

**Johan Sverdrup-feltet, fase 2.
Konsekvenser av utbygging og drift
Forhold til tidligere konsekvensutredninger**

RE-PM312-00341

Innhold

1	Sammendrag	3
2	Prosjektbeskrivelse	4
2.1	Vurderte utbyggingsløsninger for fase 2	5
2.2	Valgt utbyggingsløsning for fase 2	6
2.3	Kraftbehov og kraftløsninger	7
2.4	Forsyningsbaser og driftsorganisasjon	8
2.5	Andre mulige framtidige tilknytninger	8
2.6	Tidsplan	8
3	Vurdering av konsekvenser og tiltak for feltutbyggingen	8
3.1	Sammenstilling av planer	9
3.2	Utslipp til luft	9
3.3	Produsert vann	10
3.4	Polymer pilot.....	10
3.5	Uhellsutslipp og beredskap	11
3.6	Samfunnsmessige konsekvenser av fullfeltutbygging og drift	11
3.7	Avbøtende tiltak	12
4	Vurdering av konsekvenser og tiltak for kraft fra land anlegget	12
4.1	Sammenstilling av planer	12
4.2	Utslipp til luft	13
4.3	Utslipp til sjø	13
4.4	Arealbeslag.....	14
4.5	Investeringer og samfunnsvirkninger	16
4.6	Avbøtende tiltak.....	17
5	Forkortelser	17

1 Sammendrag

På grunn av størrelsen på Johan Sverdrup-feltet er det lagt opp til en trinnvis utbygging. Plan for utbygging og drift (PUD) og planer for anlegg og drift (PAD) ble godkjent for fase 1 i 2015. Rettighetshaverne forpliktet seg da til å bygge ut hele feltet med leveranse av en ny PUD og PAD for fase 2. Utbyggingsplanene for Johan Sverdrup fase 2 planlegges sendt Olje- og energidepartementet 3. kvartal 2018 for godkjenning.

Som del av PUD og PAD for fase 1 ble det gjennomført konsekvensutredninger for fullfeltutbygging, inkludert for eksportør og for forsyning av kraft fra land. Det har ikke blitt avdekket forhold som tilsier at prosjektet ikke burde gjennomføres eller at det burde gjennomføres avbøtende tiltak utover de som ligger til grunn for utbyggingsplanene.

Fase 1 omfatter et feltsenter bestående av 4 plattformer, 3 havbunnsinstallasjoner, eksportørledninger for olje og gass, samt anlegg for forsyning av kraft fra land. Fase 2 omfatter økning av prosesskapasiteten på feltet ved å bygge en ny prosessplattform, tilknytning av tre satellittområder, samt områdeløsning for forsyning av kraft fra land. Olje og gass fra ny prosessplattform vil bli eksportert fra stigerørplattformen via eksisterende olje og gass eksportør. Produert vann vil bli rensert og injisert på samme måte som for fase 1. Feltet vil ha permanent reservoarovervåking, og det planlegges med vekselvis vann- og gassinjeksjon for økt oljeutvinning. I tillegg planlegges det for en pilot for polymerinjeksjon. Feltet vil bygges ut med fleksibilitet for eventuell framtidig utvidelse eller tilknytning av andre felt både med hensyn til prosessering og strømforsyning.

Eksisterende konsekvensutredninger for fullfeltutbygging og kraftforsyningsløsningen har blitt sammenstilt med nyere planer fremlagt i 1.kvartal 2017. Det er ikke identifisert miljø- eller samfunnsmessige virkninger utover det som allerede er utredet. Det er heller ikke identifisert ny kunnskap som vil kunne endre på utfallet av de eksisterende utredningene. De største endringene i forhold til tidligere planer er at antall brønner, varmebehov og utslipp til luft er redusert. Investeringskostnader for fullfeltutbyggingen er også redusert.

Statoil har gjennomført flere forbedringsprogram og investeringsestimater for fase 2 er nå halvert siden PUD/KU for fase 1. Beregninger av samfunnsmessige konsekvenser av fullfeltutbygging er basert på tidlige estimater, men gir likevel en indikasjon på hvilke samfunnsmessige virkninger utbyggingen vil kunne medføre. Endelige investeringsanslag vil være klare ved investeringsbeslutning for fase 2 og vil beskrives i PUD.

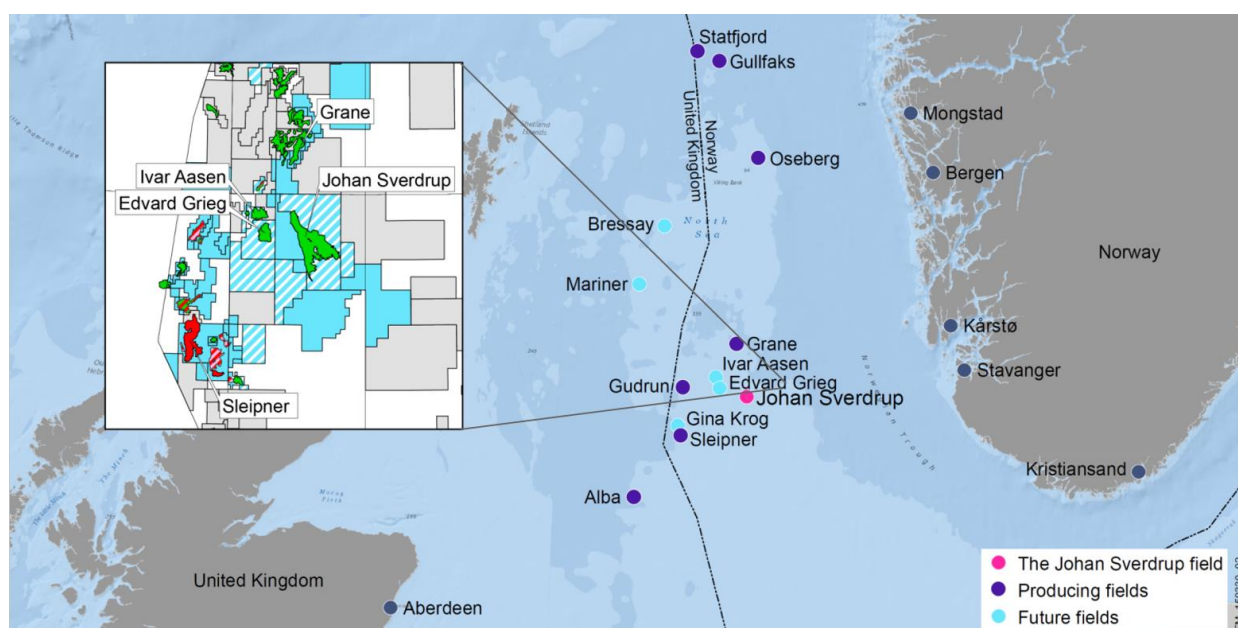
Norsk andel av vare- og tjenesteleveranser i byggefasen er anslått til 58 %, og norsk andel av verdiskapningen i driftsleveransene er anslått til 94 % av de estimerte totale driftskostnadene. De fleste av aktørene i utbyggingsfasen vil allerede være ansatt på norske offshoreverft, i verkstedindustri rundt om i landet, i transportvirksomhet og i forretningsmessig tjenesteyting og i operatørselskapet selv.

