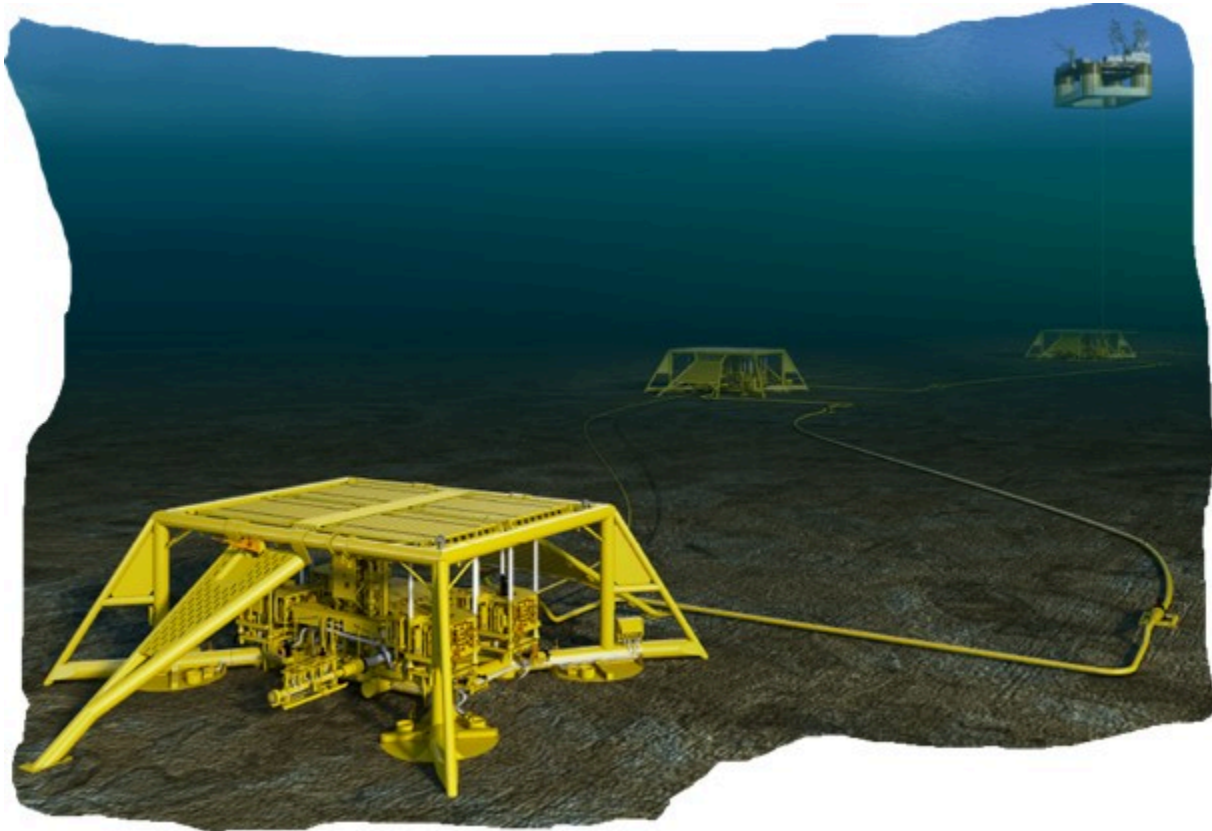


Fig. 3.3 Skisse over Vega-utbyggingen (og Gjøa Semi)

Rørledningen fra Vega er av karbonstål og krever tilsetning av korrosjonshemmer i brønnstrømmen. Tilsvarende vil gjelde for Cuvette.

Vega havbunnsanlegg har lokal lekkasjedeteksjon på manifoldene, med akustisk- og vibrasjonssensor. Eksisterende system vil også ivareta behovet for lekkasjedeteksjon for Cuvettebrønnene.

Kontrollkabelen har linjer for hydraulisk styring med returlinje. Denne vil også bli benyttet for Cuvette. Det er en pågående prosess hvor hydraulikkvæsken Brayco Micronic SV/B (tidligere klassifisert som svart, nå som rød) gradvis blir erstattet av et mer miljøvennlig produkt (SV/4). Lekkasje fra systemet er tidligere avdekket og er av en uavhengig part vurdert som å ikke representere vesentlig miljørisiko (Aquateam, 2026).

3.4 Kort om vertsplattform; Gjøa semi

Gjøa-feltet er bygget ut med den halvt nedsenkbare plattformen Gjøa semi som feltinnretning for produksjon, prosessering og eksport. Feltet har vært i drift siden 2010.

Viktige tjenester levert av et vertsfelt, i forhold til miljøproblemstillinger, er kraftforsyning og håndtering av produsert vann, prosessering samt bruk og injeksjon av kjemikalier. Gjøa semi har eksempelvis følgende løsninger (Vår Energi, 2025; 2026-a):

- Energiløsning er dels med kraft fra land, som dekker om lag en tredjedel av energibehovet på Gjøa. En single fuel DLE 2500 lav-NOx gassturbin driver gasseskportkompressoren. I tillegg er det installert en varmegjenvinningsenhet (WHRU) til gassturbinen og som forsyner prosessen med varme.
- Under normal drift er høytrykksfakkelsystemet et lukket system med gjenvinning av hydrokarbongasser for å minimalisere utslipp til luft.
- Gjøa har rensing av produsertvann og utslipp til sjø som løsning. Anlegget består av av flere rensetrinn herunder hydrosykloner og flotasjonsenheter. Årlig gjennomsnitt av olje med produsertvann i utslipp i 2025 var på 13,9 mg/l (Vår Energi, 2026-b). Operatøren vurderer ulike tiltak for å sikre utslippsgraden i tråd med kommende strengere regelverkskrav.
- Kjemikaliebruk til Cuvette, se 3.5 Reservoarforhold og produksjonsprognose.

MEG blir injisert i brønnstrømmen fra Vega for å hindre hydratdannelse og MEG regenereres på Gjøa semi. Det er her et eget renseanlegg for dette, og rensset væske slippes til sjø sammen med produsertvann.

Fra Gjøa eksporteres rikgass i egen rørledning til Storbritannia via gassrørledningen Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) til St. Fergus. Kondensat og olje eksporteres via oljerørledningen Troll Oljerør II (TOR II) til Mongstad.

3.5 Reservoarforhold og produksjonsprognose

Funnbrønnen Cuvette avdekket et 55 m lag av gass/kondensat i sitt primære bore mål i Tarbert- og Nessformasjonene fra midtre Jura, hvorav 29 m i sandsteiner med moderat til dårlig reservoarkvalitet. Det ble også påtruffet en fem meters oljekolonne i Etiveformasjonen i midtre jura.

I sekundært letemål traff brønnen to petroleumsførende sandsteinsintervaller, hvorav en gass-/kondensatkolonne i det øverste intervallet på 8 m hvorav 5 m i sandsteiner med dårlige reservoarkvaliteter, samt en gass-/kondensatkolonne i det nederste intervallet på til sammen 16 m hvorav 14 m i sandsteiner med dårlig til moderat reservoarkvalitet. Se illustrasjon av de geologiske strukturene i Fig. 3.4.

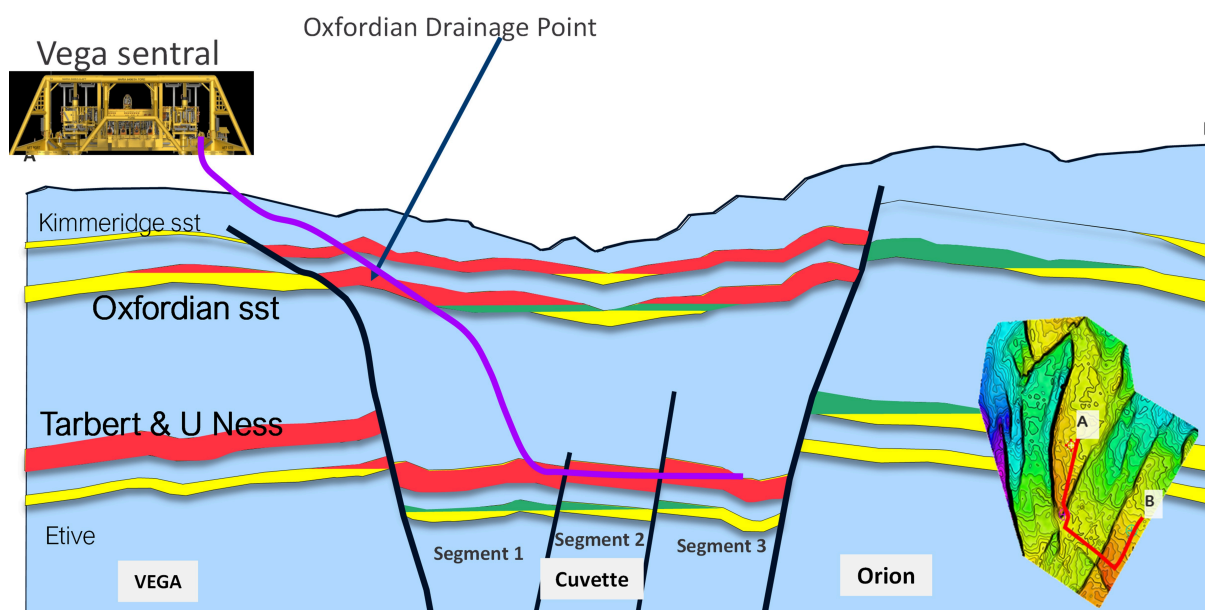


Fig. 3.4 Tverrsnitt av geologien i området med de ulike reservoarene

Brønnen ble ikke formasjonstestet, men det er utført omfattende datainnsamling og prøvetaking.

Dagens planer for Cuvette omfatter reservoarer i Brentgruppen med Tarbert og Øvre Juragruppen med Oxford-formasjonen.

I første omgang planlegges utbygging av reserver fra vestre og østre Brent, mens sørlige Brent er en fremtidig oppsidemulighet. Se figur Fig. 3.5

Referanseløsningen legger til grunn utvinnbare reserver på 4,5 millioner Sm³ oe (28,3 millioner fat oe). Med produksjonsoppstart i 2028 er det forventet at produksjonen vil vare til 2036, med mulighet for realisering av oppsidemuligheter og lengre produksjonstid.

Produksjonsprofil for referanseløsningen er vist i Fig. 3.6 .

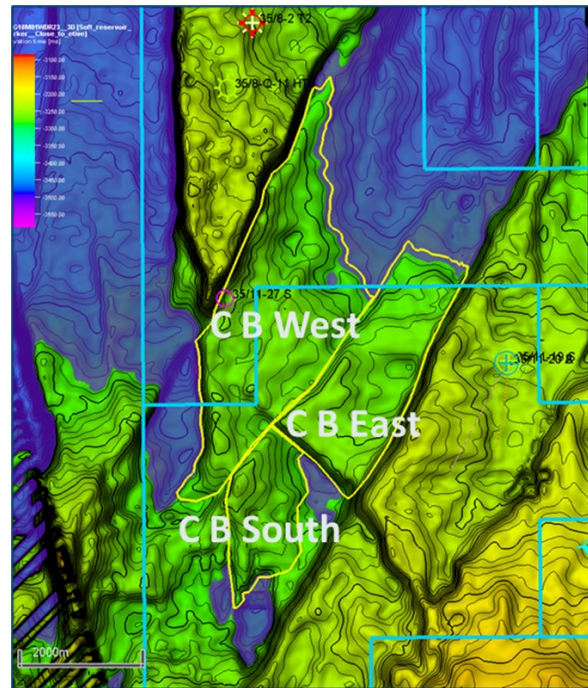


Fig. 3.5 Cuvette-reservoarer sett ovenfra

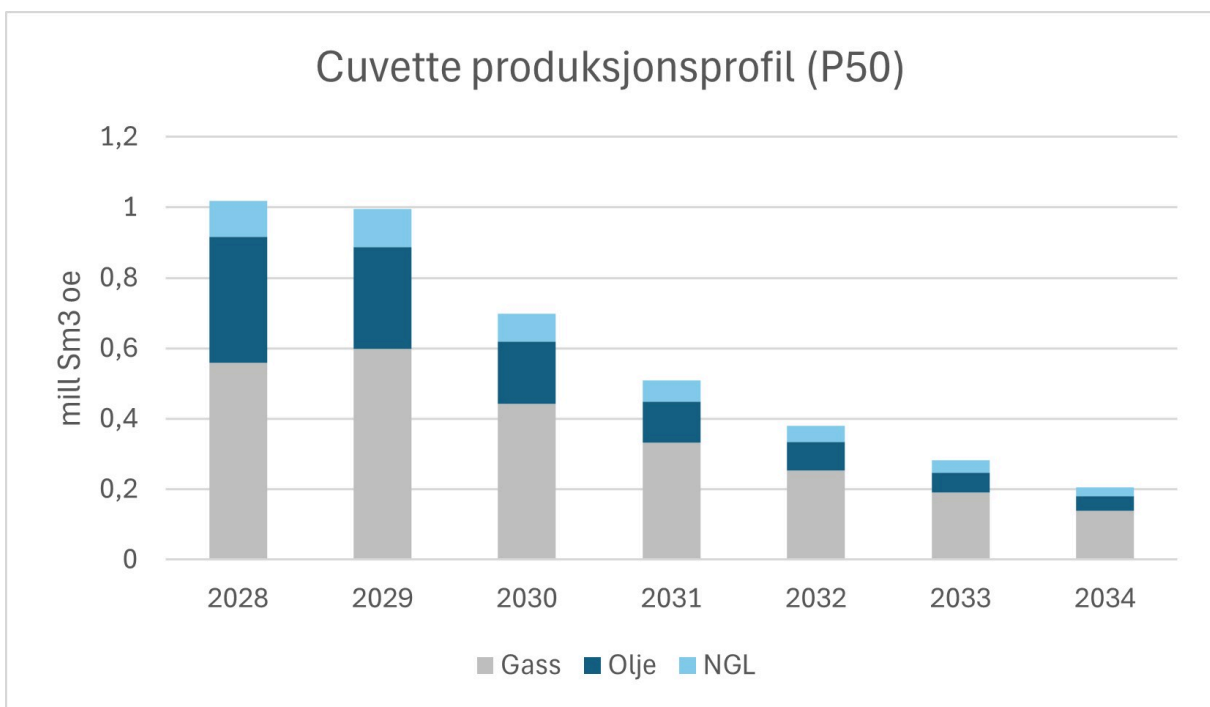


Fig. 3.6 Cuvette Produksjonsprofil BTE

Produksjonsprofil for brønn gjennom Øvre Jura (Oxfordian) og Brent (Tarbert i segment 1, 2 og 3).

Andel av CO₂ i gassen er ca 3,1 molprosent, H₂S-nivå varierer mellom ulike formasjoner i området 5-20 ppmv. Kvikksølv er antatt under 20 µg/Sm³, men vil bli nærmere vurdert og målt når dette er mulig.

Reservoartrykk er 483 bara i Tarbertformasjonen, 435 bara i Kimmeridge og 364 bara i Oxfordformasjoner, dvs. ikke spesielt høye trykkforhold.

I driftsfasen vil det være behov for tilsetning av vokshemmer, hydrathemmer og korrosjonshemmer. Vokshemmer vil tilsettes kontinuerlig til havbunnsmanifold med typisk konsentrasjon på 200-500 ppmv, men er foreløpig ikke ansett som nødvendig å tilsette i brønnene. Hydrathemmer (MEG) vil tilsettes kontinuerlig til havbunnsmanifold og til ventiltreet ved nedstengninger. Korrosjonshemmer skal doseres kontinuerlig til MEG med en typisk konsentrasjon på 290 ppmv. Det vil også tilsettes avleiringshemmer og pH-stabilisator kontinuerlig til MEG, tilsvarende som for Vega i dag. Typisk dosering til MEG er 580 ppmv avleiringshemmer.

3.6 Boring og brønn

Planen omfatter boring av én brønn gjennom brønnsliste Q-13 i Vega Sentral. Dette er en eksisterende brønn og boringen vil derfor bli av et sidesteg til denne. Boring av topphull/øvre seksjoner med vannbasert borevæske er da ikke nødvendig.

Brønnbanen vil kunne variere etter endelig beslutning om bore mål, enten Brent eller både Brent- og Oxford-formasjonene. Det vil uansett bli boret gjennom Oxford, men på noe ulikt sted avhengig av bore mål. Dette påvirker også bore lengde. Endelig bore mål vil bli beskrevet i PUD.

17,5 tomers seksjonene vil bli boret med oljebasert borevæske. Kjemikalie i denne er typisk i gul miljøkategori og noen i grønn. Lengden blir 2000 - 3200 m.

12,25 tomers seksjonene blir også boret med oljebasert borevæske. Her inngår et kjemikalie i rød miljøkategori, i tillegg til gule og grønne. Lengden av seksjonen blir vel 1400 - 2600 m.

Den nederste 8,5 tomers seksjonen bores også med oljebasert borevæske, som foregående seksjon. Lengden her blir 2600 - 2800 m.

Det er også utarbeidet en foreløpig kompletteringsstrategi med antatte kjemikaliebehov. Detaljer om denne vil inngå i senere søknad til Miljødirektoratet etter forurensningsloven.

Behovet for oljebasert borevæske blir totalt opp til 4 300 m³. Utboret kaks med rester av oljebasert borevæske vil bli fraktet til land for behandling og deponi, se kapittel 6.4 Avfallshåndtering.

Endelig valg av borerigg som vil bli benyttet for boreoperasjonen er ikke gjort. Som grunnlag for beregninger av energibruk, utslipp til luft, osv. er Transocean Norge lagt til grunn. Dette er en halvt nedsenkbar flytende borerigg som var ny i 2019 og da ble godkjent for bruk på norsk sokkel.

Avhengig av årstide for operasjonen vil boreriggen bli ankret opp eller posisjonert med dynamisk posisjonering (DP). Ved bruk av ankere under gjennomføringen av operasjonen, vil det eksempelvis være åtte ankere - hver med en utbredelse på vel 2,5 km fra riggen.

Logistikkbase for boreoperasjonen blir Florø og/eller Mongstad. Forsyningsfartøyet er antatt med en frekvens på gjennomsnittlig fire transporter per uke. Helikoptertransport er antatt å være om lag fem per uke.

Varighet av boreoperasjonen er anslått til 90 dager.

3.7 BAT-vurderinger

Utbyggingen av Cuvette medfører ingen ny infrastruktur, men bruk av eksisterende anlegg og utstyr. Det er derfor begrenset omfang av modifikasjoner og endring av løsninger som skal bli utført, og således få BAT-vurderinger som blir gjennomført.

BAT-vurderinger blir generelt gjennomført i henhold til Offshore Norges retningslinje 147 (Offshore Norge, 2022) og med den definisjonen av og tilnærmingen til BAT som der er beskrevet.

Løsning for styring av havbunnsventiler

Det er besluttet å gjenbruke eksisterende brønnhode, mens horisontalt ventiltre vil bli installert. Ventilstyring på Vega-brønnrammene skjer ved hjelp av et hydraulisk lukket system med retur av hydraulikkvæske til Gjøa. Denne løsningen vil også gjelde for Cuvette. Tidligere svart kategori hydraulikkvæske er nå erstattet med Braco Micronic SV/4 i rød kategori. Produktet erstatter gradvis tidligere produkt, antatt fullført i 2031 (Harbour Energy, 2025). Opprinnelig produkt er nylig også reklassifisert til rød kategori. Det er ikke aktive utslipp fra systemet, men for noe tid siden ble det oppdaget behov for påfylling som et tegn på lekkasje.

Alternative løsninger har vært gjenstand for en overordnet BAT-vurdering, herunder åpent hydraulisk system og et fullelektrisk system i tillegg til dagens løsning med lukket hydraulisk styring. Helelektrisk styring av havbunnsventiler for Cuvette ville kreve ny kontrollkabel og omfattende modifikasjoner på brønnrammene, samt på vertsinnretningen. En slik løsning er ikke økonomisk gjennomførbar for Cuvette.

Harbour Energy er sammen med andre operatører del av et industriprosjekt for å utvikle en fullelektrisk løsning. Utviklingsprosjektet vil ikke kunne møte prosjektets tidsplan. I tillegg er pågående utvikling av fullelektrisk system basert på et vertikalt ventiltre, mens Cuvette vil ha et horisontalt ventiltre, og hvor tilpasning og integrering pt ikke er funnet mulig.

Et åpent hydraulisk system er mulig å implementere, men det vil da medføre utslipp av hydraulikkvæske med ugunstige miljøegenskaper. Løsningen har ingen fordeler i forhold til eksisterende løsning.

