

Utredning av beste tilgjengelige teknikker for rensing av produsert vann som slippes ut fra petroleumsvirksomheten til havs

Miljødirektoratet

Report No.: 2015-0992, Rev. 01

Document No.: 1SADMEF-3

Date: 2015-11-06



Rapporttittel:

Utredning av beste tilgjengelige teknikker for rensing av produsert vann som slippes ut fra petroleumsvirksomheten til havs
Miljødirektoratet, Postboks 5672
Sluppen
7485 Trondheim
Norway

DNV GL AS Oil & Gas
BDL Environmental Risk Management
P.O.Box 300
1322 Høvik
Norway
Tel: +47 67 57 99 00
NO 945 748 931 MVA

Kunde:

Kontaktperson:

Anne-Grethe Kolstad

Dato for utgivelse:

2015-11-06

Prosjektnr.:

PP136004

Organisasjons enhet:

BDL Environmental Risk Management

Rapportnr.:

2015-0992, Rev. 01

Dokumentnr.:

1SADMEF-3

Miljødirektoratet referansenr.: M-444|2015

Mål: Utredning av beste tilgjengelige teknikker (BAT) for rensing av produsert vann for en nyutbygging på norsk sokkel.

Utarbeidet av:

Verifisert av:

Godkjent av:

Emma Karlstrøm Thylander
Engineer

Steinar Nesse
Business Development Leader

Torild R. Nissen-Lie
Head of Section

Delphine Laborde
Senior Consultant

Valentin Vandenbussche, Senior Consultant
Torleiv Grimsrud, Senior Consultant
Daniel Millet, Consultant

Copyright © DNV GL 2014. All rights reserved. This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise without the prior written consent of DNV GL. DNV GL and the Horizon Graphic are trademarks of DNV GL AS. The content of this publication shall be kept confidential by the customer, unless otherwise agreed in writing. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

DNV GL Distribusjon:

- Unrestricted distribution (internal and external)
- Unrestricted distribution within DNV GL
- Limited distribution within DNV GL after 3 years
- No distribution (confidential)
- Secret

Nøkkelord:

BAT, beste tilgjengelige teknikker, renseteknikker, produsert vann, nye innretninger

Rev. No.	Data	Revisjonsgrunn	Utarbeidet av:	Verifisert av:	Godkjent av:
20.10.2015		Første utkast	Emma K. Thylander	Steinar Nesse	
06.11.2015		Endelig versjon	Emma K. Thylander	Steinar Nesse	

Innhold

SAMMENDRAG	1
SUMMARY	3
FORKORTELSER OG DEFINISJONER	5
1 INNLEDNING	6
2 HÅNDBLÅS AV PRODUSERT VANN	8
2.1 Reduksjon av mengde produsert vann	8
2.2 Forebygging av konsekvensene av produsert vann	9
2.3 Injeksjon og re-injeksjon av produsert vann	9
2.4 Rensing av produsert vann	10
3 BAT-METODE FOR RENSETEKNIKKER FOR PRODUSERT VANN	12
3.1 BAT-rammeverk	12
3.2 Relevante parametere for renseteknikker	13
3.3 Valg av renseteknikker for videre evaluering	15
4 BESKRIVELSE AV UTVALGTE RENSETEKNIKKER.....	17
4.1 Hydrosykloner	18
4.2 Kompakt flotasjon	20
4.3 Hydrosyklon i kombinasjon med kompakt flotasjon	22
4.4 Hydrosyklon i kombinasjon med CTour	23
4.5 Macro Porous Polymer Extraction (MPPE)	24
4.6 Hydrosyklon i kombinasjon med Nutshell filter	26
5 BAT-EVALUERING OG KONKLUSJONER	27
5.1 Miljøparametere	27
5.2 Tekniske parametere	29
5.3 Økonomiske parametere	30
5.4 Generell konklusjon	32
6 DISKUSJON OG ANBEFALINGER	33
7 REFERANSER	35
VEDLEGG A – VURDERING AV MILJØ-, TEKNISKE- OG ØKONOMISKE PARAMETERE	37

SAMMENDRAG

DNV GL har fått i oppdrag av Miljødirektoratet å gjennomføre en utredning av beste tilgjengelige teknikker (BAT) for rensning av produsert vann som slippes ut fra petroleumsvirksomheten til havs for nye installasjoner.

Denne rapporten beskriver teknikker for å rense produsert vann med fokus på dispergert olje, og som kan installeres på overflateinnretninger. Injeksjon er å anse som det miljømessig beste alternativet, hvis det kun er fokus på utslipp av potensielt miljøfarlige stoffer til sjø. For mange felt vil likevel renseteknikker bli vurdert, og ofte valgt basert på bredere BAT-vurderinger.

Følgende renseteknikker er vurdert i rapporten:


- Hydrosykloner,
- Kompakt flotasjon,
- Hydrosykloner i kombinasjon med kompakt flotasjon,
- Hydrosykloner i kombinasjon med CTour,
- Macro Porous Polymer Extraction (MPPE), og
- Hydrosykloner i kombinasjon med Nutshell filter.

De utvalgte renseteknikkene, og kombinasjonene av renseteknikker, evalueres med hensyn til miljø-, tekniske og økonomiske parametere.

Fokus for denne studien har vært renseteknikkenes evne til å redusere dispergert olje i vann. Renseeffekten er svært avhengig av dråpestørrelse, konsentrasjon av dispergert olje før rensing, mengde vann og operasjonelle variasjoner (som f.eks. varierende vannkvalitet (kjemikalier, partikkelinnhold, brønnoperasjoner), værforhold og prosessmessige forhold). Alle teknikker har vist at dersom de rette forutsetningene er til stede kan konsentrasjonen av dispergert olje i vann reduseres ned mot 5 mg/l. Utfordringene for å oppnå god rensing skyldes derfor i hovedsak ikke mangel på kvalifiserte teknikker, men i større grad felt-/innretningsspesifikke forhold. Enkelte felt har en brønnstrøm hvor vannseparasjon er enkelt, og en oppnår en god rensing ved hjelp av enkle teknikker. Andre felt har langt mer komplekse driftsbetingelser, og oppnår relativt dårligere rensing selv med avanserte renseteknikker. I tillegg kommer variasjoner over tid, som følge av økt vannvolum, varierende brønnstrøm-kvalitet og endrede trykkforhold, samt innfasing av nye brønner – egne eller eksterne, gjerne med ulik oljetype og andre kjemikalietilsetninger.

Hydrosykloner er den mest modne teknikken i denne studien for bruk offshore og er også den mest brukte teknikken på norsk sokkel. I tillegg er både kompakt flotasjon og CTour i bruk på norsk sokkel. MPPE har blitt pilottestet for offshore oljefelt, men brukes primært på gass- og kondensatfelt offshore eller på land. Nutshell filter er en vanlig teknikk for visse bruksområder, men er ikke brukt mye offshore.

Enkelte felt har en brønnstrøm hvor separasjon er enkelt, og gjerne et begrenset vannvolum. For andre felt er separasjon og rensing mer kompleks, samt at vannvolumet kan være betydelig – eldre felt kan produsere 90 % vann og 10 % olje. Som følge av kompleksitet og volumkapasitet er det derfor store variasjoner i kostnadsestimatene for installering av de forskjellige renseteknikkene. Erfaringer knyttet til renseteknikker for felt på norsk sokkel viser at investeringskostnader kan variere mellom 100-1200 MNOK (DNV GL, 2015).



Hva som defineres som BAT er spesifikt for hver enkelte installasjon eller felt, og kan variere over feltets levetid på grunn av endring i brønnstrøm og driftsrelaterte forutsetninger som for eksempel endrede trykkforhold, vannkutt, kjemikaliebruk, værforhold, etc. Ved BAT-evalueringer for renseteknikker må følgende vurderes: type produksjon (olje, gass, kondensat), oljetype, vannkvalitet, produksjonskjemikalier, innfasing av andre felt, forventet endring i trykk og endring i vannvolum. Alle teknikker som finnes i bruk på norsk sokkel i dag (hydrosykloner, kompakt flotasjon, hydrosykloner i kombinasjon med kompakt flotasjon og CTour) har erfaringsmessig vist seg å kunne oppnå lave konsentrasjoner. Noen korrelasjon mellom teknikk og høyest mulig rensegrad er ikke påvist, (DNV GL, 2015), og ingen av teknikkene skiller seg ut som generelt bedre enn de andre.