Områdeløsningen for strøm vil bli dimensjonert slik at den dekker det innmeldte behovet til feltene på Utsirahøyden og samtidig gir en fleksibilitet for å ivareta hensynet til mulig økt behov. Endelig dimensjonering av områdeløsningen, kommersielle avtaler, og driftsmodellen vil bli beskrevet i PUD/PAD.

På Haugsneset og på den nye prosessplattformen vil det bli bygget nye omformerstasjoner. Oppstart av plattformen med områdeløsning for strøm fra land, er planlagt i 4. kvartal 2022. I første utbyggingsfase er det allerede foretatt investeringer for fase 2. Investeringene som gjøres i anleggene på land, samt kablene som legges ut til Johan Sverdrup-feltet, vil gi samfunnsmessige ringvirkninger både nasjonalt og regionalt.

2 Prosjektbeskrivelse

Johan Sverdrup-feltet er lokalisert i Nordsjøen, ca. 160 km vest av Stavanger, se Figur 2-1. Feltet har en utstrekning på ca. 200 km², og vanddybden i området er 110-120 m. Johan Sverdrup Unit (JSU) omfatter produksjonslisensene 265, 501, 501B og 502. Statoil Petroleum AS (40,0267 %), Petoro AS (17,3600 %), Lundin Norway AS (22,6000 %), Aker BP ASA (11,5733%) og Maersk Oil Norway AS (8,4400%) er rettighetshavere. Statoil er operatør.



Figur 2-1 Lokasjon av Johan Sverdrup-feltet

På grunn av størrelsen på feltet vil Johan Sverdrup bygges ut i flere faser, der den første utbyggingsfasen (fase 1) omfatter et feltsenter bestående av 4 plattformer, 3 havbunnsinstallasjoner knyttet til feltsenteret, eksportørledninger for olje og gass, samt anlegg for overføring av kraft fra land. Johan Sverdrup fase 2, tidligere referert til som «Johan Sverdrup future phases», omfatter økning av prosess kapasiteten på feltet med å bygge en ny prosess plattform (P2), oppkobling av produksjonsinnretninger på satellittområdene Avaldsnes, Kvitsøy og Geitungen samt kraft fra land til Utsira høyden. De fem plattformene på feltsenteret er illustrert i Figur 2-2. Modning og planleggingen av fase 2 i parallell med utbyggingen av fase 1 skal sikre en helhetlig fullfeltløsning og kostnadseffektiv oppkobling når fase 1 er i drift.



Figur 2-2 Feltsenter for fullfeltscenario med boligplattform (LQ), prosessplattform fase 1 (P1), boreplattform (DP), stigerørplattform (RP) og prosessplattform fase 2 (P2).

Samlede utvinnbare petroleumsressurser for Johan Sverdrup feltet er anslått til mellom 2,0 og 3,0 milliarder fat oljeekvivalenter, herav ca. 95 % olje og ca. 5 % rikgass. Når feltet er bygget ut med fase 2 og produksjonskapasiteten utnyttet, vil det bli produsert over 105.000 Sm³ olje og opp mot 4 millioner Sm³ gass pr. dag. Feltet ventes å ha en levetid på opp mot 50 år.

Vanninjeksjon som trykkstøtte er valgt som dreneringsstrategi. Bruk av vekselvis vann- og gassinjeksjon (WAG) vil øke utvinningsgraden ytterligere. Fullfelt WAG vil sannsynligvis implementeres rundt 2025. Permanent reservoar overvåking (PRM) vil bli installert som del av fase 1 i 2020 og vil også dekke deler av satellittområdene som skal bygges ut i fase 2.

Plan for utbygging og drift (PUD) av fase 1 på Johan Sverdrup-feltet, Planer for anlegg og drift (PAD) av eksportørledninger for olje og gass, samt PAD for kraft fra land for fase 1, ble godkjent av Olje- og energidepartementet 20.08.2015. Rettighetshaverne forpliktet seg samtidig til å bygge ut hele feltet. Første utbyggingsfase pågår med planlagt oppstart av produksjonen sent i 2019. Departementet har gitt vilkår om permanent reservoar overvåking, og pilot for polymerinjeksjon som mulig tiltak for å øke oljeutvinningen fra Johan Sverdrup.

De godkjente planene beskriver miljø- og samfunnsmessige konsekvenser av fullfeltutbygging. Vedtaket om godkjent utredningsplikt gjelder kun fase 1. Som del av vedtaket er det satt krav om at rettighetshaverne skal levere en ny PUD og PAD for fase 2. PAD for eksportløsningen er dekkende for begge faser. Foreliggende dokument gir en oppdatert beskrivelse av den valgte løsningen for fase 2, samt en vurdering av miljømessige og samfunnsmessige konsekvenser sett i forhold til den beskrivelsen som er gitt i eksisterende konsekvensutredninger for Johan Sverdrup fullfelt.

2.1 Vurderte utbyggingsløsninger for fase 2

Flere alternativer har vært vurdert for å øke prosesskapasitet og tilknytning til satellittområde for fase 2. Fire hovedscenarier er omtalt i konsekvensutredningen for feltutbyggingen:

1. P2 knyttes opp mot stigerørplattformen (RP) på feltsenteret med bro, og undervannsutbygging i delområdene
2. P2 knyttes opp mot RP(feltsenteret) med bro, og frittstående brønnhodeplattform på Avaldsnes
3. Integrert produksjons-, bore- og boligplattform (PDQ) på Avaldsnes
4. P2 knyttes opp mot RP (feltsenteret) med bro, og enkle ubemannede plattformer i delområdene

HMS-forhold ble vurdert ved konseptvalg. Alle de fire utbyggingsalternativene ble vurdert som akseptable med hensyn til HMS. En utbygging med prosessplattform på feltcenteret ble vurdert som sikkerhetsmessig bedre enn prosessplattform på Avaldsnes (scenario 3), på grunn av lavere bemanning og avstand til boligplattformen, samt rømningsvei. En utbygging av feltcenteret innebærer modifikasjoner på RP-plattformen som installeres i fase 1. Dette modifikasjonsarbeidet vil imidlertid ha en begrenset varighet og kan mitigeres gjennom preinvestering i bygging av RP-plattformen (fase 1).

