

PL 265, PL 501, PL 502 Johan Sverdrup-feltet

Forslag til program for konsekvensutredning
Feltutbygging



COM 130669



Statoil

Innhold

0	Sammendrag	5
1	Innledning	6
1.1	Formålet med programmet	6
1.2	Lovverkets krav	7
1.2.1	Internasjonalt lovverk	7
1.2.2	Norsk lovverk	7
1.3	Forholdet til regionale konsekvensutredninger og forvaltningsplanen for Nordsjøen	7
1.4	Konsekvensutredningsprosessen for feltutbyggingen	8
1.5	Tilknyttede prosjekter og utredningsprosesser	8
1.5.1	Rørledninger for olje- og gasseksport	8
1.5.2	Modifikasjoner på landterminal	9
1.5.3	Kraftforsyning fra land	9
1.6	Tidsplan for konsekvensutredningen	9
1.7	Søknader og tillatelser	9
2	Planer for utbygging og drift av Johan Sverdrup	10
2.1	Helse miljø og sikkerhet	10
2.2	Miljøtiltak	10
2.3	Rettighetshavere og eierforhold	10
2.4	Lisenshistorikk og prosjektstatus	10
2.5	Feltbeskrivelse	11
2.6	Andre funn og prospekter i området	11
2.7	Beskrivelse av Johan Sverdrup-reservoarene	11
2.8	Beskrivelse av petroleumsressurser og produksjonsplaner	12
2.9	Boring og brønn	12
2.10	Planlagt utbyggingsløsning	13
2.10.1	Feltinstallasjoner	14
2.10.2	Eksport av olje og gass. Landterminaler	17
2.10.3	Forsyningsbaser og driftsorganisasjon	17
2.11	Vurderte alternativer	17
2.12	Tidsplan for utbyggingen	19
2.13	Investeringer	19
2.14	Avslutning av produksjonen	20
3	Utbygging i senere faser	21
3.1	Mulige modifikasjoner av plattformer installert i fase 1	21
3.2	Beskrivelse av en mulig fase 2	21
3.3	Beskrivelse av en mulig fase 3	22
3.4	Beskrivelse av en mulig fase 4	22
4	Områdebeskrivelse	23
4.1	Influensområde	23

4.2	Miljøtilstand	23
4.3	Særlig verdifulle og sårbare områder, sjøfugl, sjøpattedyr og kulturminner	23
4.4	Fiskeressurser	24
5	Foreløpig vurdering av konsekvenser for miljø og kulturminner. Avbøtende tiltak	26
5.1	Utslipp til luft.....	26
5.1.1	Utslipp i bore- og anleggsfasen	26
5.1.2	Utslipp i driftsfasen.....	26
5.1.3	Planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft	28
5.1.4	Konsekvenser av utslipp til luft.....	28
5.2	Utslipp til sjø.....	28
5.2.1	Utslipp i bore- og anleggsfasen	29
5.2.2	Utslipp i driftsfasen.....	29
5.2.3	Planlagte tiltak for å redusere utslipp til sjø	29
5.2.4	Konsekvenser av utslipp til sjø.....	30
5.3	Uhellsutslipp.....	31
5.3.1	Resultater av foreløpige miljørisiko- og beredskapsvurderinger.....	31
5.3.2	Konsekvenser av uhellsutslipp.....	31
5.4	Fysisk påvirkning	32
5.4.1	Konsekvenser av arealbeslag og fysiske inngrep.....	32
6	Konsekvenser for fiskerier og andre næringer til havs	33
6.1	Fiskerier	33
6.2	Skipstrafikk.....	34
6.3	Vindenergi.....	34
7	Samfunnsmessige konsekvenser	35
7.1	Inntekter, leveranser, sysselsetting.....	35
7.2	Andre samfunnsmessige konsekvenser	35
7.3	Drifts- og basetjenester.....	35
8	Planlagte utredninger	36
8.1	Beskrivelse av natur- og miljøressurser i influensområdet. Kulturminner	36
8.2	Utslipp til luft.....	36
8.3	Planlagte utslipp til sjø	37
8.4	Avfall	37
8.5	Uhellsutslipp.....	38
8.6	Arealbeslag og fysisk påvirkning.....	38
8.7	Fiskerier og andre næringer til havs	38
8.8	Samfunnsmessige konsekvenser	38
8.9	Miljøovervåking	39

0 Sammendrag

Johan Sverdrup feltet omfatter produksjonslisensene 501, 502 og 265 i Nordsjøen. Feltet har en utstrekning på ca 200 km². Avstanden til Grane i nord er om lag 40 km, og til Sleipner i sørvest om lag 65 km. Vanndybden er 110-120 m. Korteste avstand til land (Karmøy) er om lag 150 km.

Samlede utvinnbare petroleumsressurser for Johan Sverdrup-feltet er anslått til mellom 1,8 og 2,9 milliarder fat oljeekvivalenter, herav ca. 97 % olje/NGL og ca. 3 % gass.

Feltet vil bli bygget ut i flere faser. For første fase vil plan for utbygging og drift (PUD) omfatte etablering av et feltcenter, bestående av 4 plattformer: En prosessplattform, en boreplattform, en stigerørsplattform og en boligplattform. I tillegg planlegges det tre havbunnsinstallasjoner for injeksjon av vann for trykkstøtte. Produksjonskapasiteten i første fase vil være designet til 315.000 fat oljeekvivalenter pr. dag.

I senere faser kan det være aktuelt å øke produksjonskapasiteten med en ytterligere prosessplattform knyttet til feltcenteret, og en eller flere frittstående brønnhodeplattformer på andre deler av feltet.

De totale investeringskostnader for Johan Sverdrup - prosjektet i fase 1 er foreløpig estimert til i størrelsesorden 100-120 milliarder norske 2013-kroner. Estimater inkluderer kostnader for plattformer, havbunnsinstallasjoner og brønner.

Investeringene vil i all hovedsak komme i årene 2015 til 2019. Gjennomsnittlige årlige driftskostnader til havs og på land for fase 1 av utbyggingen er foreløpig beregnet til omlag 3 - 5 milliarder norske 2013-kroner (utstyr, brønner, kraftforbruk og eksport).

Eksportørledninger for olje- og gass og anlegg for kraftforsyning fra land blir utredet og omsøkt som separate prosjekter, parallelt med feltutbyggingen.

For feltutbyggingen er det valgt løsninger som bidrar til lave utslipp til luft og sjø: Kraftforsyningen for fase 1 vil skje gjennom kabel fra land, varme vil genereres med gassfyrte kjeler, produsert vann vil bli reinjisert og brukt som trykkstøtte, og oljeforurenset borekaks vil bli rensset før utslipp til sjø, eller alternativt fraktet til land for videre behandling og deponering.

Utbygging og drift av Johan Sverdrup vil i vesentlig grad bidra til å videreutvikle petroleumssektoren på norsk sokkel, og i neste omgang gi betydelige inntekter til den norske stat. De samfunnsmessige virkningene vil være betydelige i form av inntekter til stat og kommuner, leveranser av varer og tjenester samt direkte og indirekte sysselsetting i både utbyggings- og driftsfasen. Siden feltet vil bli bygget ut gjennom flere faser, vil investeringene fordele seg over en relativt lang periode, og driftsperioden vil strekke seg over 40-50 år.

Innsending av Plan for utbygging og drift (PUD) vil etter planen skje i første kvartal 2015. Oppstart av produksjonen fra feltet vil etter planen skje i slutten av 2019.

1 Innledning

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensene 265, 501 og 502 legger Statoil fram forslag til program for konsekvensutredning for utbygging, anlegg og drift av Johan Sverdrup-feltet.

Feltet planlegges utbygget i flere faser, og Plan for utbygging og drift (PUD) for første fase vil bli lagt fram for myndighetene i første kvartal 2015. PUD vil også inneholde en beskrivelse av mulige utbygginger i senere faser.

Eksportløsningene for olje og gass planlegges og utredes parallelt med selve feltutbyggingen. Det vil bli utarbeidet en egen Plan for anlegg og drift (PAD) med tilhørende konsekvensutredning for eksportørledninger samt nødvendige modifikasjoner på mottaksanlegg på land.

Tilsvarende vil det bli utarbeidet en egen PAD, og en egen konsekvensutredning for kraftforsyningsløsningen til feltet.

Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning baserer seg i første rekke på de planer som foreligger for første fase av feltutbyggingen. I tillegg er det grovt skissert hvordan utbyggingen i de neste fasene eventuelt kan skje, og det er gjort en vurdering av de samlede konsekvenser av en full utbygging av feltet. Dette vil bli nærmere beskrevet i selve konsekvensutredningsdokumentet.

Gjennom konseptutviklingsfasen har flere utbyggingsalternativer vært vurdert. Noen av de viktige valgene som er gjort er omtalt i dette dokumentet.

Rettighetshaverne har anbefalt å gå videre med en utbyggingsløsning som innebærer at det i første fase etableres et feltsenter, bestående av fire plattformer knyttet sammen med broer, samt tre undervannsinstallasjoner for injeksjon av vann for trykkstøtte.

Prosessert olje vil bli eksportert i en ny dedikert rørledning til eksisterende mottaksterminal på land, mens gass vil bli eksportert i dels eksisterende, dels nye rørledninger til eksisterende terminal på land.

I senere faser vil det kunne være aktuelt å utvide feltsenteret med en eller flere plattformer, og det vil også være aktuelt å etablere frittstående plattformer og undervannsinstallasjoner som knyttes opp til feltsenteret.

1.1 Formålet med programmet

Konsekvensutredningen er en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekter. Konsekvensutredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

Formålet med forslag til program for konsekvensutredning er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon og varsel om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan. Gjennom uttalelser til programmet har høringsinstansene mulighet til å kunne påvirke hva som blir krevd utredet i konsekvensutredningen, og dermed også hva som skal ligge til grunn for de beslutninger som skal tas.

1.2 Lovverkets krav

1.2.1 Internasjonalt lovverk

Kravet til konsekvensutredning er gjenspeilet i EUs regelverk som Norge har implementert i norsk lovverk. EUs Rådsdirektiv 97/11/EC «Endringsdirektiv til Rådsdirektiv 85/337/EEC» krever konsekvensutredning for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

1.2.2 Norsk lovverk

Det planlagte prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven (PL), §§ 4.2 og 4.3 samt forskrift til lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Utredningsprogrammet blir fastsatt av ansvarlig myndighet (Olje- og energidepartementet - OED) etter en forutgående offentlig høring.

§ 22 i Forskrift til Petroleumsloven inneholder følgende bestemmelser om utredningsprogram:

"Rettighetshaver skal i god tid før fremleggelse av plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst utarbeide forslag til utredningsprogram. Forslaget skal gi en kort beskrivelse av utbyggingen, av aktuelle utbyggingsløsninger og på bakgrunn av tilgjengelig kunnskap, av antatte virkninger for andre næringer og miljø, herunder eventuelle grenseoverskridende miljøvirkninger. Videre skal forslaget klargjøre behovet for dokumentasjon. Dersom det er utarbeidet en konsekvensutredning for det området hvor utbyggingen planlegges gjennomført, skal forslaget klargjøre behovet for ytterligere dokumentasjon eller oppdatering.

Forslaget til utredningsprogram bør i nødvendig grad inneholde en beskrivelse av hvordan utredningsarbeidet vil bli gjennomført, særlig med sikte på informasjon og medvirkning i forhold til grupper som antas å bli særlig berørt. Forslaget til utredningsprogram skal baseres på rammene for dokumentasjon i § 22a.

Rettighetshaver sender forslaget til utredningsprogram til uttalelse til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner. Det skal settes en rimelig frist for uttalelser. Fristen bør ikke være kortere enn seks uker. Departementet fastsetter utredningsprogrammet på bakgrunn av forslaget og uttalelsene til dette. Det skal redegjøres for innkomne uttalelser og hvordan disse er vurdert og ivare tatt i fastsatt program. Kopi av fastsatt program skal sendes til dem som har avgitt uttalelse i saken. Avgjørelser etter denne bestemmelsen er ikke enkeltvedtak etter forvaltningsloven. Departementet kan i særlige tilfeller bestemme at departementet sender forslag til utredningsprogram på høring."

Utredningen vil også oppfylle bestemmelsene om konsekvensutredning i Forurensingslovens § 13, samt i andre lover og reguleringer, herunder Kulturminneloven, Naturmangfoldsloven etc.

1.3 Forholdet til regionale konsekvensutredninger og forvaltningsplanen for Nordsjøen

Nordsjøen har hatt omfattende petroleumsvirksomhet i lang tid, og det er gjennomført et stort antall utredninger som belyser konsekvensene av virksomheten. Konsekvensutredningen som utarbeides for Johan Sverdrup vil basere seg på eksisterende informasjon om naturressurser og miljøkonsekvenser, og i stor grad støtte seg på den omfattende dokumentasjonen som er framlagt i forbindelse med Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak. Videre vil en basere seg på de regionale konsekvensutredninger som er gjennomført for Nordsjøen, siste gang i 2006.

1.4 Konsekvensutredningsprosessen for feltutbyggingen

Prosessen starter med at rettighetshaver oversender forslag til program for konsekvensutredning til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner, og innhenter uttalelser fra disse. OED fastsetter det endelige programmet for konsekvensutredningen på bakgrunn av forslaget, sammen med en redegjørelse av innkomne uttalelser og hvordan disse er vurdert og ivarettatt.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil operatøren utarbeide konsekvensutredningen som en del av Plan for utbygging og drift (heretter omtalt som PUD).