DNV GLs anbefaling ved BAT-evalueringer for behandling av produsert vann for et nytt felt er å vurdere dette ut fra et systemperspektiv og starte tidlig i designfasen. BAT-vurderingen kan siden følges opp i de videre fasene i prosjektet for å evaluere og bekrefte den opprinnelige BAT-vurderingen med flere detaljer og oppdateringer i systemdesign. Dersom det ved design er kunnskap om, eller stor sannsynlighet for, endringer i viktige relevante forutsetninger gjennom feltets levetid, er det viktig at BAT tar tilstrekkelig hensyn til fleksibilitet for å imøtekomme disse endringene, og for å kunne gi en best mulig effekt i et livsløpsperspektiv.

For å minimere andelen av dispergert olje i produsert vann er det ikke bare renseteknikkene som bør ses på, men hele vannbehandlingssystemet. Dette kan også gi en bedre forståelse av renseanleggets funksjonskrav, som igjen bestemmes av separasjonssystemets design, reservoarstyring og vannavstenging. Kontinuerlig overvåking (online måling) er også viktig i forbindelse med håndteringen av produsert vann, styring av systemet og andre deler av produksjonsprosessen. Slik overvåking kan bidra til å identifisere tiltak for å optimalisere prosessene og endre visse driftsoperasjoner, noe som over tid kan bedre effektiviteten av hele håndteringen av produsert vann og spesielt renseteknikkenes ytelse.

Det anbefales å se på alle faktorer som kan bidra til den potensielle miljørisikoen ved utslipp til sjø (for eksempel ved bruk av EIF) fra produsert vann, og sikre en levetidstilnærming for nye installasjoner ved for eksempel designvalg. For eksempel kan tidlig beregning av EIF, der bidragene fra ulike oljekomponenter og eventuelle andre stoffer identifiseres, brukes for å optimalisere design og valg av tekniske løsninger. Det kan imidlertid være stor usikkerhet i beregningene av EIF i et så tidlig stadium.

SUMMARY

DNV GL has on behalf of the Norwegian Environment Agency conducted a study of best available techniques (BAT) for produced water treatment from offshore petroleum activities on new installations.

This report details the relevant treatment techniques for produced water, with a focus on reducing dispersed oil concentration, which can be installed on topside facilities. As injection and re-injection of produced water will reduce the total amount of water rather than to treat water discharged to the sea, these alternatives could be regarded as the best solution if only focusing on discharges of potentially hazardous substances into the sea. However, for many fields treatment techniques will be evaluated, and often chosen, based on a wider BAT assessment.

The techniques considered with the BAT approach in this study were:


- Hydrocyclones,
- Compact flotation (CFU),
- Hydrocyclones in combination with compact flotation,
- Hydrocyclones in combination with CTour,
- Macro Porous Polymer Extraction (MPPE), and
- Hydrocyclones in combination with Nutshell filter.

The selected treatment techniques or combinations of treatment techniques were evaluated with respect to environmental, technical and economic parameters.

The focus of this study has been the treatment efficiency in terms dispersed oil in water concentration. The treatment effect is highly dependent on the droplet size, concentration of dispersed oil before treatment, volume of water and operational variations (for example varying water quality (chemicals, particle content and well operations), weather conditions and process conditions). All techniques have potential under the right conditions, to reduce the concentration of dispersed oil in water to levels of 5 mg/l. The challenges to achieving good treatment do not depend on the lack of qualified techniques, but more on the field and installation specific conditions. Some fields with a simple well stream water separation can achieve satisfactory treatment with a simpler technique. Other fields have more complex operation conditions and achieving satisfactory treatment is more difficult even with more advanced techniques. In addition, the treatment is impacted by variations over time, as a result from increased water volume, varied well stream quality and changed pressure as well as tie-in of new wells – internal or external, with different oil type and added chemicals.

Hydrocyclones are the most mature technique considered in this study for use offshore and are also the most widely used technique on the Norwegian shelf. Both the compact flotation technique and CTour are also installed on the Norwegian shelf. MPPE has been pilot tested for offshore oilfields but is used primarily on gas and condensate fields offshore and onshore. Nutshell filters are a common technique for certain applications, but are not used widely offshore.

Individual fields have a well stream where separation is easy, and have limited water volume. For other fields, separation and treatment are more complex, and the water volume could be considerable – older fields can produce 90 % water and 10 % oil. As a consequence of the complexity and volume capacity, cost estimates for installation are not directly correlated to the different treatment techniques.



Experiences from treatment techniques from the Norwegian continental shelf shows investment costs can vary between 100-1200 MNOK (DNV GL, 2015).

BAT is specific to each installation or field and may vary with time due to changes in well stream and operational conditions, for example changes in pressure, water cut, chemical use, and weather conditions. When selecting the BAT treatment technique for a specific field, the following are important considerations: type of production (oil, gas, and condensate), oil type, water quality, production chemicals, tie-ins from other fields and the change in pressure and water volume. All techniques used on the Norwegian continental shelf today (hydrocyclones, compact flotation, hydrocyclones in combination with compact flotation and CTour) have showed experience with reaching low concentrations. No correlation between techniques and best treatment performance have been shown (DNV GL, 2015), and none of the techniques shows better performance than the other.

DNV GL's recommendation is that BAT is considered from a system perspective early in the design phase when evaluating BAT for produced water on a new field. The BAT assessment should be reassessed in the subsequent phases of the project, to evaluate and verify the original BAT assessment with more details and updates on the system design. In the design phase, if there is knowledge about or high likelihood to be changes in the relevant assumptions throughout the field's lifetime, it is important that the BAT considers flexibility to be able to comply with future changes and to perform with best treatment effect in a lifetime perspective.

To minimize the content of dispersed oil for produced water discharges, a holistic perspective is required including not only the treatment techniques but also the produced water management system. This could also provide a better understanding of the functional requirements of the produced water treatment plant that depend on the design of the separation system, reservoir management and water cut. Produced water management should include monitoring (online monitoring) and management of the system and other processes. By optimizing processes and changing certain operating procedures over time, the effectiveness of the treatment plant and control of the produced water can be improved. It is recommended to monitor the treatment system continuously and thus identify measures to increase the efficiency of the whole produced water management system and especially the treatment system's performance.

It is recommended to investigate all the factors that contribute to the potential environmental consequences from produced water discharge, for example by using EIF (Environmental Impact Factor), with a BAT approach and ensuring a lifetime perspective for new installations. For example, early calculation of the EIF, where the contributions of various oil components and possible other substances are identified, can be used to optimize the design and selection of technical solutions. There may be a considerable uncertainty in the calculation of the EIF at such an early stage.

FORKORTELSER OG DEFINISJONER

BAT	Beste tilgjengelige teknikker (Best Available Techniques)
BTEX	Benzene, toluene, ethylbenzene og xylenes
CAPEX	Investeringskostnader (Capital expenditure)
CFU	Compact flotation unit
EIF	Environmental Impact Factor
EU	European Union
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading plattform
H ₂ S	Hydrogensulfid
kW	kilowatts
MPPE	Macro Porous Polymer Extraction
NORM	Naturlig forekommende radioaktive stoffer
OPEX	Driftskostnader (Operating expenditure)
OSPAR	Oslo and Paris Conventions for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic)
PAH	Polycyclic aromatic hydrocarbon
ppm	Parts per million
TTS	Total Suspended Solids

1 INNLEDNING

Krav til utslipp av produsert vann i Norge er gitt i HMS-forskriftene (aktivitetsforskriften § 60):

«Oljeholdig vann skal renses før utslipp til sjø. Dette gjelder ikke for fortrenningsvann.

Renseanlegg skal opereres med miljømessig optimal effekt selv om utslipp-sbegrensningene, jf. tredje ledd, vil kunne overholdes også med redusert renseseffekt. Ved vurdering av hva som er miljømessig optimal effekt, skal rensesgrad vurderes i forhold til blant annet kjemikaliebruk.

Oljeinnholdet i vann som slippes til sjø, skal være så lavt som mulig, jf. rammeforskriften kapittel II og styringsforskriften § 7 og § 8. Oljeinnholdet skal ikke overstige 30 mg olje per liter vann som veid gjennomsnitt for en kalendermåned.

Operatøren må ha tillatelse etter forurensningsloven kapittel 3 til injeksjon av oljeholdig vann.»

Tilsvarende maksimumsgrense gjelder i hele OSPAR-området.

Gjennomsnittlige oljekonsentrasjoner i produsert vann på norsk sokkel har fra 2006 og frem til i dag ligget mellom 9 og 12,5 mg/l, og trenden viser en svak økning gjennom denne perioden. De fleste felt ligger under kravet på 30 mg/l i månedlig snitt, men av ulike årsaker har noen felt likevel problemer med stabil drift av renseanlegget og tilhørende renseprosesser (DNV GL, 2015).