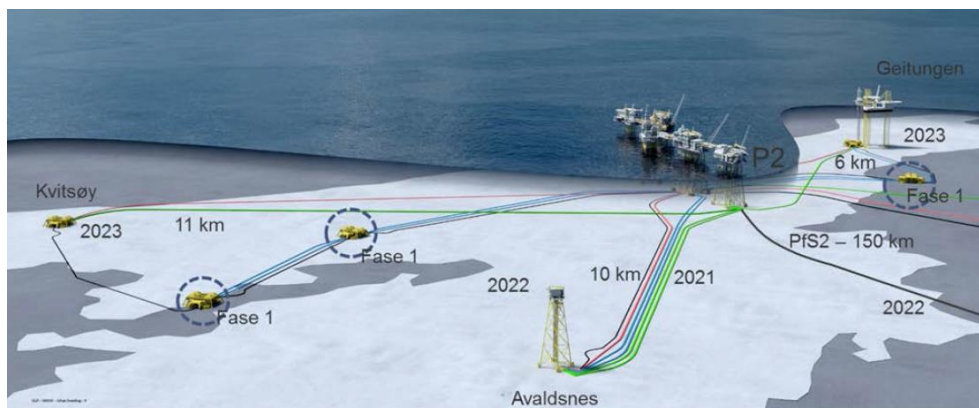
2.2 Valgt utbyggingsløsning for fase 2

Fase 2 vil bygge videre på feltcenterløsningen for fase 1, hvor P2-plattformen med prosesstog skal øke den totale prosesseringskapasiteten for olje med 50% (70 000 Sm³/sd fase 1 + 35 000 Sm³/sd fase 2). Strategien har vært å kopiere mye av prosessdesignet fra fase 1. Plattformen vil bli koblet til feltcenteret med en bro til RP. Olje og gass vil bli eksportert fra P2-plattformen via RP-plattformen og gjennom eksisterende olje- og gasseksportør. Produertvann vil bli renset og injisert på samme måte som for fase 1. P2-plattformen vil være vert for «High voltage direct current» (HVDC) -modul for forsyning av kraft fra land til feltene på Utsirahøyden.

Dreneringsstrategien vil kreve 18 nye produksjonsbrønner og trykkstøtte fra 10 nye vanninjektorer. Av disse brønnene vil 10 bores fra boreplattformen på feltcenteret og 18 brønner i satellittområdene. De første årene med produksjon vil det være lite produertvann, og sjøvann vil bli benyttet til trykkstøtte. Etter hvert vil renset produertvann gradvis erstatte sjøvann som trykkstøtte.

Statoil planlegger å møte vilkåret om pilot for polymerinjeksjon ved å bygge en midlertidig injeksjonsmodul på stigerørplattformen. Modulen vil bli utviklet samtidig med øvrige modifikasjoner på stigerørplattformen som en del av fase 2 utbyggingen. Polymermodulen vil bestå av et anlegg for kortidslagring og injeksjon av polymer samt hjelpesystemer for dette. Polymerløsningen vil bli injisert i en vanninjeksjonsbrønn på boreplattformen og produsert tilbake til prosessanlegget på prosessplattformen via en dedikert produksjonsbrønn. Anlegget vil være operativt over en periode på 1,5 - 2 år under gjennomføring av testen. Etter dette planlegges anlegget fjernet.

De tre satellittområdene Avaldsnes (øst), Kvitsøy (sør) og Geitungen (nord), vil bli tilknyttet P2-plattformen som vist i Figur 2-3. Stigerørørene fra disse vil bli trukket inn direkte på P2-plattformen mens vann og gassinjeksjon vil leveres fra RP-plattformen. De tre satellittområdene vil bli bygget ut med både vanninjeksjon og mulighet for gassinjeksjon. Avaldsnes planlegges bygget ut med en ubemannet brønnhodeplattform, mens Kvitsøy og Geitungen vil bli bygget ut med havbunnsrammer. Endelig beslutning om utbyggingsløsning for Avaldsnes vil bli tatt i 3. kvartal 2017, før oppstart av detaljprosjektering. Alternativ løsning er flere havbunnsrammer.



Figur 2-3 Johan Sverdrup Feltcenter og fase 2 installasjoner

Den valgte utbyggingsløsningen for fase 2 gir høy verdiskapning samtidig som den ivaretar muligheten for framtidige utvidelser og modifikasjoner. RP-plattformen har både ekstra vekt og plassreserver samt flere ledige inntrekningsrør for framtidig tilknytninger. Sikkerhetsmessig er det også en god utbyggingsløsning. P2-plattformen vil ha lav bemanning og den ligger langt vekk fra boligplattformen (LQ) hvor personell oppholder seg når de ikke er på jobb.

Plattformdekket på P2-plattformen vil bli bygget som en integrert enhet som skal kunne løftes på plass i et enkelt løft. RP-plattformen vil bli modifisert med installasjon av en ny stor modul for å ivareta støttefunksjoner til den nye P2-plattformen. Mindre modifiseringer vil bli gjort på boligplattformen og på boreplattformen.

2.3 Kraftbehov og kraftløsninger

I fase 2 vil kraftoverføringssystemet bli utvidet med nødvendig kapasitet til å dekke økt behov for kraft til Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog i tråd med vilkår fra departementet. Dette vil innebære bygging av en ny omformerstasjon (likeretter) på land på Haugsneset, inntrekning av et nytt sett likestrømskabler, og installasjon av en ny omformermodul på P2-plattformen, transformatorer og nødvendig utstyr for å sikre at man kan levere strøm med det spenningsnivå som kreves for overføring til de andre feltene.

