

Forslag til utredningsprogram

Utbygging av gassfunnet Peon (PL318) til Gjøa

Juni 2026



Forord

Operatøren Equinor Energy AS (Equinor) legger på vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelse PL318 lisensen frem forslag til utredningsprogram for utbygging og drift av gassfunnet Peon for offentlig høring. Formålet med høringen er å informere om det kommende prosjektet og gi mulighet for myndigheter og andre høringsinstanser til å kommentere på forslaget og hva som bør utredes i konsekvensutredningen.

Equinor, 26 juni 2026

Sammendrag

Rettighetshaverne med Equinor som operatør, planlegger å bygge ut gassfunnet Peon i Nordsjøen og knytte det til Gjøa-plattformen. Vår Energi er operatør på Gjøa-feltet. Før en slik utbygging kan godkjennes, må det gjennomføres en konsekvensutredning som beskriver hvilke virkninger prosjektet kan ha på miljø, samfunn og andre næringer.

Peon er et gassfelt som ble oppdaget i 2005 og ligger om lag 100 km fra land (Måløy). Planen er å hente opp gassen ved hjelp av 6 vertikale brønner, og sende den gjennom en ny rørledning til Gjøa for prosessering og eksport. Utbyggingen vil i stor grad bruke eksisterende infrastruktur på Gjøa. Prosjektet er planlagt med oppstart av produksjon rundt 2030. I byggefasen vil aktiviteten kunne gi arbeid og oppdrag til leverandørindustrien, mens driften senere vil bli håndtert innenfor eksisterende driftsorganisasjon for Gjøa. Det har vært vurdert flere mulige løsninger for utbygging, inkludert tilknytning til Gullfaks, Troll, eller ny ubemannet innretning.

Området der utbyggingen skal skje er allerede godt kartlagt, og det er ikke registrert spesielt sjeldne eller sårbare arter i området. Det kan likevel forekomme enkeltarter på havbunnen som kan bli påvirket. Konsekvensene for sårbar bunnfauna er vurdert til å være lav.

Prosjektet vil gi begrensede utslipp til sjø og luft og miljøpåvirkningen vurderes som lav. Under produksjon planlegges det med noe bruk av kjemikalier for å unngå hydratdannelse i rørledningen.

Det foregår noe fiskeri i området, men det vurderes at påvirkningen fra prosjektet vil være begrenset. Det samme gjelder andre næringer til havs, som skipsfart.

Samlet sett vil prosjektet kunne bidra til økt verdiskaping i Norge gjennom gassproduksjon, skatteinntekter og aktivitet i leverandørindustrien, samtidig som eksisterende infrastruktur utnyttes videre.

Den videre prosessen innebærer at forslaget til utredningsprogram sendes på høring og behandles, før en mer detaljert konsekvensutredning gjennomføres og legges fram sammen med plan for utbygging og drift.

Innhold

1	Innledning.....	5
2	Planer for utbygging og drift, aktuelle utbyggingsløsninger	5
2.1	Rettighetshavere og utvinningstillatelser	5
2.2	Gjøa-feltet og utbyggingsfaser	6
2.3	Prosjektbeskrivelse	6
2.4	Aktuelle utbyggingsløsninger	8
2.5	Planlagte prosjektaktiviteter og tidsplan	8
2.6	Sikkerhet, helse og bærekraft	9
2.7	Økonomi og avslutning.....	9
3	Miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak.....	9
3.1	Miljøforhold	9
3.2	Planlagte utslipp.....	12
3.3	Støy	12
3.4	Miljørisiko knyttet til uhellsutslipp.....	12
3.5	Kulturminner	12
3.6	Avfall.....	12
3.7	Avbøtende tiltak og BAT-vurdering.....	12
4	Konsekvenser for fiskeriene og andre næringer til havs	13
4.1	Konsekvenser for fiskeri.....	13
4.2	Konsekvenser for andre næringer	14
5	Samfunnsmessige konsekvenser	15
6	Planlagte utredninger	15

1 Innledning

Utredningsprogrammet skal tjene som informasjon til myndighetene og som høringsgrunnlag, og fastlegger hvilke forhold som skal belyses i konsekvensutredningen (KU). Høringsuttalelsene til KU vil være en del av beslutningsgrunnlaget for myndighetenes behandling av Plan for utbygging og drift (PUD). På bakgrunn av KU, PUD, samt høringsuttalelsene, legger Energidepartementet (ED) saken fram for regjeringen. Det er ED som ved brev til rettighetshaverne til slutt formelt godkjenner PUD og gir bekreftelse på oppfylt utredningsplikt.

Krav til konsekvensutredning for petroleumsaktivitet er hjemlet i:

- Lov om petroleumsvirksomhet av 1. juli 1997 (Petroleumsloven) § 4-2, (sist endret 19. juni 2015): §4-2 og § 4-3 (krav om konsekvensutredning dersom rettighetshavere planlegger å bygge ut et felt) og §5-1 (avslutning).
- Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsforskriften) § 22 og §22a: inneholder bestemmelser om- og krav til innhold av- konsekvensutredninger.
- Energidepartementets PUD/PAD veileder (OED 2022): Nærmere omtale av tema, omfang og tidslinje for KU-prosessen.

En foreløpig tidsplan for KU-prosessen er vist i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Foreløpig tidsplan for KU-prosessen.