Miljødirektoratet har villet se på muligheter for å skjerpe grenseverdien på 30 mg/l ned mot 10-15 mg/l for nye installasjoner på norsk sokkel (Miljødirektoratet, 2015). DNV GL har på oppdrag fra Miljødirektoratet gjennomført en utredning av beste tilgjengelige teknikker (BAT) for nye installasjoner for rensing av produsert vann som slippes ut fra petroleumsvirksomheten til havs. Denne rapporten omfatter teknikker som benyttes for å rense produsert vann med fokus på dispergert olje, og som kan implementeres på overflateinnretninger. Antall teknikker som blir vurdert med en BAT-tilnærming er begrenset til de seks mest relevante systemene.

Omfanget av studien inkluderer vurderinger av beste tilgjengelige teknikker for en ny installasjon på norsk sokkel med to hovedstrategier for håndtering av produsert vann:

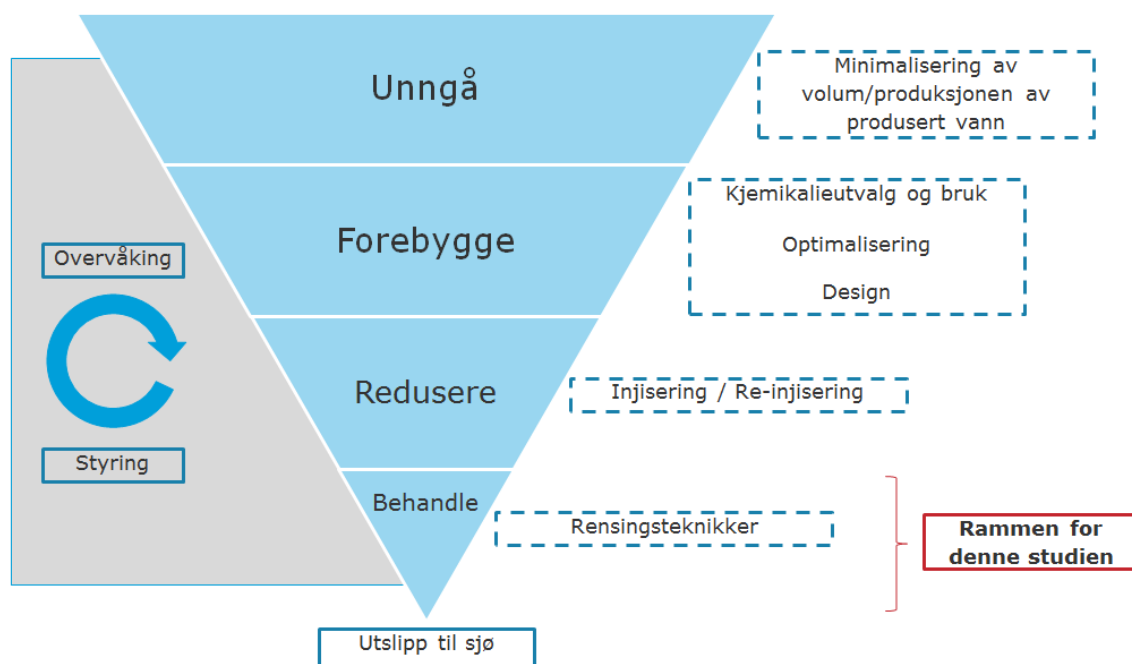
- Injeksjon av produsert vann tilbake til reservoaret. Utslipp av produsert vann til sjø vil kun skje ved planlagte og ikke-planlagte stans i injeksjonen.
- Kontinuerlig utslipp av produsert vann til sjø.

Siden BAT-vurderinger er felt- og installasjonsspesifikke er det blitt gjort en generell vurdering som tar hensyn til sentrale parametere på et overordnet nivå.

De utvalgte renseteknikkene og kombinasjonene av renseteknikker er evaluert med hensyn til miljøparametere (hovedfokus er på innholdet av olje i vann), tekniske parametere og økonomiske parametere. Studien har dokumentert hvilke fysiske og tekniske begrensninger de beste tilgjengelige teknikkene har. Det vil si hvilke forutsetninger teknikkene trenger for å oppnå optimal miljøytelse, samt hvordan feltspesifikke parametere som vannmengde, vannkvalitet, trykk og temperatur påvirker mengden olje i vann som slippes ut. Investerings- og driftskostnader (henholdsvis CAPEX og OPEX) har blitt estimert der tilgjengelig informasjon har foreligget.

For å vurdere miljørisikoen ved utslipp av produsert vann bruker industrien en risikobasert tilnærming basert på Environmental Impact Factor (EIF), en faktor som beskriver risiko for miljøskade. EIF gir et uttrykk for utslippets totale miljørisiko med individuelle bidrag fra ulike bestanddeler som for eksempel dispergert olje, BTEX (benzen, toluen, etylbenzen og xylen), PAH (polyaromatiske hydrokarboner) og produksjonskjemikalier.

Håndtering av produsert vann krever en helhetlig tilnærming som kan deles opp i fire underkategorier; unngå utslipp, forebygge, redusere og behandle, se Figur 1. Denne studien fokuserer først og fremst på behandling av produsert vann ved hjelp av renseteknikker som strategi for å redusere utslipp til sjø. I tillegg inkluderes injisering/re-injisering i deler av studien.



Figur 1 Illustrasjon av fasene i helhetlig håndtering av produsert vann

Overvåking og styring av håndteringen av produsert vann, inkludert de komponenter som bidrar til EIF, bør være kontinuerlig.

Rapporten er oppdelt i fem hoveddeler:

- Det første kapittelet beskriver generell håndtering av produsert vann.
- Det andre kapittelet inneholder BAT-metode for renseteknikker for produsert vann.
- Det tredje kapittelet beskriver de utvalgte renseteknikkene. Legg merke til at en teknikk kan bestå av et system som kombinerer flere teknologier.
- Det fjerde kapittelet presenterer BAT-evalueringen og konklusjoner.
- Det siste kapittelet inneholder diskusjon og anbefalinger.

Informasjonen presentert i denne rapporten er basert på operatørers erfaringer fra norsk sokkel (DNV GL, 2015), samt kontakt med operatører og leverandører, og litteraturstudier.

2 HÅNDTERING AV PRODUSERT VANN

Når hydrokarboner utvinnes fra et reservoar består brønnstrømmen av en blanding av olje, kondensat, gass og vann. Denne blandingen inkluderer også ulike naturlig forekommende stoffer og kjemikalier som enten stammer fra reservoaret eller som har blitt tilført reservoaret. Størrelsen på de ulike andelene avgjør om et felt klassifiseres som et gass-, olje- eller kondensatfelt.

Det vil alltid produseres noe vann fra alle felt. Uavhengig av mengden vann som produseres er det som regel behov for å håndtere det produserte vannet på en slik måte at regelverkskrav blir oppfylt og utslippet ikke medfører skade på miljøet.

Som vist i Figur 1 er det fire primære trinn for å minimere miljørisikoen ved produksjon av produsert vann:

- **Unngå** – Minimering eller reduksjon av mengden og andelen vann i brønnstrømmen.
- **Forebygge** – Redusere konsekvensen av utslipp av produsert vann gjennom valg og bruk av produksjonskjemikalier, design og optimalisering av prosesser og systemer knyttet til produsert vann.
- **Redusere** – Injeksjon og re-injeksjon av produsert vann som reduserer volumet av produsert vann som slippes ut til sjø.
- **Behandle** – Rensing og fjerning av olje og andre miljøskadelige komponenter fra det produserte vannet før det slippes ut til sjø.

For kontinuerlig forbedring av ytelsen til systemet for produsert vann er det viktig med overvåking og styring av de fire metodene.


2.1 Reduksjon av mengde produsert vann

Reduksjon av produsert vann skjer først og fremst gjennom såkalt vannavstengning, noe som innebærer bruk av kjemiske metoder for å fysisk hindre at reservoarvann strømmer gjennom formasjonen til brønnen. Dette resulterer i en økt andel olje og redusert andel vann i produksjonen. I tillegg til en potensiell reduksjon i mengden vann som slippes ut til sjø, er en mulig fordel med slike tiltak at energibruken for hver produserte enhet olje reduseres siden vannet ikke må transporteres opp til installasjonen.

De vanligste metodene for vannavstengning innebærer injisering av ulike kjemikalier og komponenter som silica, voks og ulike typer gel. Dersom disse stoffene har toksikologiske effekter kan det føre til en økt belastning på miljøet. Det eksisterer mange case-studier hvor det er vist til en reduksjon av produsert vann på godt over 50 % ved bruk av denne type metoder (Thomas et al., 1998).