Områdeløsningen for strøm vil bli dimensjonert slik at den dekker det innmeldte behovet til feltene på Utsirahøyden og samtidig gir fleksibilitet for å ivareta hensynet til mulig økt behov fra feltene og eventuelle fremtidige tredjepartstilknytninger. Endelig dimensjonering av områdeløsningen vil klargjøres gjennom det videre arbeidet fram mot investeringsbeslutning og innlevering av PUD/PAD.

Rettighetshaverne i Johan Sverdrup-feltet vil være eiere av områdeløsningen for kraft fra land, men feltene på Utsirahøyden vil ha rettigheter til kapasitet for overføring av kraft fra land. Anlegget vil falle inn under forskrift fra 20. desember 2005 nr. 1625 om andres bruk av innretninger. Kommersielle forhandlinger mellom Johan Sverdrup og feltene på Utsirahøyden for områdeløsningen startet i februar 2016, og endelige avtaler skal være på plass før DG3. Endelig dimensjonering av områdeløsningen, kommersielle avtaler, og driftsmodellen vil beskrives nærmere i PUD og PAD.

2.4 Forsyningsbaser og driftsorganisasjon

Organisasjonen offshore og på land for fase 2 vil bygge på organisasjonen som etableres for fase 1. Statoil som driftsoperatør for Johan Sverdrup-feltet vil også ha det formelle ansvaret for drift, vedlikehold og modifikasjoner av det totale kraftoverførings-systemet, fra tilkoblingen til nettet på land inne på Kårstø-anlegget, og fram til tilkoblingspunktet der de andre feltene kobler seg opp mot feltcenteret på Johan Sverdrup.

2.5 Andre mulige framtidige tilknytninger

Funn og 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 området og flere andre felt i området kan være aktuelle for innfasing av framtidige funn.

2.6 Tidsplan

Tidsplanen for fase 2 følger vilkår gitt til PUD for fase 1. Planlagte milepæler er vist i Tabell 2-1.

Tabell 2-1 Tidsplan for Johan Sverdrup-feltet fase 2

Aktivitet	Milepæl
Beslutning om videreføring (DG2)	15.03.2017
Konseptvalg for utbygging av satellittområdet «Avaldsnes»	3kv. 2017
Beslutning om investering (DG3)	3kv. 2018
Innlevering av PUD og PAD fase 2	3kv. 2018
Godkjenning av PUD og PAD fase 2	1kv. 2019
Oppstart av produksjon fra P2, «Avaldsnes», og områdeløsning kraft fra land (DG4)	4kv. 2022
Oppstart av produksjon fra «Kvitsøy» til P2	1kv. 2023
Oppstart av polymer pilot test – sjøvannsinjeksjon pre-flush i injeksjonsbrønn	4kv. 2021
Oppstart av produksjon fra «Geitungen» til P2	1kv. 2024

3 Vurdering av konsekvenser og tiltak for feltutbyggingen

Miljø- og samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift av Johan Sverdrup fullfelt er beskrevet i konsekvensutredningen (KU) «Johan Sverdrup-feltet, PUD del II – Konsekvensutredning» (November 2014). KU med tilhørende fagrapporter og høringsuttalelser er tilgjengelige på:

<https://www.statoil.com/en/how-and-why/impact-assessments/johan-sverdrup.html>

En oppsummering av konsekvensutredningene og høringsuttalelser er tilgjengelig i stortingsproposisjon: «Sverdrup PUD og status norsk sokkel Prop. 114 S (2014-2015)». Utredningene beskriver konsekvenser av fullfeltutbygging basert på detaljerte planer for byggetrinn 1, og foreløpige planer for byggetrinn 2. Den valgte løsningen for byggetrinn 2 er dekket av prosjektbeskrivelsen i utredningene. Dette er nærmere begrunnet i kap. 3.1 – 3.7.

3.1 Sammenstilling av planer

Som nevnt i kap. 1.2. er det i KU beskrevet fire hovedscenarier for fase 2. Den valgte løsningen er dekket av scenario 1 og 2 med ny prosessplattform på feltsenteret og undervannsløsninger og/eller en brønnhodeplattform. En sammenstilling av opplysninger for Johan Sverdrup fullfelt oppgitt i KU (2014) og i DG2 beslutningsunderlag (2017) er vist i Tabell 3-1. De største forskjellene er:

- Antall brønner, varmebehov og utslipp til luft er redusert
- Investeringskostnader er redusert

Tabell 3-1 Prosjektbeskrivelse for fullfelt 2014 sammenstilt mot planer for fullfelt 2017

	Mulige løsninger, KU 2014	Valgte løsning, 2017
Investeringer	170 – 220 mrd. NOK (2014)	140 - 150 mrd (2017)
Årlige driftskostnader	4-7 mrd. NOK (2024)	< 5 mrd. NOK (2024)
Total oljekap.	90 – 115.000 Sm ³ /dag	>105.000 Sm ³ /dag
Total gassprod.	4 millioner Sm ³ /dag	Ingen endring
Totalt antall brønner	77 brønner	64 brønner
Varmebehov JS	Opp mot 35 MW	Ca. 12 MW (kan bli mindre) Elektrisk kjel
Kraftbehov Johan Sverdrup fullfelt levert offshore	I overkant av 180 MW	190 MW
CO ₂ -utslipp, gj.snitt	61.000 t CO ₂ /år (gj.snitt) 165.000 t CO ₂ /år (max)	51.000 t CO ₂ /år (gj.snitt) 110.000 t CO ₂ /år (max)
Spesifikke CO ₂ -utslipp	6,7 kg CO ₂ / Sm ³	5,5 kg CO ₂ /Sm ³
Spesifikke NO _x -utslipp	0,097 kg NO _x / Sm ³ oe	0,076 kg NO _x /Sm ³ oe
Produisert vann	Regularitet 98%, 120.000 m ³ /dag (max)	Regularitet 98%, 100.000 m ³ /dag
Pilot Polymerinjeksjon	Maks rate 5000 Sm ³ /d – 20.000 Sm ³ /d. Syntetiske polymerer («røde kjemikalier»)	Maks rate 5000 Sm ³ /d. Syntetiske polymerer («røde kjemikalier»)
Planlagte utslipp til sjø	Borekaks fra boreplattformen renses på stedet (TCC) før utslipp til sjø	Borekaks fra boreplattform vil bli renses på samme måte som fase 1
Arealbeslag (sikkerhetssoner)	En sone med radius på 500 m etableres rundt hver av plattformene i hht krav	Ingen endring

3.2 Utslipp til luft

Utslipp fra fase 2 vil komme gjennom fakling, boring fra rigg, framtidige brønnintervensjon, og testkjøring av nødgenerator. På grunn av at feltet forsynes med kraft fra land vil utslipp av CO₂ og NO_x fra Johan Sverdrup-feltet bli svært lave sammenlignet med andre feltutbygginger. De spesifikke utslippene av CO₂ pr. produsert oljeeinheit (oe) for en fullfeltutbygging ble i 2014 beregnet til 6,7 kg CO₂/Sm³ oe. Tilsvarende gjennomsnittstall for norsk sokkel er i størrelsesorden 52 kg CO₂/Sm³ oe. Spesifikke utslipp av NO_x ble beregnet til 0,097 kg NO_x/Sm³ oe.