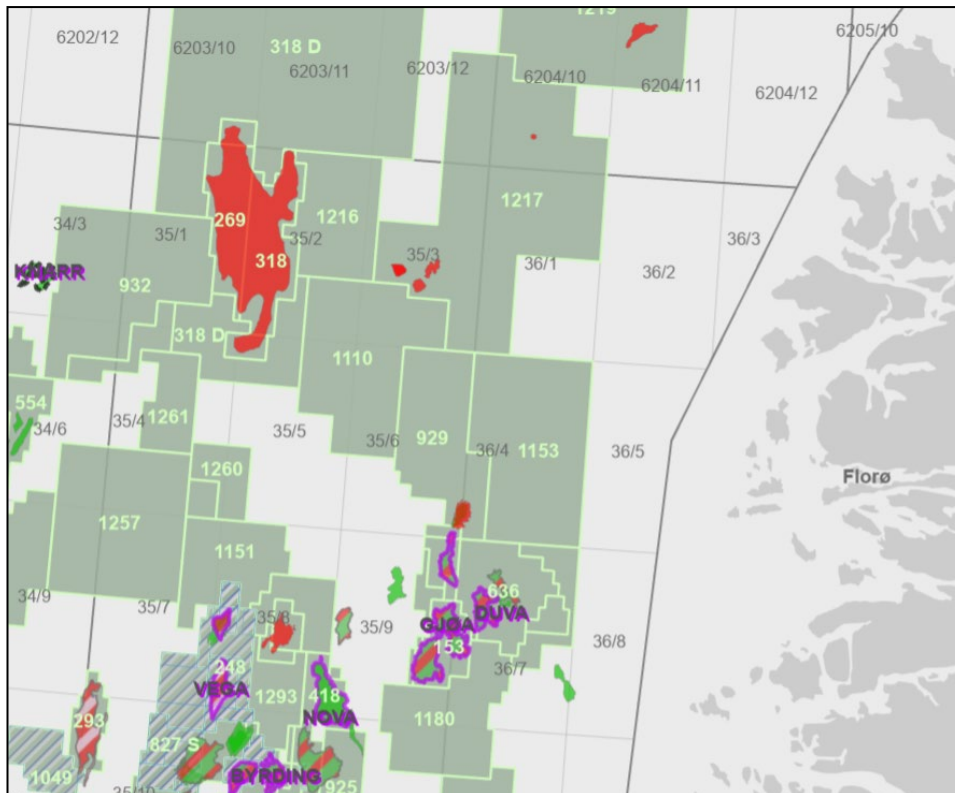
Aktivitet	Tidsplan
Offentlig høring av forslag til KU-program (10 ukers høringsfrist)	Juni - September 2026
Offentlig høring KU (8 ukers høringsfrist)	Januar - Mars 2027
PUD innsending	Juni 2027

2 Planer for utbygging og drift, aktuelle utbyggingsløsninger

2.1 Rettighetshavere og utvinningstillatelser

Gassfeltet Peon ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, omtrent 100 km vest for Måløy og 65 km nordvest for Gjøl-plattformen. Vann dybden er om lag 370 meter. Peon ble oppdaget i 2005 gjennom brønn 35/2-1. En avgrensningsbrønn (35/2-2) ble boret i 2009, med testproduksjon som viste gode egenskaper i reservoaret. Reservoaret i Peon består av grunt liggende, løst sandlag med gass (ca. 99,5 % metan).

Funnet strekker seg over fem utvinningstillatelser: PL318 (A–D) og PL269. Rettighetshavere i PL318 (A–D) er Equinor (operatør) 60 %, Petoro 20 %, og INPEX Idemitsu 20 %. Equinor er rettighetshaver i PL269 (100 %). Rettighetshaverne studerer nå en utbygging av Peon med tilknytning til Gjøl-plattformen. Vår Energi er operatør på Gjøl-feltet.



Figur 2-1 Oversikt over petroleumforekomster ved Peon-funnet (Kilde: Sokkeldirektoratet)

2.2 GjØa-feltet og utbyggingsfaser

GjØa ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, 50 kilometer nordØst for Troll. Vanndybden er om lag 360 meter. GjØa ble pØvist i 1989, og plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 2007. UtbyggingslØsningen er en halvt nedsenkbar produksjons- og prosessinnretning tilkoblet fem havbunnsrammer med fire slisser. Feltet drives delvis med kraft fra land. Produksjonen startet i 2010. Vega-, Duva- og Novafeltene er tilknyttet GjØa.

Rikgass eksporteres i dag via rØrledning til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) pØ britisk sokkel, for videre transport til terminalen Shell-Esso Gas and Liquids (SEGAL) i St. Fergus i Storbritannia. Det vurderes alternative eksportlØsninger dersom Peon tilknyttes GjØa.

Produksjonen fra GjØa har begynt Ø avta og det jobbes med Ø opprettholde produksjonen og modne frem nye muligheter. Det er i lØpet av de siste Ørene gjort flere funn i omrØdet nord for GjØa-feltet som planlegges knyttet opp til eksisterende infrastruktur. Prosjektene planlegges utviklet som en portefØlje av VØr Energi og omtales som «GjØa Subsea Projects» (GSP). En konsekvensutredning har vØrt pØ hØring i april – mai i Ør ([Konsekvensutredninger - VØr Energi](#)).

Produksjon av Peon pØ GjØa, vil kunne forlenge forventede levetid pØ GjØa-feltet til ca. 2045-2050.