Ulike mekaniske tiltak ved boring, sementering og brønnkomplettering kan brukes for å påvirke strukturer og ulike soners permeabilitet i reservoaret. Som en del av planleggingen av brønner og produksjonsstrategier for et felt blir det også tatt valg som direkte vil kunne påvirke sammensetningen og karakteristikken av feltets produksjonsstrøm, inklusive mengdene produsert vann over feltets levetid.

En teknikk som kan være aktuell i fremtiden er brønnseparasjon hvor olje og vann separeres nede i brønnbunnen eller på havbunnen for deretter å sendes videre til injeksjon eller direkte utslipp. Dette minimaliserer mengden produsert vann som må behandles på overflateinstallasjonen. Havbunnsseparasjon ble tidligere benyttet på Tordis, primært for å kunne utnytte transportkapasiteten



til plattformen bedre. Vannet ble renset til ca. 500 ppm og injisert. Ved nedetid på separasjonen måtte hele brønnstrømmen sendes til plattformen, noe som reduserte oljeproduksjonen (Statoil, pers. med.).

2.2 Forebygging av konsekvensene av produsert vann

Forebygging av miljøkonsekvensene av produsert vann kan for eksempel være å minimere bruken av produksjonskjemikalier eller velge andre typer kjemikalier som kan redusere miljøpåvirkningen og øke effektiviteten av renseanlegget. Forebygging kan også være å designe og optimalisere prosesser og systemer knyttet til håndteringen av produsert vann.

Ved å modellere utslipp av produsert vann og beregne EIF (som er et mål på miljøpåvirkning) allerede i designfasen, kan produksjonskjemikalier velges ut med tanke på å redusere EIF.

Ved kontinuerlig overvåking av renseanlegget og andre prosesser knyttet til produsert vann kan aktiviteter og tiltak som kan øke renseanleggets effektivitet eller ytelsen av hele håndteringen identifiseres.

2.3 Injeksjon og re-injeksjon av produsert vann

På norsk sokkel er det i dag relativt vanlig at produsert vann separeres fra olje- og gasstrømmen og injiseres ned i et egnet reservoar i nærheten av feltet. Omtrent 70 % av produsert vann slippes ut på norsk sokkel og det forventes at denne andelen vil bli redusert til under 60 % innen 2020 (DNV GL, 2015).

Det er i utgangspunktet to grunner til at injeksjon gjennomføres. Den første er et eventuelt behov for trykkstøtte i det oljeproduerende reservoaret. Produksjonen av olje forbedres gjennom å holde trykket i reservoaret oppe ved å tilbakeføre produsert vann. Dette kalles normalt for **re-injeksjon**, og betyr at det produserte vannet føres tilbake til det reservoaret det opprinnelig kom fra, eller et annet produserende reservoar.

Den andre grunnen til at produsert vann føres tilbake ned i en geologisk formasjon er for deponering av produsert vann som avfall. Produsert vann blir da injisert i en geologisk formasjon som ikke er i kontakt med feltets produserende reservoar. Hensikten med dette er at man av miljømessige og lovmessige grunner ønsker å unngå rensing og utslipp av produsert vann til sjø. En slik deponering av produsert vann i et ikke-produserende reservoar er her definert som **injeksjon**.

Både re-injeksjon og injeksjon av produsert vann reduserer utslipp av produsert vann og miljøfarlige stoffer til sjø, og i de fleste tilfeller kan dette også anses som BAT for reduksjon av produsert vann (avsnitt 2.1). Dersom man også ser på andre miljøaspekter som for eksempel utslipp til luft blir bildet noe annerledes, først og fremst på grunn av den ekstra energien som trenges for å pumpe det produserte vannet ned i et reservoar. Hvis denne energien må produseres offshore ved forbrenning av gass eller annet fossilt brensel vil dette medføre økte utslipp til luft. Dette er spesielt aktuelt når det gjelder injeksjon. Ved re-injeksjon er det sannsynlig at det uansett hadde vært behov for trykkstøtte i form av injeksjon av sjøvann, noe som normalt ville medført et enda større energiforbruk enn ved re-injeksjon. På grunn av reservoar, geologiske eller produksjonsmessige årsaker er ikke alltid injisering og re-injisering gjennomførbart og det vil da heller ikke kunne anses som BAT.

Det er også flere aspekter som kan medføre en økt miljøpåvirkning ved injeksjon og re-injeksjon. Eksempelvis vil det være behov for økt infrastruktur og assosiert materialbruk generelt, herunder de

effekter og risikoer det innebærer å bore injeksjonsbrønner. Dette inkluderer blant annet økt risiko for uhell og utslipp til luft og sjø fra borerigger. Det er heller ikke alltid teknisk mulig eller økonomisk forsvarlig å føre tilbake produsert vann i en geologisk formasjon.

I denne rapporten legges det til grunn at operatøren har vurdert spørsmålet om injeksjon og re-injeksjon, og at det som gjenstår er å se på renseteknikker for andelen av produsert vann som likevel må slippes til sjø (enten ved at injeksjon ikke oppnår 100 % regularitet, eller at injeksjon av forskjellige grunner ikke er valgt).

2.4 Rensing av produsert vann

Hvis produsert vann ikke skal re-injiseres i et reservoar må det enten renses og slippes ut til sjø, eller lagres på offshoreinstallasjonen for senere å fraktes til land for behandling. Siden de fleste felt på norsk sokkel produserer store mengder produsert vann, er det normalt ikke realistisk fra et økonomisk eller miljømessig perspektiv å frakte produsert vann til land. Vannet må derfor gjennom et renseanlegg på installasjonen og så slippes ut til sjø. Hensikten med et renseanlegg for produsert vann er først og fremst å fjerne olje fra det produserte vannet. Samtidig gir det gjerne også mulighet for å fjerne andre miljøskadelige komponenter fra vannstrømmen.

Det er ikke rett frem å beskrive produsert vann med et enkelt sett av kjemiske egenskaper og konsentrasjoner. De følgende kategorier og komponenter er generelt sett forekommende i produsert vann og relevante fra et miljøperspektiv:

- Olje og organiske kjemiske forbindelser som BTEX og PAH.
- Ulike naturlig forekommende uorganiske stoffer og partikler (f.eks. kalsium, magnesium, sulfat og barium m.fl.).
- Kjemiske tilsetningsstoffer som brukes i boring, stimulering av reservoaret og for drift av brønner og som kan ha toksiske egenskaper (f.eks. biocider, korrosjonshemmere).
- Naturlig forekommende radioaktive stoffer (NORM).

På norsk sokkel er maksimal tillatt oljekonsentrasjon i vann som slippes ut 30 mg/l, målt som gjennomsnitt over en måned. Kravene i HMS-regelverket er bl.a kontinuerlig forbedring, og det langsiktige og overordnede målet fra norske myndigheter er nullutslipp av miljøskadelige stoffer til sjø på norsk sokkel. Dette understrekes blant annet gjennom forurensningslovens kapittel 36 og rammeforskriften paragraf 11. Kravene i det norske regelverket gjenspeiler videre bestemmelsene i EUs industriutslippsdirektiv (2010/75/EU). Dette skal sikre at virksomheter som omfattes av direktivet benytter beste tilgjengelige teknikker (BAT).

Når en ser på ulike teknikker for å rense produsert vann er det viktig å forstå at den endelige rensesgraden ikke er avhengig av kun én spesifikk teknikk, men er et produkt av alle de ulike elementene som utgjør hele kjeden i systemet hvor vannet strømmer. Måten et rør er designet på, valg av pumper eller hvordan den første separasjonen mellom olje og vann skjer, kan ha betydelig innvirkning på effekten i etterfølgende rensetrinn.

2.4.1 Vurdering av renseteknikker

Det må tas hensyn til mange ulike produksjons- og feltspesifikke faktorer når teknikker for å rense produsert vann skal vurderes for en spesifikk feltutbygging. Noen nøkkelfaktorer som må legges til grunn i en vurdering er:

- Hva er kapasiteten for å fjerne olje, og andre komponenter (hvilken oljekonsentrasjon skal vannet ha etter behandling)?
- Hvilke forutsetninger krever teknikken (energi, kjemikalier, etc.)?
- Hvilke biprodukter og avfall genereres, og hvordan kan de håndteres?
- Hva er begrensningene i kvalitet på det produserte vannet teknikken kan håndtere (kan for eksempel teknikken håndtere produsert vann med en oljekonsentrasjon over X ppm)?
- Hva er teknikkens modenhet? Er den brukt eller testet offshore? I andre industrier?
- Hvordan vil teknikken fungere på feltet over en lengre periode, det vil si hva er reell driftssikkerhet?
- Hva er kostnadene?

