

Cuvette

Forslag til program for konsekvensutredning
PL248, PL248 F & PL248 GS



Table of Contents

1 Sammendrag	1
2 Innledning	3
2.1 Bakgrunn	3
2.2 Formålet med utredningsprogram og konsekvensutredning	4
2.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning	4
2.4 Konsekvensutredningsprosess	4
2.5 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet	5
2.6 Søknader og tillatelser	6
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	11
3.7 BAT-vurderinger	12
3.8 Investeringer og kostnader	13
3.9 Tidsplan for gjennomføring	13
3.10 Avslutning av virksomheten	14
3.11 Harbour Energy policy for helse, sikkerhet, miljø og sikring	14
4 Områdebeskrivelse og kunnskapsgrunnlag	17
4.1 Kunnskapsgrunnlag	17
4.1.1 Tidligere konsekvensutredninger i området	17
4.1.2 Andre sentrale kunnskapskilder	18
4.2 Fysiske, kjemiske og oseanografiske forhold	18
4.3 Beskrivelse av naturressurser	21
4.4 Kulturminner	23
4.5 Næringsaktivitet i området	24
5 Miljøkonsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak	27
5.1 Fysiske inngrep	27
5.2 Utslipp til luft	27
5.3 Forbrenningsutslipp	28
5.4 Regulære utslipp til sjø	28
5.5 Avfallshåndtering	30
5.6 Oppfølgende miljøundersøkelser og -studier	30
6 Risiko for akutte utslipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak	31
6.1 Miljørisiko	31
6.2 Beredskap mot akutt forurensning	32
6.3 System for lekkasjedeteksjon	33
7 Konsekvenser for annen næringsaktivitet til havs og avbøtende tiltak	34
7.1 Virkninger for fiskeri	34
7.2 Virkninger for maritim virksomhet	34
8 Samfunnsmessige virkninger	35
9 Oppsummering av planlagte utredninger	36
10 Referanser og litteratur	37

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 stiplet 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 Produksjonsprofil Cuvette (P50), fra RNB2026	11
3.7 Inveseringsanslag for Cuvette (CAPEX og OPEX), millioner kroner.	13
3.8 Harbour Energy HSES Policy	15
4.1 Vega KU	17
4.2 GjØa KU	17
4.3 Årlig vindrose for GjØa, basert på 10 års vindstatistikk. Kilde: Norsk klimaservicesenter, 2024.	19
4.4 Havstrømmer i nordlige Nordsjøen og sørlige Norskehavet, inkludert området Vega-GjØa. Kilde: Havforskningsinstituttet.	19
4.5 Type bunnsediment i regionen (Kilde: Mareano/NGU)	20
4.6 THC-nivåer per tilstandskategori og stasjonsplassering (Kilde: STIM, 2022)	20
4.7 THC-nivåer per stasjon og endring over tid (Kilde: STIM, 2022)	21
4.8 SVO i nordlige del av Nordsjøen/sørlige del av Norskehavet.	21
4.9 Gyteområder for lange og blålange	22
4.10 Gyteområder for øyepål og brosme	22
4.11 Miljøverdi for fisk; NVG sild (larvedrift)	22
4.12 Miljøverdi for sjøfugl, Vega sør	23
4.13 Kjente skipsvrak i regionen (Kilde: Kartverket)	23
4.14 Norsk fiskeriaktivitet i området (2022). Kilde: Fiskeridirektoratet	24
4.15 Utenlandsk fiskeriaktivitet i området (2018-2022). Kilde: Fiskeridirektoratet	24
4.16 Fiske med ulike redskapstyper. Kilde: Fiskeridirektoratet	25
4.17 Relativ fangstmengde. Kilde: Fiskeridirektoratet. De tre Vega brønnrammene indikert med sorte prikker.	25
4.18 Skipstrafikk i området (november 2024): Kilde Kystverket/Kystinfo (Havbase)	26
4.19 Annen havbasert aktivitet eller planer for dette i regionen. Kilde: barentswatch	26
5.1 CO ₂ -utslipp fra Cuvette i anleggs- og driftsfase	28
5.2 Modellert sedimentasjon fra boreutslipp med modellen SeaFAN (DNV, 2023)	29
6.1 Statistisk modellert influensområde for oljedrift etter brønnutblåsning fra Cuvette letebrønn, gitt ved sannsynlighet for >2µm oljefilmtykkelse i en 10x10 km rute. Kilde: Akvaplan-niva (2023). Merk at bildet ikke gir spredning av ett oljeutslipp, men sannsynligheten for olje basert på modellering av flere hundre utslippsscenarier.	32
6.2 Oljevrressurser aktuelle for Vega og Cuvette. Kilde Vega oljevernplan	33

List of Tables

2.1 Foreløpig tidsplan for KU-prosess og PUD for Cuvette	6
3.1 Rettighetshavere	7
3.2 Utslipp av borekaks og rester av vannbasert borevæske fra de to øverste seksjonene ved boring av ny brønn	12
3.3 Forbruk og avhending av oljebasert borevæske fra boring og komplettering (tonn)	12

1 Sammendrag

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

Utbygging av Cuvette innebærer boring av to (eller tre) brønner fra eksisterende havbunnsrammer på Vegafeltet og hvor brønnstrømmen vil gå via eksisterende Vega-rørledning til GjØa for prosessering og eksport. Ingen ny infrastruktur vil bli etablert. En plan for utbygging og drift (PUD) av Cuvette vil bli levert norske myndigheter i løpet av 2026 for godkjenning.

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. Foreliggende Forslag til program for konsekvensutredning utgjør det første trinnet i konsekvensutredningsprosessen for Cuvette. Dette legges nå frem for offentlig høring, og vil sammen med mottatte høringskommentarene legges til grunn ved Energidepartementets fastsetting av endelig program for konsekvensutredning. Når konsekvensutredningen er gjennomført, vil den igjen være gjenstand for offentlig høring før den inngår som en del av PUD.

Foreliggende dokument beskriver tiltaket som blir omfattet av utbygging og drift av Cuvette og angir, basert på dagens kunnskap, prosjektets mulige konsekvenser for miljø og samfunn. Disse er kort oppsummert:

Virkninger i borefasen:

- Tilstedeværelse av borerigg på to lokaliteter for boring av brønn, anslagsvis med en total varighet på et halvt år. Boreriggen vil ha en midlertidig sikkerhetssone i denne perioden og 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.
- Utslipp til sjø fra boring med vannbaserte borevæsker, avgrenset til borekaks og rester av borevæske fra (de) øvre brønnseksjonene dersom det blir boret ny brønn og ikke kun sidesteg til eksisterende brønn. Et slikt utslipp forventes å kun medføre lokale og tidsbegrensede miljøvirkninger.

Virkninger i driftsfasen:

- Ingen ny infrastruktur og ingen virkninger for fiskeri eller maritim ferdsel.
- Noe bruk av produksjonskjemikalier, generelt tilsvarende funksjoner som er i bruk på Vega i dag.
- Ingen planlagte utslipp av hydraulikkvæske ved Cuvette fra styring av brønnventiler, da hydraulikksystemet er et lukket system med returlinje.
- Marginale 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 vil være innenfor selskapets akseptkriterier og 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.

Foreliggende programforslag gir videre en oversikt over temaer for videre kunnskapsinnhenting og utredning i konsekvensutredningen. Foruten å gjøre nærmere vurderinger av de foreløpige konsekvensene angitt over, vil dette omfatte:

- Analyse av prosjektets forbrenningsrelaterte utslipp («scope 3»), med fokus på brutto utslipp og vurdering av netto utslipp og miljøvirkninger i Norge basert på tilgjengelige referansestudier.
- Analyse av prosjektets samfunnsmessige virkninger, herunder inntekter til Staten gjennom skatt og avgifter samt nasjonale sysselsettingsvirkninger.

2 Innledning

2.1 Bakgrunn

Cuvette (35/11-27) representerer 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 Gjølå Semi som vertsfelt (PL153). Avstanden fra Cuvette/Vega til Gjølå semi er vel 30 km (Fig. 2.1).

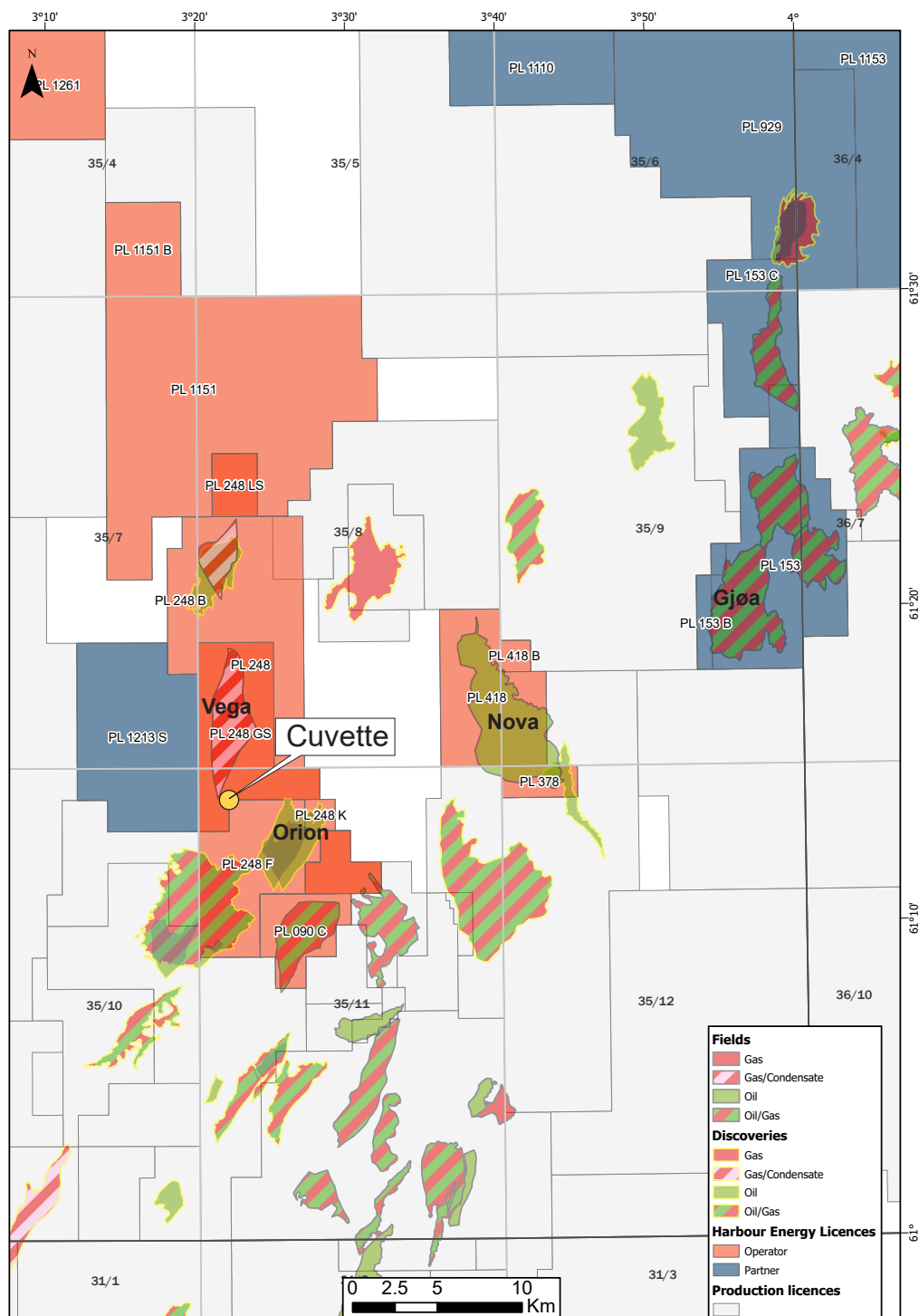


Fig. 2.1 Beliggenhet av Cuvette i forhold til Vega og andre funn/felt i området. Gjølå i øst.

To ulike utbyggingskonsepter er vurdert; enten i form av satelittbrønner for Cuvette plassert om lag 10 km fra Vega, eller direkte boring gjennom eksisterende brønnrammer på Vega.

Rettighetshaverne har anbefalt løsningen med å benytte eksisterende brønnrammer Q og R på Vega (sentral og sør) for boring av Cuvette-brønner.