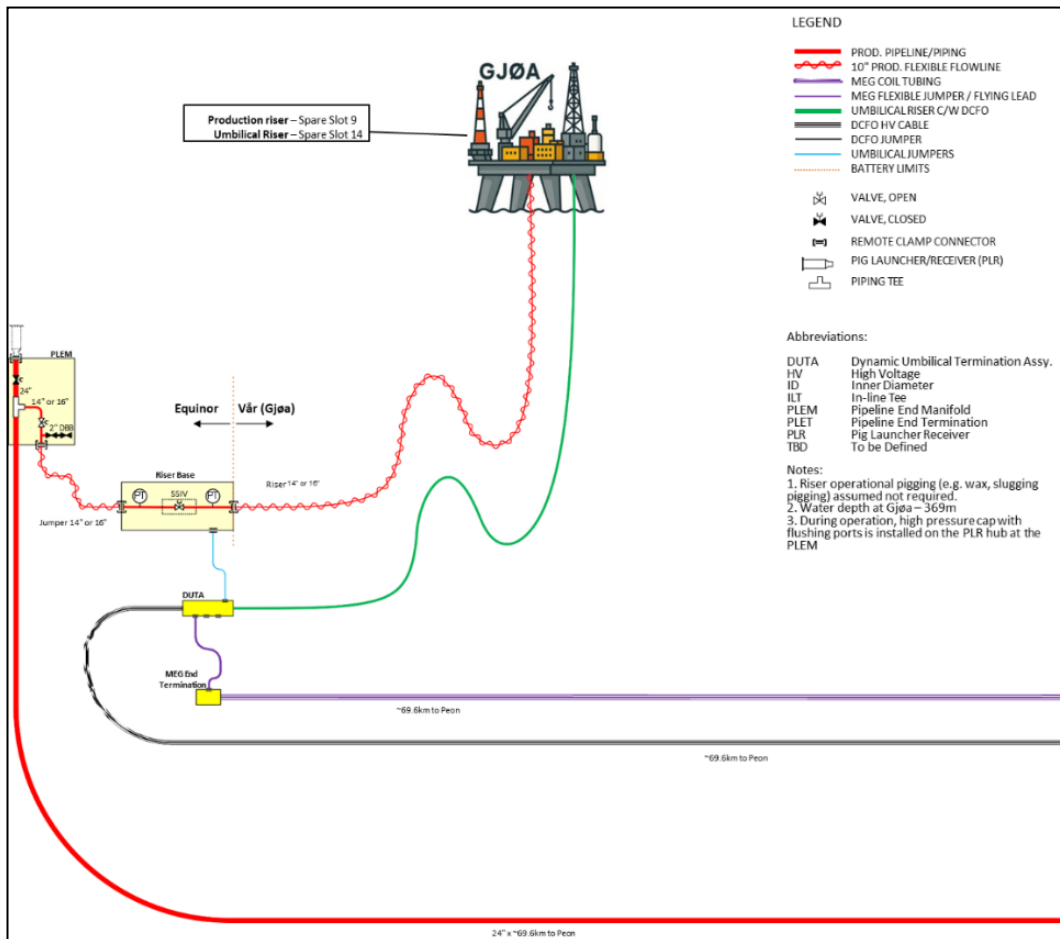
2.3 Prosjektbeskrivelse

Gassfunnet Peon har beregnede, utvinnbare ressurser pØ om lag 25 milliarder Sm³ o.e. Reservoaret er en del av formasjonen Naust. Peon-feltet dekker et stort omrØde (omtrent 35 km nord–sØr og 10 km Øst–vest), og har lavt reservoartrykk og -temperatur. Dette medfØrer produksjon med lavt trykk og behov for en produksjonsrØrledning med stor diameter for Ø transportere gassen med lavt trykktap til GjØa-feltet. Feltet

planlegges bygget ut med enkeltstående, vertikale brønner med god avstand mellom hver. Kommersiell utnyttelse av grunn gass er nytt i Norge.

Ny infrastruktur på havbunnen inkluderer:

- 6 enkeltsatellitter
- en 65 km lang 24" rørledning
- et nytt rørendestykke som gjør det mulig å sende renseplugg i rørledningen
- en ny sikkerhetsventil



Figur 2-2 Konseptskisse

Det vil være lite behov for endringer på selve plattformen. Eksisterende produksjonsrørledninger og innløps separator vil bli brukt videre. Endringene på plattformen vil blant annet være:

- nye ventiler for å regulere strømmen
- tilpasninger av eksisterende lavtrykkskompressor
- nytt lokalt elektrisk rom for styring av brønner og havbunnsinfrastruktur
- klargjøring for ny alternativ gasseksport til norsk sokkel

Det vil bli produsert små mengder vann helt fra starten, i form av kondensvann. Etter hvert må man også forvente at formasjonsvann begynner å komme inn i produksjonen. Vannet vil følge gassen gjennom

rørledningen og videre til plattformen. Det vil ikke være olje i vannet. Det planlegges med å installere måleutstyr på havbunnen (multifasemålere) som kan måle hvor mye hver enkelt brønn produserer av gass og vann. Dette vil gjøre det mulig å oppdage og følge med på vannproduksjon fra hver brønn. Slik overvåking er viktig for å kunne justere produksjonen optimalt, spesielt når gassmengden etter hvert blir for lav til å frakte vannet helt fram til vertsplattformen.

Gjøa er deelektrifisert med kraftforsyning fra land (kapasitet på om lag 60 MW). Gass eksportkompressoren er gassturbindrevet. En tilknytning av Peon til Gjøa vil øke strømforbruket på plattformen, hovedsakelig på grunn av behov for kompresjon av gassen. Dagens effektuttak er på om lag 40 MW, og det er vurdert at eksisterende kraftforsyning fra land vil være dekkende for Peon.

2.4 Aktuelle utbyggingsløsninger

Ulike løsninger for Peon har vært studert. Arbeidet med å utvikle Peon-feltet har de siste årene blitt løftet fram som ett av Equinors viktigste prosjekter på norsk sokkel, med mål om å sikre stabile gassleveranser inn mot 2030-tallet. Følgende kriterier for utbyggingsløsning har vært studert:

- avstand til aktuelle vertsplattformer
- hvor mye gass disse kan håndtere
- trykket gassen har når den kommer fram
- kapasitet i gass systemet
- behov for ombygging på vertsplattformene
- CO₂-utslipp
- hvor lenge vertsplattformene forventes å være i drift

Til konseptvalg i 2026 har det vært studert fire hovedalternativer. Tilknytning til Gullfaks A (GFA) eller Gjøa ble vurdert som mest aktuelle. Disse to alternativene ble vurdert som ganske like når det gjelder produksjon, investeringskostnader og lønnsomhet. Begge er også tidskritiske, siden de må kobles opp mot eksisterende installasjoner med begrenset levetid, og kan starte produksjon rundt 2030.