Gjennomsnittlige CO₂-besparelser som følge av kraft fra land ble for en full feltutbygging anslått til 460.000 tonn CO₂ pr. år (herav 330.000 tonn CO₂ besparelser pr. år oppnådd i byggetrinn 1). Tilsvarende ble totale CO₂-besparelser over feltets levetid anslått til henholdsvis 19 millioner tonn CO₂ (full feltutbygging) og 13 millioner tonn CO₂ (første byggetrinn). I disse beregningene var det lagt inn som en forutsetning at ekstra varmebehov i neste byggetrinn ville bli dekket ved hjelp av elektriske kjeler. De oppdaterte beregningene for CO₂ utslippen for full feltutbygging viser at CO₂ utslippene har gått ned. Dette skyldes flere forhold, men primært at det skal bores færre brønner og at det ene flotellet vil bli forsynt med kraft fra land.

3.3 Produsert vann

Produsertvann vil bli reinjisert til reservoaret, etter at det har passert gjennom tre rensetrinn. Det er beregnet at injeksjonsanlegget vil være tilgjengelig i 98 % av tiden. Det betyr at det i kortere perioder kan bli nødvendig å slippe produsertvann til sjø, men dette vannet vil da være renset med best tilgjengelige teknologi.

3.4 Polymer pilot

I konsekvensutredningen (2014) er det beskrevet to ulike alternativer for pilot for polymerinjeksjon:

- en pilot (tentativt 5000 Sm³/d) med leveranse fra stigerørsplattformen eller et oppankret skip, eller
- en tidlig implementering (tentativt 20 000 Sm³/d) som etableres på en av plattformene.

Med referanse til kap. 2.2 planlegges det med en pilot injeksjonsmodul på stigerørsplattformen. Planlagt maks rate for injeksjonsvann er 5000 Sm³/dag, og forbruk av polymer ved maks injeksjonsrate kan bli opp mot 7 tonn per dag. Polymer tilsettes for å øke viskositeten på injeksjonsvannet for å redusere restoljemengden i reservoaret. Hensikten med piloten er å få mer kunnskap om både teknisk gjennomførbarhet, reservoarforhold og tilbakeproduksjon.

Polymersystemet skal være et lukket system med reinjeksjon og det er ikke planlagt med utslipp av polymer under normal drift. Polymerene som injiseres vil etterhvert bli tilbakeprodusert. Dersom injeksjonsanlegget er nede vil en midlertidig stenge brønnen som tilbake-produserer polymer inntil injeksjonsanlegget er operativt igjen, dersom dette ikke påvirker testresultatet. Det kan imidlertid ikke utelukkes at mindre restvolumer i prosessanlegget kan havne på sjøen sammen med produsert vann selv ved en nedstengning av brønnen.

Med referanse til KU 2014 planlegges det med syntetiske polymerer som er klassifisert som «røde» kjemikalier fordi de ikke brytes ned i naturen. Avbøtende tiltak og alternativer har vært vurdert, inkludert bruk av mer miljøvennlig biopolymerer. Studier viser imidlertid at biopolymerer ikke er egnet for Johan Sverdrup-reservoaret.

Forskningsarbeid pågår for å fremskaffe tilstrekkelig informasjon om skjebne og mulige miljøeffekter av syntetisk polymer, og Statoil har jevnlig statusmøter med Miljødirektoratet. Foreløpige resultater fra modellering og kollisjonsstudier viser at polymer etter utslipp til sjø i dominerende grad (>90%) forventes å foreligge løst i sjøvannet for alle tenkelige utslippsscenarioer og vil potensielt kunne utøve negative effekter på organismer som lever i vannsøylen. Laboratoriestudier med relevante marine arter har hittil ikke vist noen negative effekter på vekst hos alger eller på overlevelse hos voksne individer og tidlige livsstadium av rauåte ved korttidseksponering for høye konsentrasjoner av syntetisk polymer (2500 mg/L). Det er også utført

laboratorieforsøk med mer følsomme og tidligere livsstadier av rauåte hvor subletale effekter på bl.a. klekking, utvikling og evne til å ta til seg mat er studert. Resultatene viser at det ikke observeres noen negative effekter opptil 1000 mg/L polymer. Det er utført tilsvarende forsøk med tidlige livsstadier av torsk hvor heller ingen effekter på overlevelse, klekkesuksess og vekst er observert ved eksponering for opptil 1500 mg/L polymer. Dette er konsentrasjoner som langt overskrider det som kan forventes i marint miljø ved eventuelt utslipp av polymerholdig produsert vann.

3.5 Uhellsutslipp og beredskap

Miljørisikoanalysen for Johan Sverdrup-feltet (DNV, 2013) er fremdeles dekkende. I rapporten konkluderes det med at miljørisikoen for forventet aktivitetsnivå for et normalt produksjonsår på Johan Sverdrup feltet er godt innenfor Statoils feltspesifikke akseptkriterier. Analysen er basert på totalt 80 brønner hvorav 50 produksjonsbrønner og 30 injeksjonsbrønner. Prosjektet har ved DG2 for fase 2 redusert antall brønner til 64. Oljen som er benyttet for spredningsberegninger er fra Avaldsnes som bygges ut i fase 2. Oljevernberedskap for fullfelt vil bli basert på beredskapen som etableres for fase 1, og planer vil bli inkludert i NOFOs planverk.

3.6 Samfunnsmessige konsekvenser av fullfeltutbygging og drift

Totale investeringer for en fullfeltutbygging ble i 2014 anslått til om lag 200 mrd. 2015-kroner, inklusive investeringene i første byggetrinn på 117 mrd. kroner. Statoil har gjennomført flere forbedringsprogram for fase 2 i Johan Sverdrup-utbyggingen, og investeringsestimatet for fase 2 er nå mellom 40 – 55 milliarder kroner (nominelle kroner, fast vekslingskurs ekskludert IOR) noe som utgjør en halvering siden PUD for fase 1.