Rettighetshaver vil, på tilsvarende måte som for forslaget til utredningsprogram, sende konsekvensutredningen på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner og innhente uttalelser fra disse. Samtidig kunngjøres det i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredningen og relevant underlagsdokumentasjon legges i tillegg ut på internett.

Når høringen er avsluttet og innkomne uttalelser er oppsummert, vil departementet forestå den videre behandling av konsekvensutredningen, og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt i henhold til Petroleumslovens bestemmelser.

Prosjektet vil på grunn av størrelsen på investeringene kreve godkjenning av Stortinget. Olje- og energidepartementet lager en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon. Denne godkjennes av Kongen i Statsråd før den oversendes Stortinget for videre behandling og endelig godkjenning. Proposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet, og inkluderer eventuelle forutsetninger og tiltak som skal ligge til grunn for godkjenningen.

1.5 Tilknyttede prosjekter og utredningsprosesser

1.5.1 Rørledninger for olje- og gasseksport

Eksportløsningene for olje- og gass fra Johan Sverdrup planlegges, konsekvensutredes og omsøkes som egne prosjekter. Et eget utredningsprogram for oljerørledningen har vært på offentlig høring og ble godkjent av OED 10. oktober 2012. Forslag til utredningsprogram for gasseksportløsningen planlegges sendt på høring i første kvartal 2014.

Behandling av konsekvensutredninger og Plan for anlegg og drift (PAD) vil skje i parallell med tilsvarende prosesser for feltutbyggingen.

For eksport av stabilisert olje vil det bli installert en ny rørledning til land i Norge. Oljerørledningen vil være dimensjonert for en kapasitet på 100.000 Sm³/dag. Det foreligger en anbefaling om at Mongstad oljeterminal velges som mottakssted. Rørledningen vil få en lengde på ca 280 km. Ytre diameter planlegges å være 36".

Gass vil bli eksportert til Kårstø via Statpipe rørgassrør. Tilknytningsrørledningen fra Johan Sverdrup vil være ca 150 km lang, ha en ytre diameter på 18", og en kapasitet for rørgass på 4 - 10 MSm³/dag. Dette muliggjør en eventuell senere oppkobling til Åsgard Transport til Kårstø dersom Statpipe tas ut av drift 10-20 år etter oppstart av Johan Sverdrup. Det vil også bli tilrettelagt for tilbakestrømming av gass fra Statpipe.

Senere kan det bli behov for en egen rørledning for gassimport til Johan Sverdrup. Dette vil i så fall utredes og omsøkes særskilt.

1.5.2 Modifikasjoner på landterminal

Det vil bli behov for modifikasjoner av oljeterminalen på Mongstad. Dette vil bli beskrevet i konsekvensutredning og Plan for anlegg og drift (PAD) for oljeeksportløsningen.

1.5.3 Kraftforsyning fra land

Det planlegges å forsyne Johan Sverdrup med kraft fra land. Et eget prosjekt (Utsira High Power Hub – UHPH) har utredet en løsning med etablering av en distribusjons-plattform for forsyning av både Johan Sverdrup og andre installasjoner på Utsirahøyden med kraft fra land.

Johan Sverdrup anbefaler å gå videre med en løsning der en i fase 1 dekker eget kraftbehov gjennom kabler fra land direkte til stigerørsplattformen, og derfra videre distribusjon til boligplattform, prosessplattform og boreplattform.

Som en del av Plan for utbygging og drift, planlagt levert tidlig 2015, vil alternative kraftløsninger for fremtidige faser beskrives. Ett av alternativene er kraft fra land til hele Utsirahøyden basert på oppdaterte beregninger for kraftbehov.

Uttak og overføring av kraft fra land krever konsesjon etter både Energiloven og Petroleumsloven, og det vil bli gjennomført en særskilt konsekvensutredning knyttet til konsesjonssøknad og Plan for anlegg og drift (PAD). Program for en slik konsekvensutredning ble godkjent av Norges vassdrags- og energidirektorat og Olje- og energidepartementet i september 2012.

1.6 Tidsplan for konsekvensutredningen

Foreslått tidsplan for konsekvensutredningen for Johan Sverdrup feltutbygging tar utgangspunkt i de retningslinjer som er gitt i Forskrift til Petroleumsloven og i Veileder for PUD/PAD, i prosjektets hovedplan og i samtaler med Olje- og energidepartementet.

Hovedelementene fra tidsplanen er kort oppsummert nedenfor.

Tabell 1-1 Milepæler for konsekvensutredning og myndighetsgodkjenning

Forslag til utredningsprogram sendes på høring	1. kvartal 2014
Utredningsprogram fastsettes av OED	2. kvartal 2014
Konsekvensutredning sendes på høring	4. kvartal 2014
Plan for utbygging, anlegg og drift sendes til myndighetene	1. kvartal 2015
Stortingsbehandling og godkjenning av PUD	Vårsesjonen 2015

1.7 Søknader og tillatelser

For å gjennomføre anbefalte utbyggingsplaner vil det måtte innhentes flere tillatelser fra norske myndigheter. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser ikke er påkrevd før i utbyggingsfasen. Videre er noen tillatelser kun relevante for nedstengningsfasen.

Hvilke tillatelser som må innhentes i de ulike fasene vil bli avklart i den videre prosessen og gjennom behandlingen av konsekvensutredningen.

2 Planer for utbygging og drift av Johan Sverdrup

2.1 Helse miljø og sikkerhet

Operatørens overordnede mål er null skade, og HMS-forpliktelser vil være innarbeidet i all forretningsvirksomhet for selskapet. Det er et mål å konstruere og drive anlegg og installasjoner på en måte som sikrer at ulykker og alvorlige hendelser ikke skjer, samt at negative miljøkonsekvenser ikke oppstår.

Det er utarbeidet et eget program for helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet for utbyggingen av Johan Sverdrup. Programmet omfatter overordnede mål og strategier og definerer spesielle prosjektkrav. Programmet vil bli oppdatert for å dekke ulike faser ettersom prosjektgjennomføringen skrider fram.

2.2 Miljøtiltak

I henhold til EUs IPPC-direktiv (Integrated Pollution Prevention and Control) stilles det krav om at energien skal utnyttes effektivt og at best tilgjengelige teknikker (BAT-Best Available Techniques) tas i bruk for å forebygge og begrense forurensning. BAT-vurderinger skal inneholde kost- og nyttevurderinger. Gjennomføring av BAT-vurderinger er nedfelt i operatørens interne krav og prosedyrer. Prosjektet vil gjennomføre de nødvendige vurderinger slik at disse kan benyttes og være en del av grunnlaget ved valg av design.

2.3 Rettighetshavere og eierforhold

Rettighetshaverne i produksjonslisensene 265, 501 og 502 framgår av tabellen nedenfor, sammen med de respektive eierandelene. Det er inngått en samarbeidsavtale mellom lisenseierne som regulerer samarbeidet fram til innsending av PUD og samordning av lisensene. Statoil er gitt ansvar som arbeidsoperatør i planleggingsfasen.

Tabell 2-1 Rettighetshavere og eierandeler.

Selskap	PL265	PL501	PL502
Statoil Petroleum AS	40%*	40%	44,44%*
Petoro AS	30%		33,33%
Lundin Norway AS	10%	40%*	
Det Norske	20%		22,22%
Maersk Oil		20%	

*Lisensoperatør

2.4 Lisenshistorikk og prosjektstatus

PL265 ble tildelt 27.04.2001 som en del av Nordsjøtildelingene i 2000 (NST 2000). Lisensen omfatter pr. i dag del av blokk 16/2.

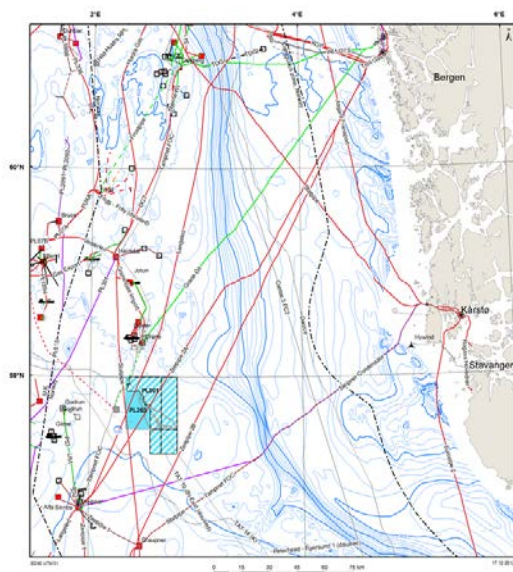
PL501 ble tildelt 23.01.2009 som en del av Tildeling i forhåndsdefinerte områder i 2008 (TFO 2008). Lisensen omfatter deler av blokkene 16/2, 16/3, 16/5 og 16/6.

PL502 ble tildelt 23.01.2009 som en del av Tildeling i forhåndsdefinerte områder i 2008 (TFO 2008). Lisensen omfatter del av blokk 16/5.

I 2010 ble det funnet olje i PL- 501, og året etter i PL 265. Dette utgjør Johan Sverdrup.

2.5 Feltbeskrivelse

Avstanden fra Johan Sverdrup til Grane i nord er om lag 40 km, og til Sleipner i sørvest om lag 65 km. Vandybden er 110-120 m. Korteste avstand til land (Karmøy) er om lag 150 km. Feltets utstrekning er ca 200 km².



Figur 2-1 Lokalisering av Johan Sverdrup feltet

2.6 Andre funn og prospekter i området

Flere prospekter er identifisert i Utsirahøyden-området. Ingen av disse inngår med volumer i grunnlaget for den pågående planleggingen. Den planlagte utbyggingen vil imidlertid ha fleksibilitet for eventuell framtidig tilknytning av funn i prospekter i området.

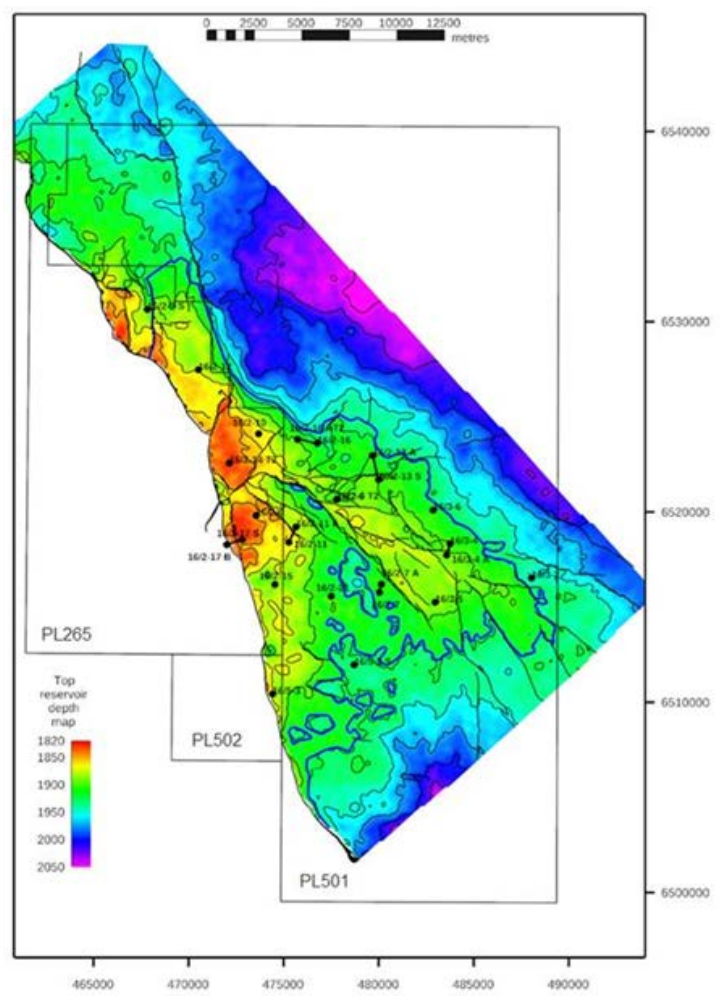
2.7 Beskrivelse av Johan Sverdrup-reservoarene

Johan Sverdrup reservoaret er relativt homogent, med utmerket permeabilitet, og de sentrale delene av feltet har en reservoar tykkelse på 40-70 m. Dybden på olje-vann kontakten varierer noe, men innsamlede data indikerer at de påviste funnene kan behandles som ett felt. Reservoaret har ingen initiell gasskappe. Oljen har moderat viskositet, og er sterkt undermettet med lavt gass-olje forhold. Initielt reservoartrykk er hydrostatisk og temperaturen er ca. 83 °C.

Basert på simuleringsstudier, risikoanalyse av reservoarstyring ved gassinjeksjon og mulighetene for IOR med vanninjeksjon, er vanninjeksjon vurdert som den mest hensiktsmessige dreneringsstrategien.