De to andre alternativene, tilknytning til Troll C (TRC) eller en egen ubemannet plattform (UPP), ble vurdert å ikke være like tidskritiske. Disse ble vurdert som reservealternativer. Troll C ble vurdert som en god løsning, men det ble vurdert som lite sannsynlig at produksjonen ville kunne starte før rundt 2036 eller senere. UPP ville kunne gi stor fleksibilitet, men ville også medføre svært høye kostnader. I tillegg har det vært knyttet usikkerhet til tilgang på kraft, og det ble derfor også antatt en senere oppstart for dette alternativet.

2.5 Planlagte prosjektaktiviteter og tidsplan

I Tabell 2-3 er det vist en tidsplan for gjennomføring av Peon-prosjektet. Det understrekes at planen er foreløpig og at endringer vil kunne forekomme.

Tabell 2-1 Foreløpig tidsplan for gjennomføring av Peon prosjektet

Aktivitet	Tidsplan
Bore- og brønnaktiviteter	2029
Plattform modifikasjoner	2029-2030
Installasjonsarbeid og marine operasjoner	2029-2030
Start av produksjon	2030

2.6 Sikkerhet, helse og bærekraft

Myndighetskrav og Equinors styringssystem med krav til sikkerhet, helse og bærekraft legges til grunn for arbeidet i prosjektet. Dette innebærer en tilnærming som skal oppfylle målet om null skade på mennesker, miljø og verdier. Arbeidet følger blant annet gjeldende praksis om bruk av tiltakshierarkiet, inkludert BAT (beste tilgjengelige teknikker), ALARP (As Low As Reasonably Practicable) og relevante prinsipper for næringsliv og menneskerettigheter.

Lavt trykk og grunt reservoar gir utfordringer med brønnkontroll. Modning av robuste brønnløsninger for å sikre gode barrierer i de løse, grunne lagene vil være en hovedaktivitet. En testbrønn har blitt boret tidligere for å verifisere konseptet for avlastningsbrønn for Peon.

2.7 Økonomi og avslutning

Foreløpig kostnadsestimat, med et stort usikkerhetsspenn, viser at investeringsnivået for utbygging av Peon-prosjektet vil ligge på om lag 17 milliarder kroner, hvorav omtrent 70 % gjelder rørledninger og undervannsutstyr.

I tråd med gjeldende bestemmelser vil rettighetshaverne legge fram en avslutningsplan for feltet i god tid før avslutning av produksjon, inkludert en konsekvensutredning som skal høres offentlig.

3 Miljøkonsekvenser og avbøtende tiltak

I dette kapittelet gis det en foreløpig beskrivelse av det planlagte innholdet i KU når det gjelder miljøforhold og miljøvirkninger. I løpet av de siste årene har det blitt utarbeidet følgende miljøvurderinger relevant for det aktuelle utbyggingsområdet:

- Konsekvensutredning for Gjøl Subsea Projects ([lenke](#)) (Vår energi 2026)
- Strategisk konsekvensutredning for havvindområder ([lenke](#)) Vestavind A og B (NVE 2025)

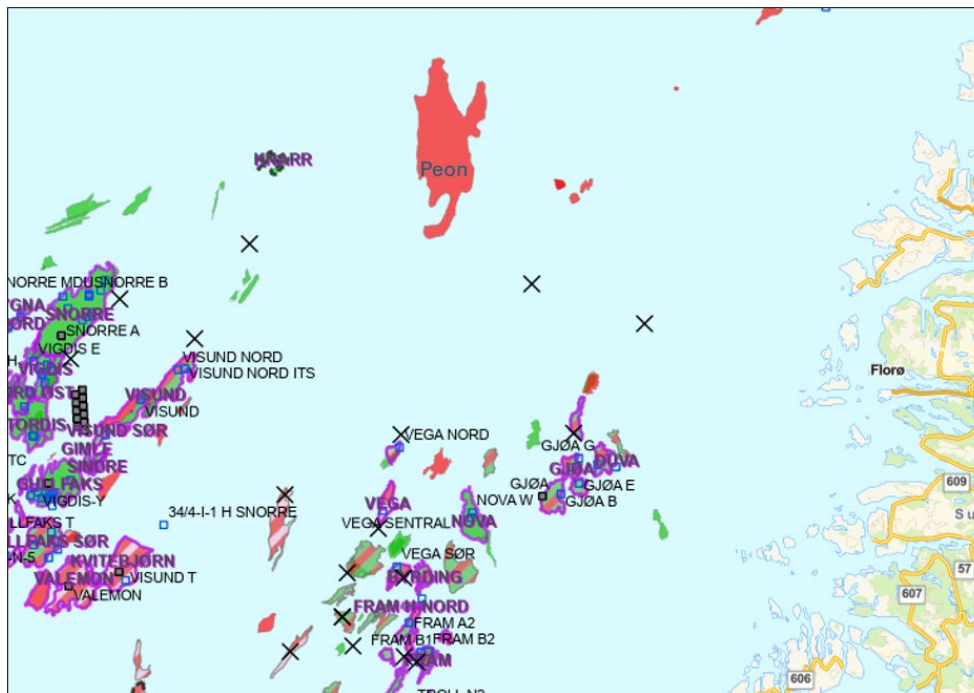
For generell beskrivelse av miljøtilstanden i Nordsjøen vises det til forvaltningsplanen (Meld. St. 21 (2023-2024)).