De tre første faktorene ovenfor er de som er mest relevante ut fra et miljøsynspunkt. Utover disse grunnleggende faktorene så er det en rekke parametere som må vurderes for å få en dypere forståelse for ulike tekniske forutsetninger og begrensninger, samt kostnader.

For å kunne evaluere totale investerings- og driftskostnader, samt andre praktiske aspekter, er følgende parametere viktige å ta hensyn til:

- Forberedelser på stedet (for installasjon)
- Energibehov
- Nødvendig utstyr, som for eksempel pumper
- Oppbevaring og lagring av utstyr
- Håndtering av potensielt avfall
- Røropplegg
- Vedlikehold
- Kjemikalier
- Eget personell og konsulenter
- Lovverk
- Re-injeksjon/injeksjon eller ikke
- Overvåking og rapportering
- Transport
- Driftsstans grunnet feil/regularitet

3 BAT-METODE FOR RENSETEKNIKKER FOR PRODUSERT VANN

3.1 BAT-rammeverk

Prosesen for å utrede teknikker etter BAT-metoden tar ikke bare hensyn til miljøytelsen av teknikkene, men inkluderer også vurdering av hvordan teknikken implementeres, samt økonomiske parametere.

BAT-konseptet er definert i industriutslippsdirektivet (2010/75/EU), er integrert i forurensningsloven i Norge og finnes i flere forskrifter og veiledninger.

I henhold til forurensningsforskriften (2004) defineres den beste tilgjengelige teknikken som *«det mest effektive og avanserte trinn i utviklingen av virksomhetsformene og driftsmetoder, som er uttrykk for om en teknikk i prinsippet er praktisk egnet som grunnlag for utslippsgrenseverdier med sikte på å forebygge og, dersom det ikke er mulig, generelt begrense, utslippene og innvirkningen på miljøet som helhet»*.

Å finne balansen mellom miljøytelsen og den tekniske og økonomiske tilgjengeligheten er nøkkelen til BAT-valget. Denne balansen vil være avhengig av en rekke faktorer og er prosjektspesifikk (felt eller installasjonsspesifikk). Disse prosjektsspesifikke faktorene kan for eksempel være:

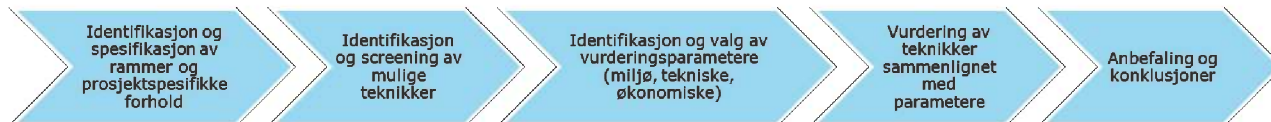
- Prosjektets miljøkrav og mål
- Forventninger fra eiere, myndigheter og andre interessenter
- Tekniske begrensninger
- Økonomisk levedyktighet

Resultatene fra en BAT-vurdering kan også være avhengig av når den utføres, og forutsetninger kan endres mellom ulike prosjektfaser og under feltets/installasjonens levetid.

BAT-vurderinger bør gjøres i hver prosjektfase, samt ved endringer og modifikasjoner i løpet av levetiden til et felt eller installasjon. Gjennom å vurdere beste tilgjengelige teknikker på forhånd eller tidlig i et prosjekt kan det oppnås:

- Høy miljøytelse
- Overensstemmelse mot regelkrav
- Møte interessegruppenes forventninger
- Unngå kostbare designendringer i siste liten

En generell BAT-prosess kan inkludere fem trinn, se Figur 2:



Figur 2 Den generelle BAT-prosessen.

Ved en BAT-vurdering anbefales det å bruke god tid på det første trinnet når rammer og prosjektspesifikke forhold skal identifiseres og spesifiseres. Dette gjelder både interne og eksterne forhold. Slike forhold må inkludere installasjonstype, produksjonsprofil og forventet volum produsert vann over feltets livstid, lokasjon (nærhet til spesielt verdifulle eller sensitive områder), værforhold, injeksjon eller utslipp, oljetype og -kvalitet, forventet bruk av kjemikalier og forventede innfasinger fra andre felt/havutbygginger (DNV GL, 2015).

For å identifisere den beste tilgjengelige teknikken for produsert vann anbefales det å klart definere grensene for systemet, samt å ha en mest mulig helhetlig tilnærming.

Basert på tidligere erfaringer fra BAT-evalueringer for produsert vann er miljø-, tekniske og økonomiske parametere identifisert for å vurdere forskjellige renseteknikker. Dette er presentert i påfølgende kapittel.

3.2 Relevante parametere for renseteknikker

Parametere for å vurdere hver teknikk har blitt fordelt i tre kategorier: miljøparametere, tekniske parametere og økonomiske parametere.

3.2.1 Miljøparametere

Fokuset i denne studien har vært på mulig reduksjon av konsentrasjon av dispergert olje i vann. Det skal likevel nevnes at det normalt er andre komponenter i produsert vann enn dispergert olje som bidrar til en økt miljørisiko og EIF ved utslipp til sjø.

Å se på miljøparametere gjennom en helhetlig tilnærming inkluderer også andre faktorer som kan bidra til økte miljøkonsekvenser – som energibruk, avfallsgenerering og bruk av kjemikalier.

Miljøparametere som har blitt vurdert er presentert i Tabell 1.

Tabell 1 Liste over parametere for miljøytelse og eksempler som bør bli vurdert for renseteknikkene for produsert vann i forbindelse med BAT-vurderingene.

Miljøparametere					
Reduksjon av dispergert oljekonsentrasjon	Øvrige komponenters konsentrasjon	Kjemikaliebruk	Energibruk	Avfallsgenerering	Andre
Uttrykt i %, mg/l eller ppm.	Oljekomponenter (BTEX, PAH) og produksjonskjemikalier (f.eks. korrosjonshemmere).	Bruk av kjemikalier som trengs for å operere renseteknikken.	Energi for trykkstøtte gjennom pumper.	Sand og andre faste stoffer.	Polymerere, og radioaktive stoffer (NORM).

Øvrige komponenter inkluderer oppløst olje, PAH, BTEX, tungmetaller og produksjonskjemikalier, som for eksempel korrosjonshemmere, H₂S-fjerner og biocider. Disse er alle komponenter som bidrar til den totale miljøpåvirkningen og EIF for en installasjon eller felt.

3.2.2 Tekniske parametere

De tekniske parametere har som hovedformål å vurdere de grunnleggende tekniske forutsetningene som må være oppfylt for at de vurderte løsningene skal kunne implementeres. Disse parametere er først og fremst relatert til vannstrømmens fysiske og kjemiske egenskaper som trykk, mengde, saltinnhold, oljedråpestørrelser og lignende. Det eksisterer også ytre miljøfaktorer som kan påvirke et systems ytelse som for eksempel bølger for flytende innretninger.

Presentert i Tabell 2 er utvalgte tekniske parametere for produsert vann.

Tabell 2 Liste over tekniske parametere og eksempler som er vurdert for renseteknikkene for produsert vann i forbindelse med BAT-vurderingene.

Tekniske parametere				
Tekniske krav fra rensenanlegget	Injisering / Utslipp til sjø	Krav til hjelpesystem/utstyr	Teknisk modenhet	Andre
Oljedråpestørrelse, oljekvalitet, oljetype, forbehandling, produsert vannvolum etc.	Avhengig av krav til utslipp eller injeksjon/re-injeksjon	Forutsetninger for rensenanlegget eller systemene rundt som trykkstøtte, kondensat etc.	Om teknikken er benyttet offshore eller i annen industri, teststadiet eller prototype.	Avleiring, driftssikkerhet, størrelse, vekt, rensenanleggets potensiale for å benyttes hele levetiden til installasjonen, fleksibilitet etc.

Andre tekniske parametere som kan vurderes er veldig felt- eller installasjonsspesifikke og er avhengige av rammene som settes opp for BAT-vurderingen. Dette inkluderer også eventuelle plass- og vektbegrensninger, som er mer viktig for eksisterende installasjoner sammenlignet med et nybygg (DNV GL, 2015).