Johan Sverdrup planlegges med re-injeksjon av produsert vann i reservoaret. Produsert vann kan potensielt ha en negativ effekt på injektiviteten i reservoaret. For å motvirke dette er strategien å forsøke å utsette produksjonen av vann så lenge som mulig, anslagsvis 5 år, ved aktiv styring av produksjonsraten fra hver brønn. Når vannproduksjonen etter hvert likevel kommer, vil produsert vann bli re-injisert i reservoaret for trykkstøtte. Alle satellitter vil ha doble injeksjonslinjer, slik at det er mulig å veksle mellom injeksjon av hhv.

sjøvann og produsert vann. På denne måten vil en ha mulighet for å gjenopprette eventuelt redusert injektivitet etter en periode med injeksjon av produsert vann, samt at en vil ha fleksibilitet mht. å velge vanntype basert på identifisert behov for økt oljeutvinning.



Figur 2-2 Kart som viser utstrekning av reservoaret, samt borede avgrensingsbrønner

2.8 Beskrivelse av petroleumsressurser og produksjonsplaner

Samlede utvinnbare petroleumsressurser for Johan Sverdrup-feltet er anslått til mellom 1,8 og 2,9 milliarder fat oljeekvivalenter, herav ca. 97 % olje/NGL og ca. 3 % gass. Feltet ventes å produsere i 40-50 år.

2.9 Boring og brønn

Boring av de første produksjonsbrønnene vil etter planen starte i første halvår 2016.

6-8 produksjonsbrønner og 6-8 injeksjonsbrønner vil bli boret før de faste installasjonene vil være på plass på feltet. Disse produksjonsbrønnene og injeksjonsbrønnene vil bli boret fra en halvt nedsenkbar flytende dieseldrevet borerigg. Brønnene bores gjennom undervanns brønnrammer som installeres i 2015 -2016; en ramme for produksjonsbrønnene og to rammer for injeksjonsbrønnene.

En boreplattform på stålunderstell vil deretter bli installert over den forhåndsinstallerte produksjonsbrønnrammen, og de forhåndsbores brønnene vil bli ferdigstilt av denne. Boreplattformen vil være utstyrt med

komplett boreanlegg, planlagt drevet med kraft fra land. Videre boring av brønner på feltcenteret vil skje med boreanlegg på boreplattformen.

I senere faser vil brønner også bli boret av mobile borerigger. Elektrisk drift vil bli vurdert der dette er gjennomførbart.

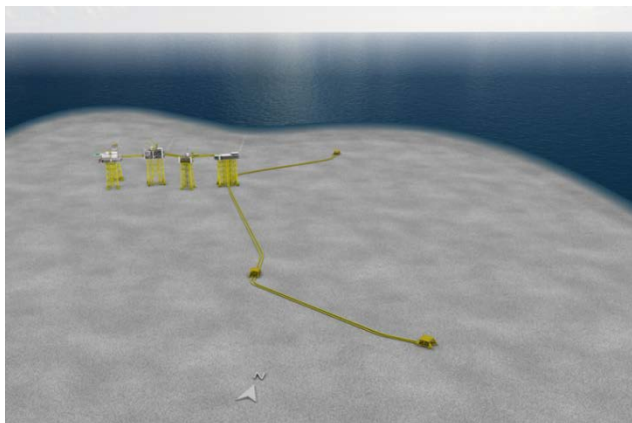
Totalt over feltets levetid er det planlagt boret i størrelsesorden 50 produksjonsbrønner og 50 injeksjonsbrønner. Fra disse er det senere aktuelt å bore sidesteg. Det vil være både plattformbrønner og undervannsbrønner.

Vannbasert borevæske vil bli benyttet for de øverste brønnseksjonene, mens oljebasert borevæske vil benyttes for de mer krevende seksjonene dypere nede.

2.10 Planlagt utbyggingsløsning

Johan Sverdrup planlegges utbygd i flere faser. I første fase etableres et feltcenter med boligkvarter og fasiliteter for boring, produksjon, prosessering og eksport av olje og gass. Feltcenteret blir dimensjonert med følgende designkapasiteter:

- Olje og gass: 315.000 fat oljeekvivalenter/dag
- Produsert vann: 60.000 m³/dag
- Vanninjeksjon totalt: 85.000 m³/dag
- Sengekapasitet: totalt 450 lugarer, 560 sengeplasser



Figur 2-3 Skisse av installasjoner for første fase, inkludert plattformer, undervannsinstallasjoner og rørledninger

Senere vil det være aktuelt å utvide feltcenteret med ytterligere prosesseringskapasitet, muligens en fordobling. For å kunne drenere alle deler av feltet vil det også bli nødvendig å installere eksempelvis frittstående brønnhodeplattformer og/eller undervanns produksjonsrammer som knyttes opp til feltcenteret. Se nærmere om dette i kapittel 3.

Effektbehovet for hele Johan Sverdrup-feltet er foreløpig estimert til maksimum ca 130 MW elektrisitet og 70 MW varme. Maksimum elektrisitetsbehov er forventet omkring år 2026, deretter vil det gradvis avta til ca 30

MW mot slutten av produksjonsperioden. Det er lagt til grunn at en i fase 1 bygger ut kapasitet for å overføre ca 78 MW kraft fra land.

Det vil bli installert en dieseldrevet generator for nødstrøm. Varme for prosessformål vil bli generert med gassfyrte kjeler og varmegjenvinning bl.a fra produsert vann og oljeeksport.

Framtidige frittstående plattformer vil bli vurdert tilknyttet feltcenteret gjennom kraftkabler i sjø.

Mengden av produsert vann vil til å begynne med være liten, men vil etter hvert bli betydelig. Foreløpige beregninger indikerer maksimum 120.000 m³ vann pr. dag, men anslaget er foreløpig usikkert. Planen er å reinjisere produsert vann for å opprettholde trykket i reservoaret.

I tillegg til produsert vann vil det være nødvendig å injisere sjøvann for trykkstøtte. Avsalting av sjøvannet før injeksjon vurderes. Totalt behov for injeksjonsvann er foreløpig beregnet til maksimum 170.000 m³ pr. dag (produsert vann + sjøvann) for hele feltet.

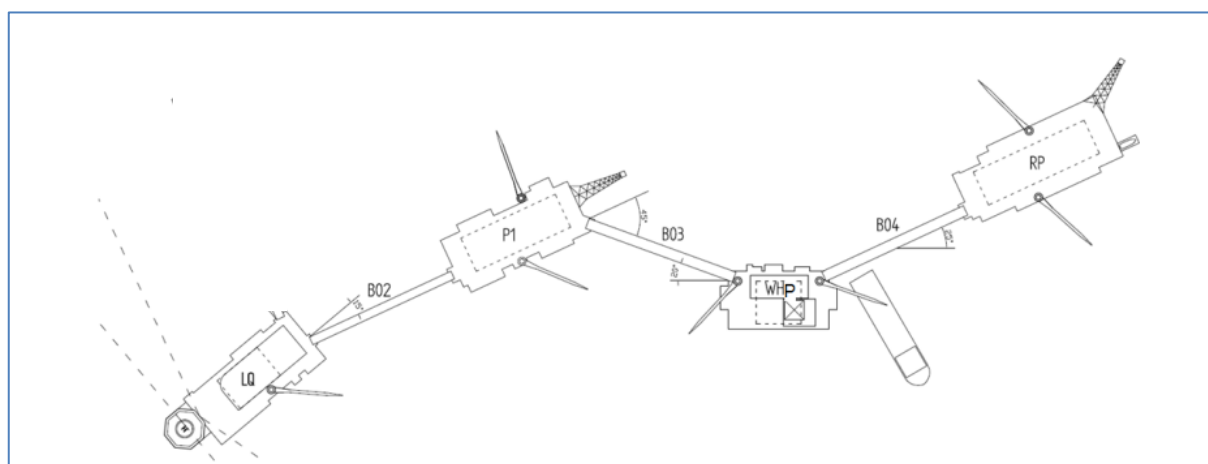
I senere faser vil det kunne være aktuelt å veksle mellom vann- og gassinjeksjon. Produsert gass fra feltet er planlagt brukt, men det kan også bli aktuelt å importere gass.

Også andre metoder for å øke utvinningsgraden vil bli vurdert, herunder bruk av kjemikalier som øker viskositeten på det injiserte vannet (polymerer). I første fase planlegges det gjennomført forsøk med polymerinjeksjon (pilotanlegg) for å vinne erfaring dels med den tekniske gjennomførbarheten, dels med hvilken effekt som kan oppnås i form av økt utvinning. Gjennomføring av dette pilotprosjektet vil innebære at det i en periode må ankres opp et skip på feltet.

På grunn av relativt lavt trykk i reservoaret, vil det i alle oljeproduserende brønner bli injisert gass under trykk for å øke oljestrømmen (gassløft).

Det vil i perioder være mulig å øke produksjons- og injeksjonskapasiteten gjennom å fjerne flaskehalsen og utnytte reserveutstyr, som for eksempel reservepumper for oljeeksport og vanninjeksjon. Dette gjelder spesielt når vannproduksjonen er lav.

2.10.1 Feltinstallasjoner



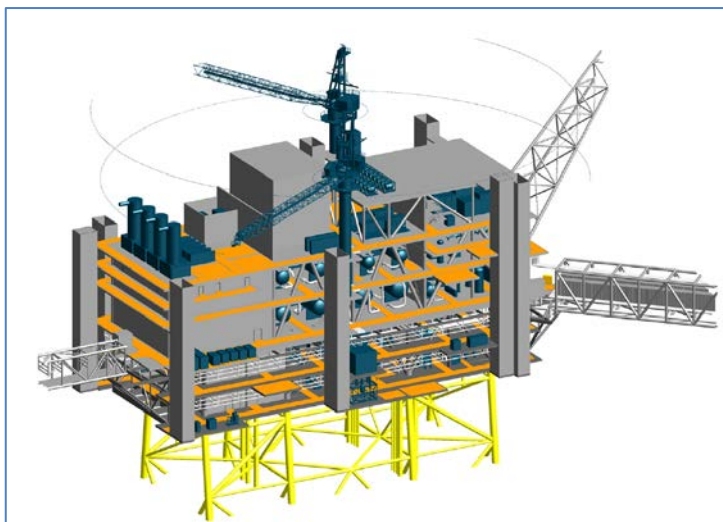
Figur 2-4 Skisse av feltcenteret slik det vil se ut i fase 1

I første fase vil det bli etablert et feltcenter bestående av:

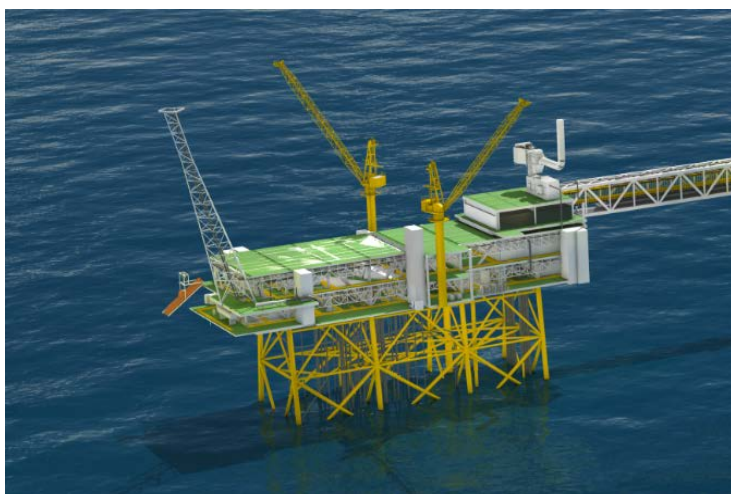
- En prosessplattform (P1)
- En boreplattform (WHP)
- En stigerørsplattform (RP)
- Et boligkvarter (LQ)

Det vil i første fase også bli installert tre undervanns brønnrammer for injeksjon av vann. Plassering av disse framgår av Figur 2-3.

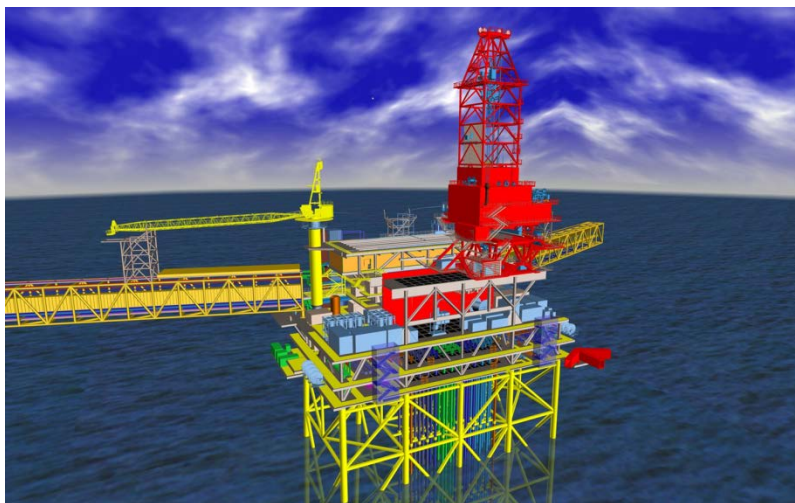
Både prosessplattform og stigerørsplattform vil være store installasjoner, med grunnflater på i størrelsesorden 80 x 30 m.