3.1 Miljøforhold

I vedtak om tillatelse til boring av pilothull for Peon (2020) ble det vurdert at region IV, som borelokasjonen ligger i, er godt kartlagt. Med bakgrunn i havbunnsundersøkelser i nærliggende områder, har vi gjort en foreløpig vurdering av sårbar havbunnsfauna som kan påtreffes i det aktuelle området for Peon utbyggingen. Vi viser blant annet til undersøkelser i Miljødirektoratets dataportal for visuelle undersøkelser, [«Innsyn visuelle undersøkelser»](#), (se figur 3-1).

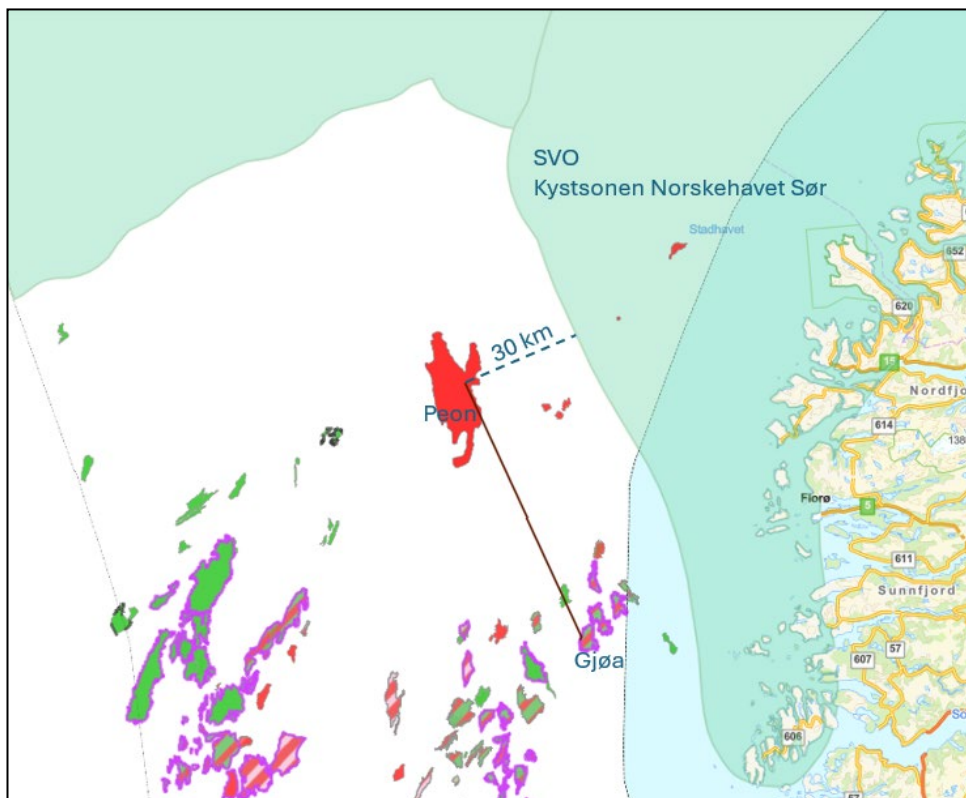
Det er ikke sannsynlig å påtreffe korallrev i området påvirket av Peon-utbyggingen. Det er imidlertid sannsynlig at enkeltindivider eller mindre ansamlinger av sårbar havbunnsfauna kan bli noe negativt påvirket av aktiviteter på havbunnen. Dette er likevel forekomster av lav verdi i hht kriteriene benyttet for klassifisering gitt i [Handbook Species and habitats of environmental concern](#), Offshore Norge, 2024. Det er mulig å påtreffe og påvirke negativt begerkorallskog av høy verdi.

Det planlegges med en konvensjonell sjøbunnskartlegging i forkant av konsekvensutredningen. Det er ikke identifisert behov for, eller planlagt med noen ytterligere visuell miljøkartlegging i forkant av konsekvensutredningen.



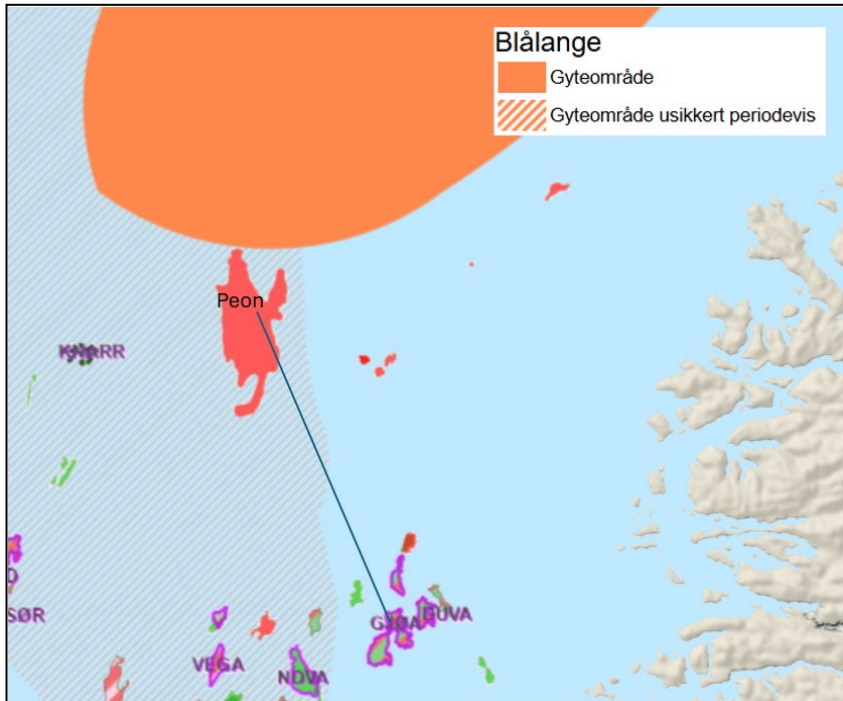
Figur 3-1 Oversikt over visuelle havbunnsundersøkelser (sorte kryss) relativt posisjonert til Peon

Peon forekomsten ligger med god avstand til nærmeste SVO (NH7 Kystsonen Norskehavet Sør), om lag 30 km som vist i figur 3-2. Arealverktøyet som ligger til grunn for forvaltningsplanen er her benyttet for å vurdere miljøverdien av det aktuelle området for utbygging av Peon-funnet.