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 utredningsprogram og konsekvensutredning

Forslaget til program for konsekvensutredning (utredningsprogram) 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. Videre skal behovet for dokumentasjon og planlagt utredningsarbeid beskrives. Forslaget til utredningsprogram sendes på høring slik at myndigheter og interesseorganisasjoner har innflytelse på hva som skal utredes i konsekvensutredningen og omfanget av dette. Etter høringen vil mottatte kommentarer bli evaluert av rettighetshaverne og endelig utredningsprogram blir fastsatt av Energidepartementet.

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 §22 regulerer hva utredningsprogrammet 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

Som et første steg i konsekvensutredningsprosessen har rettighetshaverne utarbeidet et forslag til program for konsekvensutredning (foreliggende dokument). Operatøren (Harbour Energy) sender nå programforslaget på høring til relevante høringsparter, som er anbefalt av ED.

Høringsperioden ble i samråd med ED satt til 6 uker. Høringskommentarene til programforslaget sendes til Harbour Energy med kopi til ED. Harbour Energy vil sammenfatte kommentarene og gi en vurdering med tanke på implementering i konsekvensutredningen. Dette vil igjen bli lagt frem for ED, for anmodning om fastsettelse av programmet basert på programforslaget, høringskommentarene og rettighetshavernes evaluering av disse.

Konsekvensutredningen vil bli 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, somevaluerer 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.

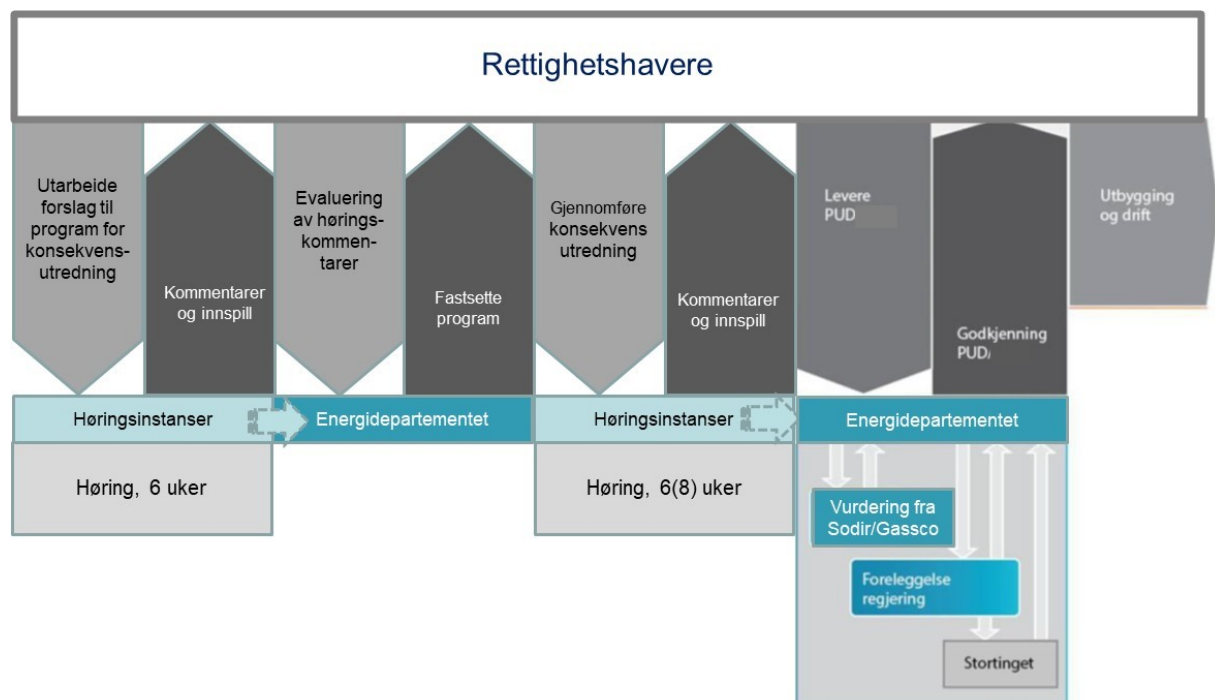


Fig. 2.2 KU-prosess for Cuvette fra programfase til behandling av PUD i regjeringen. Kilde: Basert på OED (2022)

^[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 utbygging og drift (PUD) i desember 2026, med en mulighet for fremskynding med et par måneder. Foreløpig tidsplan for konsekvensutredningsprosessen for utbygging og drift av Cuvette er angitt i tabellen under. Ved fremskynding av dato for levering av PUD til september 2026, vil høring av KU overlappe med ferieperioden. Høringsperioden vil da være utvidet til åtte 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	Februar-mars 2026
Departementets fastsetting av program for konsekvensutredning	April 2026
Gjennomføring konsekvensutredning	Mars-august 2026
Høring konsekvensutredning - 6 (8) uker	September-oktober 2026
Evaluering av høringskommentarer	November 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. En oversikt over tillatelser som må innhentes i planleggings-, utbyggings- og driftsfasen for prosjektet vil bli lagt frem i konsekvensutredningen.

3 Prosjektbeskrivelse

3.1 Rettighetshavere og eierforhold

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

Utvinningstillatelse 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. Utvinningstillatelsene 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

Boring av Cuvette-brønner direkte fra Vega brønnrammer 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.

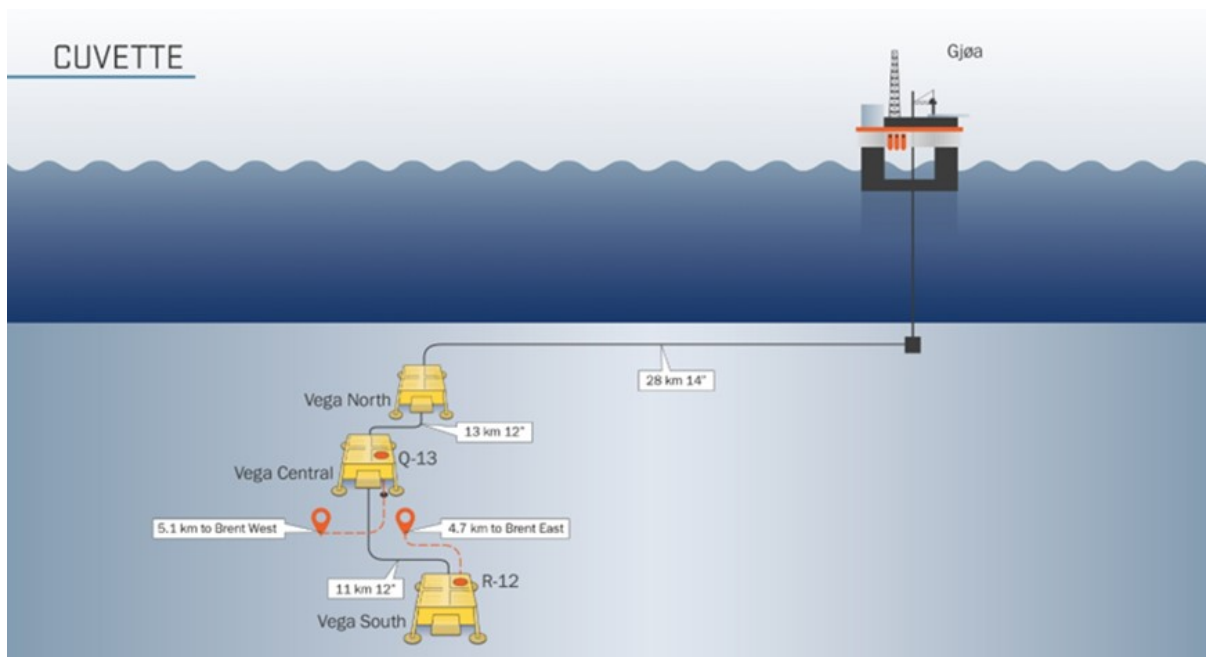


Fig. 3.1 Anbefalt utbyggingskonsept for Cuvette

I anbefalt utbyggingsløsning vil en tilgjengelig brønnsliste på henholdsvis Q og R brønnrammene til Vega bli benyttet for direkte boring. Tilsvarende ventiltre som for Vega-brønnene vil bli brukt. Dersom en installerer et nytt ventiltre vil det bli gjort noe oppgradering av den hydrauliske returlinjen for å sikre mot blokkering. 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 stiplet område.

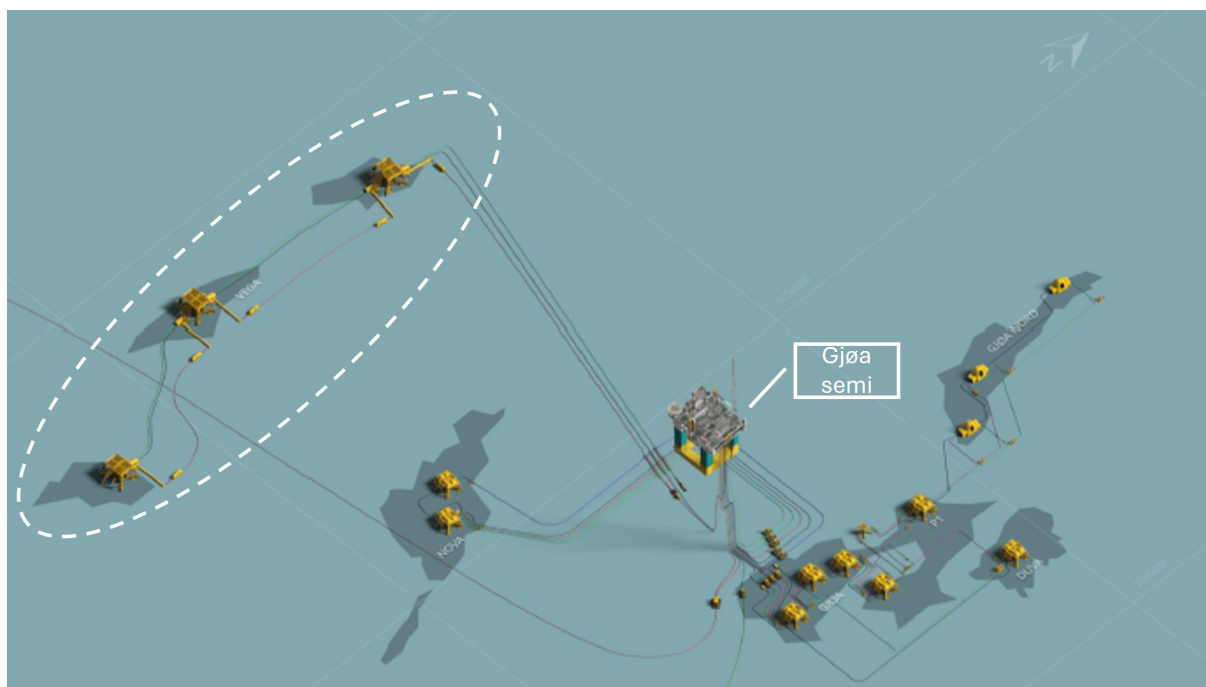


Fig. 3.2 Gjøa semi med tilknyttede felt og infrastruktur. Vega merket med stiplet område.

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. Pt er fire brønner i produksjon, tre brønner er stengt ned pga. vannbegrensning og produserer sporadisk, mens en brønn er permanent stengt ned.