Eksisterende løsning med lukket hydraulisk system har ikke aktive utslipp, er teknisk tilgjengelig allerede, har best økonomi, og er vurdert som BAT (Table 3.2).

Table 3.2 Oppsummering fra BAT-vurdering av teknikker for styring av brønnventiler

Kriterium	Lukket hydraulisk	Åpent hydraulisk	Full-elektrisk
Miljø		Rødt pga Brayco kontrollvæske i rød kategori. Endring til vannbasert kontrollvæske i grønn kategori er ikke mulig.	
Kvalitet			
Renomè		Planlagt utslipp av kjemikalie i rød kategori	
Tidsplan			
Investeringskostnader			
Drifts-/livsløpskostnader			
Ressursutnyttelse			
Teknisk gjennomførbarhet		Ikke mulig å operere med to kontrollvæsker (vannbasert i tillegg til oljebasert for Vega)	Vega er ikke kompatibel med vertikalt ventiltre

Havbunnsbasert lekkasjedeteksjonssystem

Vega-brønnrammene har i dag et havbunnsbasert lekkasjedeteksjonssystem, i en kombinasjon av en akustisk og vibrasjonsmålede sensor per brønnramme (Bjørge/Naxys akustisk vibrasjonsdetektor, ALVD). Eksisterende sensorer fungerer bra, har god oppetid, kontrolleres og vedlikeholdes regelmessig, og vil også ivareta behovet for lekkasjedeteksjon for Cuvettes ventiltre. Fire alternative teknikker til dette er vurdert, men er ikke anbefalt da dagens løsning fungerer godt og er innarbeidet løsning i drift. En kort oppsummering fra vurderingen er gitt i Table 3.3. Basert på dette er dagens løsning vurdert som BAT basert på god erfaring i drift, pålitelighet og kontinuerlig overvåking. Begrunnelse for hvorfor de andre teknikkene ikke er anbefalt er kort oppsummert i Table 3.4.

Table 3.3 Resultater fra BAT-vurdering av alternative teknikker for undervanns lekkasjedeteksjon

Kriterium	Alt 1 – passiv akustisk (ALVD)	Alt 2 – Aktiv akustisk	Alt 3 – Kjemisk sniffer	Alt 4 – Masse-balanse	Alt 5 – Fiber optisk deteksjon
Helse, sikkerhet og sikring					
Økonomi	Ingen tilleggs-kostnad	Pluss 10-20 MNOK	Pluss 2-4 MNOK	Pluss 2-4 MNOK (antatt måleutstyr implementert av andre årsaker)	Veldig høy kostnad
Anvendelighet i drift	Benyttet på Gjøa/Vega med gode erfaringer	Ikke brukt på Gjøa/Vega. Begrenset felt-erfaring	Mindre lekkasjer kan unngå å bli detektert. Utfordrende tolking av resultater (software)	Enkel å bruke, men svært sensitiv. Avhengig av funksjonerende multifase måler.	Svært vanskelig å tolke
Risiki		Vil påvirke krafbehov (begrenset overførings-kapasitet som følge av avstand). Teknisk robusthet er ukjent	Franatech: Dårlig funksjon for Gjøa/Nova. Feil med/ uten basisårsak kjent. Bakgrunnsnivå av metan kan begrense bruken. Utfordringer er falske alarmer og klogging av ventiler.	Feil på multifase måler og kalibrerings-utfordringer	Ikke kvalifisert teknologi
Miljø	Gode erfaringer fra Gjøa/Vega. Neglisjerbare virkninger av utslipp under deteksjonsnivå	Veldig god deteksjons-evne	Dårlig funksjon har medført liten tilgjengelighet.	God dekning for rørledning, men dårlig deteksjon av små lekkasjer	Begrenset felterfaring og behov for ekspertise for tolkning

Table 3.4 Anbefalt BAT for lekkasjedeteksjon med begrunnelse

Kriterium	Alt 1 – passiv akustisk (ALVD)	Alt 2 – Aktiv akustisk	Alt 3 – Kjemisk sniffer	Alt 4 – Masse-balanse	Alt 5 – Fiber optisk deteksjon
BAT-vurdering oppsummert	Best egnet teknikk for Cuvette	Høyere kostnad. Begrenset felterfaring. Kraftbehov kan være en utfordring pga avstand.	Dårlig med felterfaring. Utfordrende i drift med kalibrering av alarmer.	Ikke anbefalt. Begrenset verdi sammenlignet med trykk-kontrollalarmer	Ikke anbefalt pga høye tilleggskostnader, usikkerhet om praktisk/teknisk anvendelighet og utfordringer med å etablere kriterier for deteksjon og alarmer.

Bruk av borevæske og avhending av OBM-kaks

Boring av horisontale- og reservoarseksjoner krever bruk av oljebasert borevæske. Bruk av kun vannbasert borevæske er ikke teknisk/økonomisk hensiktsmessig, vil gi økt riggtid og økt risiko - samt større utslipp til sjø.

Håndtering av OBM-kaks vil typisk være ved transport til land for behandling, men avhengig av borerigg kan en mulighet med termisk rensing og utslipp til sjø være aktuelt. Dette vil avklares på et senere tidspunkt.

Brønnopprensning

Brønnopprensningen for tidligere for Vega-brønner er gjennomført fra boreriggen, da vertsfeltet GjØa ikke har hatt anlegg for mottak av brønnstrøm fra brønnopprensning. Muligheten for brønnopprensning på GjØa planlegges nå for flere utbygginger (Vår Energi, 2026-a; DNO, 2025), og blir undersøkt nærmere for Cuvette. Denne løsningen er prosjektets referanseløsning.

3.8 Investeringer og kostnader

Investeringene (CAPEX) i Cuvette er i hovedsak knyttet til boring og brønn og er totalt estimert til 2,4 milliarder kroner.

I drift vil det påløpe kostnader for kjemikaliebruk, miljøavgifter, vedlikehold samt tariffkostnader for prosessering på vertsplattform og eksport. Årlig vil disse kostnadene samlet ligge i størrelsesorden noen titalls til over 200 millioner kroner. Investerings- og kostnadsprognosen er vist i Fig. 3.7 . Detaljer omkring investeringer og økonomi blir dokumentert i utbyggingsdelen av PUD.

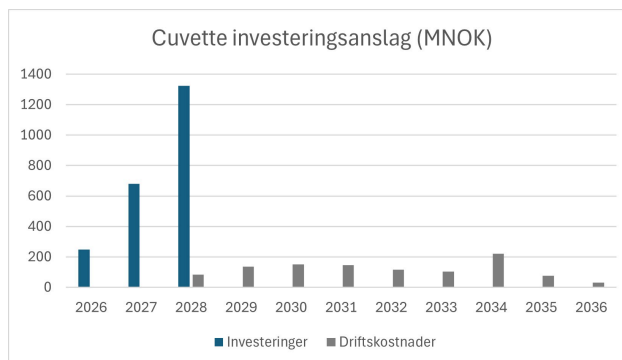


Fig. 3.7 Inveseringsanslag for Cuvette (CAPEX og OPEX), millioner kroner.

3.9 Tidsplan for gjennomføring

PUD planlegges levert til norske myndigheter i løpet av høsten 2026.

Borestart er avhengig av tilgang til egnet boreinnretning, men foreløpig planlegging viser oppstart tidlig 2028. Boringen av brønnen ventes å ha en varighet på tre måneder inkludert komplettering.

Oppstart av produksjonen planlegges til april-mai 2028.

3.10 Avslutning av virksomheten

Prosjektet innebærer ingen nye innretninger eller infrastruktur.

Ved avslutning av virksomheten vil brønnene bli permanent plugget og forlatt. Dette vil foregå i henhold til regelverkets krav og industristandard, pt. NORSOK D-010.

3.11 Harbour Energy policy for helse, sikkerhet, miljø og sikring

Harbour Energy forplikter seg til å operere ansvarlig og sikkert, uten å gå på bekostning av våre helse-, sikkerhets-, miljø- eller trygghetsstandarder (HSES). Harbour Energy vil gjøre alt som er rimelig mulig for å redusere HSES-risikoen, ivareta sikkerheten og tryggheten for alle som påvirkes av våre operasjoner, beskytte miljøet ved å minimere våre miljøpåvirkninger, og beskytte våre eiendeler og forretningsinformasjon. (Fig. 3.8)



Health, Safety, Environment and Security

Policy

Harbour Energy is committed to operating responsibly and securely, never compromising our Health, Safety, Environmental or Security (HSES) standards. Harbour Energy will do all that is reasonably practicable to reduce HSES risks, ensure the safety and security of everyone affected by our operations, protect the environment by minimising our environmental impacts, and protect our assets and business data.

To achieve this Harbour Energy will:

- Provide strong, visible leadership and commitment at all levels of the business
- Effectively identify hazards, threats and vulnerabilities to assess and manage risks
- Meet or surpass our legal and other requirements (e.g., compliance obligations)
- Set objectives and targets to drive improvement
- Support and train our people and assure their competence
- Provide appropriate resources
- Encourage open and honest communication
- Effectively manage the HSES risks associated with contracted work
- Maintain safe, clean, healthy and secure workplaces to protect our people, environment, assets and data
- Maintain protected high quality documented systems and processes;
- Plan and prepare for potential emergencies
- Report, investigate and learn from any incidents and near misses
- Routinely inspect the workplace and audit systems and processes;
- Seek opportunities to continually improve our performance

It is the responsibility of everyone in Harbour Energy to conform to our Policies and Standards and to assist the business in their implementation.

The Management Team in Norway is committed to Harbour Energy's HSES policy:



Fig. 3.8 Harbour Energy HSES Policy

Harbour Energy har etablert en globalt bindende firmastandard for bærekraft. Denne legger et rammeverk for å kunne ivareta miljø- og samfunnsforhold, styre risiko, og samtidig opprettholde og utvikle selskapets aktiviteter.

Sikkerhet for ansatte, kontraktører og samfunn er første prioritet. Videre fokus er på å minimere miljøeffekter og klimafotavtrykk, eksempelvis ved å gjennomføre konsekvensutredninger og iverksette tiltak for å redusere negative virkninger og kontrollere slike.

Harbour Energy støtter klimamålene i Paris-avtalen og har mål om netto null utslipp (Scope 1 og 2) innen 2050, og 50 prosent reduksjon innen 2030. En strategi er etablert for å nå målet, med avkarbonisering av egenoperert virksomhet samt iverksette nødvendige offsets for å balansere eventuelle resterende utslipp.

For operasjonelle utslipp, utilsiktede utslipp og avfallsstyring er det etablert strategier fokusert mot minimering samt kontinuerlig forbedring.

4 Oppsummering av mottatte høringskommentarer

Et forslag til program for konsekvensutredning for utbygging og drift av Cuvette ble sendt på offentlig høring fra Harbour Energy Norge AS 20. januar 2026. I samråd med Energidepartementet ble høringsperioden satt til seks uker, med høringsfrist 3. mars 2026.

Tilbakemelding er mottatt fra følgende 15 høringsinstanser:

- Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet
- Fiskeridirektoratet
- Forbundet Styrke
- Forsvarsdepartementet
- Greenpeace
- Havforskningsinstituttet
- Havindustritilsynet
- Justis- og beredskapsdepartementet
- Kartverket
- Kinn kommune
- Klima- og miljødepartementet
- Kystverket
- Miljødirektoratet
- Pelagisk Forening
- Riksantikvaren

Av disse hadde Havindustritilsynet, Justis- og beredskapsdepartementet og Kartverket ingen merknader. Forsvarsdepartementet har videresendt saken til Forsvarsbygg, som også fikk høringen direkte. Høringskommentarer mottatt fra de andre høringsinstansene er oppsummert og evaluert for implementering i KU-programmet i tabellen nedenfor.

I evalueringen vår av de mottatte kommentarene benytter vi uttrykkene «tas til orientering» og «tas til etterretning» på følgende måte:

- Tas til orientering er benyttet om mottatte synspunkt og kommentarer som Harbour Energy merker seg, og som er vurdert å ikke kreve et tilsvarende eller en konkret oppfølging fra Harbour Energy.
- Tas til etterretning er benyttet om mottatte kommentarer og innspill som Harbour Energy tar til følge eller vil forsøke å ta hensyn til i videre oppfølging av prosjektet.

Energidepartementet fastsatte programmet for konsekvensutredning 11. mai 2026. Harbour Energi informerte deretter høringsinstanser som avga høringsuttalelse om fastsettelsen.

Table 4.1 Oppsummering av mottatte høringskommentarer og evaluering av disse

Høringsinstans og kommentar	Evaluering av kommentaren
Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet, DSA	
Selv om produsert vann fra Cuvette forventes å være begrenset, må Harbour Energy AS sørge for at eksisterende tillatelse fra Vår Energi ASA (TU13-13) etter forurensningsloven til utslipp av radioaktive stoffer ved vertsfeltet Gjøa, også omfatter de radioaktive utslippene fra Cuvette. Denne tillatelsen skal være gyldig før produksjonsstart, dersom utslippene fra Cuvette forventes å overskride gjeldende utslippsgrenser. Dette følger av forurensningsloven § 11, jf. forskrift om forurensningslovens anvendelse på radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall § 4.	Kommentaren tas til etterretning. Harbour Energy vil i dialog med Vår Energi sikre at påpekte forhold er ivaretatt.
Vi minner om kravet i aktivitetsforskriften § 59a om analyse av radioaktivitet i formasjonsvann. Dersom det blir tilgjengelig prøver av formasjonsvannet i forbindelse med testing av nye funn, skal disse	Kommentaren tas til etterretning. Prøver vil bli tatt for analyse så snart som mulig når dette er tilgjengelig. Siden brønnstrøm i rørledningen

Høringsinstans og kommentar	Evaluering av kommentaren
vannprøvene analyseres for innhold av naturlig forekommende radioaktive stoffer (NORM). Dersom prøver av formasjonsvannet ikke blir tatt, skal det tas prøver av produsert vann for analyse av innhold av NORM så snart som mulig etter at produsert vann fra feltet er tilgjengelig.	fra brønnrammen blir felles for Vega og Cuvette, vil det ikke være mulig å måle separate verdier av NORM for Cuvette.
Fiskeridirektoratet	
Fiskeridirektoratet er positiv til at prosjektet ikke vil føre til permanente fysiske inngrep, eller etterlate infrastruktur i havbunnen. Den planlagte utbyggingen er i et område med svært lite fiskeriaktivitet, og Fiskeridirektoratet er enig i vurderingene under punkt 7.1 - Virkninger for fiskeri, om at utbyggingen ikke vil føre til ulemper for fiskerivirksomheten.	Kommentaren tas til orientering.
Fiskeridirektoratet gjør prosjektet oppmerksom på en feil i teksten under punkt 4.1 - Fiskerivirksomhet. Her står det at «kolmulefisket i Norge er pt forbudt/begrenset». Dette er ikke riktig, men direktefiske etter øyepål er derimot forbudt.	Kommentaren tas til etterretning. Tekst om dette vil bli korrigert i KU som påpekt.
Forbundet Styrke	
Forbundet Styrke er positive til at rettighetshaverne i utvinningstillatelsene PL248, PL248 F & PL248 GS planlegger å legge frem en samlet Plan for utbygging og drift (PUD) av funnet Cuvette. Videre leteaktivitet og nye funn er viktig for å opprettholde produksjonen av olje og gass over tid, både for Norge og Europa. Energikrisen i Europa viser viktigheten av Norges rolle som langsiktig og forutsigbar energileverandør til Europa.	Kommentaren tas til orientering.
Olje og gassnæringen er Norges viktigste næring og Forbundet Styrke har derfor forventninger til norske arbeidsplasser gjennom aktivitet i hele verdikjeden og ringvirkninger for hele landet. Leverandørindustrien er i en utfordrende situasjon med gradvis færre oppdrag. Forbundet Styrke mener derfor at det må vurderes norske leveranser og leverandører i prosjektet.	Kommentaren tas til orientering. Nasjonale ringvirkninger av prosjektet vil bli utredet og presentert i KU, som angitt i forslaget til program.
Greenpeace	
Programmet som er sendt på høring tilfredsstillende ikke kravene til konsekvensutredning i EUs prosjektdirektiv og annen lovgivning. Programforslaget er ulovlig og må trekkes tilbake. (Utdypende begrunnelse for synspunktet er gitt i brevet fra Greenpeace)	Kommentaren tas til orientering. Høringsuttalelsen fra Greenpeace i sin helhet omtaler en ikke-rettskraftig dom. Harbour Energy vil til enhver tid følge gjeldende regelverk, statlige retningslinjer og beste praksis for utarbeidelse av konsekvensutredningen for Cuvette-utbyggingen.
Havforskningsinstituttet, HI	
Det stilles spørsmål til hvordan miljørisiko er beregnet, med spesifikk henvisning til skadepotensial for fisk innen kategorien «ubetydelig», og at flere arter av fisk gyter i denne regionen og ved aktuelle vanddyp. HI påpeker tidlige livsstadier hos fisk som spesielt viktige ift. påvirkning fra forurensning, og henviser til flere kilder for faglitteratur om dette.	Kommentaren tas til orientering. Miljørisiko knyttet til akuttutslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel blir gjennomført i henhold til en anerkjent metodikk og som er videreutviklet og forbedret gjennom de siste 30 år; fra MIRA til ERA Akutt. Kunnskap om effekter på tidlige stadier hos fisk inngår i denne metodikken og sammen med data over bl.a. gyteområder og larveutbredelse (fra HI) er dette styrende for analyse av miljørisiko for fisk.
Korallrev og korallskogbunn er definert som svært verdifulle og sårbare områder i norske forvaltingsplaner fordi de er sårbare og fordi mange andre arter lever i disse biotopene. De er vist å være sårbare for nedslamming dersom olje- og gass installasjoner blir plassert for tett på. I forhold til risikovurdering for andre miljøgifter blir det gjort laboratorieforsøk der koraller blir eksponert for ulike miljøgifter slik at vi kan finne tålegrenser ved å studere ulike fysiologiske parametre og bruke slik informasjon når vi modellerer påvirkning ute i naturen.	Kommentaren tas til orientering. Det er kjent at nedslamming fra petroleumsaktiviteter kan påvirke eksempelvis koraller, og industrien har utarbeidet en spesifikk håndbok om dette. Denne vil bli lagt til grunn ved vurdering av mulige virkninger i KU samt avbøtende tiltak. Vi minner imidlertid om at utslipp til sjø fra boreoperasjonene vil være begrenset, med boring av sidesteg fra eksisterende brønn –