De årlige driftskostnadene for fullfelt ble i 2014 beregnet til å være om lag 4,8 mrd. 2014-kroner i et gjennomsnittlig driftsår ved full feltutbygging. Dette inkluderer drift av anlegg både på land og offshore, utstyr, logistikk, brønnkostnader, kjøp av strøm og eksporttariffer.

Beregning av samfunnsmessig konsekvens for fullfeltutbygging (2014) er basert på tidlige estimater, men gir likevel en indikasjon på hvilke samfunnsmessige virkninger utbyggingen vil kunne medføre. Endelige investeringsanslag vil være klare ved investeringsbeslutning for fase 2 og vil beskrives i PUD (3 kvartal 2018). Norsk andel av vare- og tjenesteleveranser i byggefasen ble i 2014 anslått til 58 % basert på det valgte økonomiske eksempelet, og norsk andel av verdiskapningen i driftsleveransene ble anslått til 94 % av de estimerte totale driftskostnadene.

Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen for fullfelt ble i 2014 beregnet til vel 95.000 årsverk, og da fordelt over perioden 2014 – 2029. Av disse kommer ca. 41.000 årsverk i form av direkte produksjonsvirkninger i norske leverandørbedrifter, vel 22.000 årsverk i deres norske underleverandørbedrifter, og i tillegg ca. 32.000 årsverk i konsumvirkninger. De fleste av aktørene i utbyggingsfasen vil allerede være ansatt på norske offshoreverft, i verkstedindustri rundt om i landet, i transportvirksomhet og i forretningsmessig tjenesteyting og i operatørselskapet selv. Det utbyggingsprosjektet gjør, er i hovedsak å holde disse i arbeid i byggeperioden.

En tilsvarende beregning av sysselsettingsvirkninger foretatt for driftsfasen (2014) viser årlige sysselsettingsvirkninger på omlag 3.400 årsverk for et gjennomsnittsår. Offshorebemanningen på Johan Sverdrup er beregnet til ca. 280 personer pr skift. Landbasert driftsstøtte til Johan Sverdrup er foreløpig beregnet til å sysselsette rundt 115 personer hos operatøren.

3.7 Avbøtende tiltak

Det er lagt vekt på å finne fram til løsninger som reduserer utslipp og negative miljøkonsekvenser. For fase 2 er de viktigste:

- Kraft fra land som gir en vesentlig reduksjon av utslipp av klimagasser fra området
- Rensing av produsert vann gjennom tre rensetrinn
- Injeksjon av produsert vann til reservoaret som trykkstøtte, med høy regularitet
- Polymer pilot:
 - Nedstengning av brønnen som tilbake-produserer polymer dersom injeksjonsanlegget er nede
 - Forskningsaktiviteter for å øke kunnskapen om miljøeffekter
- Minimering av vannproduksjon gjennom styrt drenering av reservoaret
- Bruk av korrosjonsbestandig materiale i prosessanlegg, rørledninger og brønner – reduserer kjemikaliebruk
- Bruk av variabel hastighetsstyring av større elektriske motorer – reduserer energiforbruk
- Gjenvinning av overskuddsvarme – benyttes bl.a. til oppvarming av boligkvarter og injeksjonsvann
- Lukket høytrykksfakkel med gjenvinning
- Gjenvinning av gass fra produsert vann-rensesanlegg
- Tiltak for å redusere fakling i forbindelse med opptrykking og igangkjøring av kompressorer
- Elektriske kjeler til oppvarming av varmemedie på P2
- Redusert varmebehov på P2 som følge av god utnyttning av varmevekslere i prosessen og innføring av stigerør direkte til P2

4 Vurdering av konsekvenser og tiltak for kraft fra land anlegget

Miljø- og samfunnsmessige konsekvenser av utbygging og drift av kraft fra land anlegget er beskrevet i konsekvensutredningen (KU) «Johan Sverdrup - Kraft fra land, PAD del II – Konsekvensutredning» (November 2014). KU med tilhørende fagrapporter og høringsuttalelser er tilgjengelige på:

<https://www.statoil.com/en/how-and-why/impact-assessments/johan-sverdrup.html>

En oppsummering av konsekvensutredning og høringsuttalelser er tilgjengelig i stortingsproposisjon: «Sverdrup PUD og status norsk sokkel Prop. 114 S (2014-2015)». Utredningen beskriver konsekvenser av kraftløsningen basert på detaljerte planer for byggetrinn 1, og foreløpige planer for byggetrinn 2. Den valgte løsningen for fase 2 er dekket av prosjektbeskrivelsen i utredningene. Dette er nærmere begrunnet i kap. 4.1 – 4.6.

4.1 Sammenstilling av planer

Konsekvensutredningen beskriver utbygging av områdeløsning med en ny omformerstasjon på Haugsneset, et nytt sett likestrømskabler fra land, og nytt omformeranlegg på feltet. En sammenstilling av planer er vist i Figur 4-1.

Tabell 4-1 Kraft fra land løsning for fullfelt (2014) sammenstilt mot prosjektbeskrivelse i 2017

	Mulige løsninger, KU 2014	Valgte løsning (DG2)
Kostnader for fase 2	6 – 8 mrd. NOK	> 7 mrd. NOK
Bryterstasjon Kårstø	Bryterarrangement etablert i fase 1 dekker behovet for framtidige faser	Ingen endring
Veier	Ny 850 m adkomstvei, dekker også framtidige faser	Ingen endring
Kabel fra Kårstø	Kabel til Haugsneset dekker begge faser	Ingen endring
På Haugsneset	Ny omformermodul etableres i neste fase. Grunnarbeider utført i fase 1 dekker fase 2	Ingen endring.
Kraftbehov - levert offshore	200- 250 MW	Ca. 300 MW
Kraftbehov - Uttak fra sentralnettet	Opp mot 300 MW totalt (inkludert tap i omformere og overføringskabler)	Ca. 330 - 350 MW totalt
Totalt behov for kraft levert offshore	200- 250 MW	300 MW
Overføringskabler i sjø	Et ekstra sett likestrømskabler fra Haugsneset til Feltsenteret installeres i fase 2, og vil følge samme trasé som fase 1-kabel, de første 34 km	Ingen endring
Kjølevann	Anlegg bygges for begge faser. Utslipp av totalt 400 m ³ /h kjølevann vil ikke medføre noen vesentlig temperaturstigning i influensområdet (godt under norm).	Utslipp av totalt 592 m ³ /h forventes å ikke medføre vesentlig temperaturstigning
Elektriske og elektromagnetiske felt	Ubetydelig bidrag fra fase 2.	Ingen endring
Støy	Grenser for støy overholdes. For alternativet med luftkjøling representerer vifter en tilleggs-støykilde	Vannkjøling er valgt. Scenario med vannkjøling er dekkende.