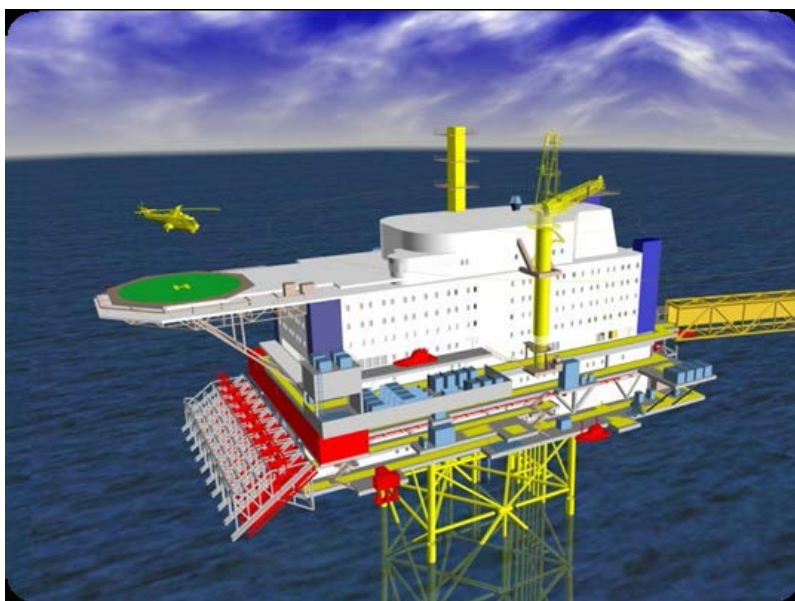
Figur 2-5 Prosessplattformen (P1), med broer til hhv. boligkvarter og brønnhodeplattform



Figur 2-6 Stigerørsplattformen (RP). Fase 1



Figur 2-7 Boreplattformen med broforbindelse til hhv stigerørsplattform og prosessplattform



Figur 2-8 Boligplattform (LQ) med broforbindelse til prosessplattform

Plattformdekk og boligkvarter vil bli plassert på stålunderstell som står på havbunnen. Installasjonene på feltsenteret vil bli knyttet sammen med broer, hver med en lengde på ca 120 m.

Plattformene vil være utstyrt med ekstra inntrekkingsrør for tilknytning av framtidige plattformer og havbunnsrammer.

I senere faser kan det være aktuelt å installere en andre prosessplattform. Foreløpig er det antatt at den vil være av tilsvarende størrelse som den første. Dette vil også være en stålunderstellsplattform, tilknyttet feltsenteret med en bro.

Videre vil det kunne bli installert frittstående plattformer og/eller undervanns produksjonsrammer for å drenere andre deler av feltet. Også disse brønnhodeplattformene vil være montert på stålunderstell, og vil bli tilknyttet

feltsenteret via rørledninger og kontrollkabler. Lokalisering av disse framtidige installasjonene er ikke bestemt. Maksimal avstand fra feltsenteret antas å være ca 15 km.

Det kan også være et alternativ å etablere helt frittstående, selvstendige full-prosesserings plattformer, som injiserer produsert vann og sjøvann, og som kun leverer ferdig prosessert oje og gass for videre distribusjon fra stigerørplattformen.

Alle faste installasjoner blir designet for drift i 50 år. Utstyr blir designet for å kunne skiftes ut i løpet av driftsperioden.

Seismikk-kabler for permanent overvåking av reservoaret vurderes lagt på havbunnen på deler av feltet. Dette må tas hensyn til ved installasjon av rørledninger. Enten vil rørledningene bli lagt oppå sjøbunnen og beskyttet med steindumping, eller så vil de bli grøftet og dekket til etter behov for beskyttelse og for å tilfredsstillte tekniske krav.

I første fase vil det også bli installert rørledninger og kontrollkabler fra feltsenteret til de tre havbunnsinstallasjonene. For å kunne styre produsert vann og sjøvann til ulike brønner, vil det være behov for to vanninjeksjonsrørledninger til hver havbunnsramme, og det vil være doble injeksjonsmanifolder.

I installasjonsfasen, og også senere ved behov for økt bemanning, kan det være aktuelt å benytte flotell(er). Feltsenteret vil ha mulighet for tilkobling av flotell både på boligkvarter, prosessplattform, boreplattform og på stigerørplattform.

Siden det er forventet relativt høye H₂S-verdier og siden feltet designes for en lang levetid, vil det i både prosessanlegg, produksjonsrørledninger og brønner bli benyttet materialer som er korrosjonsbestandige. Dette vil redusere behovet for å tilsette korrosjonshemmende kjemikalier. Det tilrettelegges for installasjon av framtidig H₂S-fjerningsanlegg (Aminanlegg). I den første fasen vil det bli benyttet kjemikalier for å fjerne H₂S.

2.10.2 Eksport av olje og gass. Landterminaler

Det vil bli etablert en ny rørledning for eksport av stabilisert olje. Det foreligger en anbefaling om at Mongstad i Lindås og Austrheim kommuner velges som landterminal for oljerørledningen. For gasseksport er det anbefalt en løsning der gassen sendes til Kårstø, via Statpipe riggassledning. Se nærmere omtale i kapittel 1.5.1.

2.10.3 Forsyningsbaser og driftsorganisasjon

Lokalisering av driftsorganisasjonen og valg av forsyningsbaser vil avhenge av hvem som tildeles operatøransvaret for feltet. Dette avklares senere.

For denne delen av Nordsjøen kan basen i Dusavik være aktuell som forsyningsbase, og personelltransport til feltet vil kunne skje fra Sola helikopterterminal.

2.11 Vurderte alternativer

Johan Sverdrup prosjektet har allerede vært gjennom omfattende utredninger for å komme fram til et best mulig teknisk og økonomisk utbyggingskonsept. HMS og samfunnsmessige hensyn har vært viktige elementer i de vurderinger som er foretatt. Nedenfor er kort omtalt noen av de viktige valgene, og hvilke avveininger som er gjort. Dette vil bli nærmere gjort rede for i konsekvensutredningen.

- Offshore kraftgenerering kontra kraft fra land
 - Alle nye felt på norsk sokkel er pålagt å utrede en kraft fra land løsning. Johan Sverdrup har i en tidlig fase vurdert både tradisjonell kraftgenerering med offshore gassturbiner, fullstendig elektrifisering med bruk av strøm fra land også til oppvarming, samt ulike mellomløsninger. En kombinasjon med kraft fra land til drift av roterende utstyr, samt bruk av gassfyrte kjeler for varmeproduksjon har vist seg å være en energieffektiv løsning, som også gir totalt sett lavest utslipp av CO₂ når en tar hensyn til utslipp knyttet til produksjon av erstatningskraft på land.
- Eksport av olje i skytteltankere kontra transport av olje i rør
 - Med en forventet produksjonstid på 40-50 år er rørtransport den økonomisk mest fordelaktige løsningen. Faren for uhellsutslipp knyttet til lasting/lossing og transport anses å være lavere enn ved å benytte skytteltankere. Energien som kreves for å pumpe olje gjennom rørledninger skaffes tilveie via kraft fra land, og utslippene til luft blir dermed lavere enn ved bruk av skytteltankere.
- Delvis onshore prosessering
 - Det ble vurdert en løsning med bare delvis prosessering av olje offshore, og eksport av olje med et relativt høyt vanninnhold for videre prosessering på land. Prosessering offshore viste seg å være den økonomisk sett mest fordelaktige løsningen. Når oljen sendes gjennom rørledning til land blir den nedkjølt, og prosessering på land ville kreve mye energi for gjenoppvarming av oljen for å kunne skille ut resten av vannet. Prosessering på land ville også representert betydelige utfordringer mht. rensing og videre håndtering av produsert vann, og betydelige utvidelser av eksisterende rensaneanlegg ville blitt nødvendig.
- Håndtering av produsert vann
 - Det er gjennomført relative beregninger av miljørisiko, der en har sammenlignet ulike strategier for håndtering av produsert vann. Mengdene av produsert vann forventes å bli svært store i løpet av feltets levetid. Samtidig vil Johan Sverdrup ha bruk for store mengder vann for trykkstøtte. Det har derfor vært nærliggende å benytte produsert vann som trykkstøtte. Slik bruk innebærer imidlertid også en risiko for redusert injektivitet i reservoaret. Prosjektet mener å ha kommet fram til en strategi som reduserer denne risikoen, bl.a. gjennom at alt produsert vann som injiseres renses tilfredsstillende, og gjennom en styrt injeksjon i reservoaret. Samtidig tilstrebes en høy grad av regularitet på injeksjonssystemene, noe som også reduserer risikoen for negative konsekvenser knyttet til utslipp. Skulle injeksjon av produsert vann vise seg å gi negative effekter, kan det i senere utbyggingsfaser bli aktuelt å vurdere alternative løsninger, som f.eks. injeksjon til andre geologiske strukturer.
- Håndtering av borekaks
 - Gjennom feltets levetid vil det bli boret et stort antall brønner. For de nedre seksjonene vil det bli nødvendig å benytte oljebasert borevæske. Dette gir store mengder borekaks som ikke kan slippes direkte til sjø. Det finnes følgende alternativer for behandling:
 - Injeksjon
 - Transport til land for videre rensing og avfallshåndtering
 - Offshore rensing og utslipp til sjø

Injeksjon krever boring av to dedikerte injeksjonsbrønner for å kunne håndtere det store volumet av borekaks. Brønnene ville måtte bores tidlig for å kunne bli tatt i bruk under

borekampanjen. Injeksjon av borekaks innebærer risiko for oppsprekking og lekkasje. Kost / nytte- evalueringer favoriserer andre alternativ.

Offshore rensing og utslipp til sjø er foretrukket alternativ på feltet for håndtering av store volumer av oljeholdig borekaks. Denne prosessen er nærmere beskrevet i kap. 5.2.3. Transport til land for videre behandling og deponering vil fortsatt være et aktuelt alternativ.

Dersom det tilrettelegges for det på mobile flyterigger, kan rensing og utslipp til sjø også her bli et foretrukket alternativ. Men for mobile flyterigger er det i dag mest sannsynlig at borekaksen blir transportert til land for videre håndtering. Dersom det velges oppjekkbare borerigger for selvstendige brønnhodeplattformer, kan både rensing og utslipp til sjø og transport til land være aktuelle alternativ.

- Avsalting av sjøvann for trykkstøtte
 - Erfaringer fra andre felt har vist at en i noen tilfeller kan oppnå en bedre utvinningsgrad dersom man i stedet for rått sjøvann benytter ferskvann eller avsaltet sjøvann som trykkstøtte. Med de vannmengdene som det vil være behov for på Johan Sverdrup, vil et anlegg for avsalting av sjøvann bli stort, tungt og plasskrevende. En har sett på alternativer til å foreta avsaltingen offshore. Et av alternativene har vært å plassere avsaltingsanlegget på land og transportere avsaltet vann i rørledning til feltet. Et annet alternativ kunne være å hente ferskvann fra en elv, og derfra transportere det i rørledning til feltet. Det er gjort foreløpige avveininger mht. energiforbruk, miljømessige forhold og samfunnmessige konsekvenser. Foreløpig er det besluttet å ikke inkludere avsaltingsanlegg i fase 1, men å sette av plass til slikt anlegg på en av plattformene offshore. Videre er det konkludert at dersom det blir aktuelt å ta i bruk avsalting, så må det skje med et anlegg offshore. En beslutning om bruk av avsaltet vann vil bli vurdert på selvstendig grunnlag og i sammenheng med en eventuell beslutning om bruk av polymerinjeksjon. Bruk av avsaltet vann kan bidra til å øke utvinningseffekten av polymer- injeksjon.

2.12 Tidsplan for utbyggingen

Johan Sverdrup -prosjektets foreløpige hovedplan er vist i tabellen nedenfor. Planen er basert på produksjonsstart i fjerde kvartal 2019.

Tabell 2-2 Foreløpig hovedplan for prosjektet.

Aktivitet	Tidsplan
Godkjenning av Stortinget	2. kvartal 2015
Installasjon av brønnrammer	2. kvartal 2015
Installasjon av understell for boreplattform	2. kvartal 2018
Boreoperasjoner, oppstart	2. kvartal 2016
Produksjonsoppstart	4. kvartal 2019

2.13 Investeringer

De totale investeringskostnader for Johan Sverdrup - prosjektet i fase 1 er foreløpig estimert til i størrelsesorden 100 - 120 milliarder norske 2013-kroner. Estimater inkluderer kostnader for plattformer, havbunnsanlegg og brønner.

Investeringene vil i all hovedsak komme i årene 2015 til 2019.

Gjennomsnittlige årlige driftskostnader til havs og på land for fase 1 av utbyggingen er foreløpig beregnet til omlag 3 - 5 milliarder norske 2013-kroner (utstyr, brønner, kraftforbruk og eksport).

2.14 Avslutning av produksjonen

Johan Sverdrup designes for en levetid på 50 år. Etter avsluttet produksjon og nedstengning vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til gjeldende regelverk, ref. OSPAR- beslutning 98/3.

I god tid før avslutning av produksjonen vil det bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av plattformer, havbunns-installasjoner og rørledninger.