Høringsinstans og kommentar	Evaluering av kommentaren
	uten utslipp fra boring av topphull. Utboret kaka fra resterende seksjoner vil bli avhendet som avfall og ikke sluppet til sjø.
<p>Det er komplekst å studere påvirkning på livet i havet fordi marine organismer eksponeres for en cocktail av tusenvis av miljøgifter, samtidig som andre miljøstressfaktorer virker parallelt. Klimaendringer og økt menneskelig aktivitet generelt er eksempler på slike stressfaktorer som påvirker livet i havet. Det er den samlede effekten på livet i havet som gjelder og dette bør inngå i den oppdaterte konsekvensutredningen. Summen av effekter på marine økosystemer (f.eks. fra all petroleumsindustri i Nordsjøen og ikke bare fra enkeltøkere). De minste organismene i havet er ikke nevnt i det hele tatt i forslag til konsekvensutredning, slik som marine bakterier. De utgjør mer enn 70 % av biomassen i havet og spiller en viktig rolle i økosystemet, blant annet i karbon-kretsløpet og for resirkulering av næringsstoffer. Vi vet at miljøgifter og endringer i temperatur kan påvirke biodiversiteten av de marine bakteriene og egenskapene disse bakteriene har.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering. Vi deler HI sitt syn på at marine økosystemer er komplekse, påvirkes fra en rekke ulike faktorer, noe som gjør helhetlige betraktninger viktige og samtidig utfordrende. I KU for Cuvette vil vi gjøre helhetlige vurderinger tilpasset prosjektets aktiviteter og tilgjengelig kunnskap. Effekter på marine bakterier og mulige virkninger av dette på økosystemet er et tema med stor usikkerhet og hvor forskning pågår. Som påpekt i uttalelsen er dette et tema som favner bredt, herunder både hva som gjelder påvirkningsaktiviteter og andre faktorer. Dette forholdet bør i første omgang ivaretas i myndighetenes forvaltningsplanarbeid og kan vanskelig pålegges et enkelt industriprosjekt av mindre omfang, som Cuvette.</p>
Kinn kommune	
Kinn kommune støtter programmet for utgreiing av ressursane på Cuvettefeltet, der m.a. klima-, miljø- og fiskerikonsekvensar vert greidd ut.	Kommentaren tas til orientering
Kinn kommune ser positivt på at petroleumsressursane vert greidd ut og sett i produksjon i område med eksisterande infrastruktur då dette tryggar energitilgang, ref. St.meld 11(2021-22)	Kommentaren tas til orientering
Kinn kommune ventar at prosjektet gjev regionale verknader og støttar opp om, og nyttar infrastruktur bygd opp i Florø, k.sak 25/111	Kommentaren tas til orientering
Klima- og miljødepartementet, KLD	
KLD har innhentet innspill fra underliggende etater, DSA, Miljødirektoratet og Riksantikvaren, og slutter seg til vurderingene fra disse. KLD har ingen øvrige merknader til høringen.	Kommentaren tas til orientering. Kommentaren fra de respektive etatene er vurdert og presentert for hver av disse.
Kystverket	
Da det er begrenset trafikk i området, anser Kystverket de beskrevne tiltakene som tilfredsstillende og vi legger til grunn at disse blir implementert.	Kommentaren tas til orientering.
Miljødirektoratet	
Cuvette er en av flere ressurser som planlegges faset inn mot Gjøa de nærmeste to til tre årene. Selv om Cuvette-prosjektet isolert sett er av begrenset omfang, er det viktig at konsekvensutredningen vurderer den samlede belastningen på Gjøa-feltet. Innfasing av nye ressurser må ses i sammenheng, slik at kompleksitet, miljøvirkninger og behov for avbøtende tiltak blir tilstrekkelig belyst i konsekvensutredningen.	Kommentaren tas til etterretning. Harbour Energy er ikke operatør for Gjøa-feltet, men vil gjøre helhetlige vurderinger for de tema hvor tilgjengelig kunnskap og data muliggjør for dette. Det vil være dialog med vertsfeltoperatøren Vår Energi for å sikre tilgang til mest mulig oppdatert informasjon om samlet virksomhet på Gjøa samt tiltak som blir vurdert implementert.
For å kunne vurdere Harbour Energys BAT-konklusjoner for Cuvette, er det avgjørende at BAT-vurderingene enten presenteres i sin helhet i selve konsekvensutredningen eller legges ved som et vedlegg til denne. Dette gjelder blant annet løsning for styring av havbunnsventiler, system for undervannslekkasjedeteksjon og brønnopprensning. BAT-vurderingene må være helhetlige og må tydelig angi hvilke kriterier og forutsetninger som er vurdert for de ulike alternativene og som ligger til grunn for valg av løsning. Dette omfatter både tekniske og miljømessige aspekter, samt kostnader og hva som inngår i kostnadsestimatene.	Kommentaren tas til orientering. En del av informasjonen som inngår i BAT-vurderinger kan være forretningsmessig sensitiv, herunder detaljert informasjon om kostnader. I KU vil det derfor bli presentert fylldige sammendrag av BAT-vurderingene. Ytterligere informasjon vil om ønskelig bli stilt til rådighet for Miljødirektoratet som fagmyndighet, og i henhold til offentlighetslovens bestemmelser. Vi må påpeke at Cuvette kun vil medføre mindre grad av tekniske endringer, og at

Høringsinstans og kommentar	Evaluering av kommentaren
	eksempelvis ventilstyring ikke er gjenstand for vurdering om endring.
Konsekvensutredningen må redegjøre for modifikasjoner og endringer av løsninger.	Kommentaren tas til etterretning. Omfang av endring av løsninger og modifikasjoner på GjØa er begrenset, og vil bli angitt i KU.
Miljødirektoratet forventer at konsekvensutredningen belyser utslippssituasjonen på GjØa og mulige tiltak for å redusere utslipp til luft og sjØ. Dette gjelder bl.a. direkte utslipp (kaldventilering og diffuse utslipp) til luft av metan og NMVOC fra atmosfærisk vent og LT-fakkelsystem, og håndtering og rensing av produsert vann, som har vist seg å være en utfordring på GjØa ettersom nye ressurser har blitt knyttet til feltet, med ulik olje- og vannkvalitet, og ulike behov for tilsetning av produksjonskjemikalier	Kommentaren tas til orientering. Vi henviser også til kommentar om dette ovenfor, og vil i KU belyse det som er mulig for Harbour Energy basert på tilgjengelig informasjon og relevans for Cuvette. De fleste av de påpekte forholdene må Miljødirektoratet imidlertid ta opp direkte med feltoperatØren Vår Energi.
Miljødirektoratet anser helelektrisk ventilstyring som BAT for nye utbygginger. Harbour Energy vurderer lukket system som BAT for Cuvette. Hvilke modifikasjoner som kreves på GjØa og brØnnrammene på Vega knyttet til en helelektrisk lØsning, må belyses i konsekvensutredningen. Et lukket system har potensiale for uØnskede lekkasjer til sjØ, som har vært tilfellet for Vega. Vi understreker vØr forventning til at de beste klima- og miljØmessige lØsningene tas i bruk, og at eksisterende infrastruktur og lØsninger ikke setter begrensninger for implementering av nullutslippslØsninger	Kommentaren tas til etterretning. Et grunnleggende prinsipp i BAT-metodikken er nettopp å hensynta eksisterende situasjon og tilhØrende infrastruktur, og de muligheter og begrensninger dette medfØrer. Cuvetteprosjektets natur, med kun boring av 1-2 nye brØnner og ellers gjenbruk av all tilgjengelig infrastruktur, tilrettelegger ikke for implementering av nye lØsninger i det omfang som Miljødirektoratet forventer. I et totalperspektiv er denne type gjenbruk svØrt positivt, også miljØmessig. Resultater fra BAT-vurderinger omkring ventilstyring vil bli presentert i KU.
Miljødirektoratet forventer at alternative lØsninger for brØnnopprensning, inkludert miljØkonsekvenser og avbØtende tiltak, belyses i konsekvensutredningen, og at det tilstrebes å overholde plikten til å minimere utslipp til sjØ og luft ved brØnnopprensning jf. aktivitetsforskriften § 69	Kommentaren tas til etterretning. BrØnnopprensning vil være gjenstand for BAT-vurdering, som angitt i KU-programforslaget.
Miljødirektoratet forventer at kvikksØlvinnholdet i brØnnstrØm (gass og kondensat) fra Cuvette blir nærmere belyst i konsekvensutredningen, herunder plan for prØvetaking av brØnnstrØm samt status mht. kvikksØlvsituasjonen på GjØa.	Kommentaren tas til etterretning. KU vil angi muligheter for prØvetaking i brØnnstrØm. BrØnnstrØm fra Cuvette vil gå samlet med brØnnstrØm fra Vega til GjØa, og målinger vil derfor ikke være Cuvette-spesifikke. Harbour Energy vil kontakte vertsoperatØren for informasjon om dagens status for GjØa vedrØrende kvikksØlv.
Miljødirektoratet forventer at forhold knyttet til miljØrisiko og beredskap blir belyst i konsekvensutredningen. GjØa-feltet har kortest avstand til norskekysten av alle felt på norsk sokkel. I tillegg er flere av oljene på feltene som er knyttet opp mot GjØa svØrt voksrrike, og dette byr på utfordringer med hensyn til å oppdage og kartlegge spredning og drift ved et eventuelt akutt utslipp av olje.	Kommentaren tas til etterretning. Påpekte forhold vil bli omhandlet i miljØrisiko- og beredskapsanalysen og presentert i KU, under forutsetning av at denne blir ferdigstilt tidnok. Alternativt blir den oppdatert noe senere og hvor resultatene vil inngå i sØknad om tillatelse til produksjonsboring etter forurensningsloven.
Miljødirektoratet anser lokal undervannslekkasjedeteksjon som BAT. Konsekvensutredningen må beskrive hvilke alternative lØsninger som er vurdert.	Kommentaren tas til etterretning. Dette vil bli presentert i KU.
Miljødirektoratet forventer generelt at det planlegges for fjerning av installasjoner og gjenbruk av materialer i et sirkulØrØkonomisk perspektiv, og at dette adresseres i konsekvensutredningen.	Kommentaren tas til etterretning. Slike forhold vil bli vurdert i KU og vil inngå i mer detalj i senere plan for avslutning av virksomheten.
Pelagisk Forening	
Med henvisning til kap 4.5 står det at kolmulefisket i Norge pt er forbudt/ begrenset. Dette er ikke riktig.	Kommentaren tas til etterretning. Påpekte forhold vil bli korrigert, jf. kommentar også fra Fiskeridirektoratet om dette.

Høringsinstans og kommentar	Evaluering av kommentaren
<p>Det må benyttes nyere data enn 2022 for å vise fiskeriaktiviteten i området. 2018- 2022 er også en for kort periode å vise fiskeriaktivitet. I tillegg vises det til data fra 2002 og 2004. Dette er for gamle data å se på isolert. Fiskeriaktivitet må sees over lengre tid, og dataene må også være nylige</p>	<p>Kommentaren tas til etterretning. Data fra 2018-2022 er valgt i programforslaget da disse finnes tilgjengelig fra Fiskeridirektoratet. Data fra 2002-2004 er videre valgt nettopp for å kunne vise evt. endringer over en lengre tidshorisont. Vi viser her også til kommentaren fra Fiskeridirektoratet som støtter den beskrivelsen som er gjort for området. Vi vil likevel som grunnlag for KU innhente fiskeridata for en lengre tidsperiode, for å sikre et enda mer robust vurderingsgrunnlag.</p>
Riksantikvaren	
<p>Utredningsprogrammet tar ikke med noe spesifikt om kulturminner, i og med at ingen nye infrastrukturtiltak er planlagt, og det derfor ikke forventes virkninger på eventuelle ukjente marine kulturminner i området. Dette er tilstrekkelig.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>Videre gjør Riksantikvaren oppmerksom på at finner av skipsfunn m.m. plikter å melde disse til vedkommende myndighet jf. Kulturminnelovens § 14 tredje ledd.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>Dersom skipsvrak skulle bli påvist, bør videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene. Det kan tas kontakt med Bergen sjøfartsmuseum for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>
<p>Vanndyppet på Cuvette-feltet er oppgitt til om lag 380 meter. Dette er for dypt til at det er potensial for funn av spor fra steinalderen i området.</p>	<p>Kommentaren tas til orientering.</p>

5 Områdebeskrivelse og kunnskapsgrunnlag

5.1 Kunnskapsgrunnlag

5.1.1 Tidligere konsekvensutredninger i området

I forbindelse med PUD for feltutbygging av Vega ble det i 2006 gjennomført en feltspesifikk konsekvensutredning, av daværende operatør Hydro. Tilsvarende ble det i 2006 gjennomført en feltspesifikk konsekvensutredning for vertsfeltet Gjøa, av daværende operatør Statoil (Fig. 5.1, Fig. 5.2). Vår Energi er nå operatør for vertsfeltet Gjøa. Harbour Energy er operatør for Vega.



Fig. 5.1 Vega KU

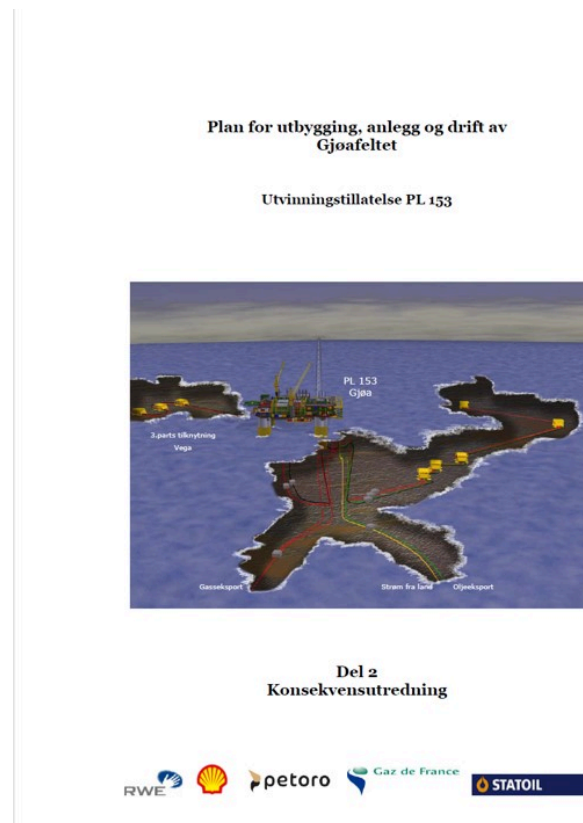


Fig. 5.2 Gjøa KU

Det er senere også gjennomført en feltspesifikk konsekvensutredning for Nova (2017), lokalisert mellom Vega og Gjøa og med Gjøa som vertsfelt. Havbunnsfeltet Duva er også tilknyttet Gjøa-feltet som vertsfelt. KU-plikten ble her ivaretatt (2019) gjennom eksisterende utredning for Gjøa. En KU-prosess for utbygging og drift av Gjøa Subseaprojekter (GSP) pågår, hvor KU ble sendt på offentlig høring i mars 2026 (Vår Energi, 2026).

Feltspesifikk KU for utbygging og drift av Vega, da omtalt Camilla Belinda og Fram B, ble utarbeidet av daværende operatør Norsk Hydro og sendt på høring i oktober 2006. PUD ble godkjent i 2007, St.prep. nr 64 (2006-2007). PUD godkjenningen ble sett i sammenheng med godkjenning av PUD for Gjøa, som vertsfelt. KU for Gjøa ble også sendt på høring i oktober 2006, av daværende operatør Statoil.

De feltspesifikke konsekvensutredningene henviser også i stor grad til den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (OLF, 2006) - med underliggende fagrapporter. Dette arbeidet ble gjennomført i samme tidsperiode som de feltspesifikke utredningene.

De to feltspesifikke konsekvensutredningene dekker henholdsvis havbunnsutbyggingen med tilhørende boring og installasjon, samt drift av vertsfeltet. Dette omfatter også risiko for utilsiktede utslipp samt forholdet til kulturminner.

I stortingsproposisjonen for behandling av PUD fremkommer: «Det har ikkje kome fram forhold i høyringsfråsegnene som tilseier at utbyggingsplanane ikkje bør godkjennast, eller at spesielle avbøtande tiltak bør setjast i verk.» Videre angis: «Departementet meiner også at utbyggingane kan bli gjennomført innafør akseptable rammer for miljø, fiskeri og tryggleik.»

Cuvette skal benytte den samme infrastrukturen og vertsplattform som allerede er utredet. Relevante forhold for Cuvette vurderes som godt dekket i de feltspesifikke KU, og er viktige referansedokumenter for foreliggende Cuvette KU.

5.1.2 Andre sentrale kunnskapskilder

I forhold til hva som ble beskrevet i KU i 2006 er oppdatert kunnskap om naturressurser, miljøforhold og havbaserte næringer senere beskrevet blant annet som en del av det faglige grunnlaget for havforvaltningsplanene, det siste fra Faglig Forum i 2023. Tilsvarende gjelder for utredning og kunnskapsoppbygging av ulike petroleumsrelaterte aktiviteter.

I praksis vil utbygging av Cuvette representere boring av en brønn og bruk av eksisterende infrastruktur og vertsfelt. Kun mindre inkrementelle utslipp er ventet fra vertsfeltet.

Basert på dette er kunnskapsgrunnlaget i foreliggende KU fokusert rundt borelokalitet samt innvirkning på vertsfeltets drift, med unntak av risiko for utilsiktede utslipp - som vil ha et større influensområde.

Sentrale kunnskapskilder benyttet i KU er offentlige databaser og kartverktøy som barentswatch.no (arealverktøy) samt hos de respektive sektormyndighetene; Fiskeridirektoratet, Kystverket, Sjøkeldirektoratet og Kartverket. Miljøfaglige data har opprinnelse hos Havforskningsinstituttet, NGU, NINA og Miljødirektoratet. I tillegg er data fra regulær miljøovervåking av petroleumsvirksomheten hentet fra databasen MOD.

5.2 Fysiske, kjemiske og oseanografiske forhold

Vind

Data for vind er her presentert for vertsfeltet Gjøa, som nærmeste overflateinnretning med regulære målinger av dette. I henhold til værstatistikk fra Norsk klimaservicesenter for Gjøa varierte største gjennomsnittlige signifikante bølgehøyde i området mellom 3 og 8,9 m i 2021. De høyeste bølgene forekom i perioden fra januar til og med april, mens de roligste bølgeforholdene forekom i juni til og med august. Bølgestørrelse gjenspeiler i stor grad også vindforholdene, generelt med sterkeste vinder om vinteren. Høyeste døgnmiddelverdi var på 24 m/s, målt i februar 2024. Årsmiddel var på 10,9 m/s. Sør-sørøstlig vind dominerer gjennom året og i vintermånedene, men også med en andel av nord-nordøstlig vind i sommermånedene (Fig. 5.3).

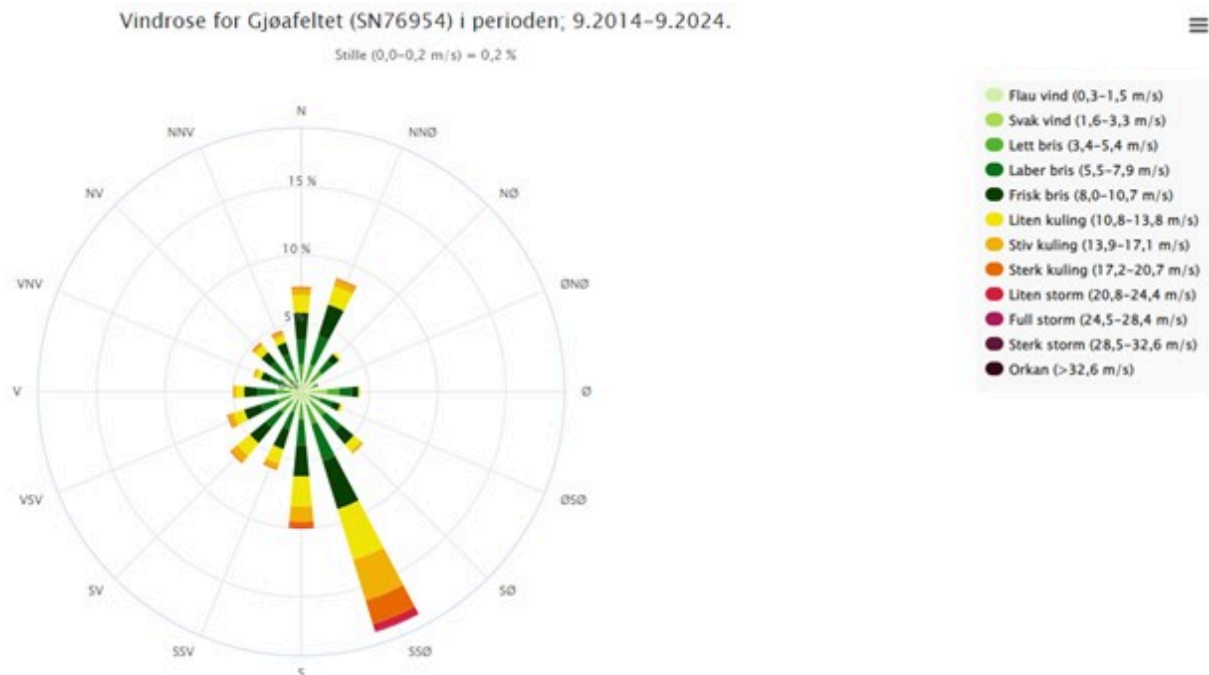


Fig. 5.3 Årlig vindrose for Gjøa, basert på 10 års vindstatistikk. Kilde: Norsk klimaservicesenter, 2024.

Havstrømmer

Strømforholdene i området er dominert av sterk nordadgående norsk kyststrøm (Fig. 5.4). Den norske kyststrømmen starter i Østersjøen, og følger kysten mens den strømmer over kontinentalsokkelen til den ender i Barentshavet. Langs hele norskekysten får kyststrømmen tilført mengder av ferskvann samtidig som den blander seg dårlig med den saltene Atlanterhavsstrømmen, noe som gjør at den «låses» fast til kysten (Barentswatch, 2020). I tillegg påvirkes området av mer variable strømmer fra vest/sørvest. Innstrømmende atlantisk vann kommer over sokkelområdet fra vest.

Bunnforhold

Vannedyp i området varierer mellom 370 og 385 m. Havbunnen her er karakterisert ved finkornige sedimenter (silt og leire) og relativt høyt organisk innhold. Dette gjelder hele regionen med noe varierende andel av fine sedimenter (Fig. 5.5).