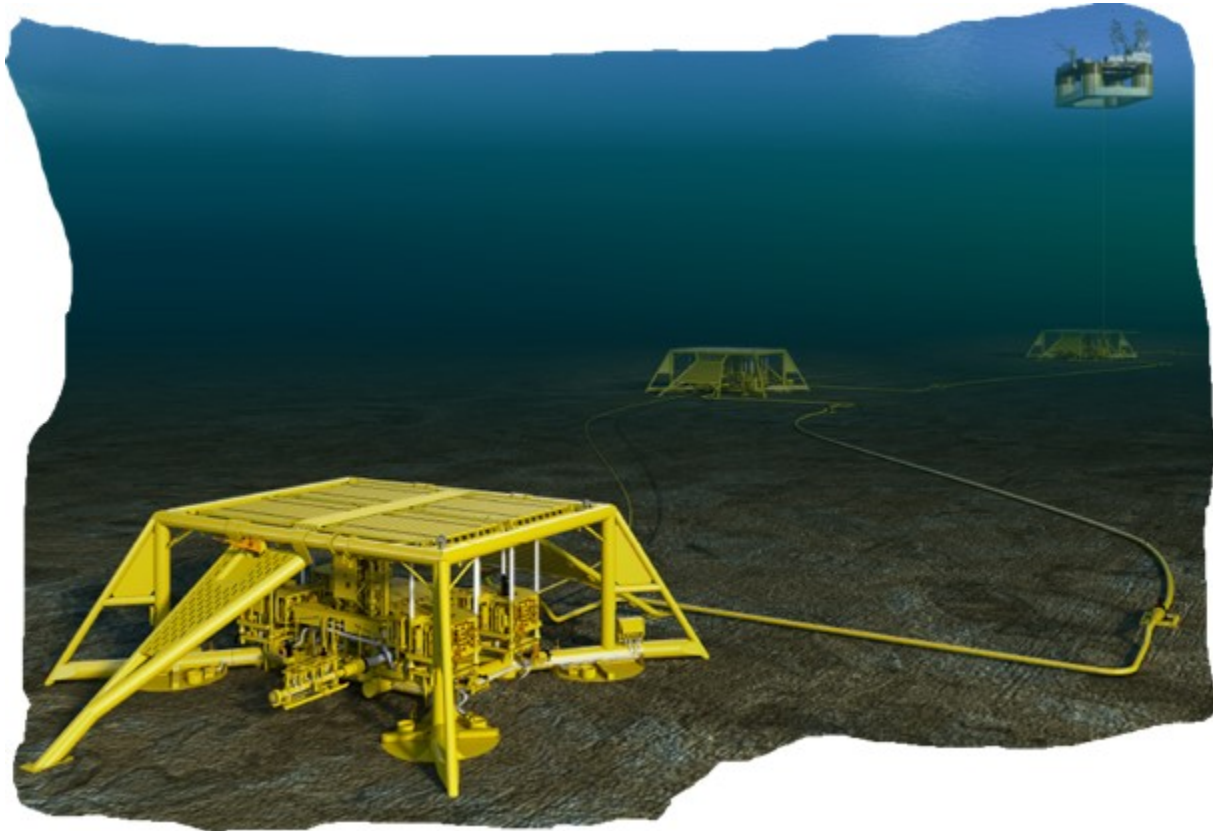


Fig. 3.3 Skisse over Vega-utbyggingen (og Gjøa Semi)

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.

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-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 gasseksportkompressoren. 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 2024 var pÅ 21 mg/l (Vår Energi, 2025-b). OperatØren vurderer ulike tiltak for Å redusere 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 rensert 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 boremål 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

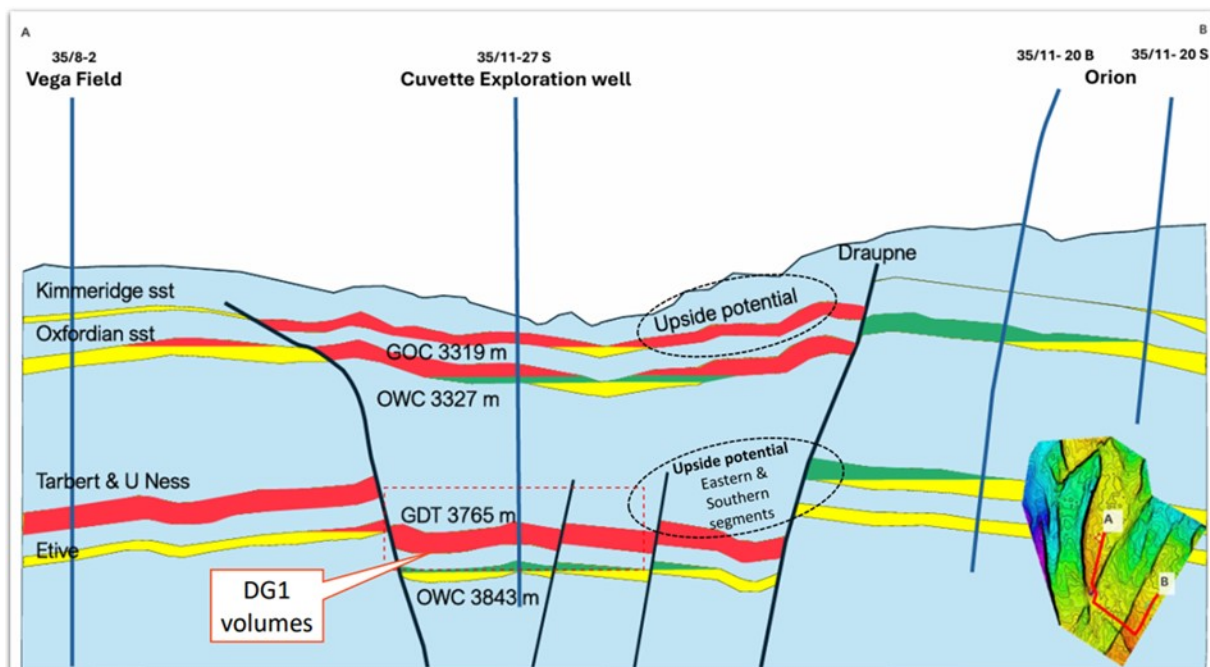


Fig. 3.4 Tverrsnitt av geologien i området med de ulike reservoarene.

BrØnnen ble ikke formasjonstestet, men det er utfØrt omfattende datainnsamling og prØvetaking.

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

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 i området 14.2 millioner – 51.8 millioner fat oe (2.3 mill – 8.2 mill Sm³) Med produksjonsoppstart i 2028 er det forventet at produksjonen vil vare til 2033/2034, med mulighet for realisering av oppsidemuligheter og lengre produksjonstid.

Foreløpig produksjonsprofil er vist i Fig. 3.6.

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.

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.

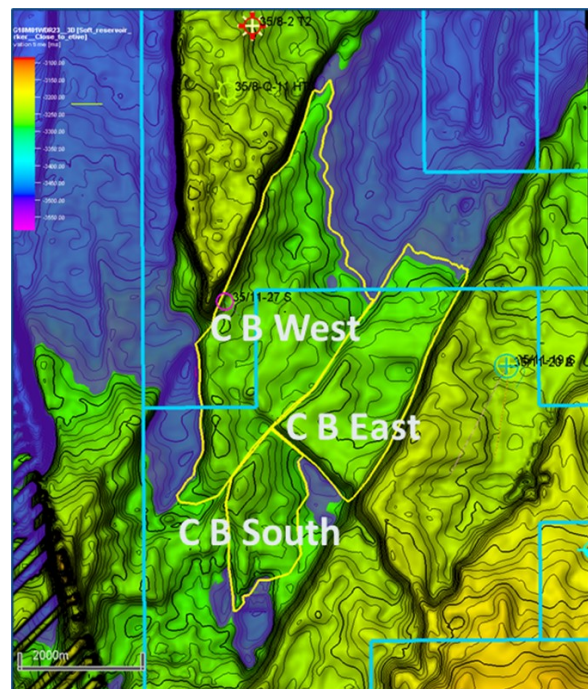


Fig. 3.5 Cuvette-reservoarer sett ovenfra

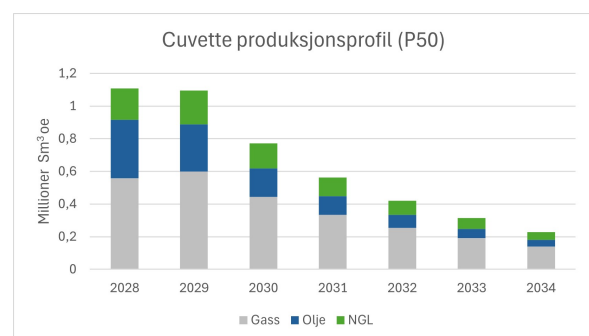


Fig. 3.6 Produksjonsprofil Cuvette (P50), fra RNB2026

3.6 Boring og brønn

Planen omfatter boring av to brønner gjennom brønnslissene Q-13 i Vega Sentral og R-12 i Vega Sør. Dette er eksisterende brønner og boringen vil derfor bli av sidesteg til disse to brønnene. Boring av topphull/øvre seksjoner med vannbasert borevæske er da ikke nødvendig.

Alternativt til dette blir det imidlertid vurdert å benytte ledig brønnsliste R-13 i Vega Sør. Dette vil i så fall være en ny brønn, hvor også topphull/øvre seksjon skal bores med vannbasert borevæske.

For en ny brønn vil det bli boret et 36 tomers diameter topphull hvor det vil bli satt et lederør (conductor). Lengden av seksjonen blir ca. 85 m. Seksjonen vil bli boret med vann tilsatt bentonitt. Beredskapskjemikalier blir hovedsaklig i grønn miljøkategori og enkelte i gul kategori. Et kakstransportsystem (CTS) vil bli benyttet for å sikre at borelokaliteten ikke blir nedslammet. Underliggende 26 tomers seksjon vil bli boret med en standard vannbasert borevæske, med kjemikalier i grønn kategori og med enkelte beredskapskjemikalier i gul kategori. Seksjonslengden blir vel 550 m. En løsning med Riserless Mud Recovery (RMR) vil bli benyttet og transporterer kaks og borevæske til

boredekk for separasjon, gjenbruk av borevæske og utslipp av borekaks. Overskudd av sement vil ledes boret fra borelokaliteten. Slike forhold vil bli redegjort nærmere for i KU om informasjon foreligger, og eventuelt i senere søknad om tillatelse for virksomhet etter forurensningsloven.

Table 3.2 Utslipp av borekaks og rester av vannbasert borevæske fra de to øverste seksjonene ved boring av ny brønn

	Topp hull (tonn)	26 tomers seksjon (tonn)
Borekaks	437	1270
Rester av WBM borevæske	100	58

17,5 tomers seksjonen vil bli boret med oljebasert borevæske. Kjemikaliene i denne er typisk i gul miljøkategori og noen i grønn. Lengden blir vel 2500 m.

12,25 tomers seksjonen blir også boret med oljebasert borevæske. Her inngår et kjemikalie i rød miljøkategori, i tillegg til gule og grønne. Lengden av seksjonen blir vel 2700 m.

Den nederste 8,5 tomers seksjonen bores også med oljebasert borevæske, som foregående seksjon. Lengden her blir ca. 1400 m.

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

Mens borekaks/sedimenter fra de øvre seksjonene boret med vannbasert borevæske vil bli sluppet til sjø, vil utboret kaks med rester av oljebasert borevæske bli fraktet til land for behandling og deponi. Rester av kjemikalier som vil følge utslipp av vannbasert borekaks til sjø per brønn er estimert til knappe 1400 kg for de to seksjonene, hvorav 94 prosent innen grønn kategori og seks prosent innen gul/gul 100/104.

Brukt oljebasert borevæske og utboret kaks fraktes til land. Borekaks per brønn er estimert til et volum på nesten 1000 m³, med en vekt på vel 2000 tonn kaks. For transport kan dette kreve 400 dedikerte containere (skips), eventuelt kan dette transporteres i om lag 100 større ISO-tanker. Halvparten av borevæsken vil bli tatt til land for rengjøring og gjenbruk, mens om lag 3 000 tonn per brønn vil bli behandlet som avfall (Table 3.3).

Table 3.3 Forbruk og avhending av oljebasert borevæske fra boring og komplettering (tonn)

Brønn	Totalt forbruk	Utslipp til sjø	Til land for gjenbruk	Til land som avfall	Etterlatt i brønnen
Q-13	14 519	0	7 277	3 050	4 192
R-12	15 258	0	7 585	3 297	4 377

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.

Nye brønnhoder og ventiltrær vil være i henhold til industristandard. Ventilstyring på Vega-brønnrammene er ved et hydraulisk lukket system med retur av hydraulikkvæske til Gjølå. 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 og dagens tillatelse etter forurensningsloven tillater årlige utslipp på inntil 500 liter. Helelektrisk styring av havbunnsventiler for

Cuvette ville kreve ny kontrollkabel og omfattende modifikasjoner på brønnrammene, samt på vertsinnetningen. En slik løsning er ikke økonomisk gjennomførbart og derfor ikke studert nærmere. Eksisterende løsning har ikke aktive utslipp og er vurdert som BAT.

Vega-brønnrammene har 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 Cuvette ventiltrær. Alternative teknikker er kort vurdert, men er ikke anbefalt da dagens løsning fungerer godt og er innarbeidet løsning i drift.

Boring av horisontale- og reservoaraksjoner 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. Vertsfeltet GjØa har ikke anlegg for mottak av brønnstrøm fra brønnopprensning. Brønnopprensningen vil derfor mest sannsynlig foregå fra boreriggen, tilsvarende som tidligere for Vega-brønner. Muligheten for brønnopprensning på GjØa blir imidlertid undersøkt nærmere.

3.8 Investeringer og kostnader

Investeringene (CAPEX) i Cuvette er i hovedsak knyttet til boring og brønn og er estimert til 3,6 milliarder kroner.