3.2.3 Økonomiske parametere

Investeringskostnader (CAPEX) og driftskostnader (OPEX) er vanskelige å vurdere kvantitativt på et generelt nivå, ettersom det er mange forhold som påvirker disse (inkludert volumkapasitet, vannkvalitet, oljetype, osv.). Data er innhentet gjennom en studie for Norsk olje og gass og eksempler er presentert (DNV GL, 2015). Dette gjelder både for nye innretninger og innretninger med ettermontering av renseløsninger. Tallgrunnlaget har stor usikkerhet og er ikke opparbeidet etter en standardisert mal. Det angir likevel størrelsesordenen av kostnader og viser hvor store variasjoner det kan være mellom tilsynelatende sammenlignbare felt. I tillegg til denne studien er det angitt kostnader for en del løsninger i en rapport av OSPAR (OSPAR, 2013).

DNV GL anbefaler en diskusjon om hva som bør inngå i den økonomiske vurderingen i en BAT-evaluering, for eksempel hvor grensen skal gå i forhold til direkte og indirekte kostnader for en teknikk og et system.

Tabell 3 Liste over økonomiske parametere og eksempler som er vurdert for renseteknikkene for produsert vann i forbindelse med BAT-vurderingene.

Økonomiske parametere		
CAPEX	OPEX	Andre
Innkjøp, hardware, implementering, arbeidstimer for prosjektering og installasjon etc.	Vedlikehold, driftssikkerhet, forbruksartikler, energibruk, driftstimer etc.	Nytteeffekter og andre indirekte kostnader.

3.3 Valg av renseteknikker for videre evaluering


Teknikker som vurderes i denne studien har blitt valgt på grunnlag av prosjekterfaringer og case-studier, først og fremst fra norsk sokkel, men også internasjonalt. Både eksisterende og nye, lovende teknikker er inkludert.

Et spesielt viktig grunnlag for utvalg av teknikker i denne studien er resultatene fra følgende prosjekter og rapporter:

- *Håndtering av produsert vann - erfaringer fra norsk sokkel* er gjennomført av DNV GL på oppdrag fra Norsk olje og gass (DNV GL, 2015). Denne studien har kartlagt renseteknikker som er i bruk på norsk sokkel og har analysert statistisk årlige utslippsmengder av produsert vann og assosierte konsentrasjoner av olje i det produserte vannet.
- *Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumsindustrien på norsk sokkel* fra Oljedirektoratet (Oljedirektoratet, 2011).
- *Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations* fra OSPAR (OSPAR, 2013).

Etter en første screening av 16 ulike teknikker ble et utvalg på totalt seks teknikker, inkludert kombinasjoner av ulike teknikker, tatt videre for en dypere analyse. Fire av disse er godt etablerte teknikker og er testet på norsk sokkel, mens to teknikker representerer nye og kommende teknikker eller teknikker som enda ikke har blitt testet ut i stor skala på norsk sokkel.

Det er viktig å understreke at de ulike teknikkene i denne studien er definert som systemer, hvor hvert system typisk inkluderer mer enn ett element i vannrensingen. Dette er gjort for å bedre gjengi



virkeligheten hvor et vannrensesystem på en installasjon normalt består av flere differensierte elementer og teknikker koblet sammen i serie eller parallelt.

De teknikkene som er valgt ut for videre analyser, se kapittel 6, må derfor ses på som et system med ett eller flere like eller ulike elementer.

4 BESKRIVELSE AV UTVALGTE RENSETEKNIKKER

Tabell 4 viser de teknikkene som er valgt for videre vurdering i denne studien. Tabellen viser også motivasjonen bak hvert valg.

I utgangspunktet er systemene 1-4 valgt på grunnlag av resultatene fra prosjektet for Norsk olje og gass som viser til at disse teknikkene er i bruk på de fleste installasjonene på norsk sokkel og også brukes globalt. Fra et norsk BAT-perspektiv er det derfor veldig relevant og hensiktsmessig å se nærmere på hvordan disse teknikkene har fungert.

Tabell 4 Systemer for behandling av produsert vann valgt ut for videre evaluering.

Teknikk ID	Valgte teknikker/systemer	Bruk på norsk sokkel	Motivasjon for valg
1	Hydrosyklon	Ja	Dette er en av de vanligste teknikkene på norsk sokkel i dag, installert på om lag en tredjedel av installasjonene som er studert i prosjektet for Norsk olje og gass (DNV GL, 2015). Hydrosykloner forekommer som regel i prosess-system som også inkluderer avgassingstank, hvilket er en forutsetning i denne analysen.
2	Kompakt flotasjon	Ja	Kompakt flotasjon (CFU) er et flotasjonssystem uten sammenkobling med hydrosykloner eller andre tilsvarende enheter. Systemet er mye brukt på norsk sokkel - installert på om lag en tiendedel av installasjonene studert i prosjektet for Norsk olje og gass (DNV GL, 2015). Det finnes også ulike typer flotasjonsenheter og mange nye innovative teknikker.
3	Hydrosyklon + kompakt flotasjon	Ja	En relativt vanlig kombinasjon på norsk sokkel som brukes på om lag en femtedel av de installasjonene som er studert i prosjektet for Norsk olje og gass (DNV GL, 2015).
4	Hydrosyklon + CTour	Ja	Kombinasjonen av hydrosykloner og CTour er installert på 3 av de 46 installasjonene på norsk sokkel som er studert i prosjektet for Norsk olje og gass (DNV GL, 2015). CTour har de laveste gjennomsnittlige konsentrasjonene av olje i behandlet vann på norsk sokkel de siste årene (sammenlignet med andre tradisjonelle teknikker som flotasjon og/eller kun hydrosykloner), noe som gjør den veldig relevant for videre analyse.
5	Macro Porous Polymer Extraction (MPPE)	Nei (derimot i bruk på Kollsnes og Nyhamna landanlegg)	Dette er en teknikk som er i bruk på et norsk landanlegg (Nyhamna) og som også kan være relevant for bruk offshore. MPPE har potensielt en veldig høy rensegrad, samt renser andre typer komponenter i tillegg til olje. Globalt finnes det eksempler på bruk offshore. MPPE er listet som beste tilgjengelige teknikk for gassproduksjon av OSPAR for offshore bruk (OSPAR, 2013).
6	Hydrosyklon + Nutshell filter	Nei	Filterteknikker har vært i bruk i lang tid på land og i industrien. Flere nyere filterteknikker kan være relevante for bruk på norsk sokkel i fremtiden, og en av de mer lovende av disse er bruken av nutshell filters. Disse gir en relativt høy rensegrad uten anvendelse av potensielt skadelige kjemikalier. Denne type filter er typisk plassert nedstrøms et primært rensetrinn som for eksempel en hydrosyklon, hvilket er en forutsetning i denne analysen.

4.1 Hydrosykloner

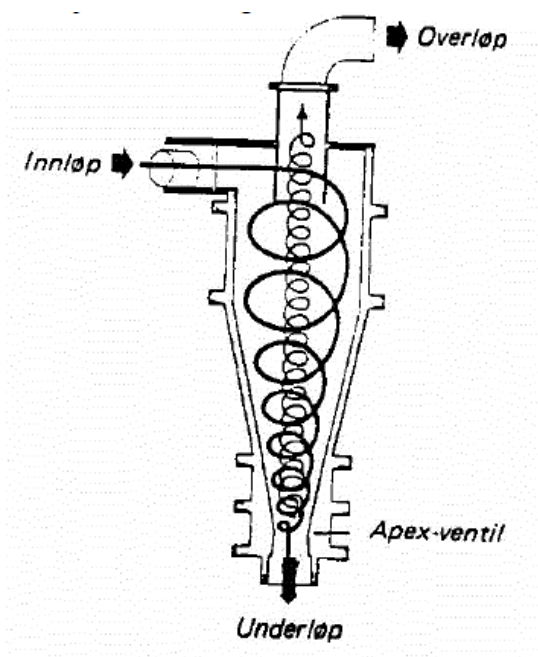
Prinsippet for en hydrosyklon er at en væske med høyt trykk sendes tangentielt inn i en sylinder hvor den settes i rotasjon. Sentrifugalkraften vil da presse de tyngste komponentene (i denne sammenhengen vann) ut mot sylinderkammerets kanter og videre nedover i en virvel. De lettere oljekomponentene vil danne en virvel med omvendt retning i midten av kjeglen. Renset vann føres ut i bunnen, mens oljekomponenter føres ut øverst i hydrosyklonen.

For at denne prosessen skal gi gode resultater må væsken som sendes inn i hydrosyklonen ha et visst minimumstrykk. Rensegraden er i stor grad avhengig av dråpestørrelsen på oljekomponentene i vannet.

Hydrosyklonen er den teknikken som er mest utviklet og som har høyest modenhet blant de vurderte teknikkene.