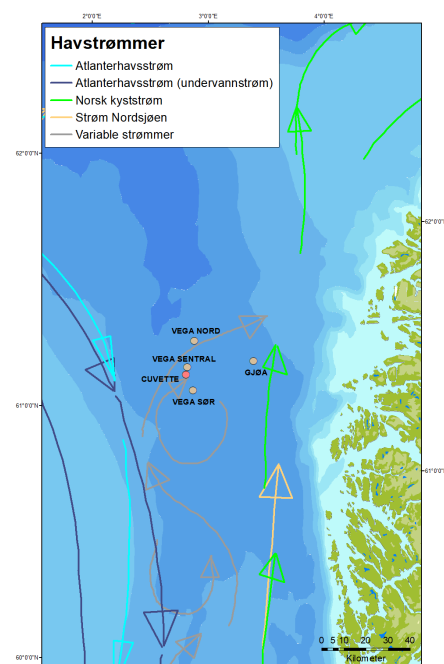


Fig. 5.4 Havstrømmer i nordlige Nordsjøen og sørlige Norskehavet, inkludert området Vega-Gjøa. Kilde: Havforskningsinstituttet.

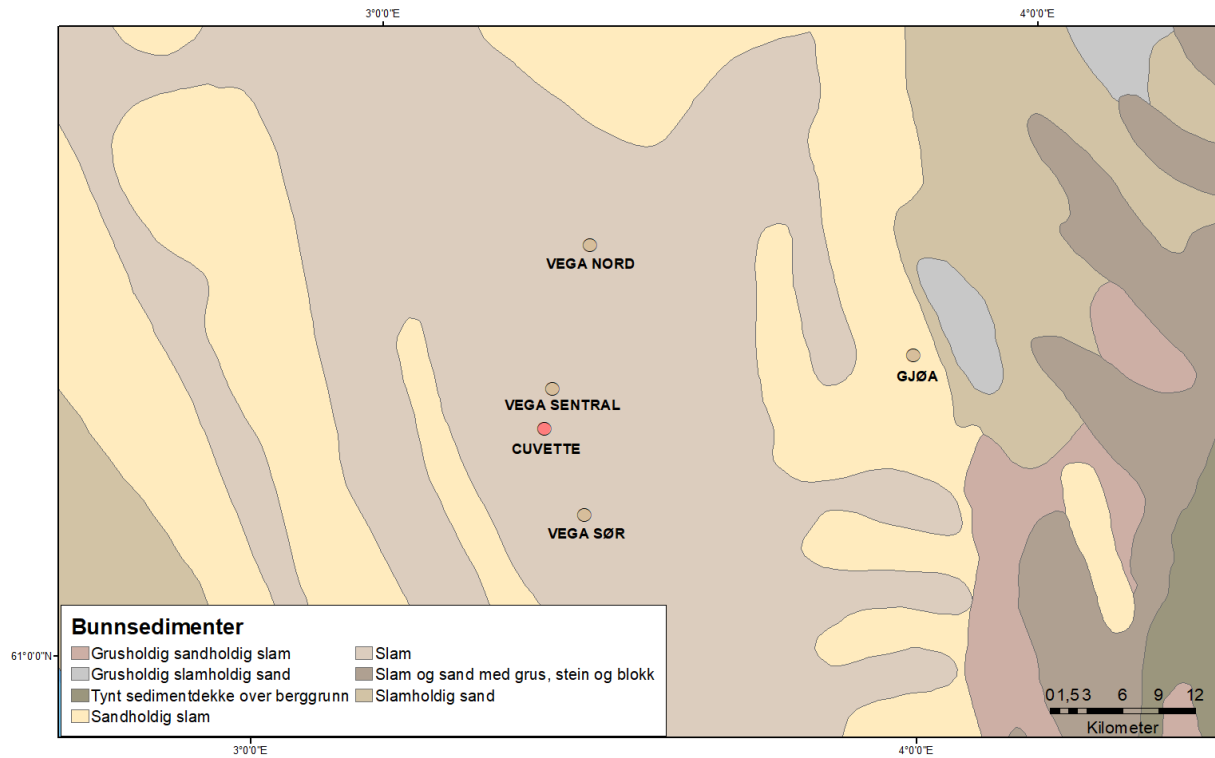


Fig. 5.5 Type bunnsediment i regionen (Kilde: Mareano/NGU)

Forurensningssituasjon:

Siste undersøkelse ved Vegafeltet i 2020 (STIM, 2022) avdekket økende konsentrasjoner av THC (olje) i forhold til tidligere år, noe som nok skyldes endring av analysemetode. Konsentrasjonene av THC var over regionalt referansenivå (LSC) på alle stasjoner. Nivået er imidlertid generelt under to ganger LSC, med unntak av én stasjon hver for Vega sentral og Vega sør (Fig. 5.6). Høyeste konsentrasjon på Vega Sentral (34,2 mg/kg) ble funnet på stasjon 2, 505 m nordøst for brønnrammen. Høyeste konsentrasjon på Vega Sør (36,9 mg/kg) ble funnet på stasjonen 8, 250 m sør for brønnrammen (Fig. 5.7). Nivåene ligger imidlertid godt under 50 mg/kg som noe forenklet blir ansett som nedre grense for biologiske effekter (DNV, 2021). Dette bekreftes også av den regionale miljøundersøkelsen (STIM, 2022): «Basert på bunndyrsanalysene indikerer faunasammensetningen et sunt bunnhabitat og uforstyrret fauna på samtlige feltspesifikke stasjoner for Vega.» Kontaminert areal ved Vega sentral er beregnet til 2,4 km² og et tilsvarende areal for Vega Sør.



Fig. 5.6 THC-nivåer per tilstandskategori og stasjonsplassering (Kilde: STIM, 2022)

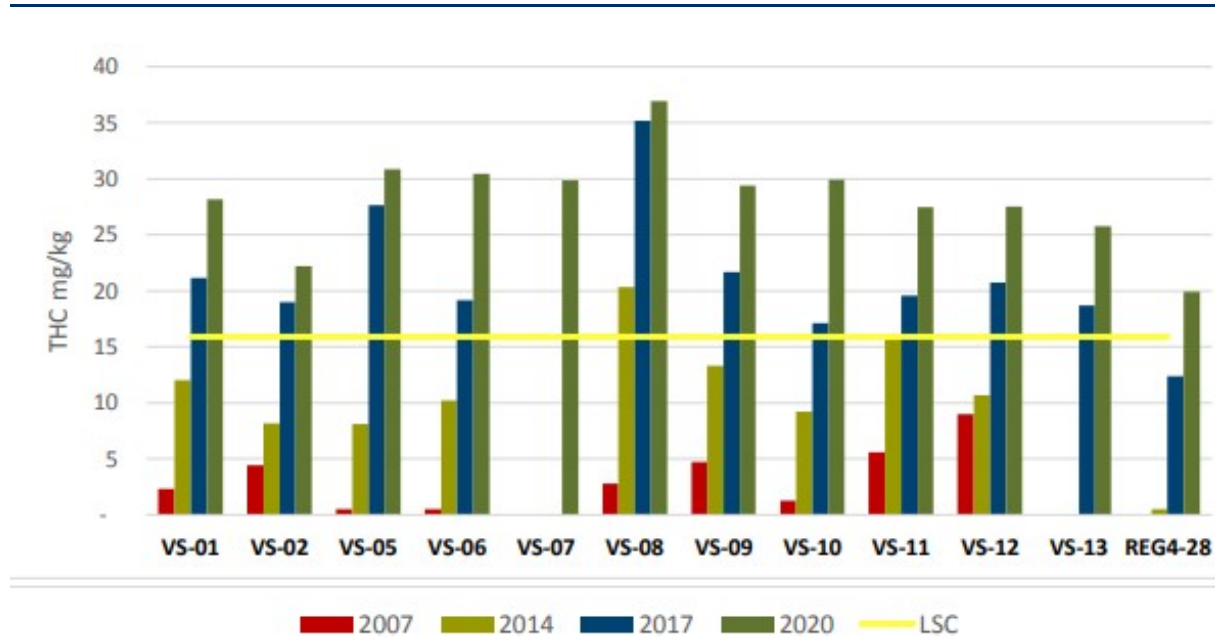


Fig. 5.7 THC-nivåer per stasjon og endring over tid (Kilde: STIM, 2022)

5.3 Beskrivelse av naturressurser

SVO

Vegaområdet er generelt karakterisert med lav miljøverdi relativt til mange andre områder i Nordsjøen. Det er her ingen SVO (Særlig verdifulle og sårbare områder), og avstanden til slike er betydelig; nærmeste er SVO langs kystsonen med en avstand på anslagsvis minimum 50 km (se plassering av slike i Fig. 5.8).

Bunnhabitater/-fauna

Havbunnshabitat og større bunnfauna ble i 2022 og 2023 undersøkt i forbindelse med planlegging av letebrønnen. Mesteparten av faunaen registrert innenfor undersøkelsesområdet for Cuvette er typisk for regionen og består av bløtbunnsvamper, sporadiske koppkoralter, sjøpølse, anemoner og sjøstjerner. Det ble her også dokumentert sjøfjær og bløtbunns- og hardbunns-svamp, hovedsaklig som enkeltindivider eller i lave tettheter. Koppkorallen *Flabellum macandrewi* har status som LC (livskraftig) i Norsk rødliste for arter (Artsdatabanken, 2021). Arten faller ikke inn i noen av korallhagetyperne som er oppført i norsk rødliste for naturtyper (Artsdatabanken, 2025), verken hardbunnskorallskog eller bløtbunnskorallskog (DNV, 2023). Det er ikke gjennomført visuell kartlegging av makrofauna for Vega, hvor faunaundersøkelsene har vært rettet mot fauna i sedimentene.

Den siste regionale undersøkelsen (STIM, 2022) oppgir børstemarkene *Spiophanes kroyeri* og *Paradiopatra quadricuspis* samt slangestjernen *Amphilepis norvegica* som de mest tallrike artene ved stasjonene ved Vega Sentral. Dette er vanlige bunndyr med stor utbredelse.

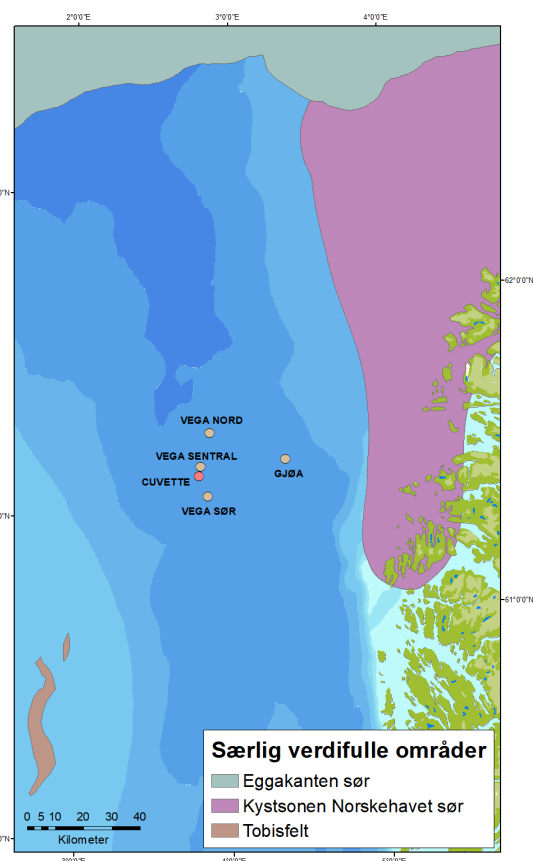


Fig. 5.8 SVO i nordlige del av Nordsjøen/sørlige del av Norskehavet.

Gyteområder fisk

Det er ikke viktige avgrensede gyteområder for fisk ved Vega, men flere arter gyter i denne regionen. For aktuelt vanddyb gjelder dette eksempelvis lange, blålange, brosme og øyepål (Fig. 5.9, Fig. 5.10). I tillegg gyter makrell over store deler av Nordsjøen om sommeren, samt at sei gyter på sokkelområdet (Vikingbanken og Tampen) vest- og nordover fra Vega. Arealverktøyet i barentswatch angir Vega sentral som med *noe* miljøverdi (15 på en skala til 100) for larver av NVG-sild som passerer området i april (Fig. 5.11).

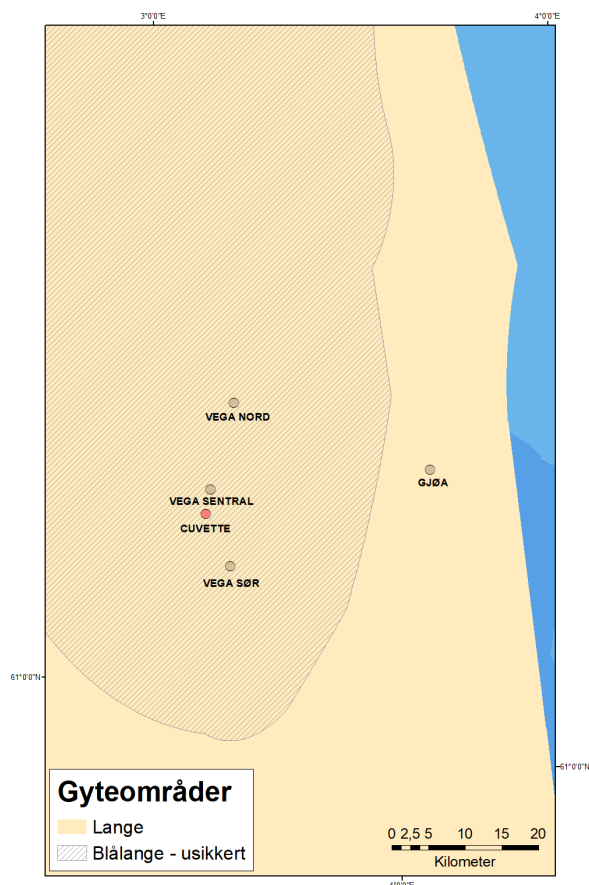


Fig. 5.9 Gyteområder for lange og blålange

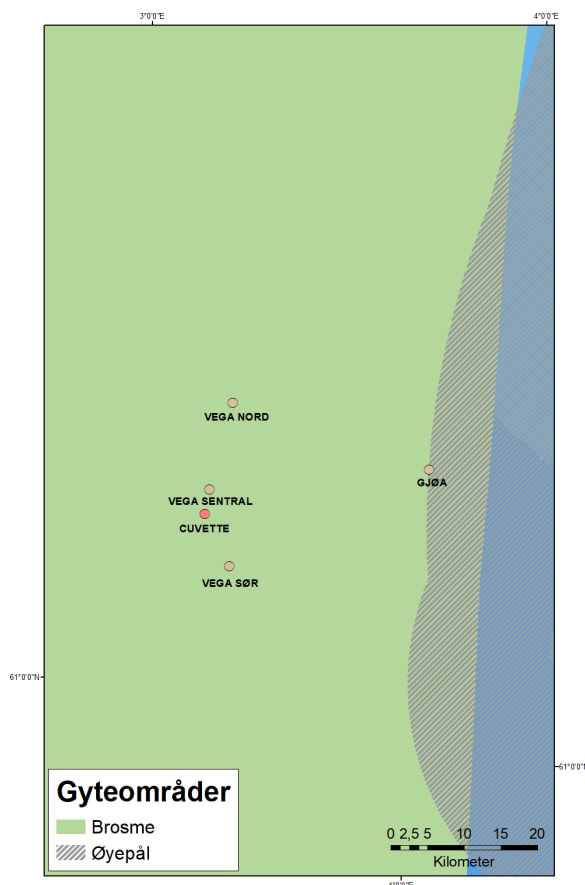


Fig. 5.10 Gyteområder for øyepål og brosme

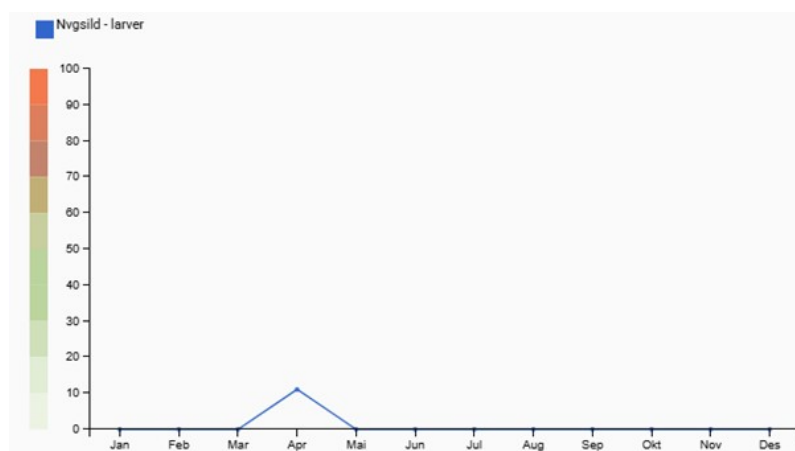


Fig. 5.11 Miljøverdi for fisk; NVG sild (larvedrift)

Sjøfugl

Sjøfugl forekommer i området gjennom hele året, med variasjon mellom antall (viktighet) og arter. Havsule er gitt miljøverdi 18 av 100 for perioden desember-mars og fiskemåke verdi 35 av 100 for perioden august-november. For sørlige del av Vegaområdet er makrellterne gitt verdi 35 av 100 om sommeren (mai-juli) som beiteområde for hekkende bestander langs kysten (Fig. 5.12).

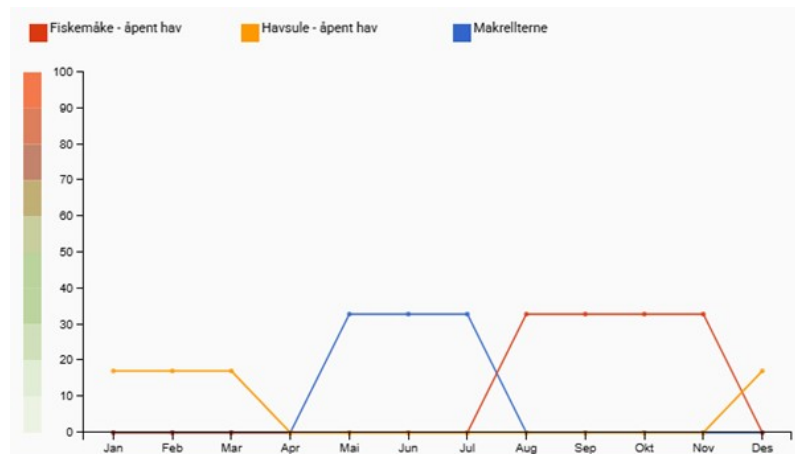


Fig. 5.12 Miljøverdi for sjøfugl, Vega sør

Sjøpattedyr

Ulike arter av hval finnes sporadisk også i området ved Cuvette, eksempelvis vågehval og spekkhoggere. Selartene steinkobbe og havert finnes normalt ikke ute til havs i dette området, men er knyttet til kystsonen med flere viktige kolonier fra kysten av Vestland og nordover, hvor spesielt viktige områder for kystsel er Frøya, Froan og Sula.

5.4 Kulturminner

Det er ikke kjente skipsvrak i området ved Vegabrønrammene (Fig. 5.13).