3 Utbygging i senere faser

Konsekvensutredningen vil beskrive mulige videre utbygginger av feltet i de kommende fasene, og de tilhørende konsekvensene. Det er usikkerhet knyttet til tidspunkt og omfang av disse utbyggingene, og ingen beslutninger relatert til disse er fattet i partnerskapet. Tidspunkt, type installasjoner, og rekkefølgen på de ulike fasene er ikke besluttet og vil kunne endre seg. For satellittene vil det bli vurdert undervanns produksjonsrammer med flerfase-strøm tilbake til feltsenteret. Det vil også bli vurdert egne selvstendige brønnhodeplattformer uten prosessering, med delvis prosessering eller med full prosessering og reinjeksjon av produsert vann på satellittlokasjonen. Det vil bli fattet egne beslutninger for de neste fasene. Fase 1 av feltsenteret designes for å ta høyde for dette spennet i mulige utbyggingsscenarioer.

Et mulig full-felt scenario er beskrevet i dette kapittelet.

3.1 Mulige modifikasjoner av plattformer installert i fase 1

Prosessplattformen som installeres i fase 1 vil ha plass- og vektkapasitet for eventuell senere installasjon av nødvendig utstyr slik som:

- Kompressor for alternerende vann/gass-injeksjon (WAG)
- Amin-enhet for fjerning av H₂S fra gassen
- Varmeveksler for kjøling av produsertvann
- Inntrekking av flere rør gjennom 6 ledige inntrekkingsrør (J-tubes)

Stigerørsplattformen vil kunne utbygges til høyere kapasitet. I fase 1 vil det kun bli satt av plass- og vektkapasitet for å ha plass til det utstyret som er beskrevet under. Hvordan denne kapasiteten skal utnyttes vil bli gjenstand for framtidige beslutninger.

- En eventuell utstyrsenhet for å betjene en prosessplattform nr. 2 (se fase 2). Det er foreløpig antatt at en eventuell P2 vil ha samme størrelse som P1
- Fremtidig mulig avsaltingsanlegg for injeksjonsvann
- Framtidig anlegg for elektrisk oppvarming av rørledninger
- Framtidige produksjonsmanifolder
- Framtidige væskefangere for satellittstrømmer
- Inntrekkingsrør/stigerør for framtidige faser

Det vil være muligheter for å starte opp med injeksjon av polymerer og eventuelt lavsalt vann, dersom det fattes en beslutning om dette. Dette kan besluttes uavhengig av fasingen av produksjonskapasiteten, men er antatt avhengig av positive resultater fra pilotanlegget for polymerinjeksjon som testes i første fase.

3.2 Beskrivelse av en mulig fase 2

I fase to kan det være aktuelt å installere:

- En prosessplattform til (P2), knyttet til stigerørsplattformen med en bro
- En frittstående brønnhodeplattform øst på feltet, tilknyttet feltsenteret med rørledninger og kabler. Brønnstrøm sendes til feltsenteret. Kraft, injeksjonsvann og gass for gassløft mottas fra feltsenteret.
- Oppstart er foreløpig antatt tidligst 3-4 år etter oppstart av fase 1.

3.3 Beskrivelse av en mulig fase 3

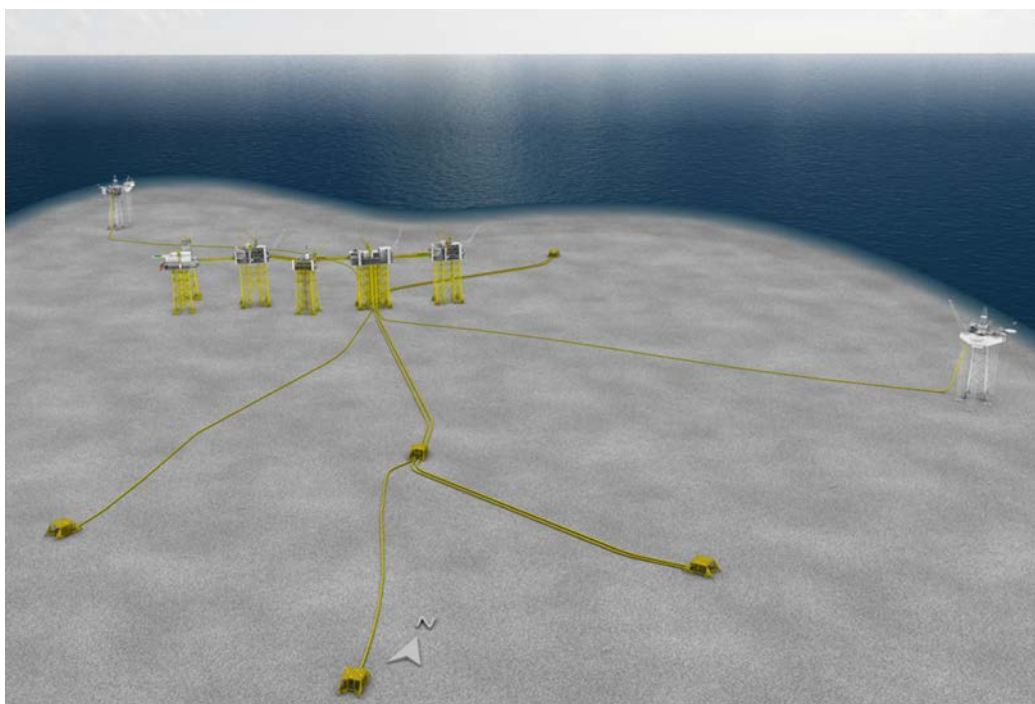
I fase tre kan det være aktuelt å installere:

- Undervanns produksjonsrammer tilknyttet feltsenteret med flerfase brønnstrømsrør
- Undervanns vanninjeksjonsrammer sør på feltet, koblet til den sørligste vanninjeksjonsrammen etablert i fase 1
- Oppstart er foreløpig antatt tidligst 4-5 år etter oppstart av fase 1.

3.4 Beskrivelse av en mulig fase 4

I fase fire kan det være aktuelt å installere:

- En andre frittstående brønnhodeplattform, mest sannsynlig nord på feltet, knyttet til feltsenteret med rørledninger og kabler. Uprosessert brønnstrøm sendes til feltsenteret. Kraft, injeksjonsvann og gass for gassløft mottas fra feltsenteret. Det er antatt at plattformen er identisk med den som er planlagt i fase to, øst på feltet.
- Oppstart er foreløpig antatt tidligst 4-6 år etter oppstart av fase 1.



Figur 3-1 Skisse av mulig full-felt utbygging

4 Områdebeskrivelse

Som et underlag for Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak, et arbeid som ledes av Miljødirektoratet, er det utarbeidet en omfattende dokumentasjon av miljøtilstand, naturressurser og brukerinteresser i Nordsjøen. Beskrivelsene nedenfor bygger på bl.a. den dokumentasjonen.

4.1 Influensområde

Området som kan bli påvirket av utbygging og drift av feltet avhenger av hvilken påvirkningsfaktor vi snakker om. Fysisk forstyrrelse vil være avgrenset til områder i umiddelbar nærhet av installasjoner og rørledninger (steindumping, ankring, grøfting, mudring mm). Disse aktivitetene vil medføre støy, og bunnsedimenter vil bli virvlet opp og deretter resedimentert.

Utslipp av borekaks fra boring med vannbasert borevæske (først og fremst fra topphullet) vil avleires på havbunnen ut til en avstand på 50 – 120 m fra borestedet. Dette vil umiddelbart redusere antall bunndyr på det berørte området. Når utslippet opphører vil den opprinnelige faunaen etter en tid reetableres.

Borekaks som renses og slippes ut offshore vil ha svært små partikler med lang oppholdstid i vannmassene før endelig sedimentering. I konsekvensutredningen vil det bli gjennomført beregninger av spredning og sedimentasjon.

Produsert vann vil bli reinjisert i reservoaret. Regulariteten på injeksjonsanlegget vil være høy, men i korte perioder må en likevel regne med at det kan være ute av drift, og da vil produsert vann bli sluppet til sjø etter omfattende rensing. I sjøen vil det skje en rask fortynning, og det ventes ikke målbare effekter på miljøet. I konsekvensutredningen vil det bli presentert beregninger av forventede konsentrasjoner i miljøet.

Et eventuelt uhellsutslipp av olje vil kunne medføre at et større område blir berørt, avhengig av bl.a. størrelse og varighet på utslippet.

Utbyggingen vil medføre økt utslipp av klimagasser, og utslippene vil dels bidra til forsuring, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon.

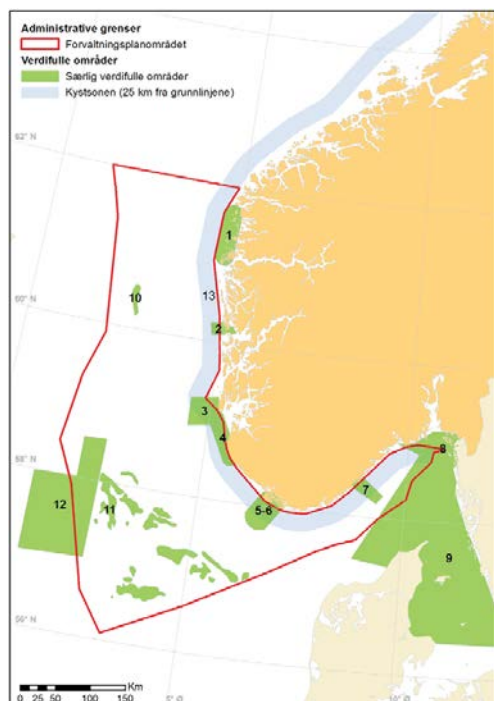
4.2 Miljøtilstand

Nordsjøen er et sterkt trafikkert havområde, oppdretts- og fiskeriaktiviteten er høy, områdene omkring er tett befolket og sterkt industrialisert, og utvinningen av olje og gass er omfattende. Det har gjennom flere år blitt arbeidet internasjonalt for å redusere utslippene. Forbedringer er oppnådd, men fremdeles er det store utfordringer lokalt og regionalt. Samlet tilførsel av forurensende stoffer er uoversiktlig. Best oversikt har man over tilførslene fra olje- og gassvirksomheten, som er underlagt strenge rapporterings- og kontrollrutiner, og hvor det er etablert omfattende overvåkingsaktivitet. Konsekvensutredningen vil gi en nærmere beskrivelse av resultater fra miljøovervåkingen i denne aktuelle delen av Nordsjøen.

4.3 Særlig verdifulle og sårbare områder, sjøfugl, sjøpattedyr og kulturminner

I forbindelse med Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak er det gjennomført et arbeid for å identifisere særlig verdifulle områder mht. marine kultur- og naturverdier. Dette er f.eks. viktige gyteområder for fisk (f.eks. for tobis), områder for sjøfugl (f.eks. hekke-, myte- overvintringsområder) og områder som er viktige for sjøpattedyr. Johan Sverdrup feltet kommer ikke i direkte konflikt med noen av disse identifiserte områdene.

I konsekvensutredningen vil en nærmere vurdere hvorvidt et eventuelt uhellsutslipp fra feltet vil kunne representere en trussel mot slike områder.



Figur 4-1 Særlig verdifulle områder. Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak

De grunne områdene av Nordsjøen er mindre godt egnet som oppholdssted for store hvalarter. I stedet dominerer nise og kvitnos, samt vågehval i forbindelse med næringsvandring. Av sel finnes det to arter; steinkobbe og havert. Begge er knyttet til kystområdene. For havert er det vist at det er en utveksling av individer på tvers av Nordsjøen, mellom bestander i hhv Norge og de britiske øyer.

Nordsjøen har ingen store fuglefjell på norsk side, og sammenlignet med Norskehavet og Barentshavet er antall hekkende sjøfugler lite, mindre enn 5% av alle norske sjøfugler. Likevel er Nordsjøen og Skagerak et viktig område for mange sjøfuglebestander, og da særlig utenom hekketida. Et eventuelt oljesøl i Nordsjøen vil derfor kunne ramme sjøfuglbestander hjemmehørende både i og utenfor Nordsjøområdet.

4.4 Fiskeressurser

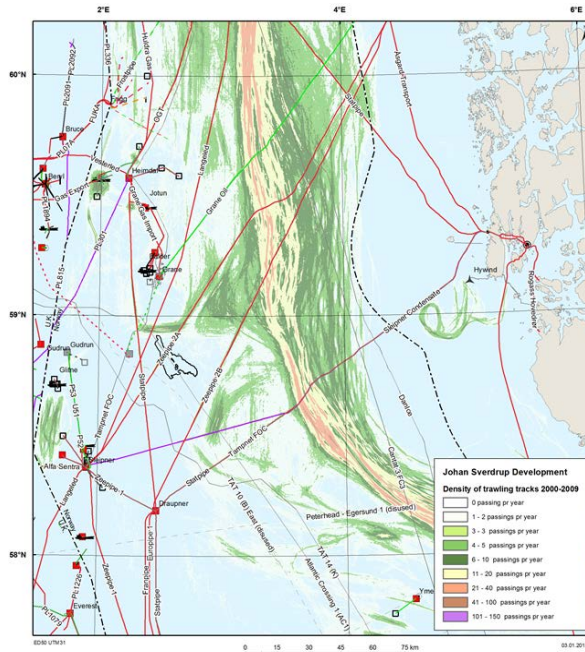
Nordsjøen har viktige bestander av kommersielt utnyttede fiskearter. Sild og brisling dominerer, og er tilstede hele året. Små mengder av makrell og hestmakrell er også tilstede hele året, men på ettersommeren vandrer de inn i store mengder fra gyteområder lenger vest og sør. Torsk, hyse, hvitting, øyepål og sei er de viktigste torskefiskene.