Resultater fra prosjektet for Norsk olje og gass viser at innretninger hvor værforhold kan føre til bevegelse på en installasjon, som for eksempel FPSO og halvt nedsenkbare produksjonsenheter, gjerne opplever at dårlig vær påvirker rensegraden til hydrosykloner. Bevegelse på innretningen kan føre til ustabil olje/vann-kontakt, noe som vil ha en negativ påvirkning på resultatet av oljekonsentrasjonen i utløpet.

Hydrosykloner forekommer ofte i kombinasjon med en avgassingstank og andre renseteknikker (for eksempel Balder, Brage, Ekofisk og Eldfisk) (DNV GL, 2015). Se også videre seksjoner for beskrivelser av systemer hvor hydrosykloner er kombinert med andre teknikker.



Figur 3 Prinsippskisse av en hydrosyklon (Oljedirektoratet, 2011).

Erfaringer

På norsk sokkel er det hydrosyklon som er den mest utbredte renseteknologien, og det er innhentet mest erfaringer om denne renseteknologien. Ved bruk av denne teknologien vil det kunne oppnås en fullgod rensing i henhold til BAT. Renseeffekten vil være avhengig av operasjonelle betingelser, dråpestørrelse, oljetype, vannkvalitet, fysiske betingelser, kjemikalier osv., samt at anlegget driftes riktig (Videointervju med operatør 2, 2015).

Erfaringer viser at hydrosykloner alene kan oppnå stor renseseffekt, ned til en konsentrasjon på 5-15 mg/l dispergert olje i vann. Dette erfares i tilfeller der man har lettseparerbare fluider, gunstig vannkutt, lav olje i vann konsentrasjon ut av separatoren, store dråper, optimalt trykkfall over hydrosyklonen, optimale kjemikalier i forhold til rensing av produsert vann, osv. (Videointervju med operatør 2, 2015). Lave konsentrasjoner kan derfor oppnås etter blant annet optimalisert operasjonsprosess basert på kontinuerlig overvåking.

Hydrosykloner trenger regelmessig rengjøring, så ofte som opp til hver tredje måned, på grunn av blant annet avleiringer. Avleiringene fjernes enten kjemisk, mekanisk eller ved bruk av såkalt CIP (Clean In Place). Nedsatt produksjon er en konsekvens av at hydrosykloner må tas ut av drift under rengjøring. Dette medfører et produksjonstap (Videointervju med operatør 1 og 2, 2015).

Hydrosykloner er en vanlig teknikk på norsk sokkel i dag og er installert på blant annet: Alvheim, Balder, Draugen, Gyda, Jotun, Kristin, Njord og Oseberg C (DNV GL, 2015).

4.2 Kompakt flotasjon

Kompakt flotasjon er en prosess hvor gassbobler tilføres en separasjonstank for å separere små suspenderte partikler som er vanskelige å separere ved bruk av kun gravitasjon og sedimentering. Gass injiseres inn i vannet og partikler og oljedråper fester seg etter hvert ved gassboblene som siden stiger til overflaten hvor de fjernes med hjelp av skimming. Injisert gass kan være luft, nitrogen eller annen gass.

Kompakt flotasjon kombinerer flotasjon med roterende bevegelse. Produsert vann strømmer tangentielt inn i en tank hvor vannet settes i sirkulær bevegelse. Den interne strukturen i tanken og gassflotasjon som følge av frigjøring av restgass, tilsatt gass eller begge deler bidrar til separasjonsprosessen. Oljedråpene vokser sammen, noe som fører til økt separasjon. Behandlet vann tas ut på bunnen av tanken, mens separert olje og gass fjernes i en kontinuerlig prosess via et rør på toppen av tanken.

I tradisjonelle flotasjonsceller tilsettes det produserte vannet gass for å løfte oljen til overflaten. Gassen kan enten induseres som små bobler (indusert gassflotasjon) eller ved at gassen løses i vannet under høyere trykk og så frigjøres ved trykkreduksjon (oppløst gassflotasjon). Kjemikalier i form av flokkulant eller koagulant kan tilsettes for å øke separasjonen, og det er ofte nødvendig med slike hjelpekjemikalier for å oppnå oljedråper som har stor nok størrelse til å knytte seg til gassboblene.

Kompakt flotasjon (CFU) er en videreføring av tradisjonelle flotasjonsceller, hvor de samme prinsippene er anvendt i mer kompakte kjeler.

Fordelene med kompakt flotasjon er at små og lette partikler kan fjernes mer effektivt på mye kortere tid enn ved hjelp av kun gravitasjonskrefter. Dette medfører at oppholdstiden til vannet i tanken reduseres, og størrelsen på tanken kan dermed reduseres.

Fordelene med kompakt flotasjon er at de tar veldig liten plass i forhold til mengden produsert vann de kan rense per tidsenhet. Dette medfører at det er relativt enkelt og billig å bruke kompakt flotasjon i flere rensetrinn, noe som kan føre til en veldig god reduksjon i konsentrasjon av olje i vannet, ofte med så god effekt at det ikke er behov for andre renseteknikker i systemet.

For eksempel kan en EPCON CFU med et operasjonelt volum på kun 2,4 m³ rense en vannstrøm på opp mot 220 m³/t, og oppnå en oljekonsentrasjon i behandlet vann ned mot 5 ppm (Atarah, 2011). Andre fordeler med en CFU er også at den typisk mangler roterende deler, og har et veldig begrenset behov for ekstern energi og tilsetning av kjemikalier. Ved noen tilfeller kan det være behov for å tilsette flokkulanter og kjemikalier for klargjøring av vann for å øke rensegraden. Flokkulanter medfører at CFU også kan behandle produsert vann med oljedråper mindre enn 5 µm, noe som normalt er en nedre grense for størrelse på oljedråper som kan fjernes.

CFU er en moden teknikk, og leveres i flere ulike varianter av ulike leverandører. På norsk sokkel har CFU blitt brukt i over ti år offshore, både på flytere og faste installasjoner. CFU benyttes ofte i kombinasjon med andre typer rensesystemer, men også alene i et eller flere trinn.

Erfaringer

Erfaringer fra industrien og leverandører er at CFU er en moden teknikk. Det kan være stor variasjon i ytelse og effektivitet, og rensegraden er veldig avhengig av feltets og oljens egenskaper. Typisk konfigurasjon er at vannet først renses av hydrosykloner, hvor CFU er lokalisert enten nedstrøms hydrosykloner eller nedstrøms avgassingstank. Normalt vil CFU fungere best ved lavt trykk (Videointervju med operatør 1 og 2, 2015).

Erfaringer med kompakt flotasjon er at noe avleiring kan være akseptabelt i forhold til renseseffekt, og hyppig rengjøring av tankene er ikke nødvendig. I enkelttilfeller har det vært erfart avleiringer og sandavsetninger i rejehtlinjer. Effektiviteten av CFU er avhengig av flere faktorer, for eksempel gasstilførsel. Det kan være utfordrende å operere CFU optimalt, bl.a. på grunn av problemer med måling av tilsatt gass og innjustering av rejehtventil. Rejehtventilen kan også tettes igjen, så det har vist seg nødvendig å innføre rutiner på å åpne og stenge ventilen for å spyle bort avsetninger. CFU som renseteknikk er mindre egnet for produsert vann med lav salinitet (Videointervju med operatør 2, 2015).

På norsk sokkel i dag er CFU planlagt for Martin Linge (sammen med vannvasketanker med skimming).

4.3 Hydrosyklon i kombinasjon med kompakt flotasjon

I tillegg til hydrosykloner, se beskrivelse i kapittel 4.1, kan et system også kompletteres med kompakt flotasjon, se beskrivelse i kapittel 4.2.

Kombinasjonen av hydrosykloner og kompakt flotasjon kan gi en tilfredsstillende samlet reduksjon av dispergert olje da hydrosyklonene kan redusere konsentrasjonen av olje i vann med 75-80 % (DNV GL 2015), og kompakte flotasjonsenheter kan redusere innholdet av olje i vann ytterligere.

Denne kombinasjon kan være velegnet for installasjoner med høyere kompleksitet (oljetype og sammensetning) (DNV GL, 2015).

Erfaringer

Basert på DNV GLs informasjon har hydrosyklon i kombinasjon med kompakt flotasjon blitt valgt som løsning for flertallet av installasjoner i designfasen de senere årene.