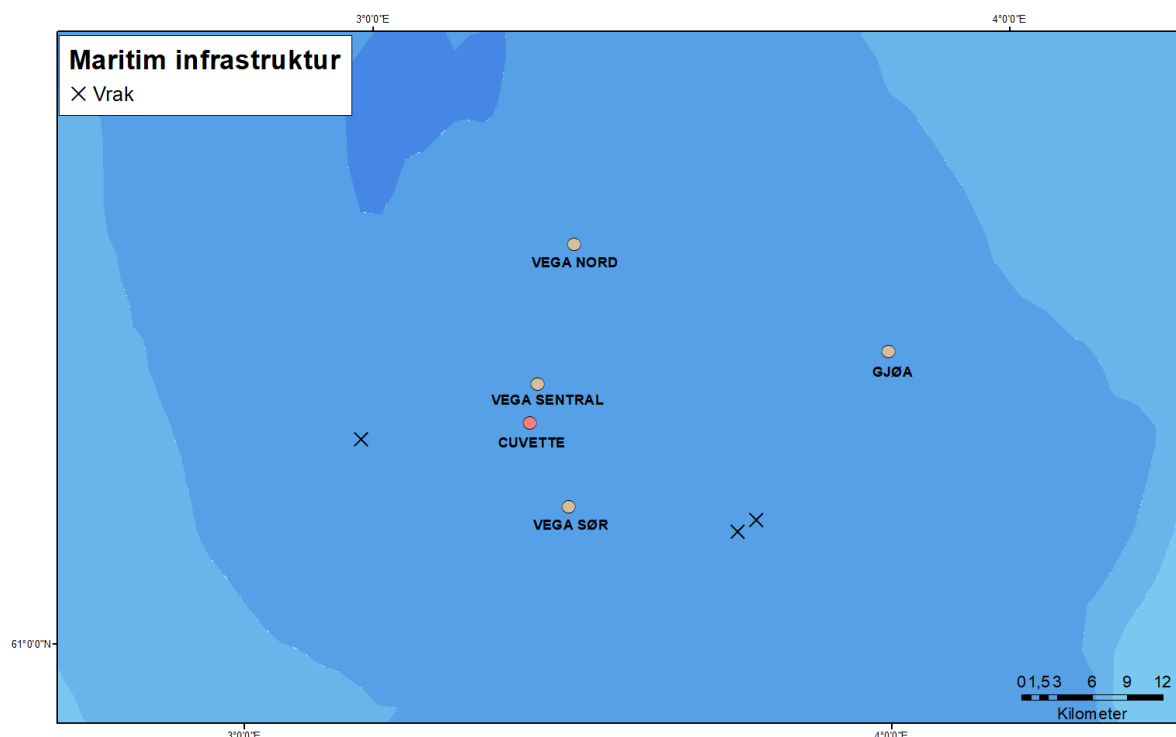


Fig. 5.13 Kjente skipsvrak i regionen (Kilde: Kartverket)

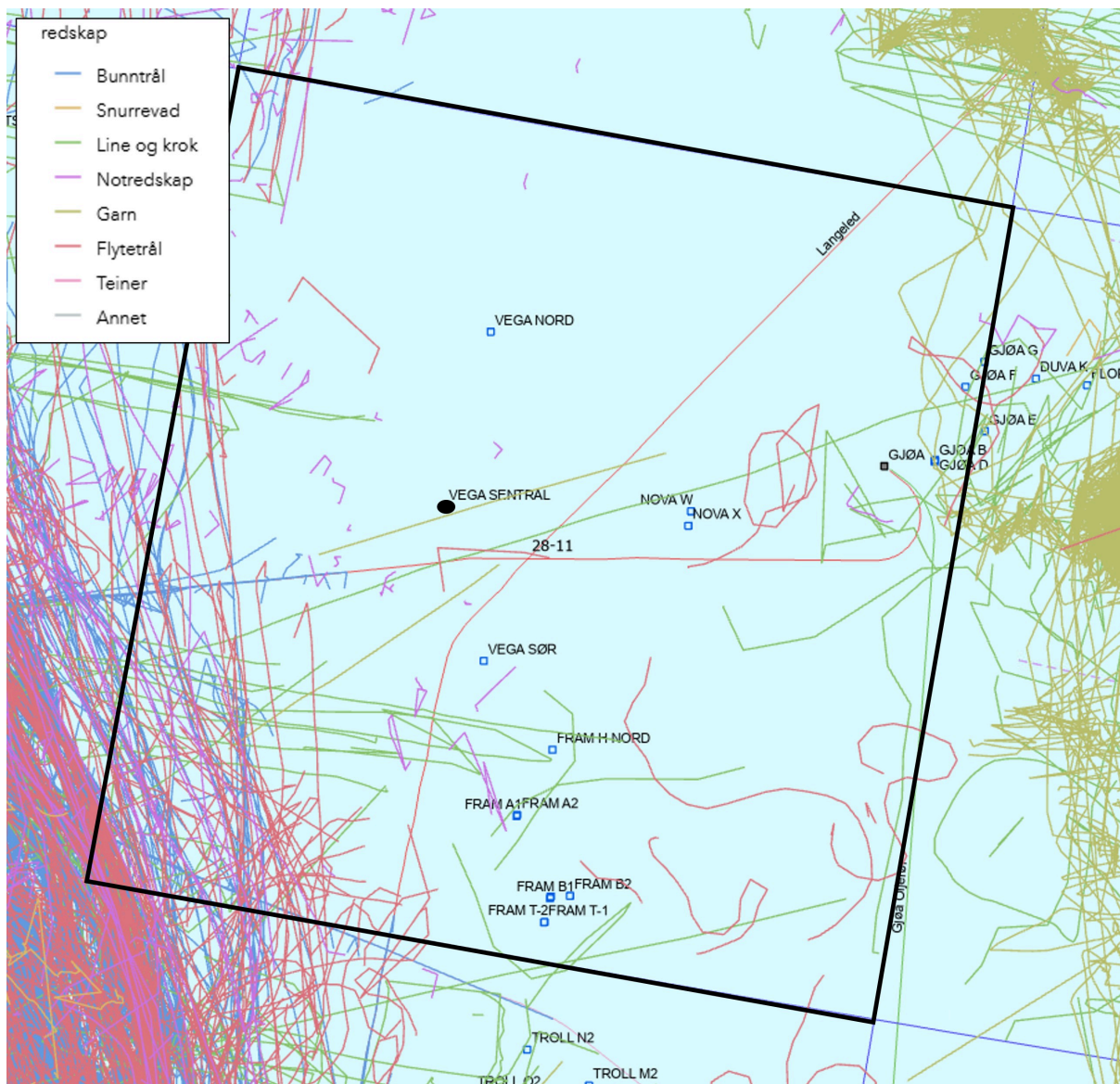


Fig. 5.16 Fiske med ulike redskapstyper. Kilde: Fiskeridirektoratet

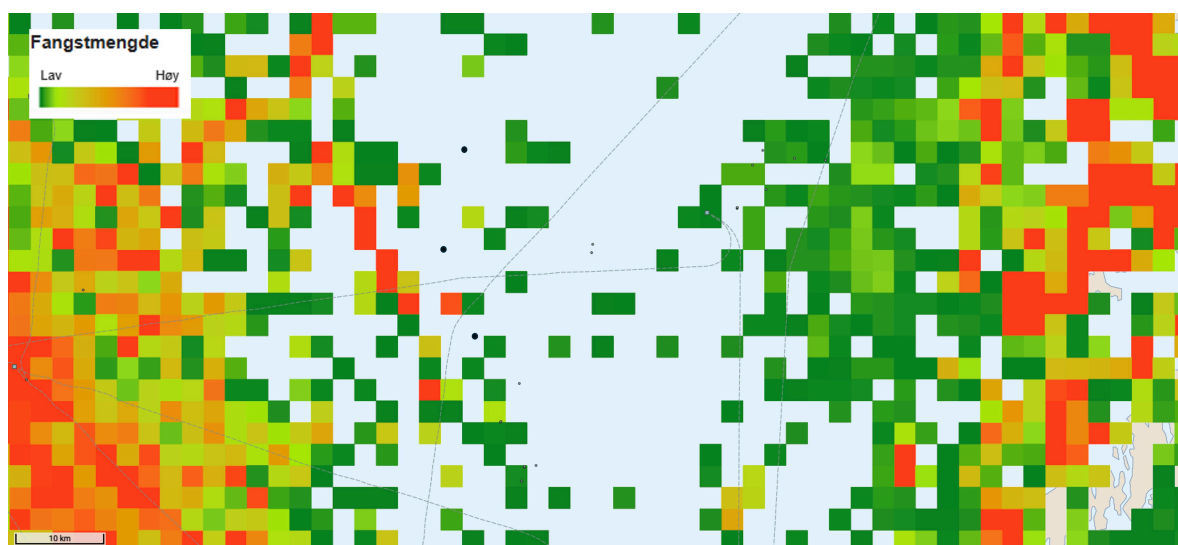


Fig. 5.17 Relativ fangstmengde. Kilde: Fiskeridirektoratet. De tre Vega brønnrammene indikert med sorte prikker.

Gjennom høringskommentar fra fiskerinæringen til programforslaget er det til KU innhentet fangststatistikk fra Fiskeridirektoratet. Dette er fangstdata innrapportert av fiskerne til Fiskeridirektoratet i elektronisk fangstdagbok for perioden 2015 til og med 2025. Statistikken bekrefter det generelle bildet som er presentert over, med begrenset fangst i aktuell fiskerilokasjon (28-11). Fangstmengde varierer mellom år fra under 100 tonn til nesten 1200 tonn (i 2017 er det ikke rapportert fangst), med 400 tonn i gjennomsnitt for perioden for år med rapportert fangst. Trål er dominerende redskap i området med 82 prosent (Fig. 5.18) og basert på arter fangstet og sporingskartet per redskap angitt i Fig. 5.16 er dette i hovedsak pelagisk trål. Not står for 15 prosent av fangsten. Utenlandsk fiske i området er svært beskjedent, sju prosent av total fangst (Fig. 5.19), og er utelukkende tatt med trål.

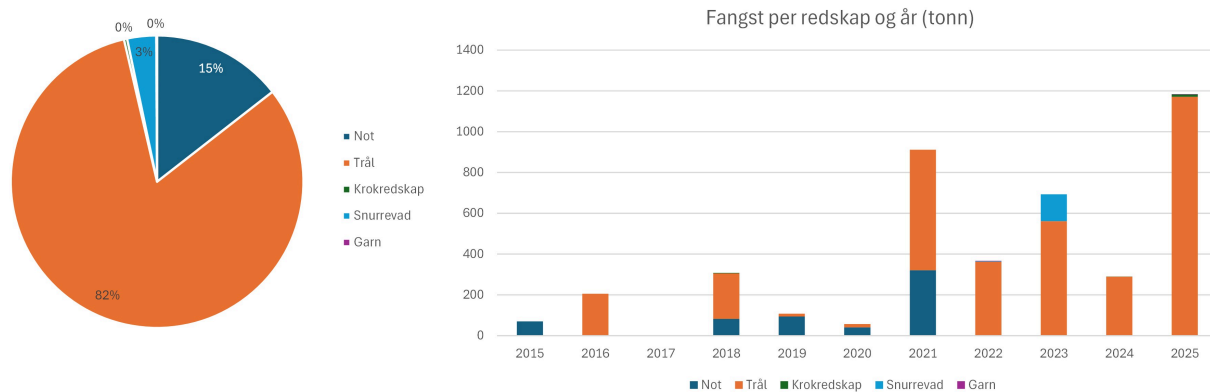


Fig. 5.18 Fangst i fiskerilokasjon 28-11 per redskapstype

Av arter fangstet så varierer dette mye fra år til år (Fig. 5.20), men sild står for 57 prosent av totalfangsten i analyseperioden (med vel 200 tonn per år i gjennomsnitt - til sammenligning har samlet norsk fangst av sild per år i samme tidsperiode variert mellom 176 000 og 489 000 tonn (ref. Fiskeridirektoratets statistikkbank), etterfulgt av makrell med 24 prosent og kolmule med 12 prosent.

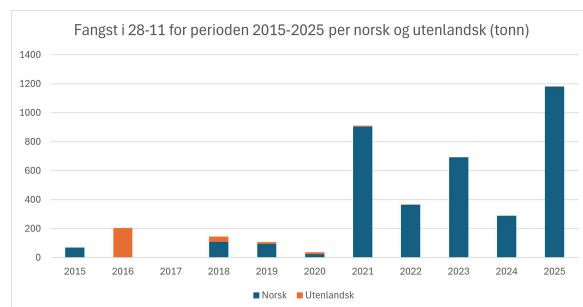


Fig. 5.19 Fangst i fiskerilokasjon 28-11 fordelt på norsk og utenlandsk

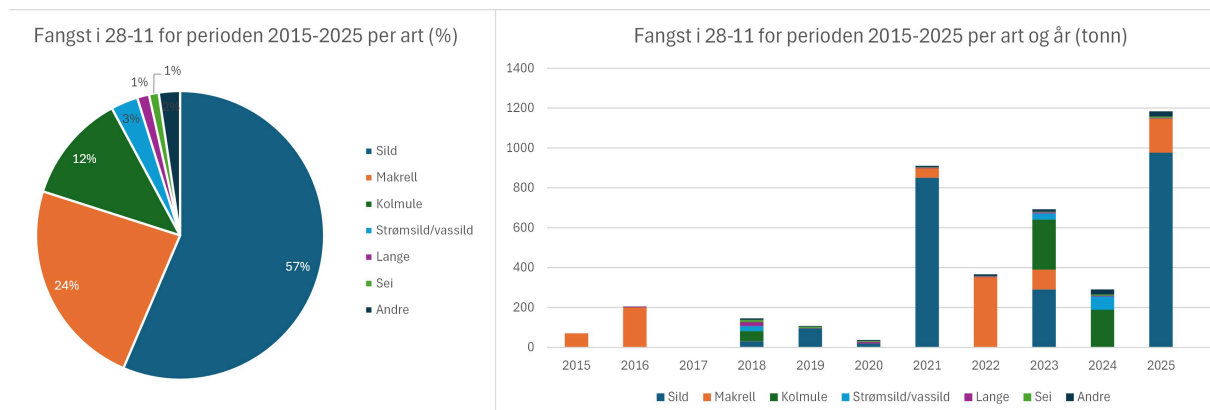


Fig. 5.20 Fangst i fiskerilokasjon 28-11 fordelt per art

Skipstrafikk

Skipstrafikk i denne delen av Nordsjøen går generelt over Norskerenna (følger dedikerte ruter i et etablert trafikkseparasjonssystem, sørover og nordover) og langs kysten, i betydelig avstand østover fra Vega. I området lokalt ved Vegafeltet er det kun sporadisk passerende fartøyer (Fig. 5.21).

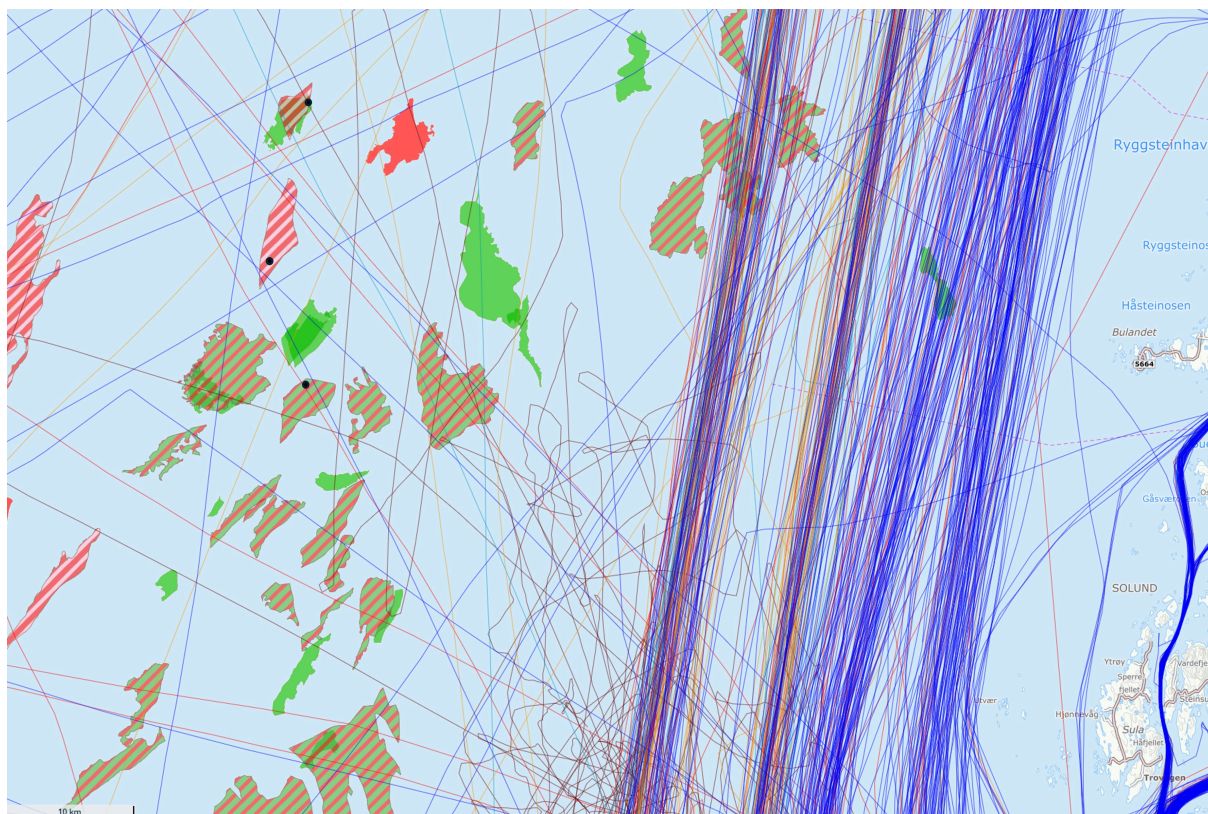


Fig. 5.21 Skipstrafikk i området (november 2024): Kilde Kystverket/Kystinfo (Havbase)

Annen havbasert næringsaktivitet

Et område for utredning av havvind, Vestavind B, overlapper med Vega Sør og ligger nær Vega Sentral. Utredningsarbeid med påfølgende anbefalinger pågår i regi av energimyndighetene.

Det er ikke tildelt lisenser for CO₂-lagring i dette området.

Her er heller ingen aktive skyte-/øvingsområder for Forsvaret.

Aktivitets- og/eller planområder er vist i Fig. 5.22.

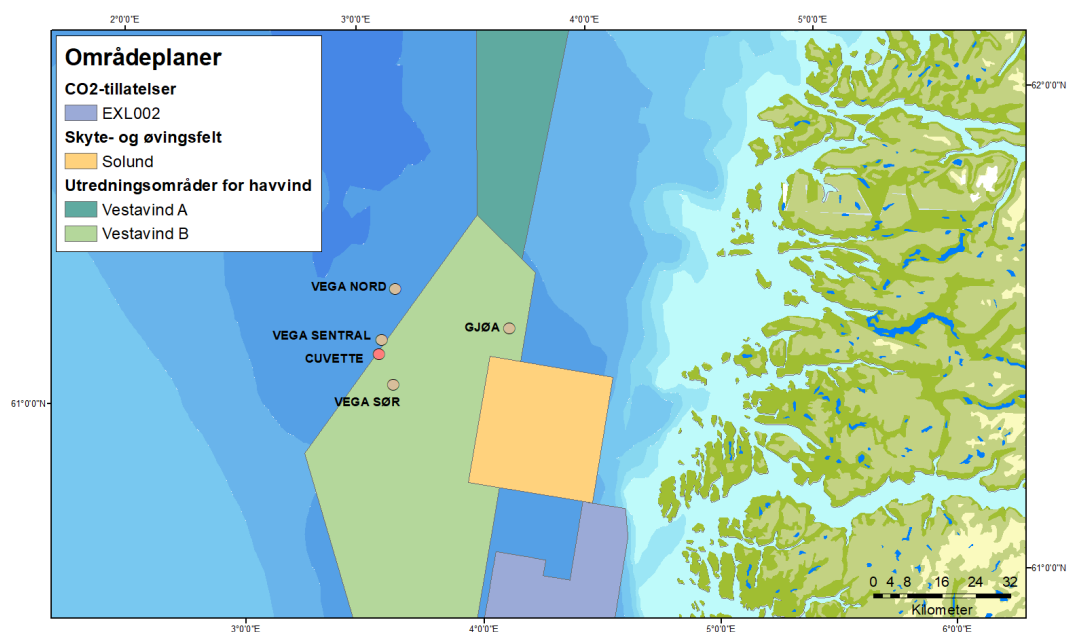


Fig. 5.22 Annen havbasert aktivitet eller planer for dette i regionen. Kilde: barentswatch

6 Miljøkonsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak

6.1 Fysiske inngrep

Utbyggingen innebærer ingen installasjon av ny infrastruktur eller permanente fysiske inngrep. Det vil heller ikke være kaksutslipp fra boringen.

En løsning for posisjonering av boreriggen er at denne blir oppankret på lokaliteten for boring og komplettering av brønner (alternativt med DP). Dette vil da være tilsvarende som tidligere boring av Vega-brønner på samme lokalitet, men ankerlinjene kan være noe forskjellige da disse er riggtilpasset. Ankerne og ankerkjetting vil medføre noe lokal påvirkning av havbunnen. Fysiske skader på sjøbunnsfauna vil kunne skje når anker og ankerkjetting treffer havbunnen, ankerne dras på plass og dette påvirker bunnfaunaen. Under operasjonene vil det være mindre påvirkning, men i dårlig vær er det mulighet for at ankerkjettinger treffer havbunnen. Området med høyest skadepotensiale er ved ankeret og skadepotensialet blir redusert mot selve riggen. Arrene i havbunnen vil normalt viskes ut over noe tid og ev. påvirket bunnfauna reetableres.