Flere av fiskeartene i Nordsjøen gyter på mindre, mer konsentrerte områder enn der de oppholder seg ellers i året. Dette gjelder særlig for bunngytere, som for eksempel sild. Tobis lever mesteparten av livet nedgravd i sedimentene, og gyter også på bunnen. Slike arter er avhengige av en bestemt type sedimenter som ikke finnes overalt, og de er derfor særlig utsatt dersom disse gyte- og leveområdene forstyrres.

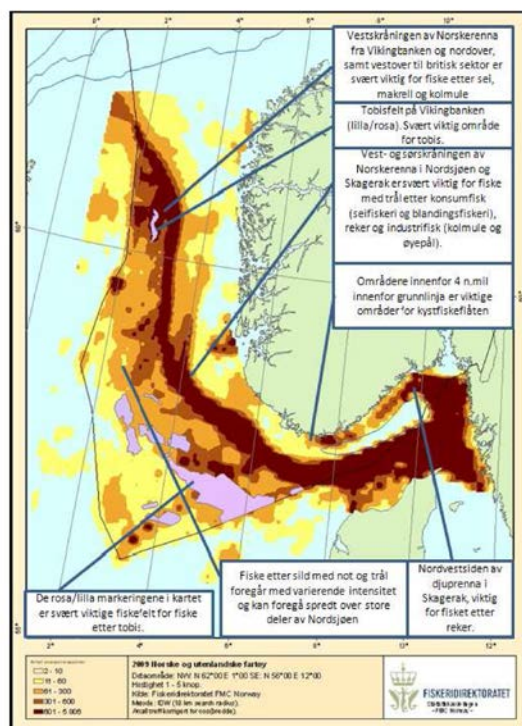
Johan Sverdrup feltet er lokalisert utenfor kjente viktige gyte- og oppvekstområder for fisk.

Fisket i Nordsjøen utøves av både norske og utenlandske fartøy. Illustrasjonene nedenfor viser aktiviteten til sporingspliktige fartøy hhv. for perioden 2000 – 2009 og for året 2009. Johan Sverdrup feltet er inntegnet i den øverste figuren, og dette viser at feltet ligger utenfor de områdene som er aller viktigst for fiskeriene.

Fisket etter tobis er strengt regulert, og kommer derfor ikke klart fram på satellittsporingene. For å illustrere disse viktige fiskeområdene er de på den nederste figuren illustrert særskilt (med rosa farge).



Figur 4-2 Årlig trålingsaktivitet i perioden 2000-2009



Figur 4-3 Viktige områder for fiskeriene i Nordsjøen (fra Helhetlig Forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak)

5 Foreløpig vurdering av konsekvenser for miljø og kulturminner. Avbøtende tiltak

I det følgende gis en oversikt over de aktiviteter som kan påvirke miljø og kulturminner, hvilke konsekvenser som kan oppstå, og hvilke avbøtende tiltak som vurderes.

5.1 Utslipp til luft

Utslipp til luft oppstår i hovedsak som følge av:

- Produksjon av energi (kraft og varme)
 - for drift av roterende utstyr
 - for prosessformål
 - for transportformål (forsyningsskip, helikopter)
- Fakling av gass
- Diffuse lekkasjer fra prosessanleggene

Av disse er produksjon av energi den absolutt største kilden. Bruk av kraft fra land vil føre til at offshore utslipp til luft reduseres vesentlig sammenlignet med kraftgenerering med gassturbiner. Men Johan Sverdrup vil også trenge mye energi i form av varme. Denne varmen produseres mest energieffektivt ved hjelp av gassfyrte kjeler, som gir utslipp til luft av hovedsakelig CO₂ og NO_x.

Foreløpige utslippsprofiler for driftsfasen offshore er vist nedenfor. Det er her ikke inkludert noen utslipp til luft for kraft fra land.

5.1.1 Utslipp i bore- og anleggsfasen

Borerigger som drives av dieselmotorer gir utslipp av CO₂ og NO_x samt mindre mengder SO₂.

For Johan Sverdrup planlegges det å drive boreanlegg på faste installasjoner med kraft fra land. I første fase gjelder dette den integrerte boreriggen på brønnhodeplattformen.

Brønner som bores før de faste installasjonene er på plass vil bli boret med en mobil borerigg med dieselgeneratorer. I senere faser er det også aktuelt å benytte mobile borerigger (oppjekkbare eller flytende borerigger). Bruk av kraft fra land vil bli vurdert der dette er gjennomførbart.

I anleggsfasen vil det bli utslipp fra kraftgenerering på fartøy knyttet til marine operasjoner i forbindelse med installasjon av plattformer, kabler og rørledninger. Dieselmotorer på de involverte fartøyene vil gi utslipp av CO₂, NO_x og mindre mengder SO₂.

5.1.2 Utslipp i driftsfasen

I driftsfasen vil energiforbruket i hovedsak være knyttet til:

- Drift av pumper (løfting av sjøvann, injeksjon av produsert vann og sjøvann, diverse trykkøkningpumper, oljeeksport-pumper)
- Drift av kompressorer (gassløft, gassinjeksjon, gasseksport)
- Oppvarming av prosessen (ved hjelp av gassfyrte kjeler)

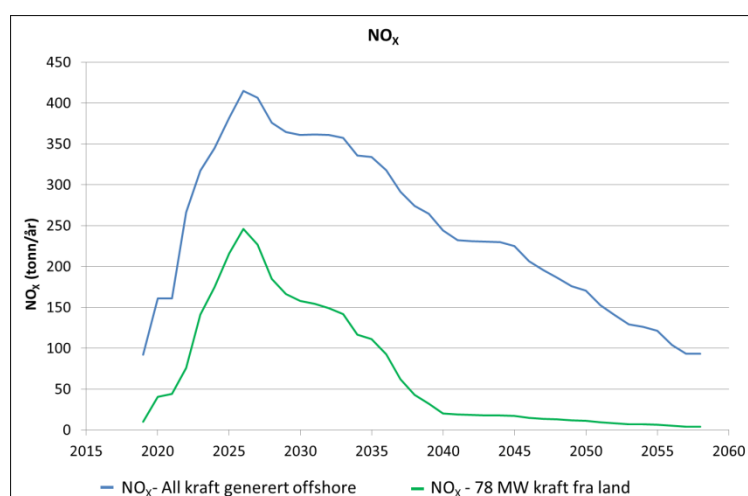
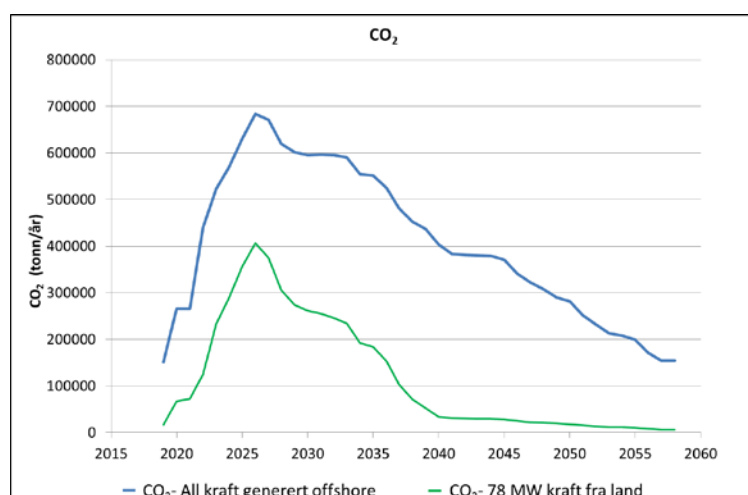
- Testing av nødstrømsgeneratorer, brannvannspumper, eventuell drift av turbindrevet generator for reservekraft

Totalt energibehov vil påvirkes også av enkelte valg som først vil bli tatt stilling til i senere faser. Eksempler er eventuell oppvarming og/eller avsaltning av sjøvannet som benyttes for trykkstøtte. Dette har potensiale til å gi økt oljeutvinning, men vil også bidra vesentlig til energiforbruket (effektbehov for avsaltning er anslått til i størrelsesorden 30 MW).

Oppvarming ved hjelp av gassfyrte kjeler vil gi utslipp til luft, bl.a. av CO₂ og NO_x. Drift av pumper, kompressorer m.m. vil i hovedsak skje med kraft fra land, og gir ikke utslipp offshore.

Andre kilder til utslipp til luft i driftsfasen er faking, transport med skip og helikopter, samt diffuse lekkasjer fra prosessanleggene.

Størrelsen på utslippene til luft vil avhenge bl.a. av hvilke løsninger som velges for kraftgenerering i senere faser. I Figur 5-1 er utslipp ved generering av all kraft offshore sammenlignet med en løsning der 78 MW elektrisk kraft forsynes fra nettet på land.



Figur 5-1 Foreløpig beregnede offshore utslipp av CO₂ og NO_x. Blå kurve: All kraftgenerering skjer offshore. Grønn kurve: 78 MW kraft fra land, ytterligere kraftbehov dekkes med gasturbiner

5.1.3 *Planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft*

En lang rekke tiltak er planlagt for å redusere utslipp til luft:

- Kraft fra land
- Elektrisk drift av integrert boreanlegg på brønnhodeplattformen på feltcenteret
- Energioptimalisering
- Minst mulig testing og opprensning av brønner før prosessanlegget er på plass
- Lukket fakkelsystem for høytrykksfakkel

Av disse er kraft fra land det enkelttiltaket som i størst grad kan bidra til lave utslipp til luft på Johan Sverdrup-feltet.

Dersom det legges til grunn at 78 MW elektrisk kraft forsynes gjennom kabel fra land, og at ytterligere kraft genereres med egne gassturbiner, vil besparelsene bli 11-14 mill tonn CO₂ i løpet av produksjonsperioden, sammenlignet med en utbyggingsløsning uten kraft fra land. Denne besparelsen utgjør i gjennomsnitt ca 280.000 – 360.000 tonn CO₂ pr. år.

Dersom all elektrisk kraft ble tilført gjennom kabel fra land, ville besparelsene utgjøre i størrelsesorden 13 - 20 mill tonn CO₂ i løpet av produksjonsperioden, tilsvarende ca 325.000 - 500.000 tonn CO₂ pr. år.

Når kraft hentes fra nettet på land i Norge, genereres det ikke utslipp til luft offshore. Men konsekvensen blir at Norges eksport av kraft til utlandet reduseres (i dagens situasjon), eller at Norge eventuelt må øke importen av kraft. I begge tilfeller vil kraftproduksjonen i utlandet øke, og slik økt kraftproduksjon vil pr. i dag i hovedsak skje med fossile energikilder (kullkraftverk). Kraftproduksjon i gasskraftverk på land er mer energi-effektivt enn med offshore gassturbiner. Dersom kullkraftverk i Europa i økende grad avløses av gasskraftverk og fornybare energikilder i tiden som kommer, viser beregninger at petroleumsindustriens samlede bidrag til globale drivhusgassutslipp vil bli mindre med kraft fra land enn med bruk av standard offshore gassturbiner.

5.1.4 *Konsekvenser av utslipp til luft*

Utslipp til luft av CO₂ og andre drivhusgasser bidrar til global oppvarming. Dette er uavhengig av om utslippene skjer offshore i Nordsjøen, eller fra kraftproduksjon på land i Europa. En del utslipp kan også ha regionale effekter, og kan bidra til blant annet sur nedbør, overgjødsling og dannelse av bakkenært ozon. I konsekvensutredningen vil det bli gitt en detaljert beskrivelse av utslippene til luft og hvilke utslippsreducerende tiltak som planlegges gjennomført. Tilhørende konsekvenser vil bli beskrevet, og utslippene vil ses i sammenheng med de totale utslippene på sokkelen og nasjonalt.

5.2 **Utslipp til sjø**

Utslipp til sjø vil i hovedsak være:

- Borekaks og borevæske fra boring med vannbasert borevæske
- Utslipp av rensed borekaks fra boring med oljebasert borevæske
- Utslipp av rensed oljeholdig vann fra boring med oljebasert borevæske
- Produsert vann
- Kjemikalierester fra H₂S-fjerning
- Kjølevann

- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann og matavfall
- Utslipp ved klargjøring av rørledninger (vann tilsatt kjemikalier)
- Utslipp av hydraulikkvæske for operering av ventiler på havbunnsinstallasjoner

5.2.1 Utslipp i bore- og anleggsfasen

Borekaks fra boring med vannbasert borevæske planlegges sluppet til sjø. Dette gjelder boring av topphullet (den øverste seksjonen av brønnen), der borekaks slippes ut nede ved havbunnen. Når vannbasert borevæske benyttes ved boring av andre seksjoner, vil utslipp av borekaks skje fra overflaten.

Oljebasert borevæske vil måtte benyttes ved boring av de nedre brønnseksjonene. All borekaks og borevæske fra slik boring vil bli samlet opp. Borevæsken vil da bli gjenvunnet. Borekaks vil enten bli rensset og sluppet til sjø, eller fraktet til land for videre behandling og deponering på land.

5.2.2 Utslipp i driftsfasen

Produsert vann vil bli injisert til reservoaret som produksjonsstøtte. Etter hvert vil produsert vann utgjøre en stor andel av den samlede væskeproduksjonen (olje + vann). Foreløpige beregninger indikerer at maksimal mengde produsert vann fra Johan Sverdrup vil kunne bli i størrelsesorden 44 mill m³/år. Til sammenligning er de totale utslippene av produsert vann i Nordsjøen i år 2020 anslått til ca. 119 mill. m³/år, uten bidrag fra Johan Sverdrup (Kilde: Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak – Sektorutredning for petroleumsvirksomhet).