4.2 Utslipp til luft

Det er beregnet at tiltaket med kraft fra land for Johan Sverdrup-feltet representerer en besparelse i offshore CO₂-utslipp på nær 19 millioner tonn CO₂ i feltets levetid, tilsvarende i gjennomsnitt ca.460.000 tonn CO₂ pr. år. Den mest energieffektive leverandøren er valgt (besparelse på flere MW).

4.3 Utslipp til sjø

Omformerstasjonen som skal bygges for fase 2 vil ha kjøling med sjøvann og utslipp av kjølevann på samme måte som omformerstasjonen for fase 1, se Figur 4-1. Sjøvannskjølesystemet for fullfelt bygges i fase 1.



Figur 4-1 Omformerstasjon og landfall for likestrømskabler og kjølevannsledninger

I konsekvensutredningen (2014) er det lagt til grunn et maksimalt kjølevannsbehov for begge omformerstasjonene på 400 m³/h som vist i Tabell 4-2. Miljødirektoratets normative krav til kjølevannsutslipp er at overtemperaturen 100 m fra utslippet ikke skal overstige 1 °C. Beregningene fra Sintef viste at overtemperaturen etter 100 m lå mellom 0,0 og 0,5 °C, altså godt under kravet. Beregningene viste også at overtemperaturen i gjennomsnitt var kommet ned i 1,0 °C allerede 9 m fra utslippspunktet. Med bakgrunn i den marginale påvirkningen, er det antatt at en økning av raten til 592 m³/h heller ikke vil medføre vesentlige endringer av overtemperaturen.

Tabell 4-2 Parametere for vurdering av konsekvens av kjølevannsutslipp

Parametere for kjølevann	KU 2014	Fase 2 DG2 2017
Inntaksdyp	100 m	Ingen endring
Utslippsmengde	400 m ³ /h	592 m ³ /h (maks rate)
Utslippsdyp	30 m	Ingen endring
Oppvarming	15 °C	Ingen endring

4.4 Arealbeslag

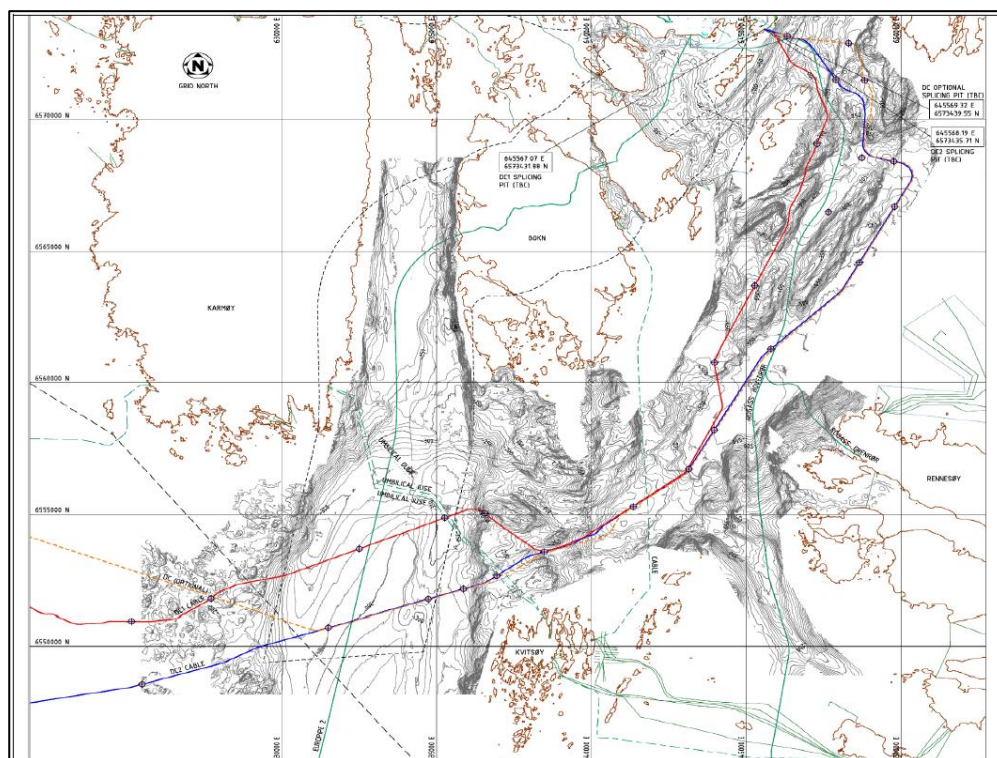
For anlegget på land vil alle grunnarbeider og tomteopparbeidelse for fase 2 bli gjennomført i utbygging av fase 1. Omformerstasjonen for fase 2 vil bli bygget like ved omformerstasjonen for fase 1. Grunnarbeidet for kraftanlegget på land for fase 2 gjennomføres nå som del av fase 1 forberedelsene. Dette inkluderer avtaler med grunneiere, og tilknytning til Kårstø.

Det er kartlagt to traséer for kabel i sjø fra Haugsneset og ut til Johan Sverdrup-feltet som vist i Figur 4-2. Den nordligste av disse vil bli benyttet for det første kabelsettet (fase 1). Det andre kabelsettet for fase 2 vil bli installert i den søndre traséen. Konsekvensen for installasjon av kabel for fase 2 vil bli tilsvarende som for fase 1. Ved installasjon av kabel vil fiske med alle typer redskaper kunne bli berørt ved at fiskefartøy vil måtte holde avstand fra kabelleggingsfartøyet. Dette representerer et tidsbegrenset arealbeslag. Det vil også kunne oppstå midlertidige ulemper i forhold til annen skipstrafikk. I driftsperioden vil kablene være overtråkbare og vil ikke innebære noen negative effekter for utøvelse av fiske eller for skipstrafikk.