Som grunnlag for vurderinger er det lagt til grunn at riggen Transocean Norge blir benyttet for aktiviteten, men dette er ikke avklart eller kontraktsfestet. Denne riggen har normalt åtte ankere og for aktuelt vandyp vil ankerne bli plassert om lag 2,5 km fra riggen. Nøyaktig plassering er ikke avklart nå, men systemet benyttet for letebrønnen Cuvette kan antas som retningsvisende, se Fig. 6.1. Som angitt i kapittel 5.3 Beskrivelse av naturressurser er det i aktuelt område ikke forventet forekomst av rødlistede naturtyper, og omfang av skade på bunnfauna er vurdert som av lokal og reversibel karakter.

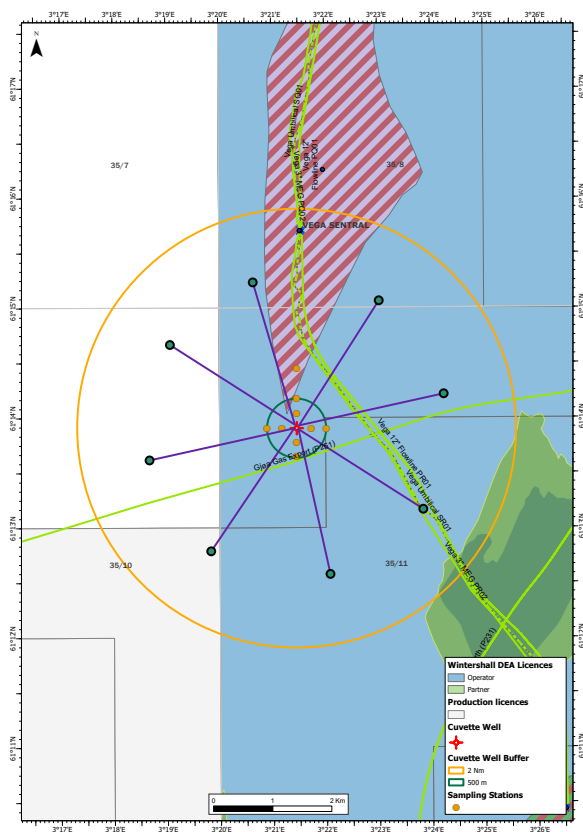


Fig. 6.1 Eksempel på ankerplassering fra boring av Cuvette letebrønn

6.2 Utslipp til luft

Anleggsfase

I anleggsfasen vil utslipp til luft være et resultat av bruk av borerigg for boring, (mulig brønnopprensning) og komplettering, med tilhørende forsyningsfartøy og helikoptertransport. Et fartøy vil også installere ventiltre og gjennomføre nødvendig oppkobling til eksisterende infrastruktur.

Utslipp til luft fra bruk av borerigg i 2028 er estimert å medføre utslipp av CO₂ på 12 000 tonn og NO_x-utslipp på 200 tonn, samt mindre utslipp av metan, nmVOC og SO_x.

Utslipp fra forsyningsfartøy er beregnet basert på antatt bruk av fossilt drivstoff. Det er stor fokus på å redusere klimagassutslipp fra offshore fartøyer, med ulike løsninger og tiltak implementert og under planlegging. Slike forhold vil ha fokus i kontraktsinngåelse for maritime tjenester.

Brønnopprensning til vertsfeltet GjØa er referanseløsning og det arbeides med å få denne løsningen bekreftet. Alternativt vil det være brønnopprensning til rigg. Basert på tidligere operasjon på Vega i 2022 er det utarbeidet et estimat over utslipp til luft for dette alternativet, ansett som konservativt for Cuvette. Dette inkluderer vel 5000 tonn CO₂, 14 tonn NO_x, 0,3 tonn metan, vel ett tonn nmVOC, 2,5 tonn SO₂ og 0,2 tonn sot (black carbon).

Fig. 6.2 angir fordeling av CO₂-utslipp i anleggsfasen per hovedkilde. Dette angir at boreriggen står for 63 prosent og brønnopprensning 27 prosent - gitt at dette ikke kan tas til vertsfeltet for håndtering der (håndtering på GjØa er referanseløsningen).

Driftsfase

I driftsfasen vil utslipp til luft være knyttet til prosessering og eksport fra GjØa semi. Energibruk på GjØa knyttet til produksjon og eksport for Cuvette, i form av andel kraft fra land er knyttet til oljeproduksjon, mens brenngass på GjØa i hovedsak er knyttet til gasskompresjon. For et tidligere utbyggingsscenario med to brønner for Cuvette ble kraftforbruket i normale driftsår beregnet å variere mellom 50 og 78 GWh. Inkrementelle utslipp fra forbrenningsprosesser på GjØa ble beregnet varierende mellom 6 000 og 12 000 tonn per år. Metanutslipp er estimert til mellom 0,3 og 0,6 tonn per år og med 0,1 til 0,3 tonn nmVOC per år. Inkrementelle NO_x-utslipp er estimert varierende per år mellom to og sju tonn.

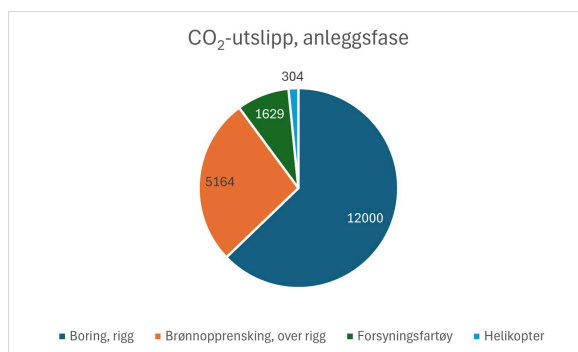


Fig. 6.2 CO₂-utslipp i anleggsfasen per hovedkilde (tonn)

Studier pågår for å beregne tilsvarende forhold for oppdatert scenario med én brønn. Som en konservativ tilnærming i KU er det derfor lagt til grunn en forutsetning om at Cuvette vil medføre energibruk og tilhørende utslipp til luft relativt til andel av produksjonen, henholdsvis oljeproduksjon for kraft fra land og gassproduksjon for brenngassbehov. Foreløpige anslag tilsier et kraftbehov på 12-66 GWh per år, frem til 2034 mellom 12-22 GWh. Gassproduksjonen fra Cuvette vil i perioden variere mellom 4 og 66 prosent av totalt fra GjØa semi - og andel CO₂-utslipp tilsvarende; 3 000 til 70 000 tonn per år forutsatt et jevnt utslipp fra GjØa på 106 000 tonn per år.

Til sammenligning hadde GjØa i 2025 et totalt CO₂-utslipp (Scope 1) på 87 177 tonn og NO_x-utslipp på 63,7 tonn (Vår Energi, 2026-b). Dette omfatter i hovedsak utslipp fra energiproduksjon med turbiner og helt begrenset fagling.

CO₂-fotavtrykk for Cuvette fra kraft til land til GjØa er beregnet for henholdsvis lokasjonsbaserte - og markedsbaserte basert faktorer, henholdsvis 13 og 488 g CO₂e/kWh. Scope 2-bidraget for Cuvette blir generelt under 1000 tonn CO₂ per år med lokasjonsbasert faktor og varierende mellom 18 000 og 38 000 tonn med markedsbasert faktor.

Gjøa semi har lukket fakkel med gjenvinning av gass, og fakling ved oppstart av Cuvette er ikke ventet. Kun sikkerhetsnødvendig fakling blir gjennomført.

CO₂-intensitet per produsert enhet for Cuvette er estimert til 2,2 kgCO₂e/fat oe, varierende mellom år i området 0,9 - 5,9 kgCO₂e/fat oe. Til sammenligning var dette for norsk sokkel i 2024 på 6,7 kgCO₂e/fat oe (Offshore Norge, 2025).

Estimerte CO₂-utslipp for Cuvette for henholdsvis anleggsfase og i driftsfasen er angitt i Fig. 6.3. Utslipp fra brønnopprensning er tatt med i oversikten selv om dette planlegges unngått.

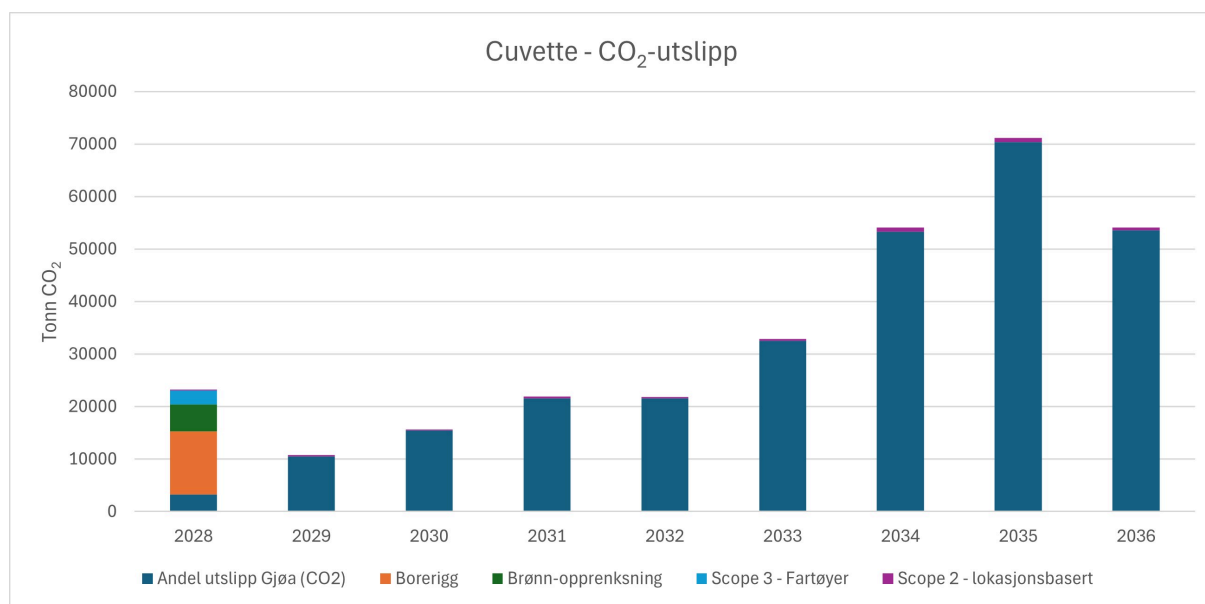


Fig. 6.3 CO₂-utslipp fra Cuvette i anleggs- og driftsfase (tonn)

Det har i de senere år vært en økt fokus på kvikksølv assosiert med brønnstrøm, og herunder andel i gass som blir benyttet til lokal energiproduksjon. I konsekvensutredningen for Gjøa Subsea Projects (Vår Energi, 2026), opplyses det at kvikksølv måles to ganger årlig i eksportgass fra Gjøa. Nivåene ligger i området en til tre mikrogram per kubikkmeter gass. Det vil være tilsvarende nivå i brenngass. Utslipp av kvikksølv assosiert med eksosgass vurderes således som begrenset.

6.3 Regulære utslipp til sjø

Anleggsperiode:

Boringen vil være gjennom sidesteg til eksisterende brønn og det vil ikke være utslipp til sjø av utboret kaks med rester av vannbasert borevæske.

Det er derfor ikke planlagt med utslipp fra boreoperasjonen utover normal drift av boreriggen og eventuelle mindre utslipp knyttet til sementjobber. Dette forventes ikke å medføre målbare miljøvirkninger og vil bli beskrevet i søknad om tillatelse for virksomhet etter forurensningsloven.

Driftsperiode:

Produsertvann utslipp fra Gjøafeltet har variert en del de senere år og var i 2025 på vel 1,1 millioner m³ (Vår Energi, 2026-b).

EIF for Gjøa ble for 2025 modellert til 31, hvor naturlige komponenter i produsertvann representerte de største risikobidragene (Vår Energi, 2026-b). Tilsatte kjemikalier, herunder korrosjonshemmer for Vega, utgjør en liten andel (~0,1 av EIF). Det er her ikke spesifikt angitt hvor stor andel av EIF som er knyttet til de ulike feltene/reservoarene som produserer til Gjøa, da EIF oppgis samlet og knyttet til utslippet av produsertvann.

Brønnstrømmen fra Cuvette vil generelt ikke inneholde produsertvann. Innvirkning på EIF for GjØa ventes derfor å bli marginal. Etter produksjonsstart vil dette inngå i oppdaterte EIF-modelleringer for GjØa av vertsoperatøren.

6.4 Avfallshåndtering

Avfall fra borerigg vil bli håndtert i henhold til riggsesifikk avfallsplan og basert på Offshore Norges retningslinje (093).

Borekaks og brukt oljebasert borevæske vil bli fraktet til land, se omtale i 3.6 Boring og brønn. Brukt oljebasert borevæske vil i størst mulig grad bli tatt til land for rengjøring og gjenbruk, anslått til om lag halvparten av mengden. Total mengde brukt borevæske er estimert til ca. 6 000 tonn. OBM-kaks for sluttbehandlig er estimert til 1243 m³, eller ca. 3200 tonn. Brukt oljebasert borevæske og utboret kaks fraktes til land. For transport vil dette kreve dedikerte containere (skips), eventuelt transportert i større ISO-tanker.

Eksisterende anlegg og løsninger for mottak og sluttbehandling på land er vel etablerte, hvor oljeholdig borekaks ved de fleste anleggene gjennomgår en termisk behandling hvor olje blir separert ut, vann blir renset og fast stoff går til deponi. Kapasiteten ved anleggene for kaks-/slamhåndtering de kommende år er generelt ansett som tilstrekkelig på nasjonalt nivå (DNV, 2025-a), men forventet mer anstrengt for oljeholdig vann - hvor det er ventet kapasitetsutfordringer nasjonalt. Oljeholdig vann fra boring er ikke estimert spesifikt for Cuvette. Dette varierer betydelig fra brønn til brønn, men kan ofte ugjøre dobbelt volum i forhold til oljeholdig borekaks (DNV, 2025-a). Dersom boreriggen ikke har et dedikert renseanlegg for dette oljeholdige vannet, må det tas til land for behandling. Spesielt saltholdige vannfraksjoner (brine) og vann med komplekse polymerer er utfordrende for renseanleggene.

Ved brønnopprensning til vertsplattformen GjØa semi, vil væskefraksjonen følge oljestrømmen til Mongstad for rensing og sluttbehandling.

6.5 Oppfølgende miljøundersøkelser og -studier

Vega inngår i den regulære regionale miljøovervåkingen for region IV som blir gjennomført hvert tredje år, siste gjennomført i mai 2026. Gjennom dialog med Miljødirektoratet er det avklart at en «grunnlagsundersøkelse» for Cuvette ikke er nødvendig. Miljøovervåking for Cuvette vil være dekket gjennom eksisterende stasjonsnett for Vega, og det er ingen planlagte borerelaterte utslipp for Cuvette.

7 Forbrenningsutslipp

DNV (2026) har på vegne av Harbour Energy gjennomført en studie for å vurdere Cuvette-prosjektets forbrenningsutslipp. Et sammendrag er gitt nedenfor.

Det er klare årsakssammenhenger mellom utslipp av klimagasser og økende globale temperaturer, med påfølgende økt sannsynlighet for alvorlige miljøkonsekvenser. De høyeste utslippene av klimagasser knyttet til olje og gass kommer ikke fra produksjonen, men fra forbrenningen av produktene i et globalt marked.

Utslipp av klimagasser ved tredjeparts forbrenning (bruk) av produsert olje og gass, omtalt Scope 3 kategori 11, eller forbrenningsutslipp, har hatt betydelig fokus de senere år, både i rettsapparatet og politiske prosesser, senest gjennom dom i Borgarting lagmannsrett 14. november 2025 i saken omtalt "Klimasøksmålet II", og hvor ankesak kommer opp i august 2026. Stortinget har avklart at utredning av forbrenningsrelaterte utslipp skal inngå som en del av beslutningsgrunnlaget ved myndighetenes behandling av en PUD, inklusive KU. Energidepartementet har tidligere foreslått endringer i PUD/PAD-veilederen for å ivareta dette temaet, men disse endringene er ikke formalisert så lenge den aktuelle rettsprosesser pågår.

Effekten av norsk produksjon av olje og gass på globale klimagassutslipp vil være avhengig av mange faktorer, som kan belyses gjennom beregning av brutto- og netto klimagassutslipp. Brutto klimagassutslipp er beregnede utslipp fra ny produksjon, transport, prosessering og forbrenning av olje og gass uten at endringer i energimarkedene globalt er hensyntatt (Energidepartementet, 2025). Netto klimagassutslipp er den anslåtte globale utslippseffekten fra ny produksjon, transport, prosessering og forbrenning av olje og gass, når det tas hensyn til endringer i energimarkedene globalt. For Cuvette er brutto og netto forbrenningsutslipp beregnet basert på siste produksjonsprofiler og standard utslippsfaktorer. Det er gjort beregninger for tre ulike produksjonsscenarier for å ta høyde for usikkerhet. Det er her presentert resultater for forventet produksjonsscenario og resultater for andre scenarier henvises det til bakgrunnsrapporten fra DNV (2026). Total forventet salgbar produksjon som følge av Cuvette-prosjektet er 4,5 millioner Sm³ o.e. der ca. 60 prosent er tørrgass, 22 prosent er olje og 18 prosent er NGL. Hydrokarbonene vil produseres i perioden 2028-2036.

Brutto klimagassutslipp

Resultatene viser at brutto klimagassutslipp ved forventet produksjon for Cuvette-prosjektet er totalt ca 10 millioner tonn CO₂e. Majoriteten av prosjektets brutto klimagassutslippet kommer fra forbrenning av gass og olje. Produksjons- og midstrømutslipp utgjør bare 3-5% av brutto utslipp. Forskjellen mellom utslippsbidrag fra karft fra land (Scope 2-utslipp) er derfor insignifikant i denne sammenheng. Brutto klimagassutslipp med individuelle bidrag er vist i Fig. 7.1.

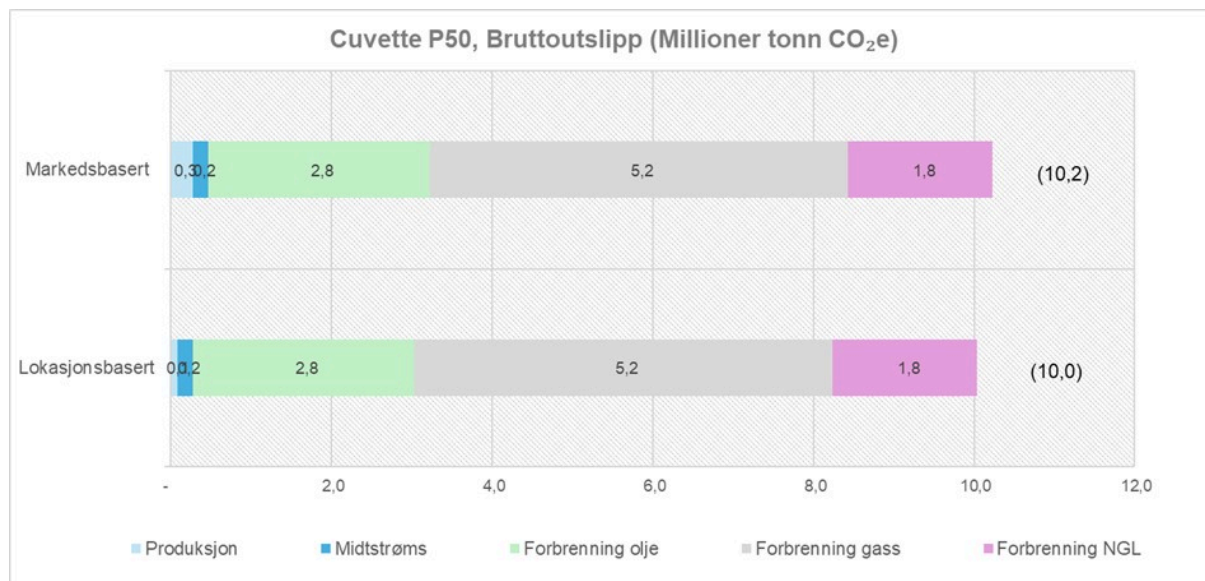


Fig. 7.1 Sammenstilling av brutto klimagassutslipp for Cuvette for det forventede produksjons scenariet (P50). Forbrenningsutslipp er basert på utslippsfaktorer anbefalt i Energidepartementet (2025). Figuren viser brutto klimagassutslipp både for produksjonsutslipp med markedsbasert Scope 2 intensitet (øverst) og lokasjonsbasert Scope 2 intensitet (nederst).