Rensset produsert vann vil slippes til sjø når injeksjonsanlegget er ute av funksjon. Det legges opp til en høy grad av regularitet på injeksjonsanlegget. Med den nevnte produksjonsraten er det anslått at utslipp av rensset produsert vann kan bli i størrelsesorden 1-2 mill. m³ i løpet av et år, når vannproduksjonen er på topp.

Etterhvert som vannproduksjonen øker, forventes det også en betydelig produksjon av H₂S. Når dannelsen av H₂S når høye nivåer, er det planlagt å fjerne den fra gassen ved hjelp av et aminanlegg. De første årene vil en ved å styre dreneringen holde vannproduksjon og dermed også H₂S -produksjon på et minimum, og i denne perioden vil det bli benyttet kjemikalier for å fjerne H₂S -gassen. Det vil i den videre planleggingen bli søkt å finne en miljømessig forsvarlig disponeringsmåte for restproduktene fra H₂S-fjernings prosessen.

Utslipp av kjølevann vil kunne utgjøre 75.000 m³/dag, med en temperatur på 70 °C.

Matavfall fra boligkvarteret vil bli kvernet og sluppet ut til sjø. Også sanitæravløpsvann vil bli sluppet til sjø.

Forurenset drenasjevann vil bli samlet opp og rensset før utslipp til sjø.

5.2.3 Planlagte tiltak for å redusere utslipp til sjø

En rekke tiltak er planlagt for å redusere utslipp av potensielt miljøskadelige stoffer til sjø:

- **Minimering av/utsettelse av vannproduksjon**
Gjennom reservoarstyring er det en målsetting å utsette vannproduksjonen i alle deler av feltet med ca. 5 år

- **Injeksjon av produsert vann for trykkstøtte**

Produsert vann vil bli rensert før injeksjon. Foreløpige beregninger av miljørisiko uttrykt ved EIF (Environmental Impact Factor) viser at med høy regularitet og tilfredsstillende rensing vil en oppnå lave EIF-verdier, og dermed antatt akseptabel miljørisiko.

Injeksjon av store mengder produsert vann i reservoaret over lang tid innebærer en risiko for redusert injektivitet, og det kan bli nødvendig å måtte vurdere alternative disponeringsmåter.

- **Bruk av korrosjonsbestandige materialer**

Bruk av korrosjonsbestandige materialer i prosessanlegg, feltinterne rørledninger og brønner vil i betydelig grad redusere behovet for korrosjonshemmende kjemikalier

- **Håndtering av borekaks, produsert sand og forurenset væske fra boreoperasjoner**

For første fase er det anbefalt en løsning med lokal rensing av oljeholdig kaks på feltcenteret. En slik løsning har vært i bruk over flere år på britisk sokkel, men er per i dag ikke i bruk på norsk sokkel. Kaks med oljevedheng blir knust i en roterende mølle. Friksjonsvarmen som utvikles skiller fast stoff fra væskefasen. Olje og vann separeres og oljen gjenbrukes som baseolje, mens vannfasen renses og slippes ut til sjø. Finmalt kaks, som har et høyt tørrstoffinnhold og mindre enn 0,3 vektprosent hydrokarboner, blandes med vann og slippes til sjø. Gjenvinningsgraden for olje er nesten 100 % ved bruk av denne metoden.

Metoden benyttes i dag i anlegg på land for behandling av kaks med oljevedheng. Statoil er i ferd med å kvalifisere teknologien for bruk offshore. Det er iverksatt et eget program i regi av Norsk Olje og Gass (NOG), for vurdering av miljøeffekter. Resultatene fra dette programmet har så langt konkludert med at konsekvensene av utslipp av rensert finmalt borekaks er å sammenligne med konsekvensene av utslipp av finpartikulær vannbasert borekaks. Dette vil bli nærmere beskrevet i konsekvensutredningen og i utslippssøknaden for borekampanjene.

For flytende borerigger er den mest sannsynlige løsningen at kaks med oljevedheng tas til land for videre behandling og deponering. Dette vil også være en mulig reserveløsning for boring på feltcenteret.

Sandproduksjonen vil bli søkt redusert ved hjelp av sandfilter i både injeksjonsbrønner og produksjonsbrønner. Sand som likevel hoper seg opp i separatorene vil bli spylt ut og enten rensert før utslipp til sjø, eller sendt til land for videre behandling.

Drenasjevann og annen forurenset væske fra bore- og brønnoperasjonene vil bli rensert på riggen og sluppet ut til sjø.

- **Opprensning av brønner til prosessanlegg**

På Johan Sverdrup planlegges brønnene rensket opp mot testseparator på plattformen, etter at toppdekket er installert. Opprenskningen av brønner vil bli utført på en slik måte at det ikke blir utslipp til sjø av uforbrente hydrokarboner. Det vil heller ikke bli gjennomført noe avbrenning av olje.

5.2.4 Konsekvenser av utslipp til sjø

Utslipp av borekaks fra boring med vannbasert borevæske vil avlagres på sjøbunnen nær borestedet. Komponentene i vannbasert borevæske regnes ikke som giftige, men overdekning med borekaks vil ha en

negativ innvirkning på bunndyr som lever i sedimentene. Konsekvensutredningen vil beskrive forventet spredning av borekaks rundt brønnene.

Vann finnes i reservoaret sammen med olje og gass, og følger brønnstrømmen opp til plattformen. Etter hvert vil også vann som injiseres for trykkstøtte produseres tilbake til plattformen. Alt dette vannet vil bli skilt ut gjennom prosessen på produksjonsplattformen, og kalles da produsert vann. Dette vannet vil inneholde mindre mengder olje og andre naturlige komponenter fra reservoaret, samt rester av kjemikalier som har blitt tilsatt enten i brønnene eller i produksjonsprosessen. Enkelte av disse komponentene er hver for seg eller i samvirkning med andre potensielt miljøskadelige. Det er derfor et mål å bruke minst mulig av potensielt skadelige kjemikalier, og å redusere utslippene til sjø. Med de tiltak som er planlagt for Johan Sverdrup regner en ikke med at det vil oppstå uakseptable miljøvirkninger.

Miljøriskoberegninger vil bli benyttet for videre optimaliseringer av løsninger for håndtering av produsert vann.

5.3 Uhellsslipp

Utsiktede utslipp kan skje i form av:

- Utblåsninger i forbindelse med boring, eller under produksjon
- Lekkasje fra rørledninger, undervannsinstallasjoner, prosessanlegg
- Uhell i forbindelse med lasting og lossing mellom skip og plattformer

De alvorligste miljøkonsekvensene vil være knyttet til en eventuell utblåsning av olje.

5.3.1 Resultater av foreløpige miljørisiko- og beredskapsvurderinger

Det er gjennomført en foreløpig analyse av miljørisiko knyttet til uhellsslipp av olje, og av beredskapsbehov.

Miljørisikoanalysen er basert på forvitningsstudier og oljedriftsberegninger gjennomført med olje fra en av brønnene på feltet (Avaldsnes). En har gjort simuleringer for hhv. sjøbunnsutslipp og overflateutslipp, og med utslipprater fra 6 400 Sm³/døgn til 23 200 Sm³/døgn. Resultatene viser at sannsynligheten for miljøskade som følge av et uhellsslipp er mindre enn 25 % av de akseptkriterier som benyttes. Disse kriteriene er et uttrykk for høyeste aksepterte sannsynlighet for alvorlig miljøskade.

Med utgangspunkt i miljørisikoanalysen er det gjort en vurdering av hvilke ressurser som vil kreves dersom et uhellsslipp skjer, for å oppfylle operatørens og myndighetenes krav til beredskap. Hensikten med beredskapen er i størst mulig grad å hindre at olje når sårbare miljøressurser og land, og så langt det er mulig å samle opp den oljen som eventuelt likevel når land. Resultatene viser at et uhellsslipp fra Johan Sverdrup vil kunne legge beslag på en stor del av de tilgjengelige oljevernressursene i Nordsjøen.

Oppdaterte analyser vil bli gjennomført i forkant av oppstart av produksjonsboring. Foreløpige resultater vil bli presentert i konsekvensutredningen. De oppdaterte analysene vil danne grunnlag for utarbeidelse av planer for oljevernberedskap.

5.3.2 Konsekvenser av uhellsslipp

Olje som havner på sjøen vil kunne klebe seg til fjærdrakten på sjøfugl, og dersom den når land også til sårbare organismer som lever der. Dette vil kunne ha en direkte fysisk negativ effekt, og i neste omgang også

en giftvirkning. Det vil også kunne være negative langtidseffekter av olje som eventuelt innlagres i sedimenter på havbunnen.

I tillegg vil vesentlige negative effekter kunne oppstå som følge av tilgrising av fiskeredskaper, strandområder etc.

Olje vil også kunne påvirke organismer som lever i vannmassene. Dette gjelder i første rekke fiskeegg og små yngel. Imidlertid er den naturlige dødeligheten også under naturlige forhold svært stor på de yngste stadiene hos fisk, og gyteproduktene er oftest spredd over store områder. Det er derfor liten sannsynlighet for at en eventuelt økt dødelighet på individnivå som følge av et oljeutslipp kan få konsekvenser for fiskebestander.

Mulige konsekvenser av uhellsutslipp av olje vil bli nærmere utdypet i konsekvensutredningen.

5.4 Fysisk påvirkning

Flere planlagte aktiviteter innebærer inngrep i havbunnen. Dette gjelder f.eks. installering av faste innretninger og havbunnsinstallasjoner, legging av rørledninger og kabler (nedgraving og steindumping), og ankerhåndtering. Også utslipp av borekaks vil til en viss grad ha en fysisk påvirkning på organismer som lever på og i sedimentene.

5.4.1 Konsekvenser av arealbeslag og fysiske inngrep

Fysiske inngrep i sjøbunnen har et potensial for å skade bunnlevende organismer. I det aktuelle området er det ikke identifisert særskilt viktige habitater, gyteområder for fisk etc., og en regner ikke med negative effekter av denne karakter.

Alle aktiviteter som innebærer inngrep i havbunnen har potensiale for å skade eventuelle kulturminner. Store deler av havbunnen i Nordsjøen var tørt land for om lag 12 - 18.000 år siden, og forekomst av kulturminner fra steinalderen kan ikke utelukkes. Skipsvrak fra helt tilbake til forhistorisk tid vil kunne forekomme over hele Nordsjøen. Det er imidlertid ingenting som tyder på forhøyet konsentrasjon av kulturminner i det aktuelle området på Utsirahøyden.

6 Konsekvenser for fiskerier og andre næringer til havs

6.1 Fiskerier

Aktiviteter i forbindelse med boring og installasjon av innretninger, rørledninger og kabler vil kunne utgjøre en midlertidig hindring for skipstrafikk og utøvelse av fiske.

Rundt alle innretninger som rager over vannflaten vil det bli etablert en sikkerhetssone med radius 500 meter, regnet fra innretningens ytterpunkter. Feltsenteret på Johan Sverdrup vil i første fase bestå av 4 plattformer, og samlet arealbeslag vil være i størrelsesorden 2 km². Plattformer som etableres i senere faser vil utgjøre ytterligere arealbeslag.

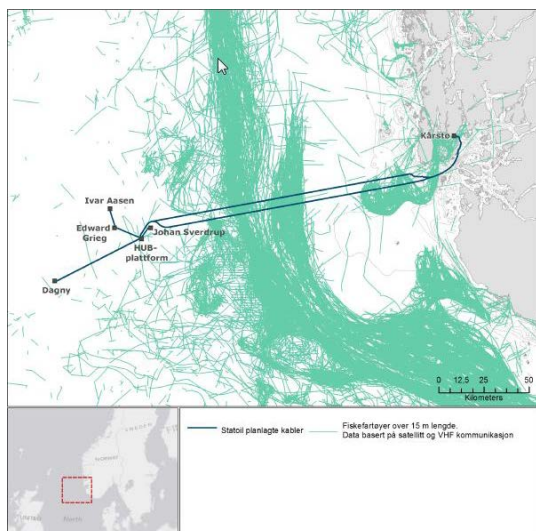
Sikkerhetssoner utgjør generelt et beslag av arealer som utelukker andre aktiviteter. For fiskerier vil det praktiske arealbeslaget ofte være vesentlig større enn arealet på selve sikkerhetssonen. Dette gjelder særlig for store industritrålere som må starte unnamanøvreringen i god tid før de når fram til selve sikkerhetssonen. Konsekvensutredningen vil nærmere beskrive utstrekningen på sikkerhetssonen og konsekvenser for fiskerier på Utsirahøyden.

Alle havbunnsinstallasjoner og rørledninger utenfor sikkerhetssoner vil være overtrålbare.

Det foregår i Nordsjøen et utstrakt fiske etter så vel bunnlevende som pelagiske fiskearter, og både norske fartøy og utenlandske fartøy har rettigheter til fiskekvoter. Johan Sverdrup og de andre feltene på Utsirahøyden er imidlertid lokalisert utenfor de mest intensivt benyttede fiskeområdene. Det forventes derfor ikke vesentlige negative konsekvenser.