I drift vil det påløpe kostnader for kjemikaliebruk, miljøavgifter, vedlikehold samt tariffkostnader for prosessering på vertsplattform og eksport. Årlig vil disse kostnadene ligge i størrelsesorden 400-600 millioner kroner. Investerings- og kostnadsprognosen er vist i Fig. 3.7. Eventuelle oppdaterte anslag vil bli presentert i KU, mens detaljer omkring investeringer og økonomi blir dokumentert i utbyggingsdelen av PUD.

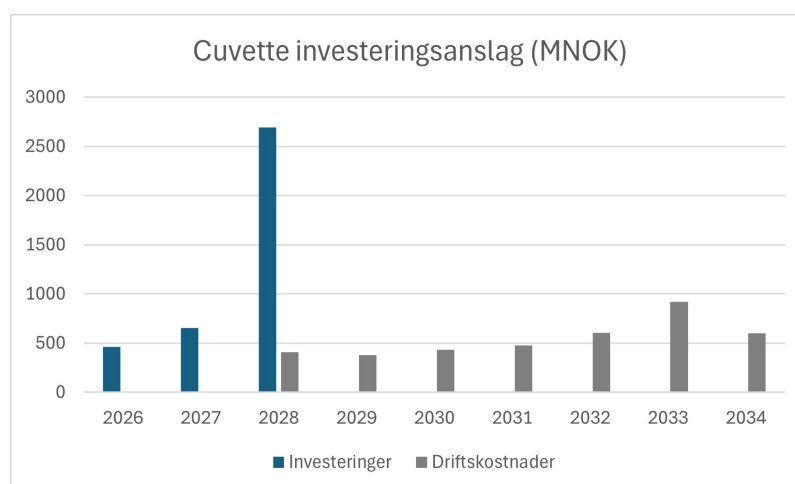


Fig. 3.7 Inveseringsanslag for Cuvette (CAPEX og OPEX), millioner kroner.

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 fra høsten 2027, anslagsvis fra oktober av. Boringen av to brønner ventes å ha en varighet på fire måneder etterfulgt av to måneder for 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:

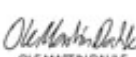
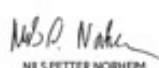
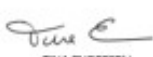
 ROY DAVIES Vice President Exploration & Subsurface	 MICHAEL ZECHNER Managing Director	 OLE MARTIN DAHLE Vice President HSEQ	
 NILS PETTER NORHEIM Vice President Drilling & Wells	 STEIN ERLEND SKID Vice President Projects & Engineering	 RONNY HARSSEN Vice President Production & Operations	 BJØRN TORE VISTE SOLHEIM Vice President Commercial & Sales
 TINA ENDRESEN Vice President Business Services	 CHRISTIAN RITZMANN Vice President Finance		

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 Områdebeskrivelse og kunnskapsgrunnlag

4.1 Kunnskapsgrunnlag

4.1.1 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. 4.1 Fig. 4.2). Vår Energi er nå operatør for vertsfeltet Gjøa. Harbour Energy er operatør for Vega.

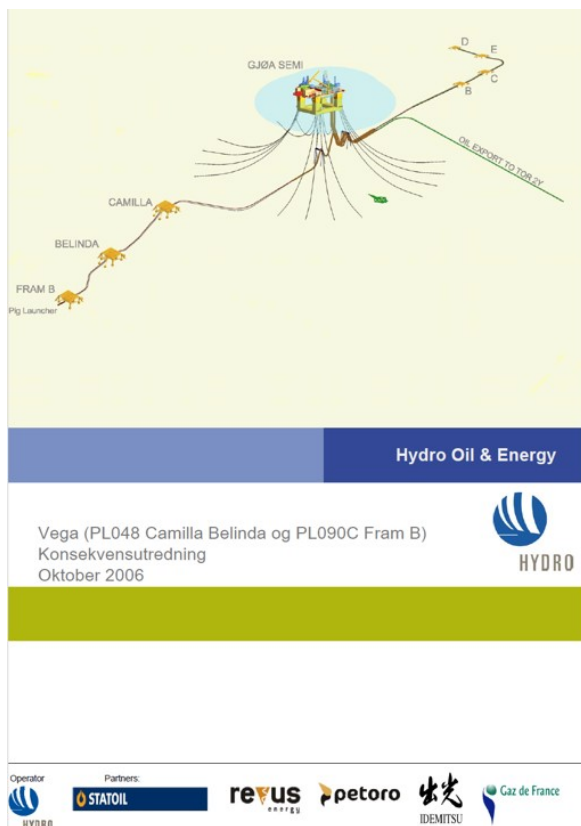


Fig. 4.1 Vega KU

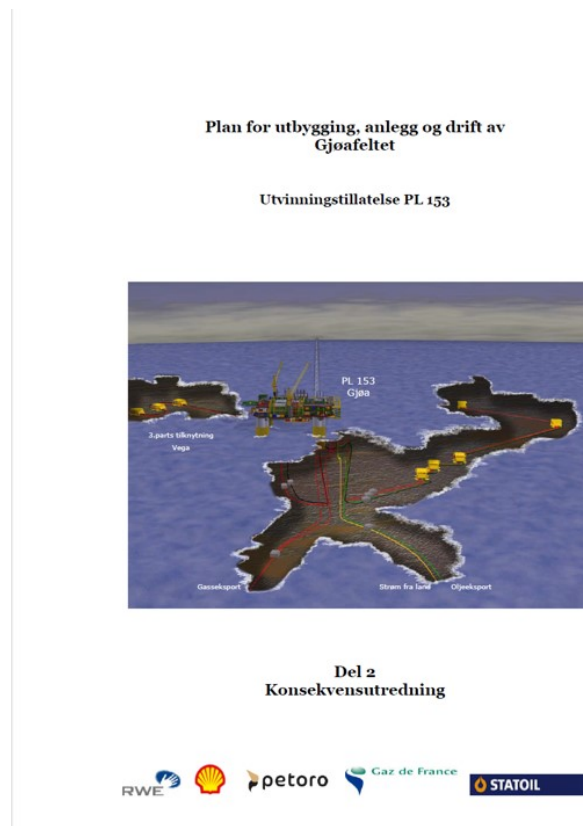


Fig. 4.2 Gjøa KU

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 vertfelt. KU-plikten ble her ivarettatt (2019) gjennom eksisterende utredning for Gjøa. En KU-prosess for utbygging og drift av Gjøa Subseaprojekter (GSP) pågår.

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 innafor 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, som vil være viktige referansedokumenter for Cuvette KU.

4.1.2 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 to brønner og bruk av eksisterende infrastruktur og vertsfelt. Kun mindre inkrementelle utslipp er ventet fra vertsfeltet.

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

Sentrale kunnskapskilder benyttet i dette dokumentet og som vil bli benyttet i KU er offentlige databaser og kartverktøy som barentswatch.no (arealverktøy) samt hos de respektive sektormyndighetene; Fiskeridirektoratet, Kystverket, Sokkeldirektoratet 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.

4.2 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. 4.3).

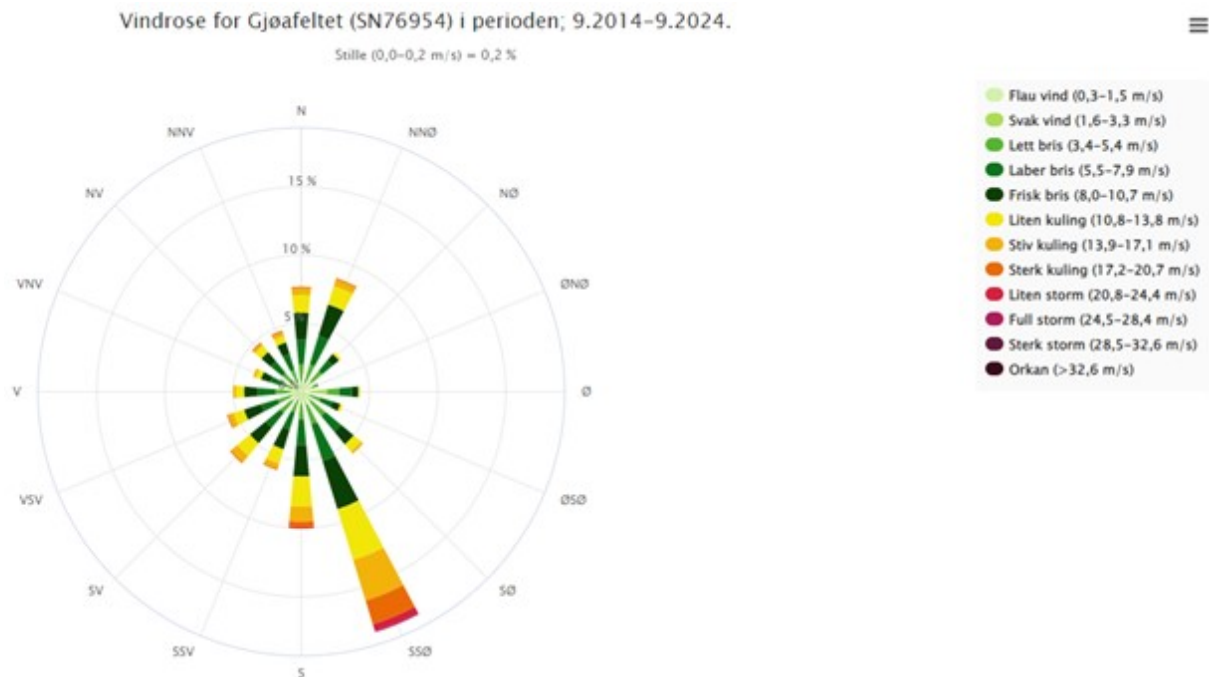


Fig. 4.3 Årlig vindrose for Gjøa, basert på 10 års vindstatistikk. Kilde: Norsk klimaservicesenter, 2024.

Havstrømmer

Strømforholdene i området er dominert av sterk nordadgående norsk kyststrøm (Fig. 4.4). 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

Vannndyp 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. 4.5).

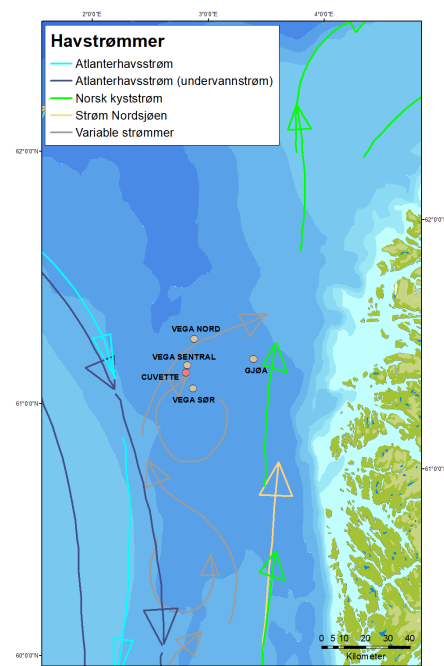


Fig. 4.4 Havstrømmer i nordlige Nordsjøen og sørlige Norskehavet, inkludert området Vega-Gjøa. Kilde: Havforskningsinstituttet.