Netto klimagassutslipp

Referansestudier om nettoutslipp fra samlet norsk petroleumsproduksjon (Rystad, 2023; Vista Analyse, 2023) danner grunnlaget for beregning av nettoutslipp. Disse studiene benytter ulike forutsetninger, og viser stor usikkerhet knyttet til netto forbrenningsutslipp. Resultatene for beregning av netto klimagassutslipp varierer derfor ut fra forutsetningene som legges til grunn i de to nevnte referansestudiene. For forventet produksjon av olje, gass og NGL fra Cuvette-prosjektet, viser resultatene netto negative klimagassutslipp (dvs. netto reduserte klimagassutslipp) på -1,8 millioner tonn CO₂e med Rystad sine forutsetninger og lokasjonsbasert Scope 2-utslipp, og netto klimagassutslipp tilsvarende 0,9 millioner tonn CO₂e med Vista sine forutsetninger og lokasjonsbasert Scope 2-utslipp. Samme beregning basert på markedsbasert Scope 2-utslipp i produksjonen, gir netto klimagassutslipp tilsvarende 0,5 og 2,8 millioner tonn CO₂e (Fig. 7.2). Samtidig må det understrekes at forutsetningene for disse beregningene er usikre. Ny olje- og gassproduksjon fra Cuvette kan medføre enten reduserte eller økede globale utslipp av CO₂ avhengig av hvordan verden utvikler seg og hvilke forutsetninger som gjør seg gjeldende. Individuelle bidrag til beregningen av nettoutslipp er angitt i Fig. 7.3.

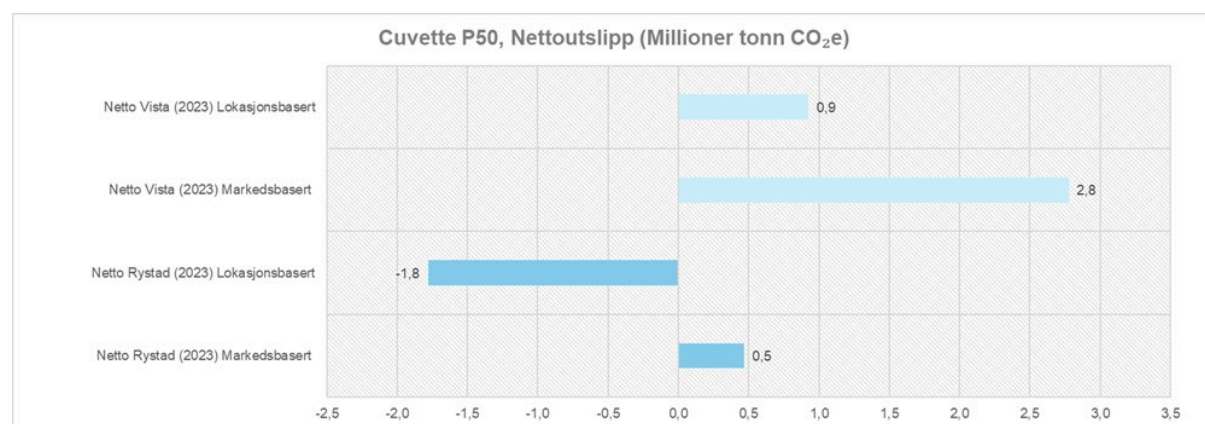


Fig. 7.2 Sammenstilling av netto klimagassutslipp for forventet produksjon av olje, gass og NGL fra Cuvette-prosjektet, basert på faktorer for netto klimagassutslipp etablert i Vista (2023) og Rystad (2023). Faktorene er justert i forhold til estimerte produksjon- og midtstrømsutslipp for produsert olje, gass og NGL fra Cuvette-prosjektet, og vist både for lokasjonsbaserte- og markedsbaserte Scope 2 utslipp.

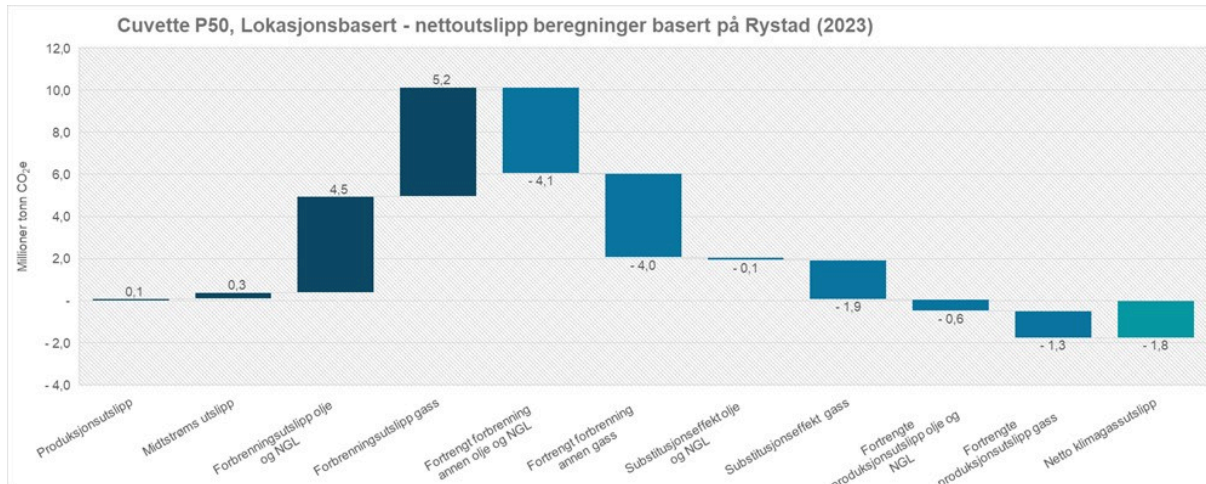


Fig. 7.3 Oversikt over positive og negative bidrag i beregning av netto klimagassutslipp fra Cuvette, med lokasjonsbasert Scope 2 produksjonsutslipp, basert på forutsetninger for netto forbrenningsutslipp i Rystad (2023). Desimalavvik kan forekomme.

Bidrag til global oppvarming

Internasjonale modeller og studier i regi av FNs klimapanel (IPPC) vurderer global oppvarming gjennom ulike utviklingsscenarier og karbonbudsjett, og angir sannsynligheter for å nå målene i Parisavtalen. IPPCs hovedrapport fra 2021 slår fast at det er en nærmest lineær sammenheng mellom kumulative antropogene utslipp av CO₂ og global oppvarming. Med basis i en sammenheng mellom kumulative antropogene utslipp av CO₂ og global oppvarming som er etablert av FNs klimapanel, er det da mulig å beregne temperaturpåvirkning fra klimagassutslipp som tilsvarer utslipp fra Cuvette-prosjektet. Forventet produksjon med brutto klimagassutslipp på ca. 10 millioner tonn CO₂e som akkumulerer i atmosfæren kan med denne tilnærmingen medføre en temperaturøkning på 0,000003 °C til 0,000006 °C, med mest sannsynlig temperaturøkning på 0,000005 °C.

Miljøvirkninger i Norge av klimagassutslipp fra petroleumssektoren

Klimatilpasningsmeldingen (Meld. St. 26 (2022-2023)) påpeker at oppvarmingen går raskere i Norge enn gjennomsnittlige globale temperaturøkninger. IPCC (2024) viser til at en gjennomsnittlig global temperaturøkning på 2 °C medfører en regional temperaturøkning i Nord Europa, inkludert Skandinavia, på mellom 2,7 til 2,9 °C med noe høyere økning i de nordligste strøkene.

Energidepartementet har gjennomført en fagutredning om globale utslippseffekter av olje og gass utvunnet i Norge, samt virkninger på miljøet i Norge som følge av globale klimagassutslipp fra olje og gass utvunnet på norsk kontinentalsokkel (Energidepartementet, 2025). Sammen med andre gjennomførte studier og utredninger viser dette hvordan økte temperaturer generelt vil kunne påvirke miljøet i Norge:

- Økt hyppighet av ekstremvær inkludert flom, nedbør og tørke. Nye framskrivninger for klima i Norge viser blant annet økning i størrelsen på både middelflom og 200-års flom mot slutten av århundret i alle landsdeler med unntak av Finnmark. Økt nedbør vil også medføre en økning i intens bygenedbør, samtidig som områder på Sørlandet, Østlandet og Troms og Finnmark trolig vil erfare tørrere forhold i bakken, spesielt i sommersesongen
- Endringer i havklima inkludert økt overflatetemperatur, økt forsuring, stigende havnivå og minkende sjøis
- Tining av permafrost og raskere nedsmelting av isbreer, og mindre snø
- Endringer i arts mangfold og naturtyper. I den norske rødlisten for arter fra 2021 er 211 truede arter identifisert som påvirket negativt av klimaendringer. For naturtypene påvirker klimaendringer 230 av de 386 naturtypene på rødlista fra 2025, og har stor eller svært stor betydning for at 107 av disse ble rødlistet
- Økt fare for jord- og snøskred

- Redusert matsikkerhet, endringer i handel, økt risiko for globale konflikter og migrasjon
- Økt risiko for skade, utfordringer for folkehelsen. Og tap av liv både i Norge og globalt

Det finnes ikke kunnskapsgrunnlag eller omforent metodikk for på generell basis å kunne angi bidraget fra ett petroleumsprosjekt til konkrete målbare miljøvirkninger.

8 Risiko for akutte utslipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak

Hovedfunnet i Cuvette består av gass og kondensat. Det er god kunnskap om egenskapene til kondensatet. Cuvette produksjonsbrønn vil også produsere fra et tynnere overliggende oljelag (se Fig. 3.4).

Basert på ny kunnskap om oljekvaliteter og utstrømningsrater- og varigheter, er det som en del av KU-prosessen gjennomført en ny miljørisiko- og beredskapsanalyse for produksjonsboring, komplettering og drift av Cuvette (Akvaplan-niva, 2026). Siste versjon av oljedriftsmodellen OSCAR (15.2.0) er da lagt til grunn.

8.1 Miljørisiko

Basert på kunnskap fra letebrønnen om oljekvaliteter er det i analysen benyttet Oseberg C som referansevæske for Oxfordian-formasjonen, og Huldra kondensat som referansevæske for Tarbert-formasjonen.

Utbåsningsratene under boring og komplettering er moderate (187-2534 m³/d), og lave under produksjonsfasen (187-408 m³/d).

Spredning av olje fra en oljeutblåsning under de gitte forutsetningene gir en relativt høy sannsynlighet for at olje kan nå land, varierende mellom sesonger fra 65 til 84 prosent - med lavest sannsynlighet om sommeren. Dette er noe lavere enn tilsvarende tidligere analysert for letebrønnen (Akvaplan-niva, 2023). Influensområdene mellom sesongene er noe ulike, men har de samme drivretningene. Dette er her presentert for sommersesongen for henholdsvis bore- og produksjonsfase (Fig. 8.1). Korteste drivtid til land om vinteren som grunnlag for beredskapsplanlegging er 3,8 døgn og 6,1 døgn om sommeren - for borefasen. I produksjonsfasen er korteste drivtid til land i området 10 - 21 døgn vareierende mellom sesonger. Sannsynligheten for stranding i produksjonsfasen er godt under 5 prosent.

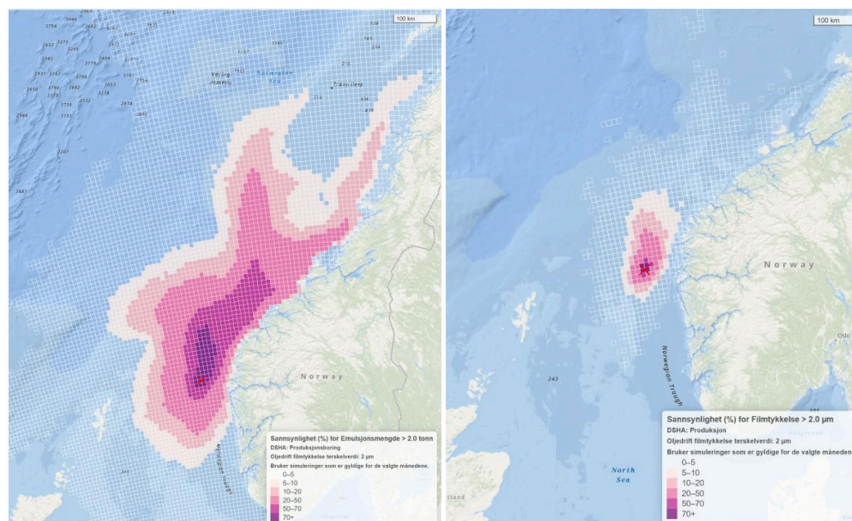


Fig. 8.1 Statistisk modellert influensområde for oljedrift etter brønnutblåsning fra Cuvette i henholdsvis borefase (vesentre) og drift, gitt ved sannsynlighet for >2µm oljefilmtykkelse i en 10x10 km rute. Kilde: Akvaplan-niva (2026). Merk at bildet ikke gir spredning av ett oljeutslipp, men sannsynligheten for olje basert på modellering av flere hundre utslippsscenarioer.

Det er høyest konsekvenspotensial i fasen med boring og komplettering relativt til produksjonsfasen, og høyest konsekvenspotensial under komplettering som har høyere sannsynlighet for overflateutslipp. Høyest miljørisiko for sjøfugl er funnet i sommersesongen, dvs. når fuglene hekker og er ansamlet rundt hekkekoloniene og i kystsonen. Mest alvorlig risikopotensial er funnet for arten Storjo i Norskehavet, med 3,3 prosent sannsynlighet i kategori "Svært alvorlig" og 0,5 prosent sannsynlighet i kategori "Stor".

Effekten av beredskapstiltak er remodellert i OSCAR beredskapsmodul med det antallet havgående systemer som følger av den enkelte ratens kapasitetsbehov. Den risikoreducerende effekten for sjøfuglen Storjo i sommersesongen er vist i Fig. 8.2. Dette angir sannsynlighet i hver skadekategori med og uten beredskapstiltak. Risiko i verste kategori utgår, og risiko i andre kategorier reduseres vesentlig - noe som understreker betydningen av beredskapstiltakene for å redusere miljøskade.

Det er angitt svært lave sannsynligheter for bestandstap for kystsel.

Miljørisiko for fiskeressurser er funnet å være meget liten.

For strand er det angitt 1,3 prosent sannsynlighet for skade i skadekategori "Stor" gjennom hele året. Som vist i tidligere eksempel for sjøfugl er det også for miljøskade på strand betydelig positiv effekt av beredskapstiltak, i alle sesonger.

I forhold til operatørens akseptkriterier ble all identifisert risiko, med ett unntak ,vurdert innenfor "Lav negativ risiko", grønn risikokategori. Unntaket er for miljøskade på strand, og med svært lav sannsynlighet for stor miljøskade (Fig. 8.3). Når en hensyntar effekten av beredskapstiltak vil samtlige risikoer kom inn under kategorien "lav negativ risiko" (Fig. 8.4).

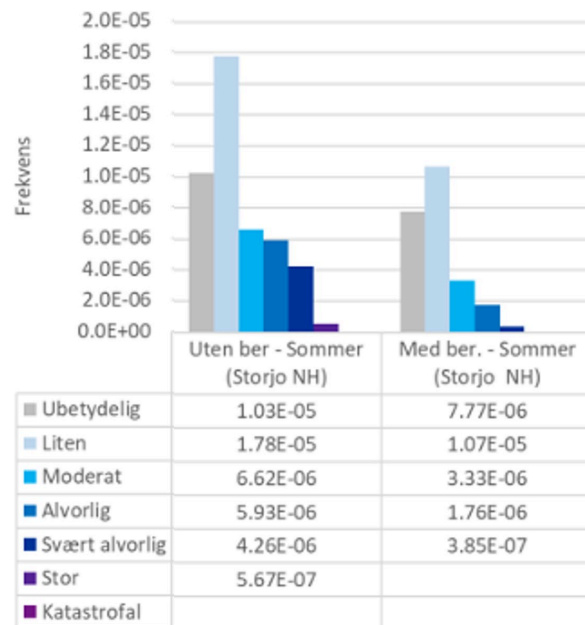


Fig. 8.2 Miljøskade per kategori for Storjo i sommersesongen uten og med beredskapstiltak, for dimensjonerende utslippsscenario. Kilde: Akvoplan-niva, 2026.

Sannsynlighet/ frekvens	% sannsynlighet	<0.001%	0.001-0.01%	0.01-0.1%	0.1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	> 50%						
	Frekvens	10 ⁻⁶ -10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ -10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ -10 ⁻³	10 ⁻³ -10 ⁻²	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5						
1 Ubetyd. (ingen)			7,0E-05 (K)	1,4E-04 (V) 1,3 E-04 (S)											
2 Ubetydelig	1,1E-06 (V) 3,3E-06 (S)		1,4E-05(K)												
3 Liten	5,5E-06 (S)		2,7E-05(K)												
4 Moderat	2,3E-06 (S)		1,7E-05(K)												
5 Alvorlig	2,0E-06 (S) 7,9E-05(K)														
6 Svært alvorlig	4,8E-06 (K) 1,4E-06 (S)														
7 Stor	1,8E-06 (K)														
8 Katastrofal															
<table border="1"> <tr> <td style="background-color: red;"></td> <td>Høy negativ risiko</td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;"></td> <td>Medium negativ risiko</td> </tr> <tr> <td style="background-color: green;"></td> <td>Lav negativ risiko</td> </tr> </table>											Høy negativ risiko		Medium negativ risiko		Lav negativ risiko
	Høy negativ risiko														
	Medium negativ risiko														
	Lav negativ risiko														

Fig. 8.3 Miljørisiko i forhold til Harbour Energy sin risikomatrix for borefase og uten effekt av beredskapstiltak. K=strand, V=fisk, S=sjøfugl. Kilde: Akvoplan-niva, 2026.

Sannsynlighet/ frekvens	% sannsynlighet	<0.001%	0.001-0.01%	0.01-0.1%	0.1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	> 50%						
	Frekvens	10 ⁻⁶ -10 ⁻⁵	10 ⁻⁵ -10 ⁻⁴	10 ⁻⁴ -10 ⁻³	10 ⁻³ -10 ⁻²	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5						
1 Ubetyd. (ingen)			7,9E-05 (K)	1,4E-04 (V) 1,2 E-04 (S)											
2 Ubetydelig	9,8E-06 (S)		1,6E-05 (K)												
3 Liten	7,6E-06 (S)		2,7E-05 (K)												
4 Moderat			1,5E-05 (K)												
5 Alvorlig	5,0E-06 (K)														
6 Svært alvorlig	1,3E-06 (K)														
7 Stor															
8 Katastrofal															
<table border="1"> <tr> <td style="background-color: red;"></td> <td>Høy negativ risiko</td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;"></td> <td>Medium negativ risiko</td> </tr> <tr> <td style="background-color: green;"></td> <td>Lav negativ risiko</td> </tr> </table>											Høy negativ risiko		Medium negativ risiko		Lav negativ risiko
	Høy negativ risiko														
	Medium negativ risiko														
	Lav negativ risiko														

Fig. 8.4 Miljørisiko hvor effekten av beredskapstiltak er hensyntatt. Kilde: Akvoplan-niva, 2026.

8.2 Beredskap mot akutt forurensning

Resultatene fra miljørisikoanalysen viser viktigheten av beredskapstiltakene for å redusere risiko for miljøskade. Som angitt over har tiltakene for Cuvette betydelig positiv effekt på dette.

Med eventuelle akuttutslipp av kvalitet Oseberg C råolje er det ingen spesielle utfordringer beredskapsmessig. Oljen vil over tid danne emulsjon med økende viskositet og lavere potensial for kjemisk dispergering. Med eventuelle akuttutslipp av kvalitet Hundra kondensat vil det være stor grad av avdamping, og utslippet har lav viskositet. Kondensatet er kjemisk dispergerbart også over tid.

Det er beregnet et behov for to NOFO systemer i barriere 1 og 2 for Cuvette, se Table 8.1. Dette er tilsvarende som Vega har i dag. Hensyntatt effekten av barriere 1 og 2 er maksimal tilflyttingsmengde til kystsonen under bore- og kompletteringsfasen 229 Sm³ emulsjon, pr. døgn forutsatt stranding over en periode på 12 døgn (vektet varighet under produksjonsboring). Dette gir et volumbasert behov for 2 NOFO HH Kyst systemer i alle sesonger. Nødvendige ressurser skal være på plass innen 95-prosentilen av minste drivtid til land, som er 4,4 døgn, og til de enkelte eksempelområder i henhold til deres respektive drivtider.

Table 8.1 Beregnet beredskapsbehov for Cuvetet i ulike sesonger. Kilde: Akvaplan-niva, 2026.