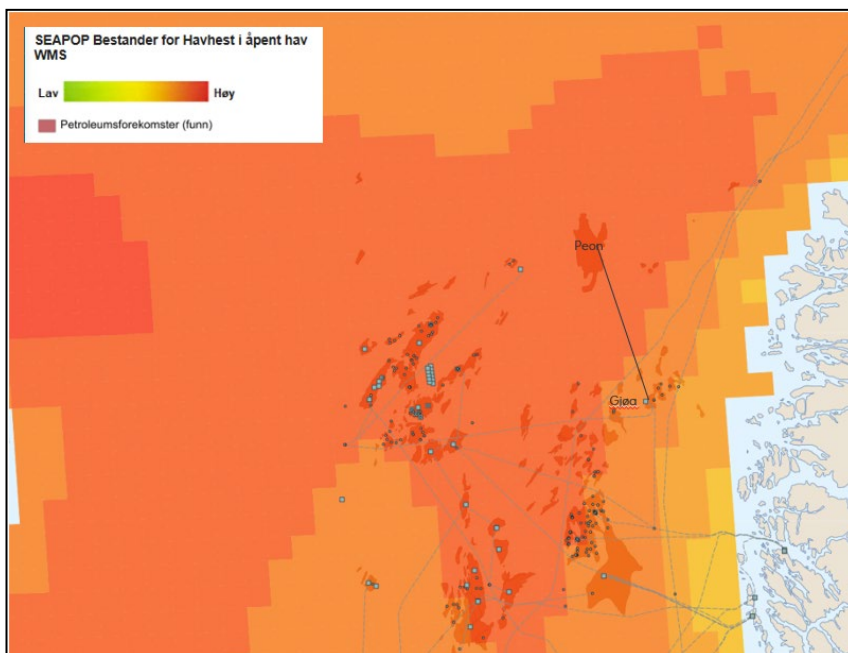
Figur 3-2 Nærmeste SVO (kilde: Arealverktøyet 2026)

Fiskeridirektoratet har i tidligere uttalelse til andre prosjekt i området bedt om at det tas særlig hensyn til aktuelle områder i de mest kritiske periodene for gyting, særlig hensyn bes tas for blålange som er vurdert som særlig truet art i Norsk Rødliste pr 2021. Fiskeridirektoratet viser også til vandringsrute for makrell. Gyteområdet for blålange er vist i figur 3-3.



Figur 3-3 (t.v.) Gytefelt for blålange (kilde: Mareano/Havforskningsinstituttet)

Flere sjøfuglbestander (alke, gråmåke, fiskemåke, havhest, havsule, krykkje, lomvi, og svartbak) har utbredelse i det aktuelle havområdet, med høyest forekomst av havhest, se Figur 3-4.



Figur 3-4 (t.h.) Bestander for Havhest i åpent hav (kilde: Arealverktøyet/SEAPOP)

3.2 Planlagte utslipp

Utbygging og drift av Peon vil gi begrensende utslipp, og utslippene vil i hovedsak være knyttet til boring, og drift fra GjØa plattformen. Produsert vann fra Peon vil renses i det eksisterende produsertvannanlegget. Tilknytningen av Peon vil føre til begrenset bruk av hydrat hemmer (MEG). Det er ikke planlagt bruk av andre kjemikalier knyttet til produksjon fra Peon.

Bunnsedimentene i GjØa-området er noe forurensset som følge av tidligere tiders borerelaterte utslipp. Prosjektet vil ta hensyn til dette i planlegging av innfasing av ny rørledning og kontrollkabel.

Som nevnt i kap. 2.3, er GjØa-plattformen del-elektrifisert og utslipp til luft som følge av produksjon av Peon vil i hovedsak komme fra eksportkompressoren som er gassdrevet. I tillegg vil det komme utslipp fra borerigg og installasjonsfartøy.

3.3 Støy

Aktiviteter på feltet som boring og dynamisk posisjonering av fartøyer vil gi noe undervannsstøy. Aktiviteter i driftsfasen som kan medføre undervannsstøy er knyttet til fartøybruk under inspeksjon og vedlikehold.

3.4 Miljørisiko knyttet til uhellsutslipp

En foreløpig vurdering tilsier at miljørisikoen knyttet til et uhellsutslipp av gass med skade på marine miljøverdier i området er lav.

3.5 Kulturminner

Operatøren er ikke kjent med funn av maritime kulturminner i området som omfattes av utbyggingen. Det er ikke registrert marine kulturminner i området i forbindelse med tidligere undersøkelser og utbygging av nærliggende infrastruktur.

Det er generelt to typer av kulturminner som kan forekomme på norsk sokkel: Funn fra steinalderen og funn av skipsvrak. Basert på tidligere litteratur så antas det dybdegrensen for mulige steinalderfunn på omtrent 140 m. Havdybden i området ligger på 370 m dyp, og det er dermed lite sannsynlig for å påtreffe funn fra steinalderen og eventuelle skipsvrak. Dersom det under kartlegging skulle bli identifisert kulturminner vil relevante myndigheter bli kontaktet.