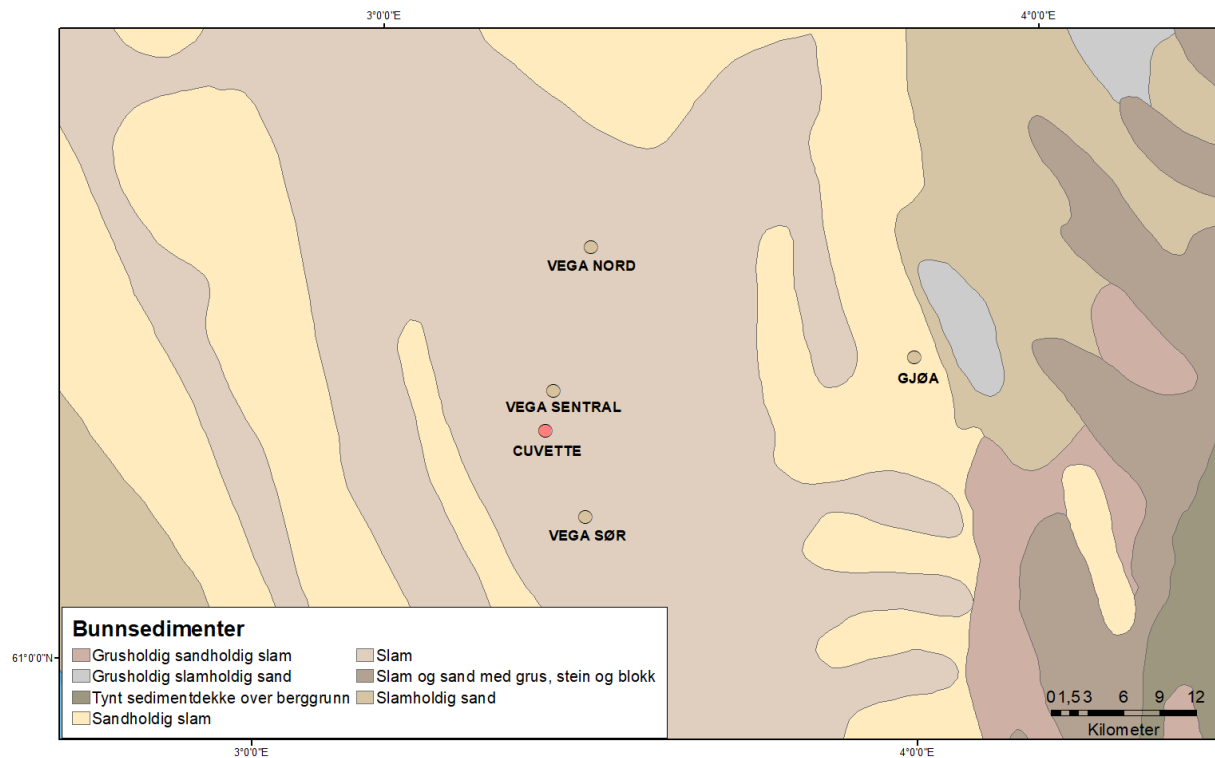


Fig. 4.5 Type bunnsediment i regionen (Kilde: Mareano/NGU)

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. 4.6). 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. 4.7). 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 bunndyr analysene 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. 4.6 THC-nivåer per tilstandskategori og stasjonsplassering (Kilde: STIM, 2022)

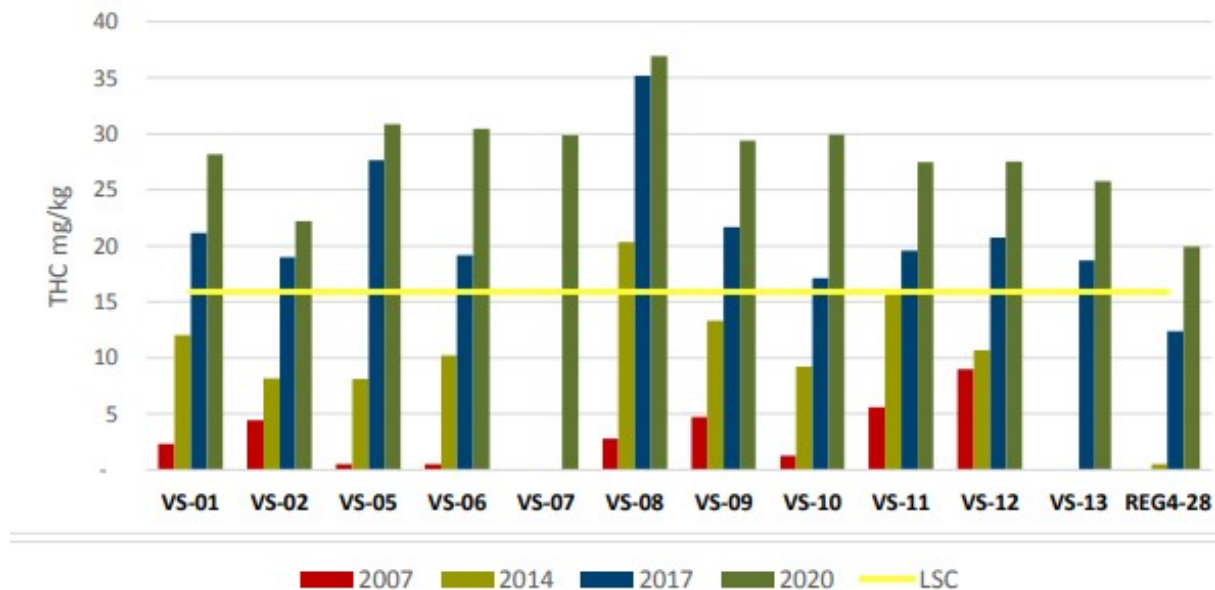


Fig. 4.7 THC-nivåer per stasjon og endring over tid (Kilde: STIM, 2022)

4.3 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. 4.8).

Bunnhabitater/-fauna

Havbunnshabitat og større bunnfauna ble i 2022 og 2023 undersøkt i forbindelse med planlegging av letebrønner. Mesteparten av faunaen registrert innenfor undersøkelsesområdet for Cuvette er typisk for regionen og består av bløtbunnsvamper, sporadiske koppkoraller, 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, 2018), verken hardbunnskorallskog eller bløtbunnskorallskog. 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.

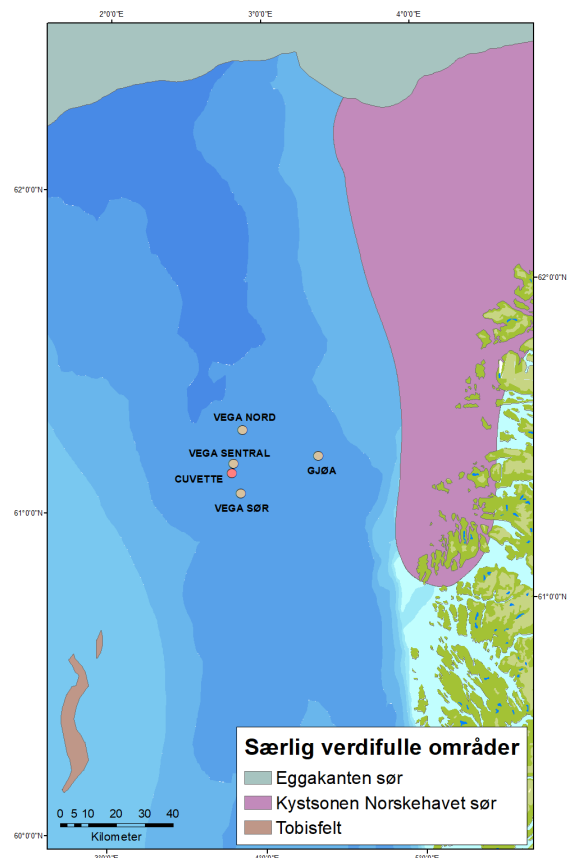


Fig. 4.8 SVO i nordlige del av Nordsjøen/sørlige del av Norskehavet.

Gyteområder fisk

Det er ikke viktige avgrensede gyteområder for fisk ved Vega, men flere arter gyter i denne regionen. For aktuelt vanddyp gjelder dette eksempelvis lange, blålange, brosme og øyepål (Fig. 4.9, Fig. 4.10). 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. 4.11).

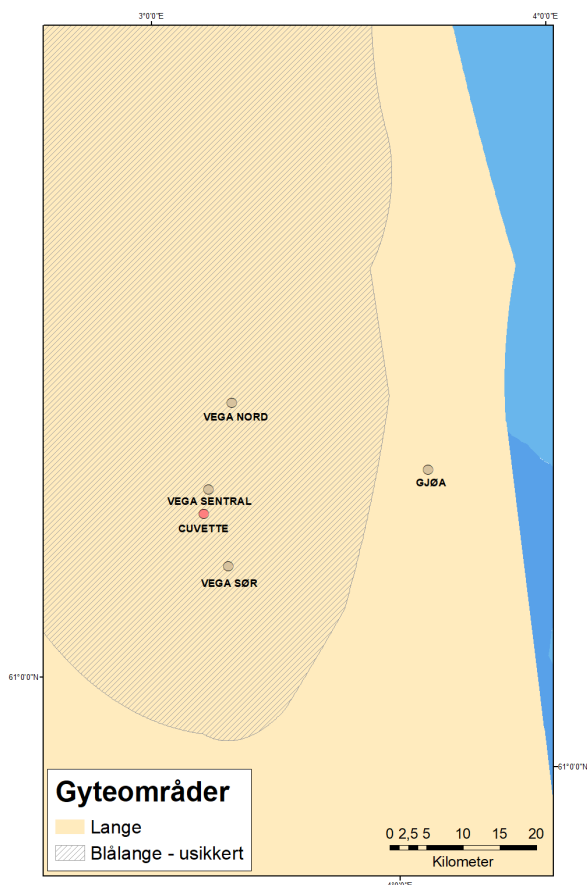


Fig. 4.9 Gyteområder for lange og blålange

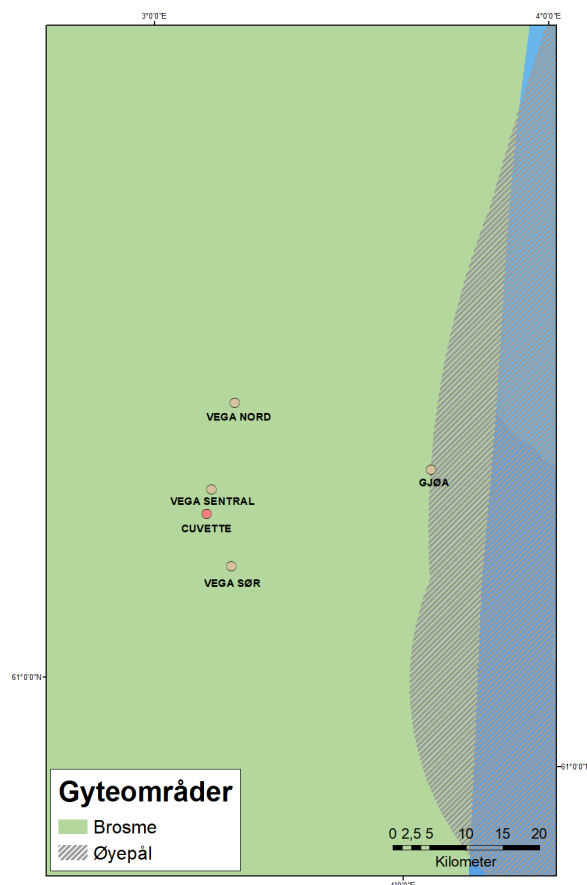


Fig. 4.10 Gyteområder for øyepål og brosme

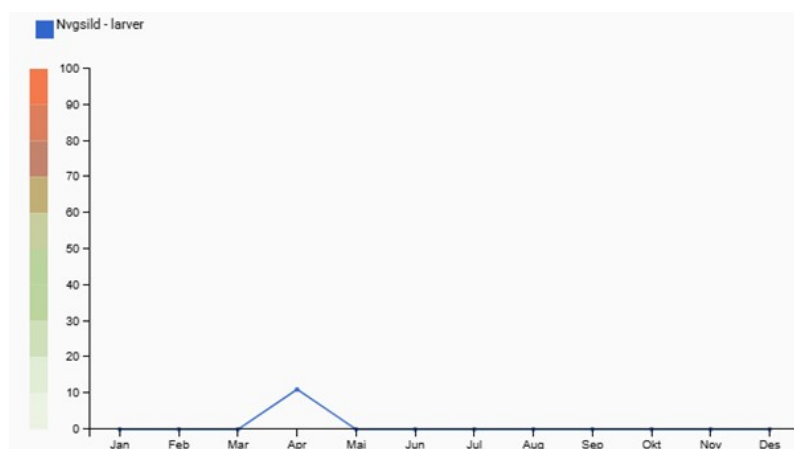


Fig. 4.11 Miljøverdi for fisk; NVG sild (larvedrift)

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. 4.12).

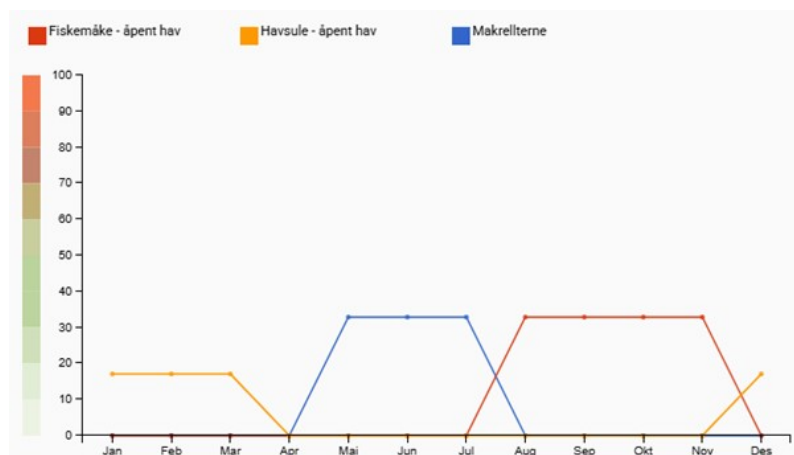


Fig. 4.12 Miljøverdi for sjøfugl, Vega sør

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.