Sesong	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Beregnet behov for beredskap i barriere 1 og 2, gitt som NOFO J systemer med overløpsopptager	B1: 1 B2: 1	B1: 1 B2: 1	B1: 1 B2: 1	B1: 1 B2: 1
Total reell ytelse av beredskapsløsningen i barriere 1 og 2 (Sm ³ /d)	1192	1087	1135	1470
Beregnet effektivitet av beredskapsløsningen i barriere 1 og 2 (%)	36,2	51,3	63,2	49,1

Tiltaksberedskapen for Cuvette vil ha første system etablert med fartøy fra henholdsvis Gjøa og Måløy. Første system skal være operativt innen sju timer. Videre kystberedskap i barriere 3 og 4 mobiliseres gjennom NOFO. Prioriterte områder langs kysten for vern mot oljeforurensning er identifisert og tiltak planlagt. Mulighet for bruk av kjemiske dispergeringsmidler vil bli gjort i tilfelle av en utslippshendelse og basert på spesifikk miljøvurdering; SIMA. Lokalisering av de mest relevante responsressursene for Vega og Cuvette er vist i Fig. 8.5.

Væskesammensetning og -kvalitet for Cuvette er sammenlignbar med tilsvarende for Vega. Det er derfor ikke forventet behov for vesentlige endringer i oljeværnplanen for Vega ved å inkludere produksjonsboring og produksjon for Cuvette.

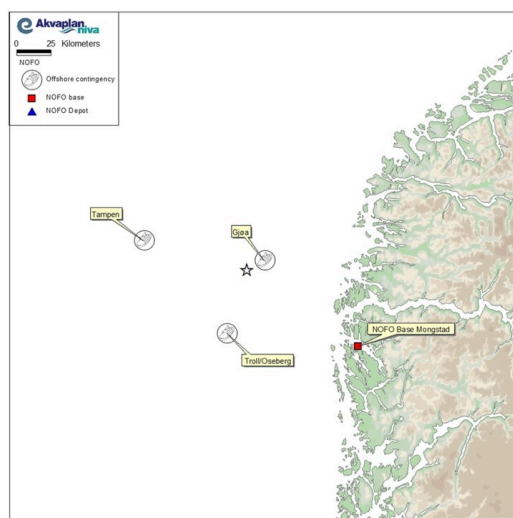


Fig. 8.5 Oljeværnressurser aktuelle for Vega og Cuvette. Kilde Vega oljeværnplan

8.3 System for lekkasjedeteksjon

Det er etablert et havbunnsbasert system for lekkasjedeteksjon på Vega brønnrammene, med kombinerte akustiske-/vibrasjonssensorer. Eksisterende sensorer vil også dekke behovet for Cuvette-brønnene, se 3.7 BAT-vurderinger.

9 Konsekvenser for annen næringsaktivitet til havs og avbøtende tiltak

Produksjon av Cuvette gjennom Vega Q vil medføre noe utsatt produksjon fra Vega. Ingen andre virkninger er ventet for petroleumsvirksomhet i området.

Virkninger for andre havbaserte næringer er omhandlet i de kommende delkapitler.

9.1 Virkninger for fiskeri

I boreperioden vil det være en midlertidig sikkerhetssone rundt borelokaliteten. Det er imidlertid tilnærmet ingen fiskeriaktivitet i dette området (dokumentert gjennom fartøysporing og fangststatistikk for en lengre tidsperiode, se 5.5 Næringsaktivitet i området) og sikkerhetssone og forsyningsfartøy i transitt forventes ikke å medføre nevneverdige operasjonelle ulemper for fiskerivirksomheten. Perioden med borerigg og sikkerhetssone blir på om lag tre måneder, med borestart foreløpig forventet fra januar 2028.

Aktiviteten vil bli varslet i Etterretninger for Sjøfarende (Efs) og eventuelt også i FiskInfo i barentswatch.

I drift vil Cuvettebrønner ikke medføre noen endring i forhold til dagens situasjon med overtrålbare brønnrammer på Vega.

9.2 Virkninger for maritim virksomhet

I perioden med borerigg på feltet vil det være etablert en midlertidig sikkerhetssone rundt riggen på 500m. Det er ingen overflateinnretninger regionalt ved Vega. En midlertidig sikkerhetssone rundt boreriggen vil således ikke skape vesentlige problemer for gjennomføring av kursendring for passerende maritim trafikk. Perioden med borerigg på feltet for boring og komplettering av brønner blir på om lag tre måneder. Det er ikke viktige skipsruter som passerer gjennom området.

Virkningene i anleggsfasen forventes derfor som neglisjerbare.

Aktiviteten vil bli varslet i Efs.

I drift vil det ikke være noen virkninger for maritim virksomhet av Cuvette (havbunnsbasert).

10 Samfunnsmessige virkninger

Prosjektet vil medføre samfunnsmessige virkninger ved inntekter til staten gjennom skatter og avgifter, samt ringvirkninger av investeringer gjennom sysselsettingseffekter.

Kunnskapsparken Bodø (KPB) har gjennomført en analyse av samfunnsmessige ringvirkninger av prosjektet (KPB, 2026), oppsummert i de følgende delkapitler.

10.1 Inntekter til staten

Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel har over tid skapt betydelige verdier for det norske samfunnet, både gjennom direkte inntekter til staten og gjennom de brede ringvirkningene i økonomien. Skatter og avgifter fra sektoren utgjør en sentral del av statens inntektsgrunnlag, der en stor andel av verdiskapingen tilfaller fellesskapet gjennom ordinær selskapskatt og særskatt på petroleum.

Det er estimert at prosjektet vil bidra med om lag 11 milliarder kroner i skatteinntekter til staten i løpet av den forventede driftsperioden frem til 2036. De samlede skattebidragene til Norge er i praksis høyere, blant annet som følge av beskatning av selskapenes øvrige virksomhet og inntektsskatt fra ansatte i operatør- og leverandørleddet. Miljøavgiftene, som er knyttet til produksjonsnivået, er anslått til totalt 175 millioner kroner gjennom perioden.

10.2 Sysselsettingsevirkninger

Investeringer

Totale investeringer i utbyggingen er anslått til om lag 2,4 milliarder 2026-kroner, se 3.8 Investeringer og kostnader., hvor de største investeringene er i 2027 og 2028. Norske andeler av investeringene i utbygging og drift gir grunnlag for nasjonale ringvirkninger i form av sysselsettingsevirkninger. Investeringene i prosjektet er i hovedsak knyttet til brønnskostnader, herunder leie av borerigg og tilhørende tjenester, totalt anslått til 62 prosent (Fig. 10.1).

Muligheter for leveranser fra norsk leverandørindustri; Norske andeler

Selv om Cuvette i petroleumsammenheng er et relativt lite prosjekt investeringsmessig, vil det gi store muligheter for leveranser fra den nasjonale leverandørindustrien. Forventet andel norske leveranser relatert til den totale investeringen er 75,4 prosent (Fig. 10.2). Den høye norske andelen må sees i sammenheng med at dette er et begrenset prosjekt hvor boring og brønn utgjør en vesentlig del av investeringen. Boreoperasjoner på norsk sokkel kjennetegnes ved høy norsk andel fordi nesten hele verdikjeden allerede finnes i Norge, både i form av kompetanse, leverandører og logistikk.

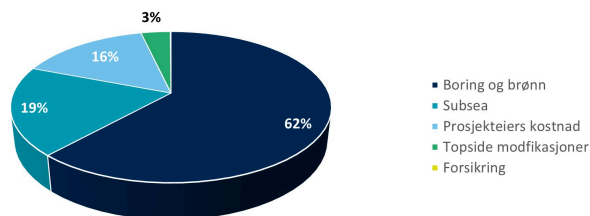


Fig. 10.1 Investeringer i Cuvette fordelt på kostnadsområdene

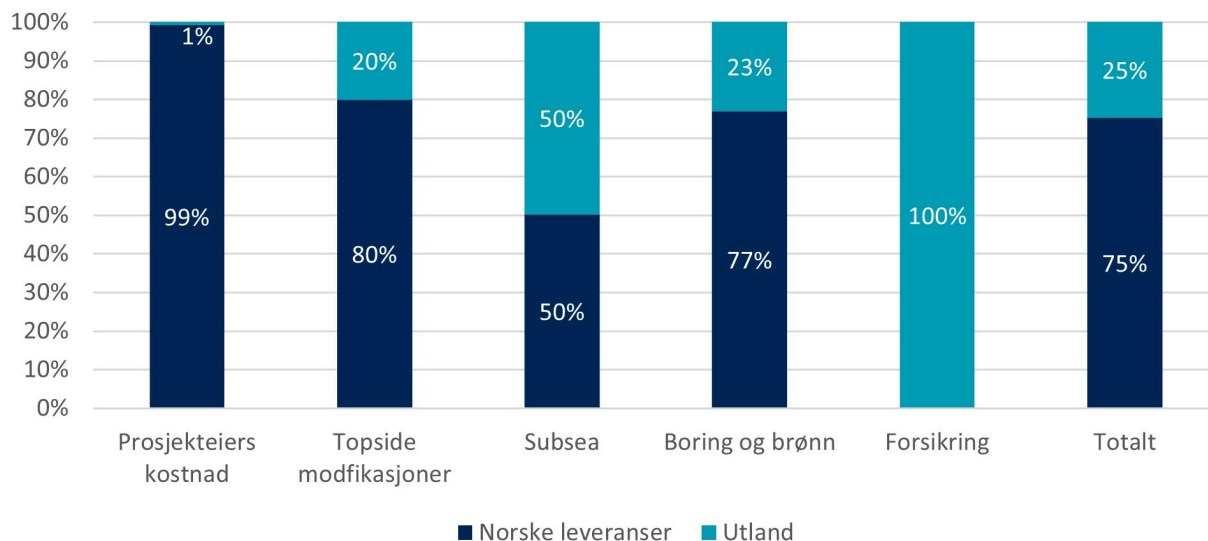


Fig. 10.2 Norsk leveranseandel i prosent

Norsk leverandørindustri til petroleum spenner over svært mange næringer. I første ledd er det kontraktørene som inngår avtaler om leveranser til prosjektet. Kontraktørene vil imidlertid være avhengige av leveranser fra en lang rekke underleverandører i flere ledd.

Flere av de største leverandørene er registrert innenfor flere næringer, slik at noen ganger kan en leveranse fra en leverandør tilhøre flere næringer. Dette ser vi ofte innenfor næringene tjenester til utvinning og industri. I tillegg vil underleveranser fordele seg utover langt flere næringer enn det som vises i figuren.

Fig. 10.3 angir en forventet fordeling av norske andeler av investeringene per næring.

Sysselsettingsvirkninger

Investeringene er beregnet å gi en sysselsettingsvirkning på nærmere 760 årsverk i Norge fordelt over utbyggingsperioden fra 2026 til 2028. Fig. 10.4 gir et anslag på de beregnede sysselsettingsvirkningene som forventes av investeringen for prosjektet totalt.

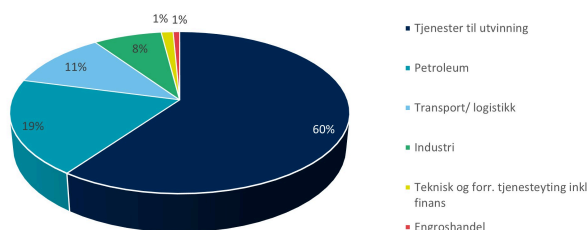


Fig. 10.3 Fordeling av leveranser på næring

Internt prosjektarbeid i Harbour Energy er ventet å utgjøre 63 årsverk totalt i perioden. Vare- og tjenestekjøp vil bidra til 277 årsverk hos leverandører med direkteleveranser til prosjektet. Hovedkontraktørene er avhengig av å kjøpe varer og tjenester igjen fra underleverandører, dette ser vi i form av indirekte effekter. Vare- og tjenestekjøp i leverandørindustrien går ofte i mange ledd og er ventet å utgjøre 285 årsverk. Konsumvirkninger oppstår når de sysselsatte betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. Konsumeffektene er beregnet til om lag 21 prosent av de direkte og indirekte sysselsettingsvirkningene, det vil si 134 årsverk. Analysen omfatter ikke fortrenningseffekter i næringslivet.

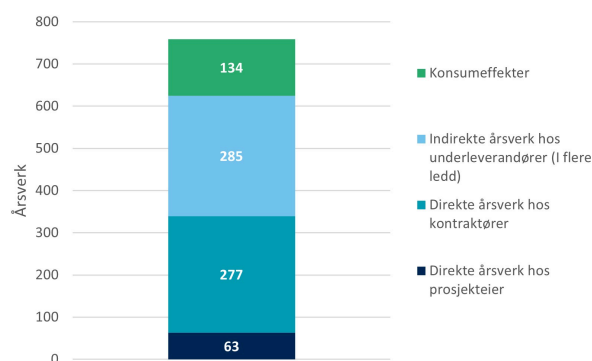


Fig. 10.4 Sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen til Cuvette

I driftsfasen vil Cuvette årlig bidra til om lag 41 årsverk totalt i det norske samfunnet i perioden, hvorav 19 direkte årsverk, 15 indirekte og 7 som konsumeffekter. Årsverkene relateres til vedlikehold og drift av brønnene.

Fig. 10.5 gir en fordeling av sysselsettingsvirkningene per næringssegment, med bidra fra henholdsvis direkte-, indirekte- og konsumeffekter. Petroleumsnæringen selv står for relativt få direkte årsverk, mens ringvirkningene sprer seg bredt i økonomien, noe som understreker at verdiskaping og sysselsetting fra petroleumsaktivitet i stor grad skjer gjennom leverandørkjeder og økt etterspørsel i øvrige næringer.

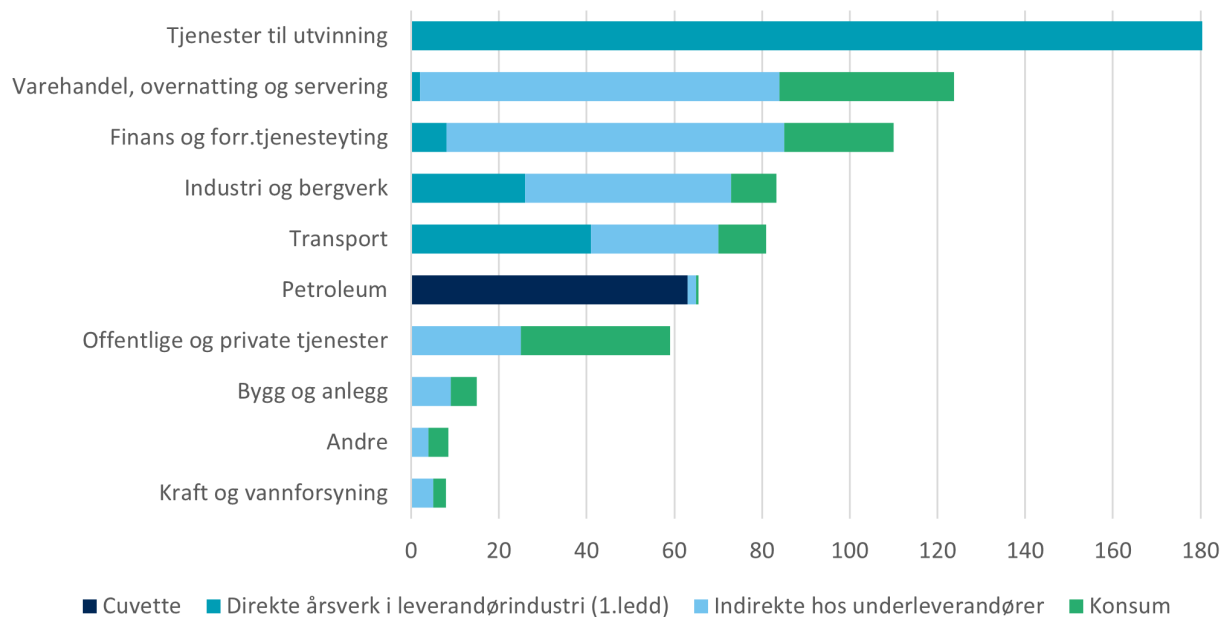


Fig. 10.5 Norske sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen til Cuvette fordelt på næringer

Utvinning av Cuvette vil videre bidra til å opprettholde den sysselsettingen som drift av Vega medfører. Hos Harbour Energy omfatter dette om lag tolv årsverk, inklusive kontraktører. I tillegg kommer personell hos vertsoperatøren for drift av Vega/Cuvette på Gjøa.

11 Referanser og litteratur

Akvaplan-niva, 2023. Miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønn 35/11-27 S i PL248 (Cuvette). Rapport nummer 64379.02

Akvaplan-niva, 2026. Miljørisiko og beredskapsanalyse – Cuvette 2026 Akvaplan-niva, Rapport 66858.03

Aquateam, 2026. Environmental impact assessment of hydraulic fluid leakage from vega SPS. Report 26-001.

Bakke, T., J. Klungsøyr og S. Sanni, 2012. Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Resultater fra ti års forskning. Forskningsrådet.

Bakke, T, Klungsøyr, J, and Sanni, S. 2013. Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. Marine Environmental Research 92 (2013) 154-169.

Beyer, J., Ellingsen, K.E., Yoccoz, N.G., Pål, B.-M., Bakke, T., 2025. Environmental effects monitoring of offshore oil and gas activities on the Norwegian continental shelf: A review, Marine Environmental Research, <https://doi.org/10.1016/j.marenvres.2025.107166>.

DNO, 2025. Utbygging og drift av Kjøttkake. Forslag til program for konsekvensutredning.

DNV 2021. THC. Vurdering av effektgrense. Rapport 2021-1137, Rev. 0. Dokument nr.: 1332674. Dato: 2021- 11-29.

DNV, 2023-a. Assessment of potential coral garden habitats (Flabellum) at Cuvette (PL 248). Memo no. 17042023-001

DNV 2023-b. SeaFAN Cuvette. DNV rapport nr. 2023-0503, Rev. 0

DNV 2025-a. Vurdering av behov og kapasitet for behandling av oljeholdig avfall fra petroleumsvirksomheten til havs. DNV rapport nr. 2025-4022, Rev. 1

DNV, 2026. Klimagassutslipp fra Cuvette. Rapport nr.: 2026-0567.

Energidepartementet, 2025. Fagutredning: Klimagassutslipp fra olje og gass utvunnet på norsk kontinentalsokkel. Høringsnotat. Datert 7. april 2025

Faglig Forum for Norske Havområder (2023), Faggrunnlag for helhetlige forvaltningsplaner for norske havområder –Hovedrapport 2019-2023, M-2524 | 2023

Harbour Energy, 2025. Årsrapport for Vega 2024.

IPCC, 2024. Interactive Atlas. <https://interactive-atlas.ipcc.ch/>

IPCC, 2021. Climate Change 2021: The Physical Science Basis.

Klima- og miljødepartementet, 2024. Meld. St. 21 (2023-2024). Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene. Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak.

KPB, 2026. Samfunnsmessige ringvirkninger Cuvette. Kunnskapsparken Bodø. Mai 2026.

Miljødirektoratet, 2025. Retningslinjer for miljøovervåking av petroleumsvirksomheten til havs. M-300.

Offshore Norge, 2022. Guidelines #147. Best available techniques assessment.

Offshore Norge, 2024. Handbook. Species and Habitats of Environmental Concern. Mapping, Risk Assessment, Mitigation and Monitoring. - In Relation to Oil and Gas Activities.

Offshore Norge, 2025. Klima og miljørapport 2025

OLF 2006. Regional konsekvensutredning for Nordsjøen (RKU). Sammenstillingsrapport.

Olje- og energidepartementet, 2022. Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD), 12. september 2022.

OSPAR, 2008. List of Threatened and/or Declining Species and Habitats (Reference Number: 2008-6).

Rystad, 2023. Netto klimagassutslipp fra økt olje- og gassproduksjon på norsk sokkel. Rystad Energy Hovedrapport 15.02.2023.

STIM, 2022. Miljøovervåking av olje- og gassfelt i Region IV, 2020. STIM Miljø Rapport 23-2022

Vista, 2023. Norsk olje, globale utslipp. Netto forbrenningsutslipp av økt norsk petroleumproduksjon. Vista Analyse Rapport 2023/04 for WWF, Naturvernforbundet, Natur og Ungdom og Greenpeace. [va-rapport_2023-04_norsk_olje_-_globale_utslipp.pdf](#)

Vår Energi, 2024. Årsrapport til Miljødirektoratet for Gjøa-feltet 2023.

Vår Energi, 2025. Utbygging og drift av Gjøa Subsea Prosjekter, forslag til program for konsekvensutredning.

Vår Energi, 2026-a. Utbygging og drift av Gjøa Subsea Prosjekter. Konsekvensutredning.

Vår Energi, 2026-b. Årsrapport til Miljødirektoratet for Gjøa-feltet 2025.