3.6 Avfall

Næringsavfall og farlig avfall vil håndteres av avfallskontraktøren i bore- og installasjonsfasen. Alt avfall vil kildesorteres i henhold til Norsk olje og gass' anbefalte avfallskategorier. Det er en hovedmålsetning at mengde avfall som går til sluttdeponi skal reduseres. Dette skal i størst mulig grad oppnås gjennom optimalisering av materialbruk, gjenbruk, gjenvinning eller alternativ bruk av væsker og materialer innenfor en forsvarlig ramme av helse, miljø og sikkerhet, samt kvalitet. Equinor arbeider kontinuerlig med å forbedre deklarerings av avfall som foretas offshore.

3.7 Avbøtende tiltak og BAT-vurdering

Prosjektet vil gjennomføre BAT-vurderinger for valg av teknikker der dette er vurdert å kunne påvirke vesentlige miljøaspekter. BAT-vurderinger gjelder for de ulike fasene som påpekt, jf. Offshore Norge retningslinje 147 om BAT-vurderinger.

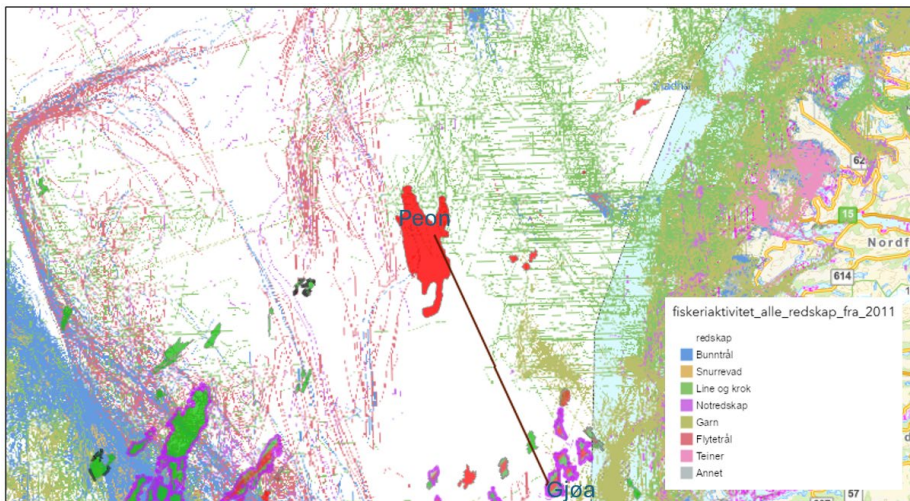
4 Konsekvenser for fiskeriene og andre næringer til havs

I dette kapittelet gis det en foreløpig beskrivelse av konsekvensene for fiskeriene og andre næringer til havs som følge av utbygging av Peon. Fiskeri er en dynamisk aktivitet, og vil variere alt etter fiskens vandringsmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer.

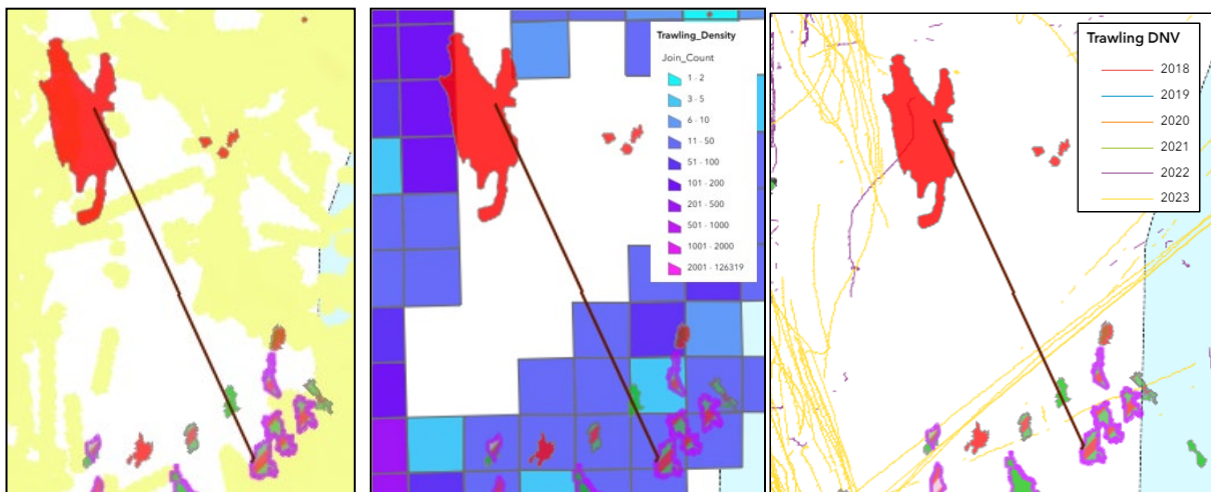
4.1 Konsekvenser for fiskeri

I forbindelse med søknad om boring av pilothull på Peon (2020) mottok Miljødirektoratet en [høringsuttalelse](#) fra Fiskeridirektoratet. Fiskeridirektoratet viste til at området ved Peon er gjenstand for fiske hele året, og at det drives fiske med trål og line etter hvitfisk, samt trålfiske etter industrifisk. I perioden fra medio mai til ut juli måned foregår det notfiske etter nordsjøsild. Om høsten, fra august til ut oktober foregår det pelagisk fiske etter makrell, med hhv not og dorg. Periodisk notfiske etter hestmakrell foregår også senere på høsten og ut over vinteren. Annen sporadisk fiskeriaktivitet, samt fangst av vågehval kan heller ikke utelukkes. Fiskeridirektoratet ber om at alle utslipp foretas så skånsomt som mulig og på en slik måte at partikler ikke spres i vannsøylen. Dette inkluderer også oppvirvling av sediment fra sjøbunnen.

Informasjon om fiskeriaktivitet fra Fiskeridirektoratets kartverktøy Yggdrasil viser svært begrenset fiskeriaktivitet i det aktuelle området (se Figur 4-1 og Figur 4-2). En foreløpig vurdering basert på utbyggingsaktivitet og område, tilsier at konsekvensene for fiskerinæringen vil være begrenset.