4.4 Kulturminner

Det er ikke kjente skipsvrak i området ved Vegabrønnrammene (Fig. 4.13).

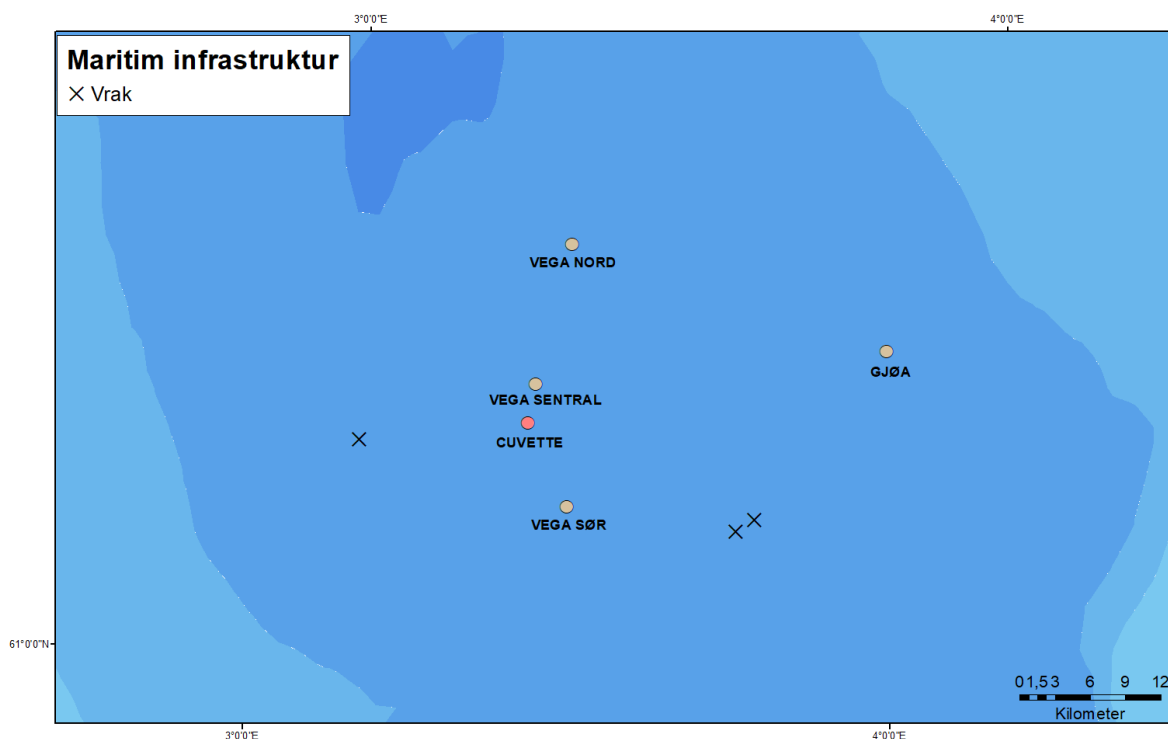


Fig. 4.13 Kjente skipsvrak i regionen (Kilde: Kartverket)

4.5 Næringsaktivitet i området

Det foregår generelt ikke aktiv fiskeriaktivitet med større fartøyer i området ved Vegafeltet, verken norsk eller utenlandsk fiske (Fig. 4.14 og Fig. 4.15). Fiskeri med trålredskaper utøves i hovedsak i vesentlig avstand mot vest (Fig. 4.16). Makrelldorging kan foregå i regionen, med mindre fartøyer som gjerne ikke inngår i sporingskartene fra Fiskeridirektoratet. Denne aktiviteten er avgrenset til et par måneder; august og september. Oversikten fra Fiskeridirektoratet som angir relativ fangstmengde, bekrefter også at det er lite aktivitet ved Vega relativt til områder over sokkelen lenger vest (Fig. 4.17). Det samme generelle bildet er presentert i den feltspesifikke konsekvensutredningen for Vega, som bygger på fagutredningen for fiskeri fra RKU Nordsjøen. Fartøysporingsdata for 2002 og 2004 viser generelt trålaktivitet mer vestlig i forhold til Vegafeltet, med tråling etter øyepål og kolmule langs eggaskråningen, fra 280-350 m og grunnere. Vega ligger i randsonen av området hvor det da ble fisket etter kolmule (kolmulefisket i Norge er pt forbudt/begrenset). Fangststatistikken er oppgitt som for grovmasket for lokale vurderinger, men antas gitt relativt av fartøysporingen.



Page 24 of 38

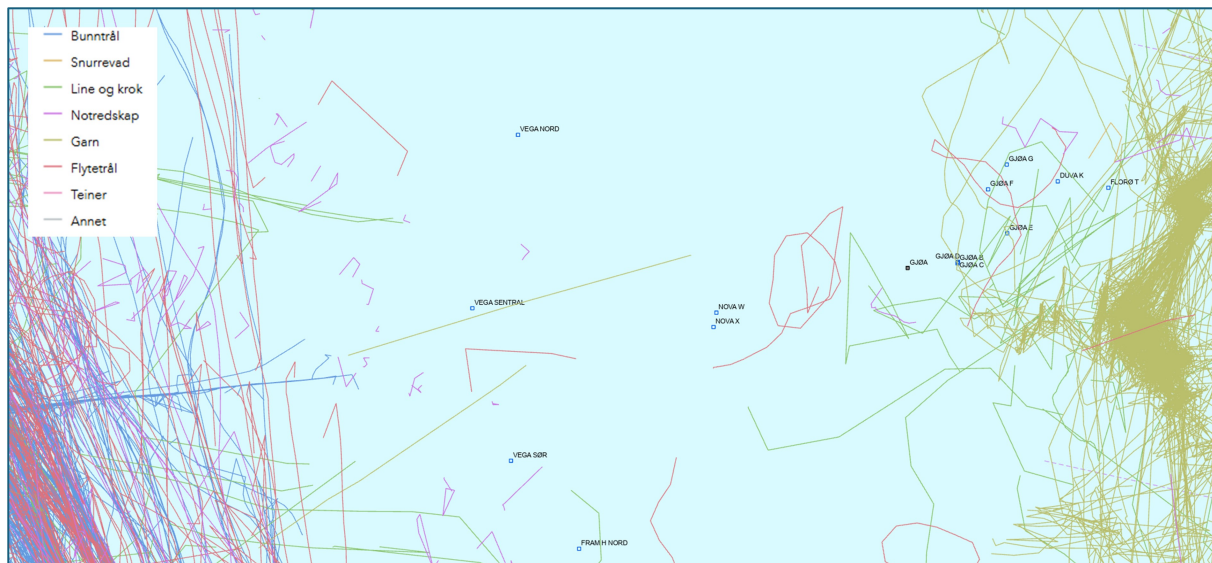


Fig. 4.16 Fiske med ulike redskapstyper. Kilde: Fiskeridirektoratet

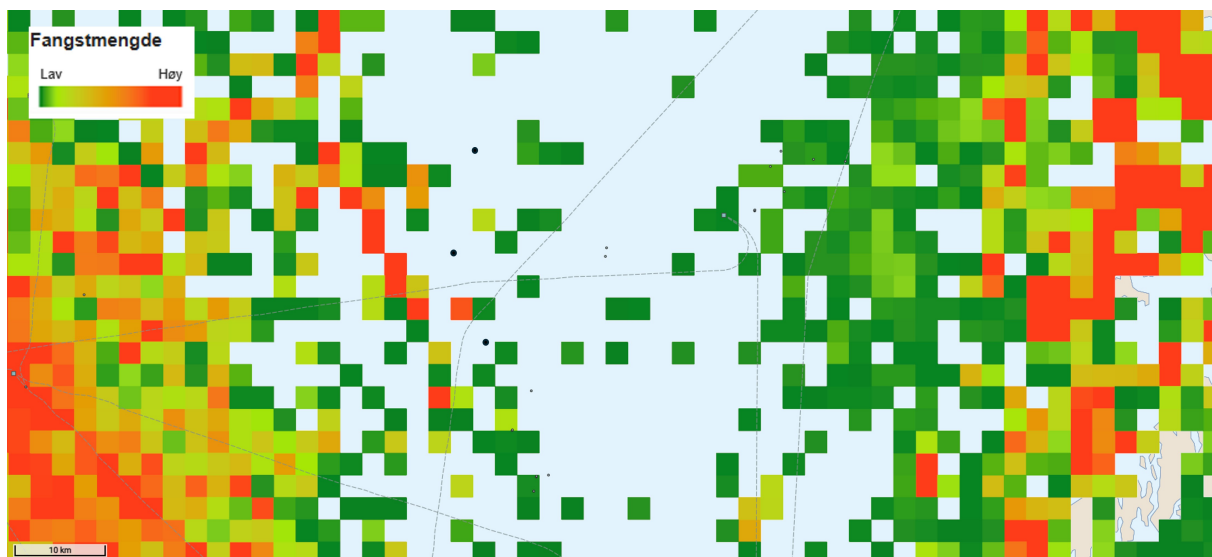


Fig. 4.17 Relativ fangstmengde. Kilde: Fiskeridirektoratet. De tre Vega brønnrammene indikert med sorte prikker.

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. 4.18).

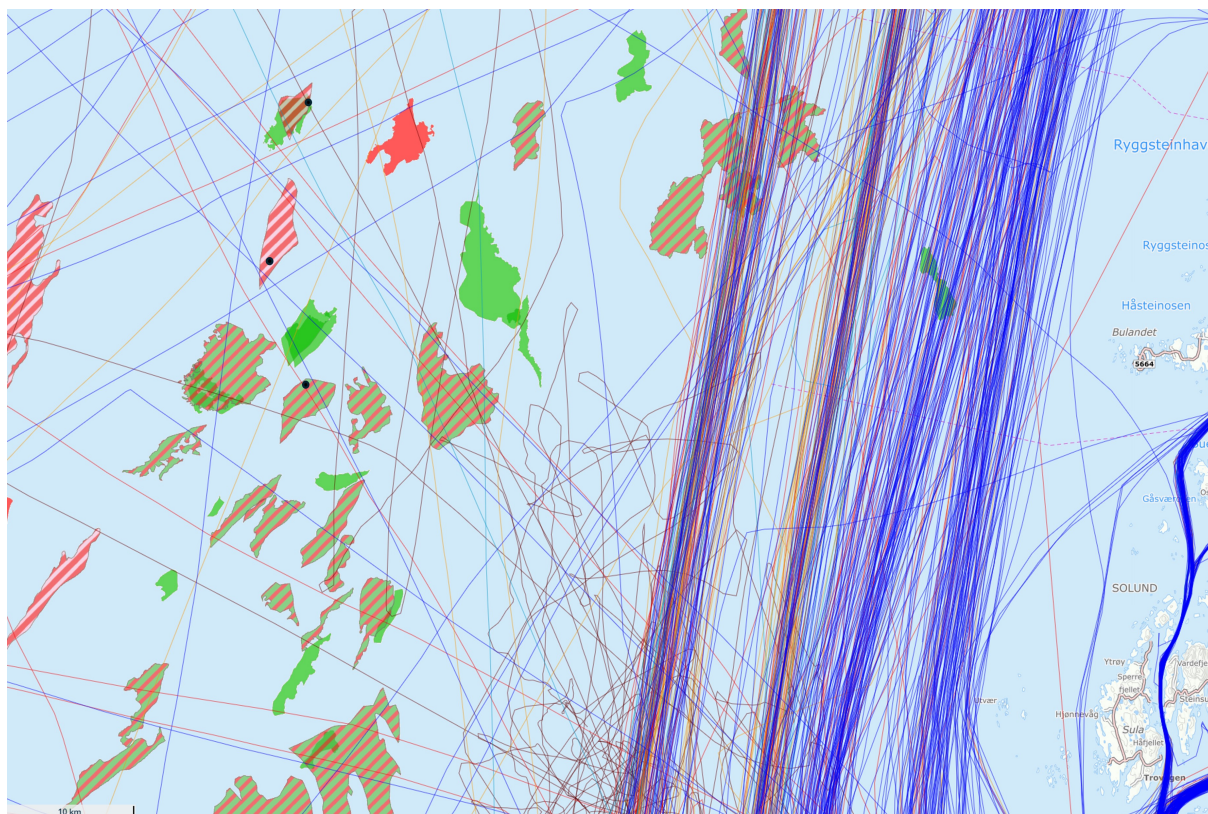


Fig. 4.18 Skipstrafikk i området (november 2024): Kilde Kystverket/Kystinfo (Havbase)

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. 4.19.