I anleggsfasen vil det tilstrebes en god dialog og informasjon overfor fiskeriorganisasjonene, slik at midlertidige ulemper blir så små som mulig.

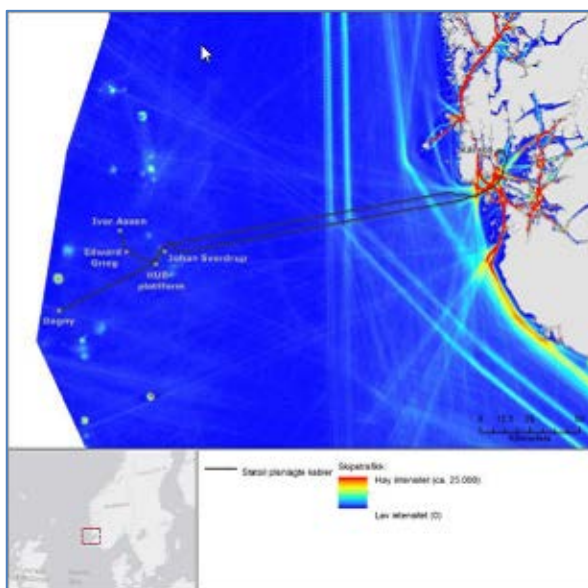
Det er foran beskrevet hvilke tiltak som planlegges gjennomført for å unngå negative effekter på ressursgrunnlaget. Dette gjelder i første rekke håndtering av utslipp til sjø, som produsert vann og utslipp fra boring, samt håndtering av eventuelle uhellsutslipp. Når alle disse tiltakene tas med i vurderingen, forventes det ikke at utbyggingen av Johan Sverdrup vil forringe mulighetene for utøvelse av fiske i Nordsjøen.



Figur 6-1 Norsk fiskeriaktivitet i 2011 (Fiskeridirektoratet)

6.2 Skipstrafikk

Det er gjennomført en studie for å kartlegge skipstrafikk og fiskeriaktiviteter. På grunnlag av denne studien har en funnet en mulig plassering av feltsenteret som gir god avstand til identifiserte skipsruter. Johan Sverdrup og Utsirahøyden er lokalisert utenfor de mest trafikkerte skipsrutene, men trafikk mellom Norge og UK, Shetland og Færøyene, samt trafikk mellom fastlandet og offshoreinnretninger finner sted over dette området. Det ventes ikke særskilte utfordringer knyttet til kollisjonsfare, men nærmere studier må gjøres for å bekrefte hvorvidt spesielle hensyn må tas mht. design av innretningene.



Figur 6-2 AIS plot av skipstrafikk- intensitet. Antall passeringer av skip per år rangert fra høy til lav intensitet

6.3 Vindenergi

Ved Stortingets behandling av St.meld. nr. 34 (2006-2007) Norsk klimapolitikk ble det besluttet å lage en nasjonal strategi for elektrisitetsproduksjon fra havbasert vindkraft og andre marine fornybare energikilder. I 2010 presenterte NVE rapporten «Havvind – forslag til utredningsområder». I denne rapporten utpekes det en del områder i Nordsjøen som bør videre utredes mht mulig lokalisering av vindkraftanlegg, både flytende og bunnfaste anlegg. Ingen av disse utpekte områdene er i umiddelbar nærhet av Johan Sverdrup feltet.

7 Samfunnsmessige konsekvenser

7.1 Inntekter, leveranser, sysselsetting

Utbygging og drift av Johan Sverdrup vil i vesentlig grad bidra til å videreutvikle petroleumssektoren på norsk sokkel, og i neste omgang gi betydelige inntekter til den norske stat. De samfunnsmessige virkningene vil være betydelige i form av inntekter til stat og kommuner, leveranser av varer og tjenester samt direkte og indirekte sysselsetting i både utbyggings- og driftsfasen. Siden Johan Sverdrup vil bli bygget ut gjennom flere faser, vil investeringene fordele seg over en relativt lang periode, og driftsperioden strekker seg over 40-50 år.

Konsekvensutredningen vil nærmere beskrive forventede inntekter, leveransemuligheter og sysselsettingseffekter som følge av utbyggingen.

7.2 Andre samfunnsmessige konsekvenser

Johan Sverdrup planlegges knyttet til elektrisitetsnettet på land, og kraftforbruket offshore vil kunne ha konsekvenser for kapasitet og tilgjengelighet av kraft på land. Konsekvensutredningen for Johan Sverdrup feltutbygging vil beskrive kraftbehovet for Johan Sverdrup, men de videre konsekvensene av at denne kraften hentes fra landnettet vil bli utredet i en egen konsekvensutredning knyttet til en søknad om konsesjon etter Energiloven.

7.3 Drifts- og basetjenester

Lokalisering av driftsorganisasjon og hvilke baser som benyttes for forsyningstjenester og helikoptertransport, vil ha betydning for lokal sysselsetting og muligheter for leveranser. Dette beskrives nærmere i konsekvensutredningen.

8 Planlagte utredninger

Konsekvensutredningen vil bli basert på det utredningsprogrammet som fastsettes av Olje- og energidepartementet.

Konsekvensutredningen vil gi en oppdatert beskrivelse av utvinnbare reserver, samt en kortfattet teknisk og økonomisk beskrivelse av den utbyggingsløsningen som beskrives mer detaljert i den tekniske delen av Plan for utbygging og drift. I tillegg vil konsekvensutredningen så langt det er mulig beskrive de utbyggingsløsninger som kan bli aktuelle i senere faser.

Konsekvensvurderingene vil således først og fremst være knyttet til utbyggingene omfattet av fase 1, men det vil også bli gjort en vurdering av de samlede konsekvensene ved en full feltutbygging som inkluderer alle utbyggingsfasene.

Når det gjelder naturressurser og miljøvirkninger, er planen å nyttiggjøre den omfattende informasjon som foreligger i tidligere utredninger, blant annet i underlagsrapporter til Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak og i de regionale konsekvensutredninger som er utarbeidet for Nordsjøen, sist i 2006. Det planlegges således ikke å gjennomføre nye studier for tema som allerede er utredet.

Disposisjon og innhold i konsekvensutredningen vil være i samsvar med Veileder for PUD og PAD utarbeidet av Olje- og energidepartementet og Arbeidsdepartementet i februar 2010, og vil gjenspeile innholdet i det fastsatte utredningsprogrammet.

Det vil i konsekvensutredningen bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjenninger og/eller samtykker det skal søkes om i henhold til norsk lovgivning. Planer for avvikling og beredskap vil kort bli beskrevet. Det vil bli inkludert en sammenfatning av innkomne høringsuttalelser til forslaget til utredningsprogram.

For alle de tema som behandles i konsekvensutredningen vil det bli gjort en vurdering av sårbarhet, og det vil bli beskrevet hvilke tiltak som er tenkt gjennomført for å unngå, redusere eller eventuelt avbøte skadevirkninger.

8.1 Beskrivelse av natur- og miljøressurser i influensområdet. Kulturminner

Beskrivelsen vil basere seg på eksisterende informasjon i forvaltningsplan og regionale konsekvensutredninger. Følgende tema vil bli dekket:

- Særlig verdifulle og sårbare områder, marint biologisk mangfold
- Fiskeressurser
- Sjøfugl
- Sjøpattedyr
- Andre sensitive arter og habitater, spesielt miljøfølsomme forekomster
- Kulturminner

8.2 Utslipp til luft

Det vil bli gitt en oversikt over planlagte utslipp til luft fordelt på ulike kilder, herunder bl.a.:

- Produksjon av energi (kraft og varme)

- for drift av roterende utstyr
- for prosessformål
- for transportformål (forsyningskip, helikopter)
- Fakling av gass
- Diffuse lekkasjer fra prosessanleggene

Konsekvensutredningen vil kvantifisere planlagt energiforbruk og utslipp til luft fordelt på ulike forbrukere, utslippskilder, og prosjektfaser. Utslipp til luft vil bli beskrevet for de enkelte komponenter så som CO₂, NOX, SO₂, VOC. Planlagte utslipp vil bli sammenlignet med gjennomsnittlige utslipp fra tilsvarende utbyggingsprosjekter (utslipp pr. produsert enhet), med samlede utslipp fra sokkelen og med nasjonale utslipp.

Det vil bli redegjort for hvilke tiltak som har blitt vurdert for å redusere utslipp til luft, hvilke som er planlagt gjennomført, og hvilken effekt disse tiltakene kan forventes å ha.

Når det gjelder kraft fra land vil det bli presentert beregnede tall for investerings- og tiltakskostnader.

Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft vil bli beskrevet med referanse til forvaltningsplanen. Det planlegges ikke gjennomført nye beregninger av spredning, avsetning og tålegrenseoverskridelser som følge av lufttransporterte forurensninger.

8.3 Planlagte utslipp til sjø

Det vil bli gitt en oversikt over planlagte utslipp til sjø, fordelt på type utslipp, kilde og prosjektfase, herunder bl.a.:

- Utslipp fra boring og brønnoperasjoner
- Utslipp fra klargjøring av rørledninger
- Produsert vann og eventuelle andre utslipp fra prosessen
- Kjølevann

Innhold av naturlige komponenter, herunder også innhold av radioaktive komponenter, samt forbruk og utslipp av kjemikalier vil bli redegjort for så langt det er mulig.

Det vil bli beskrevet hvilke tiltak som har blitt vurdert for å redusere utslipp til sjø, hvilke som er planlagt gjennomført, og hvilken effekt disse tiltakene kan forventes å ha. Dette gjelder bl.a. håndtering av borekaks og produsert vann.

Det vil bli redegjort for de BAT-vurderinger som er gjennomført, herunder også resultater fra gjennomførte EIF-beregninger (EIF – Environmental Impact Factor). Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Miljømessige konsekvenser av utslippene vil bli beskrevet med bakgrunn i eksisterende informasjon om influensområdet og oppdatert kunnskap om virkningen av ulike typer utslipp til sjø, slik det framkommer i underlagsdokumentasjonen til forvaltningsplan og regionale konsekvensutredninger.

8.4 Avfall

Konsekvensutredningen vil gi en oversikt over avfallstyper som genereres, samt hvordan avfall planlegges håndtert for å unngå negative miljøeffekter.

8.5 Uhellsutslipp

Konsekvensutredningen vil beskrive sannsynligheten for akutte utslipp knyttet til bore- og driftsfasen, og det vil bli gjengitt resultater fra miljørisikoanalyser og beredskapsanalyser. Analysene vil bl.a. baseres på forvitningsanalyser og oljedriftsberegninger for den aktuelle oljetypen. Dette vil være foreløpige analyser som senere vil bli oppdatert i forkant av borestart.

Det vil bli gitt en generell omtale av mulige konsekvenser knyttet til uhellsutslipp av olje.

Videre vil spesifikke miljøkonsekvenser av et eventuelt uhellsutslipp fra Johan Sverdrup bli beskrevet med utgangspunkt i tilgjengelig informasjon om forekomst av sjøfugl, spesielt miljøfølsomme områder (SMO) og prioriterte miljøressurser i forbindelse med akutt forurensning av olje i marint miljø.

8.6 Arealbeslag og fysisk påvirkning

Det vil bli gitt en oversikt over planlagte fysiske inngrep, herunder legging, grøfting og steindumping av feltinterne kabler og rørledninger, installasjon av feltinnretninger, ankerhåndteringsoperasjoner mm.

Det vil bli gjort en vurdering av hvilke effekter fysiske inngrep kan ha for viktige områder for fisk, såvel som for bunnlevende organismer.

Tiltak for å hindre, redusere eller eventuelt avbøte negative konsekvenser vil bli beskrevet.

8.7 Fiskerier og andre næringer til havs

Fiskeriaktiviteten i området vil bli beskrevet på grunnlag av oppdaterte fartøysporingsdata og tilgjengelig informasjon fra forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerak.

Midleridige arealbeslag i forbindelse med anleggs- og installasjonsarbeider, permanente arealbeslag som følge av installasjoner og tilhørende sikkerhetssoner på feltet, samt økt skipstrafikk i anleggsfasen og driftsfasen vil bli beskrevet. Mulige konsekvenser for annen næringsvirksomhet, som fiske, skipstrafikk og offshore vindkraft vil bli beskrevet.

Det vil bli beskrevet hvilke tiltak som har vært vurdert og hvilke tiltak som er planlagt gjennomført for å redusere, hindre eller avbøte negative konsekvenser for fiskeriene.

8.8 Samfunnsmessige konsekvenser

Utredningen vil beskrive samfunnsmessige konsekvenser i form av inntekter, leveransemuligheter og sysselsettingseffekter.

Lokalisering og bemanning av driftsorganisasjon vil bli beskrevet. Det samme gjelder bruk av driftsbaser og base for helikoptertransport, i den grad dette er avklart.

8.9 Miljøovervåking

Konsekvensutredningen vil gi en oversikt over den etablerte ordningen for rutinemessig overvåking av miljøtilstanden i tilknytning til offshore petroleumsvirksomhet, og gjengi relevante resultater fra de nyeste undersøkelsene.

Videre vil det bli skissert hvordan miljøovervåkingen for Johan Sverdrup feltet er planlagt integrert i de generelle overvåkingsundersøkelsene, og det vil bli vurdert i hvilken grad det er behov for overvåkingsprogrammer i tillegg til det.