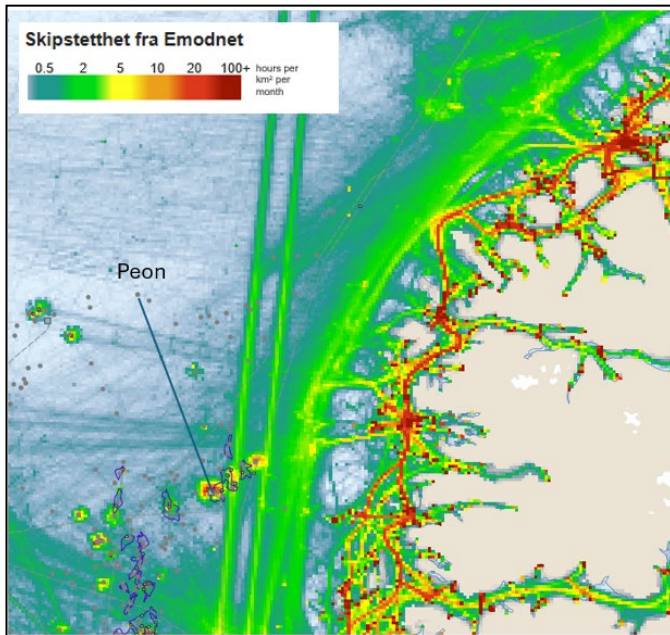
Figur 4-1 Bruk av fiskeredskaper (kilde: Fiskeridirektoratet, Yggdrasil)



Figur 4-2 A) Norske fiskefartøy 2013 – 2022 kilde: Kystverket, B) Trålspor 2018 – 2023 DNV, C) trål tetthet

4.2 Konsekvenser for andre næringer

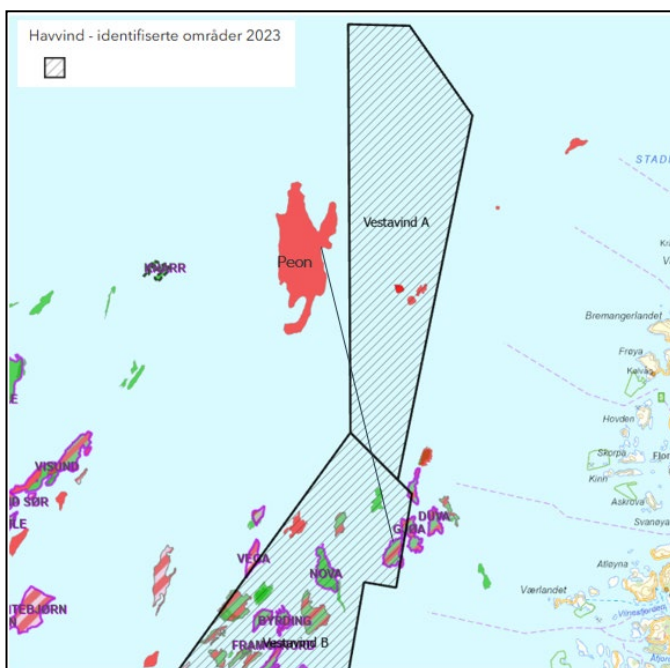
Den planlagte utbyggingsaktiviteten ligger utenfor trafikkseparasjonssystemet som vist i Figur 4-3.



Figur 4-3 Skipstetthet (kilde: EMODnett/Barentswatch)

Prosjektområdet overlapper ikke med lokaliteter for havbruk til havs, forswarets skyte- eller øvingsfelt i sjø eller områder avsatt til lagring for CO₂. Det vurderes derfor at prosjektet ikke vil ha negativ påvirkning på disse næringene.

Rørledningen krysser området Vestavind A og B som er identifisert som mulige områder for havvind (se figur 4-4). Ingen av områdene er åpnet for utbygging per nå.



Figur 4-4 Identifiserte områder for havvind (kilde: Kart i fiskeridirektoratet)

5 Samfunnsmessige konsekvenser

Driften av Peon vil inngå som en integrert del av driften av Gjøa-feltet, og Peon vil dermed bidra til å opprettholde aktivitetsnivået på Gjøa. Den norske stats inntekter vil øke gjennom skatter og avgifter, samt direkte inntekter.

I utbyggingsfasen vil levering av varer og tjenester kunne gi inntekter og sysselsetting for norsk industri. Hvor stor del som tilfaller norsk industri avgjøres av anbudsprosessen.

6 Planlagte utredninger

Konsekvensutredningen vil utarbeides i henhold til godkjent utredningsprogram og veileder. Prosjektbeskrivelsen vil bli oppdatert, inkludert:

- hvilke tillatelser, godkjenninger og/eller samtykker det skal søkes om i henhold til norsk lovgivning
- investerings- og driftskostnader som underlag for å vurdere samfunnsmessige ringvirkninger
- planer for avvikling.
- utslipp og støy, inkludert globale klimagassutslipp og energibruk
- BAT-vurderinger inkl. materialvalg for produksjonsrørledning, system for styring av undervannsventiler, system for undervanns lekkasjedeteksjon, og brønnopprensing.
- avfallshåndtering
- plan for sjøbunnsundersøkelser og miljøovervåking
- vurdering av miljørisiko- og beredskapsanalyse for de planlagte boreoperasjonene og drift av Peon

Utredning av globale klimagassutslipp vil gjøres i henhold til gjeldende krav og føringer fra Energidepartementet.

Beskrivelse av følgende tema vil bli oppdatert dersom det er tilgjengelig nyere data ved innsending av konsekvensutredningen:

- Naturmangfold
- Kulturminner
- Fiskeri og andre næringer