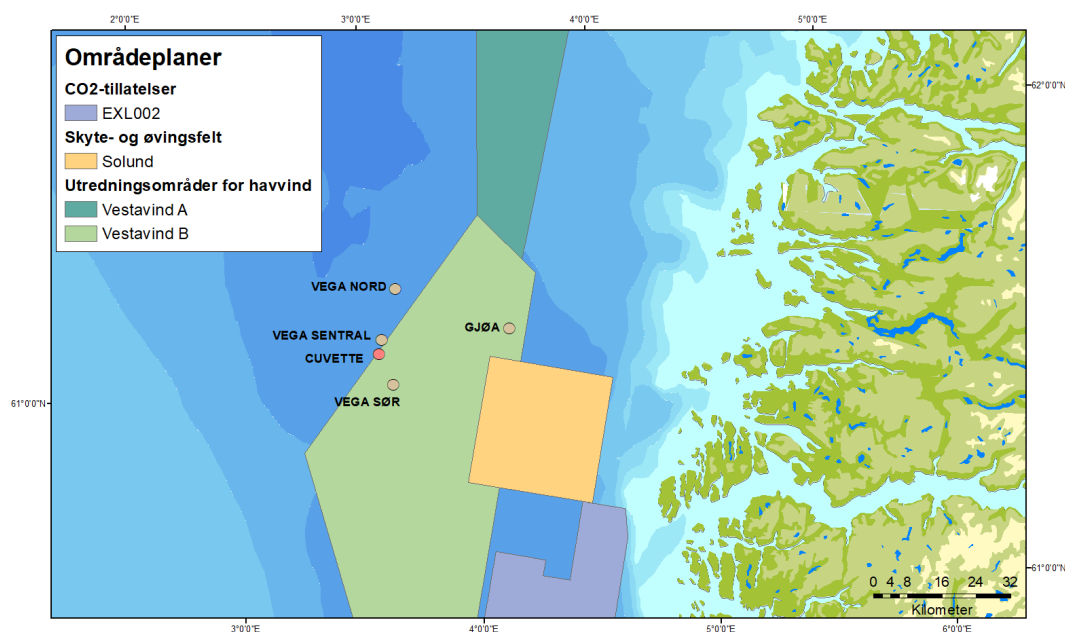


Fig. 4.19 Annen havbasert aktivitet eller planer for dette i regionen. Kilde: barentswatch

5 Miljøkonsekvenser av planlagte aktiviteter og avbøtende tiltak

5.1 Fysiske inngrep

Utbyggingen innebærer ingen installasjon av ny infrastruktur eller permanente fysiske inngrep.

Boreriggen vil mest sannsynlig bli oppankret på de to lokalitetene for boring og komplettering av brønner. Dette vil være tilsvarende som tidligere boring av Vega-brønner på samme lokaliteter, 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 bunnfauna reetableres.

Dersom borerigg blir avklart innenfor perioden for konsekvensutredningen, vil det bli gjort nærmere vurderinger av fysiske virkninger av oppankring.

5.2 Utslipp til luft

Anleggsfase

I anleggsfasen vil utslipp til luft være et resultat av bruk av borerigg for boring, 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 36 000 tonn og NO_x-utslipp på 457 tonn. Utslipp fra forsyningsfartøy er ikke kvantifisert. 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. Et etstimat for utslipp tilknyttet forsyningstjenester og annen maritim aktivitet vil bli presentert i KU.

Muligheten for brønnopprensning til vertsfeltet GjØa vil bli undersøkt nærmere. Som referanseløsning er det imidlertid lagt til grunn brønnopprensning til rigg. Basert på tidligere operasjon på Vega i 2022 er det utarbeidet et estimat over utslipp til luft, 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) - per brønn.

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, vil i normale driftsår variere mellom 50 og 78 GWh. Inkrementelle utslipp fra forbrenningsprosesser på GjØa er beregnet, i hovedsak knyttet til gasskompresjon. Dette angir årlige inkrementelle CO₂-utslipp varierende mellom seks og tolv tusen 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.

Til sammenligning hadde GjØa i 2024 et totalt CO₂-utslipp (Scope 1) på 99 764 tonn og NO_x-utslipp på 62,7 tonn (Vår Energi, 2025-b). Dette omfatter i hovedsak utslipp fra energiproduksjon med turbiner og helt begrenset fakling. Inkrementelt bidrag av CO₂ fra Cuvette vil da utgjøre 6-12 prosent med 2024 som referanseår, og 3-11 prosent for NO_x.

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 4,9 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 inkrementelle utslipp i driftsfasen er angitt i Fig. 5.1.

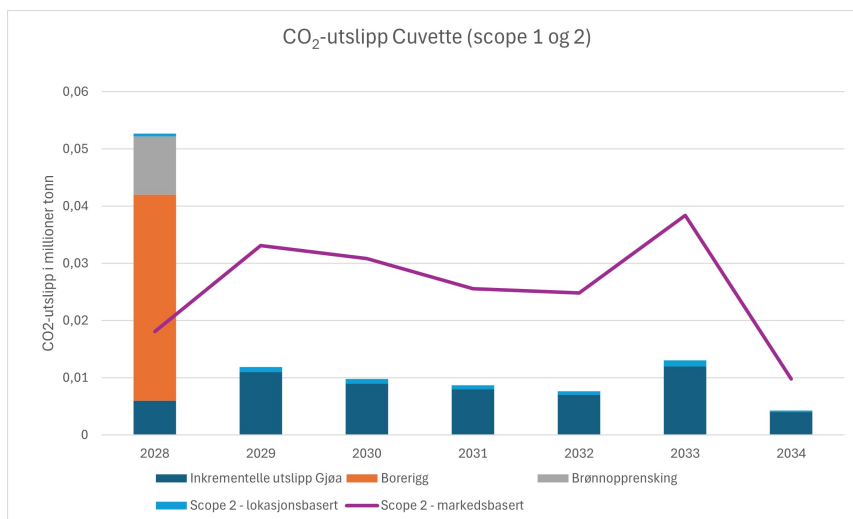


Fig. 5.1 CO₂-utslipp fra Cuvette i anleggs- og driftsfase

5.3 Forbrenningsutslipp

Utslipp ved tredjeparts forbrenning (bruk) av produsert olje og gass, omtalt Scope 3 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". 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 aktuelle rettsprosesser pågår.

For Cuvette vil brutto forbrenningsutslipp bli beregnet basert på siste produksjonsprofil og standard utslippsfaktorer.

Det er utført to alternative studier om nettoutslipp fra samlet norsk petroleumsproduksjon (Rystad, 2023; Vista Analyse, 2023), med noe ulike forutsetninger, som viser stor usikkerhet knyttet til netto forbrenningsutslipp. Basert på disse referansestudiene vil det bli beregnet netto forbrenningsutslipp for Cuvette.

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). For Cuvette vil beregninger og vurderinger bli basert på siste tilgjengelige informasjon på aktuelt tidspunkt.

5.4 Regulære utslipp til sjø

Anleggsperiode:

For en løsning med boring av ny brønn vil boringen medføre utslipp av utboret sediment og borekaks fra boring av topphull og 26 tomers seksjoner boret med vannbasert borevæske, foreløpige tall

presentert i kapittel 3.6 Boring og brønn. Dette vil bli sluppet til sjø ved brønnhodet eller via et kakstransportsystem noen titalls meter bort fra borelokaliteten, for å hindre nedslamming av utstyret. Ved boring av sidesteg til eksisterende brønner vil denne typen utslipp bli unngått.

I forbindelse med letebrønnen ble kaksavsetninger fra boring modellert med modellverktøyet SeaFAN (DNV, 2023). Dette angir et lag med avsetninger på 3-10 mm avgrenset til innenfor 500 m avstand og med over 10 mm avsetning innenfor et par hundre meter. Grunnlaget for modellering av utslipp (uten tiltak) var 160 tonn borekaks fra topphullet og 735 tonn borekaks fra 26 tommers seksjonen, samt assosiert vannbasert borevæske. For hver produksjonsbrønn vil det være om lag 850 tonn borekaks og 1800 tonn borevæske til utslipp. Kaksmengden er derfor i samme størrelsesorden som for letebrønnen og kaksmodelleringen med partikkelspredning og -avsetning kan anses som retningsgivende (Fig. 5.2).

Resultatene fra siste modellering samsvarer godt med oppsummeringer som er gjort for norsk sokkel basert på flere tiår med miljøovervåking og forskning (f.eks. Bakke m.fl (2012; 2013) og Beyer m. fl. (2025)). Effekter er knyttet til nedslamming (partikler) og også sekundæreffekt av dette i form av lokal oksygensvikt. Fra boring av enkeltbrønner med utslipp kun av borekaks og rester av vannbasert borevæske er miljøvirkninger generelt av lokalt karakter og grad av effekt avtagende utover fra utslippspunktet, avgrenset til innenfor noen hundre meter. Virkningspotensialet er videre avhengig av lokal forekomst av sårbare habitater/bunndyrfauna, som korallforekomster eller svampaggregeringer (Offshore Norge, 2024). I Vega-området er det ikke avdekket slike forekomster. "Normal" bløtbnunnsfauna er generelt mer robust for denne type påvirkning og et bunndyrsamfunnet vil reetableres igjen lokalt og generelt i løpet av ett til få år.

Et kakstransportsystem (CTS) vil bli benyttet for å frakte sedimentene fra topphullet bort fra borelokaliteten, for å motvirke nedslamming av brønnrammen, og kaks vil bli sluppet ut noen titalls meter fra borelokaliteten. For 26 tommers seksjonen vil en løsning med Riserless Mud Recovery bli benyttet til å transportere kaks og borevæske til riggen for separasjon og utslipp. Utslipp av borekaks vil derfor ha en større spredning i forhold til direkte utslipp ved havbunnen, og mindre grad av lokal nedslamming.

Driftsperiode:

Produsertvann utslipp fra Gjøfältet har variert en del de senere år og var i 2024 på vel 800 000 m³ (Vår Energi, 2025-b).

EIF for Gjøa ble for 2023 modellert til 33, hvor naturlige komponenter i produsertvann representerte de største risikobidragene (Vår Energi, 2024). 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.

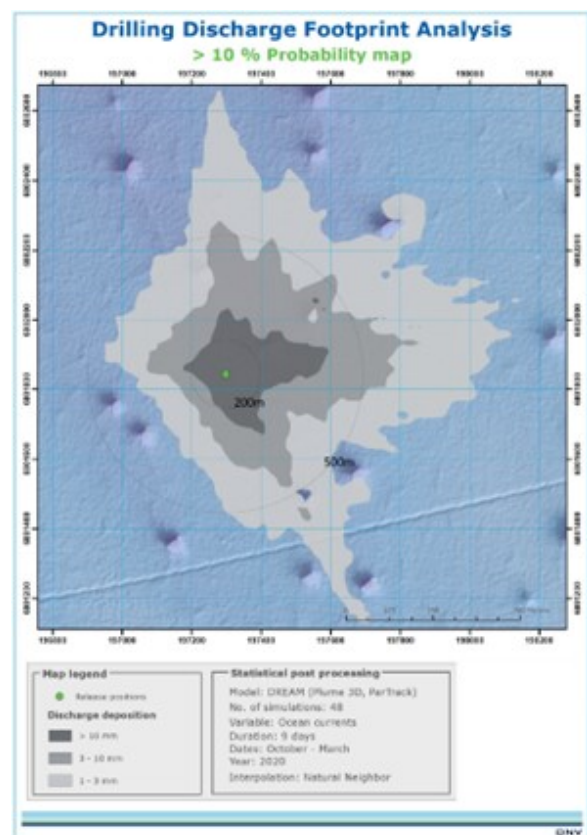


Fig. 5.2 Modellert sedimentasjon fra boreutslipp med modellen SeaFAN (DNV, 2023)

5.5 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. Det er her angitt andel brukt borevæske som vil bli rensset for gjenbruk og andel til behandling for avhending. Nesten 15 000 tonn brukt oljebasert borevæske vil bli rensset for gjenbruk. Total mengde brukt borevæske og OBM-kaks for sluttbehandling på land er anslått til 6 000 tonn.