Det er nord og sør for utløpet av Boknafjorden registrert store områder som benyttes for tarehøsting. Den planlagte kabelen vil ikke komme i konflikt med disse. Kabel-traséen vil heller ikke berøre områder hvor det er registrert skjellsandforekomster.

Ved full utbygging vil likestrømkablene ligge i to parallelle traséer fra likeretterstasjon til offshore mottaksplattform.

For å redusere risiko for skade av kabler som følge av nødankring, bunntåling og andre uforutsette hendelser skal kablene nedgraves der hvor grunnforholdene tillater det. Der det er behov for ekstra beskyttelse skal steindumping vurderes. Eiere av eksisterende kabler og rørledninger som vil krysses av ny kabel for fase 2, vil bli kontaktet på samme måte som for fase 1.



Figur 4-2 Kabeltraseer

4.5 Investeringer og samfunnsvirkninger

I første utbyggingsfase er det foretatt visse investeringer på Haugsneset for forberedelser til landanlegg for fase 2. All infrastruktur i form av veier, vann og avløp og tomteopparbeidelse for en ekstra omformerstasjon er inkludert i fase 1. Det samme gjelder landfallsanlegg for et ekstra sett likestrømskabler og kjølevannsrør, samt utvidelse av bryterstasjon på Kårstø.

Med utgangspunkt i at behovet for ekstra kapasitet senest fra år 2022 var beregnet til 100 og 150 MW, ble tilhørende investeringskostnader for byggetrinn 2 anslått til 6 – 8 milliarder NOK, inkludert:

- En ny omformerstasjon på Haugsneset
- Et ekstra sett likestrømskabler fra Haugsneset til mottaksplattform på feltenteret
- En ny omformermodul på mottaksplattformen
- Avsatt plass og vekt på mottaksplattformen P2

Kostnader til kabler mellom Johan Sverdrup feltcenter og de andre feltene, koblingstavle på feltcenteret samt andre kostnader for tilknytning, er ikke inkludert i disse estimatene. Nødvendige kapasiteter var ikke klarlagt ved utsendelse av konsekvensutredning i 2014, men det ble tatt som utgangspunkt at en full utbygging av Johan Sverdrup-feltet, og områdeløsning for Utsirahøyden, ville kreve uttak av om lag 300 MW fra nettet på land. Summen av totale tap (i likeretter, kabler og vekselretter) er beregnet til å bli på ca. 11-12 % ved nominell ytelse.

Ved konseptvalg for fase 2 har olje og energidepartementet gjort det klart at det må legges inn fleksibilitet for å ivareta hensynet til mulig økt behov på de fire feltene og til eventuelle fremtidige tredjepartstilknytninger. Samtidig er det høye kostnader knyttet til å etablere en områdeløsning. Det er viktig å ikke bruke store ressurser på å bygge et anlegg som ikke blir utnyttet. Kostnadene med å øke kapasiteten for slike anlegg er sprangvise og departementet har på det grunnlaget bedt om at rettighetshaverne dimensjonere områdeløsningen slik at den dekker behovet til de fire feltene og gir en fleksibilitet uten at det utløses et nytt kostnadsprang – det vil si opp til et nivå der en ytterligere kapasitetsutvidelse medfører en stor kostnadsøkning. En økning av kapasiteten for fase 2 til ca. 190 MW på feltet, vil kreve et uttak på om lag 330-350 MW fra nettet på land. Endelig dimensjonering av områdeløsningen, samt investeringskostnader, vil klargjøres gjennom det videre arbeidet fram mot investeringsbeslutning.

Beskrivelsen av samfunnsvirkninger i eksisterende konsekvensutredning er vurdert å fremdeles være dekkende. Investeringene som gjøres i anleggene på land i Tysvær kommune, samt kablene som legges ut til Johan Sverdrup-feltet offshore, vil gi samfunnsmessige ringvirkninger både nasjonalt og regionalt. Når kraftoverføringssystemet er fullt utbygd er det anslått at samlede driftskostnader blir ca. 85 millioner NOK pr. år, herav eiendomsskatt til kommunene på opp mot 21 millioner 2014-kroner pr. år. Utvidelsen av omformerstasjonen i fase 2 er anslått å kunne gi en sysselsettingseffekt regionalt på i størrelsesorden 25 – 30 årsverk. I driftsfasen vil omformerstasjonen på Haugsneset vanligvis være ubemannet, og således ikke gi sysselsettingseffekter av betydning i Haugesundsområdet.

4.6 Avbøtende tiltak

Det er lagt vekt på å finne fram til løsninger som reduserer utslipp og negative miljøkonsekvenser.

Eksempler på avbøtende tiltak for fullfelt som også gjelder for fase 2 inkluderer:

- Omformerstasjonen plasseres lavest mulig i terrenget, og det velges farger som er tilpasset omgivelsene. Omkringliggende vegetasjon skal i størst mulig grad bevares.
- Fartøy for kabelleggingen holder god avstand til hekkende sjøfugl i verneområdene Årvikholmen, Gåsholmane og Nautøyane.
- Omfanget av steindumping vil bli avgrenset til et minimum gjennom nøye kartlegging av traséen og dialog med fiskerinæringen.

5 Forkortelser

AC	Alternating current (vekselstrøm)
DG	Decision gate
DP	Drilling Platform, boreplattform
HVDC	High voltage direct current
KU	Konsekvensutredning
kV	Kilovolt
LQ	Living Quarter, boligplattform
MW	Megawatt = 1000 watt - mål for effekt
NOx	Nitrogenoksider
oe	Oljeekvivalenter, den energimengde som frigjøres når 1 Sm ³ råolje forbrennes
PAD	Plan for Anlegg og Drift
PUD	Plan for utbygging og drift
P1	Prosessplattform 1 (bygges i fase 1)
P2	Prosessplattform 2 (planlagt bygget i fase 2)
PDQ	Brukes om plattform med produksjon, boring (Drilling) og boligkvarter (Quarter)
PRM	Permanent reservoarovervåking
RP	Riser plattform, stigerørsplattform
sd	Strømnings-døgn
Sm ³ oe	Standard kubikkmeter oljeekvivalent. 1 Sm ³ oe = 1 Sm ³ olje = 1000 Sm ³ gass
TCC	Thermo mechanical cuttings cleaner
WAG	Vekselvis vann- og gassinjeksjon (Water alternating gas)