Eksisterende anlegg og løsninger for mottak og sluttbehandling er vel etablerte, hvor oljeholdig borekaks generelt gjennomgår en termisk behandling hvor olje blir separert ut, vann blir rensset og fast stoff går til deponi. Kapasiteten ved anleggene for kaks-/slamhåndtering de kommende år er generelt ansett som tilstrekkelig (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.

5.6 Oppfølgende miljøundersøkelser og -studier

Vega inngår i den regulære regionale miljøovervåkingen som blir gjennomført hvert tredje år, med neste regionale undersøkelse i 2026. Gjennom dialog med Miljødirektoratet er det avklart at en «grunnlagsundersøkelse» for Cuvette ikke er nødvendig. Cuvette vil være dekket gjennom eksisterende stasjonsnett for Vega. Borerelaterte utslipp fra Cuvette vil bli overvåket som en del av eksisterende løsning for miljøovervåking for Vega.

6 Risiko for akutte utslipp, mulige konsekvenser og beredskapstiltak

6.1 Miljørisiko

Cuvette består av gass og kondensat. Det er god kunnskap om egenskapene til kondensatet. Ved boring av Cuvette produksjonsbrønner vil en imidlertid også passere gjennom et tynnere overliggende oljelag (se Fig. 3.4). Arbeid pågår for å øke kunnskapen om dette oljelaget slik at denne informasjonen kan inngå i vurdering av miljørisiko knyttet til boreoperasjonen.

Basert på ny kunnskap om oljekvaliteter og utstrømningsrater- og varigheter, vil det bli gjennomført en ny miljørisiko- og beredskapsanalyse for produksjonsboring og drift av Cuvette. Siste versjon av oljedriftsmodellen OSCAR vil da bli lagt til grunn. Denne dokumentasjonen vil ta noe tid å etablere, men dette vil inngå i KU om det lar seg gjøre. Alternativt vil analysene inngå i fremtidig søknad om tillatelse til virksomhet for produksjonsboringen.

Ved boring av letebrønnen Cuvette ble det gjennomført en miljørisiko- og beredskapsanalyse (Akvaplan-niva, 2023). Denne analysen legger til grunn olje av Duva-kvalitet, som sprednings- og miljørisikomessig anses konservativt i forhold til kondensatet i Cuvette. Vi gjengir her likevel noen resultater fra oljedriftsmodelleringen som da ble gjennomført med en tidligere versjon av modellverktøyet OSCAR (11.0.1). Resultatene antas å være konservative, men likevel indikative for produksjonsboring på Cuvette.

Generisk sett er sannsynligheten for brønnutblåsning fra en letebrønn høyere relativt til en produksjonsbrønn. Dette skyldes bedre kunnskap ved boring av en produksjonsbrønn. sannsynligheten for en slik hendelse er uansett svært lav. Utslippsrater som ble lagt til grunn i analysen for Cuvette var i størrelsesorden 2700 m³/d og lengste varighet til boring av avlastningsbrønn ble satt til 48 døgn. Duva-olje har relativt høyt voksinhold og kan danne stabile, viskøse emulsjoner.

Spredning av olje fra en oljeutblåsning under de gitte forutsetningene gir en relativt høy sannsynlighet for at olje kan nå land (Fig. 6.1), varierende mellom sesonger fra 81 til 97 prosent - med lavest sannsynlighet om sommeren. Influensområdene mellom sesongene er likevel rimelig like, her presentert for vintersesongen. Korteste drivtid til land om vinteren er 3,3 døgn og 6,8 døgn om sommeren.

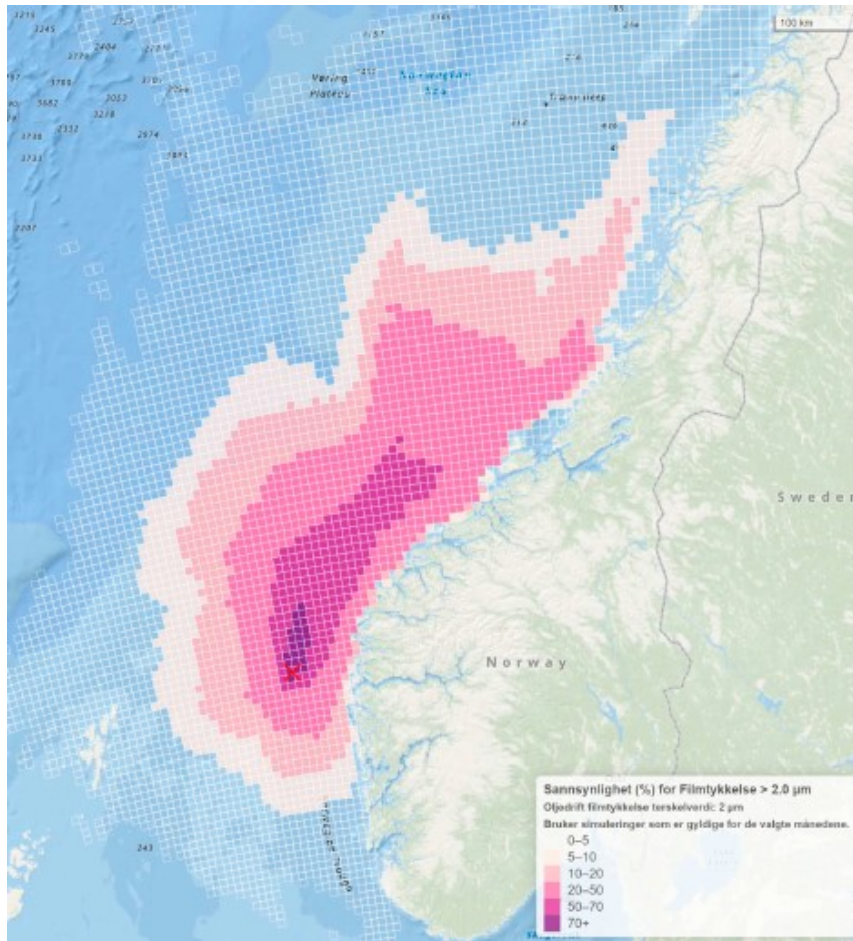


Fig. 6.1 Statistisk modellert influensområde for oljedrift etter brønnutblåsning fra Cuvette letebrønn, gitt ved sannsynlighet for >2µm oljefilmtykkelse i en 10x10 km rute. Kilde: Akvaplan-niva (2023). Merk at bildet ikke gir spredning av ett oljeutslipp, men sannsynligheten for olje basert på modellering av flere hundre utslippsscenarioer.

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 havhest, med 1,3 prosent sannsynlighet i kategori "Svært alvorlig" og 0,02 prosent sannsynlighet i kategori "Stor".

Det er angitt svært lave sannsynligheter for bestandstap for kystsel.

For fisk er kun skadepotensial identifisert innen kategorien "Ubetydelig".

Høyest miljørisiko er identifisert for strand, med de høyeste risikonivåene i perioden januar - mars, med vel 1 prosent sannsynlighet for skade i skadekategori "Stor".

I forhold til operatørens akseptkriterier ble all identifisert risiko vurdert innenfor "Lav negativ risiko", grønn risikokategori.

6.2 Beredskap mot akutt forurensning

Tiltaksberedskapen for Vega har to NOFO systemer i barriere 1 og 2, med fartøy fra henholdsvis Gjølø 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. 6.2 .

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

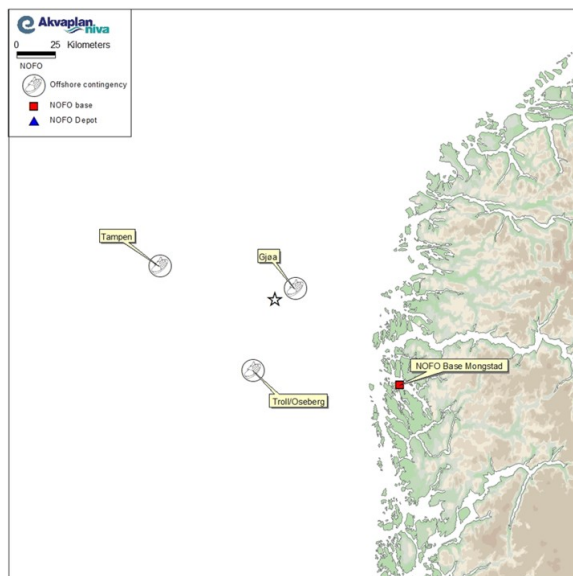


Fig. 6.2 Oljevrnressurser aktuelle for Vega og Cuvette. Kilde Vega oljevernplan

6.3 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.

7 Konsekvenser for annen næringsaktivitet til havs og avbøtende tiltak

7.1 Virkninger for fiskeri

I boreperioden vil det være en midlertidig sikkerhetssone rundt borelokaliteten(e). Det er imidlertid tilnærmet ingen fiskeriaktivitet i dette 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 et halvt år, med forventet borestart i oktober 2027.

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.

7.2 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 kursendring for passerende maritim trafikk. Perioden med borerigg på feltet for boring og komplettering av brønner blir på om lag et halvt år. 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 av Cuvette for maritim virksomhet.

8 Samfunnsmessige virkninger

Realisering av verdiene i Cuvette-feunnet vil medføre skatteinntekter til Staten.

Investeringene i prosjektet er i hovedsak knyttet til brønnskostnader, herunder leie av borerigg og tilhørende tjenester. Totale investeringer i utbyggingen er anslått til om lag 3,6 milliarder kroner, se 3.8 Investeringer og kostnader.

I boreperioden vil det genereres noe ringvirkninger fra drift av rigg og forsyninger, inklusive basevirksomhet. Dette vil bli analysert og presentert i KU.

Utvinning av Cuvette vil 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.

9 Oppsummering av planlagte utredninger

Cuvette representerer et prosjekt som ikke medfører installasjon av ny infrastruktur, men hvor eksisterende anlegg og løsninger blir benyttet og videreført. I praksis medfører prosjektet etablering av to nye produksjonsbrønner fra brønnrammer på Vega-feltet. Type og omfang av virkninger på miljø og samfunn er derfor generelt små og håndterbare gjennom etablerte ordninger og industripraksis. Omfang av videre utredning i KU er i foreliggende programforslag tilpasset denne situasjonen.

I forhold til de foreløpige vurderingene presentert i dette programforslaget, vil oppdaterte vurderinger av konsekvenser vil bli gjort og presentert i KU. Dette vil være basert på eventuell ny kunnskap og oppdatert detaljert informasjon om tiltaket og tilhørende aktiviteter.

I tillegg til oppdatert informasjon om prosjektet, er følgende tema foreslått for videre kunnskapsoppbygging og utredning i KU for Cuvette:

- Presentere resultater fra BAT-vurderinger for aktuelle teknologivalg, herunder brønnopprensning og håndtering av oljeholdig borekaks.
- Estimat for utslipp til luft fra utbygging og drift, herunder borerigg og forsyningsfartøy i anleggsfasen og bidrag fra vertsfeltet i drift
- Estimat for operasjonelle utslipp til sjø i anleggs- og driftsfase og vurdere miljømessige virkninger av dette, herunder borerelaterte utslipp og produsertvannutslipp via fertsfelt, samt forventet kjemikaliebehov på funksjonsnivå
- Eventuell oppdatert analyse av prosjektets forbrenningsrelaterte utslipp («scope 3»), med fokus på brutto utslipp og vurdering av netto utslipp og miljøvirkninger i Norge basert på tilgjengelige referansestudier. Beregninger og vurderinger vil bli basert på siste tilgjengelige informasjon på aktuelt tidspunkt.
- Analyse av miljørisiko tilknyttet utilsiktede utslipp og beredskapstiltak, gitt at oppdatert kunnskap om utblåsningsrater osv. foreligger tidsnok. Eventuelt vil analysen støtte senere søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven.
- Vurdere virkninger for andre havbaserte næringer; fiskerivirksomhet og skipstrafikk i anleggsperioden
- Analyse av prosjektets samfunnsmessige virkninger, herunder inntekter til Staten gjennom skatt og avgifter samt nasjonale sysselsettingsvirkninger

Siden prosjektet ikke medfører ny infrastruktur er det ikke vurdert som hensiktsmessig med nærmere vurderinger av marine kulturminner, eller virkninger for andre havbaserte næringer i driftsfasen.

10 Referanser og litteratur

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

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>.

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

DNV 2023. 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

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.

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.

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

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

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

Vår Energi, 2025-b. Årsrapport til Miljødirektoratet for Gjøa-feltet 2024.