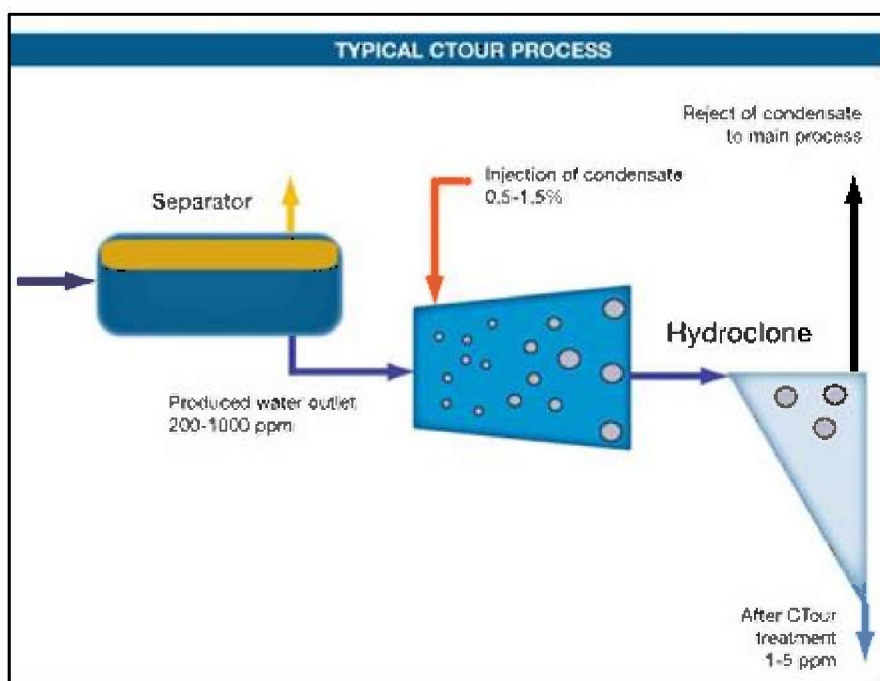
På norsk sokkel i dag er hydrosykloner og CFU installert på: Brage, Heidrun og Norne og er planlagt på Goliat-feltet (DNV GL, 2015).

4.4 Hydrosyklon i kombinasjon med CTour

CTour er en teknikk som innebærer at kondensat injiseres i den vannstrømmen som skal renses for olje. Dette skjer typisk oppstrøms en hydrosyklon eller annen tilsvarende teknikk hvor olje skilles ut ytterligere i et andre rensetrinn, se Figur 4.

Hensikten med injisering av kondensat i vannstrømmen er en økt koaleseringsprosess, hvor oljedråper og aromatiske komponenter attraheres til kondensatet og danner store dråper som siden kan fjernes mer effektivt i for eksempel en hydrosyklon. Et slikt oppsett fjerner både dispergert og oppløst olje mer effektivt, og er anvendbart på store felt med et høyt vannkutt i produksjonen.

En naturlig utfordring og begrensning ved bruk av CTour er å ha brukbart kondensat tilgjengelig over hele feltets levetid. Selv om kondensat er tilgjengelig kan kondensatsammensetningen endres når et felt over tid går over til lavtrykksbrønner. Dette kan føre til at teknikken ikke lenger kan benyttes, eventuelt gjøre renseprosessen mer utfordrende.



Figur 4 Skisse av et typisk rensesystem med CTour (ProSep, 2013).

Erfaringer

CTour forutsetter at man har tilstrekkelig mengde kondensat av riktig kvalitet tilgjengelig gjennom feltets levetid. Dette kan være utfordrende da vannmengden vil øke og egenprodusert kondensatmengde vil avta over feltets levetid. Likeledes kan lavtrykksproduksjon påvirke kondensatkvaliteten og/eller trykkforholdene i prosessen slik at det ikke er mulig å operere med CTour i drift i de senere fasene av produksjonen (Videointervju med operatør 2, 2015).

Erfaringer med CTour inkluderer vedlikehold omtrent en gang i året og dette tar ca. 2-3 uker. Enkelte felt har opplevd problemer med avleiring av komponenter i CTour-anlegget.

CTour er i dag installert på følgende felt på norsk sokkel: Ekofisk, Eldfisk (også med CFU) og Snorre (DNV GL, 2015).

4.5 Macro Porous Polymer Extraction (MPPE)

Macro Porous Polymer Extraction (MPPE) er en teknikk som er basert på væske-væske-ekstraksjon hvor ekstraksjonsvæsken holdes fast i MPP-partiklene. Det produserte vannet passerer igjennom en kolonne som er pakket med MPP-partikler som inneholder den spesifikke ekstraksjonsvæsken, se Figur 5.

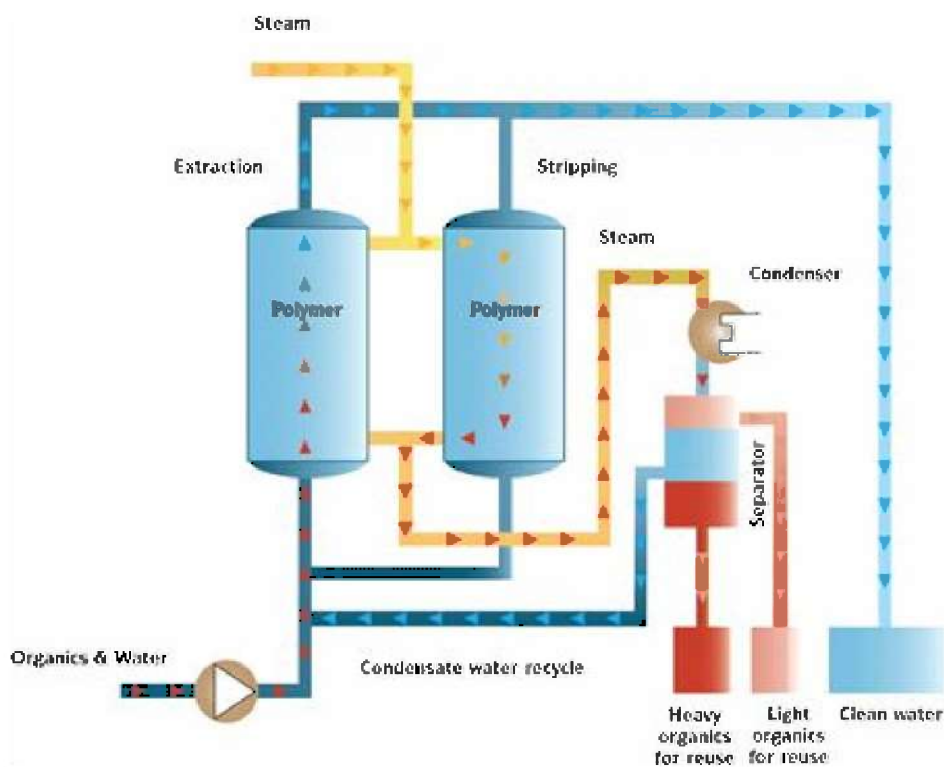
To kolonner med polymerpartikler gir en kontinuerlig prosess hvor ekstraksjon og regenerering kan skje samtidig i parallelle løp. Gjenvinning av MPP-partiklene skjer gjennom stripping med lavtrykkdamp som fører olje og andre komponenter til et kondenseringskammer hvor de ulike komponentene separeres gjennom gravitasjon. Det vannet som kondenseres føres tilbake til prosessen, mens resterende komponenter skilles ut og kan føres tilbake til hydrokarbonstrømmen eller behandles som avfall. MPP-partiklene bør normalt skiftes ut hvert andre år.

Det som kjennetegner MPPE sammenlignet med andre teknikker er at nesten alle hydrokarboner kan fjernes fra en vannstrøm gjennom denne prosessen. Dette gjelder både dispergert og oppløst olje. Typiske tall er en fjerning av 99 % av oljen, og i mange tilfeller ned til nivåer langt under 1 ppm. Det er flere eksempler hvor MPPE har gitt gode resultater og fjernet opp til 99 % av oljen, selv når oljekonsentrasjonen i innstrømmingen vært opp til 800 ppm (Intervju med leverandør 1, 2015). Dette innebærer at det ikke er behov for avanserte forbehandlingssystemer.

I tillegg til fjerning av olje kan MPPE fjerne mange av de komponentene i produsert vann som bidrar mest til miljørisiko i EIF-vurderinger. Herunder hele spekteret av alifater, men også BTEX og PAH. Det er blant annet utført studier av Statoil som viser til at MPPE er den teknikken med størst potensial for reduksjon av EIF (Grini et al., 2002).

MPPE trenger forbehandling og kan være veldig plasskrevende. Det er også strøm- og volumbegrensninger for bruk av MPPE, og MPPE eger seg derfor ofte for felt med relativt lave volumer av produsert vann.

I Norge er MPPE kun brukt på landanleggene Nyhamna og Kollsnes. Globalt brukes MPPE også offshore for gassinnretninger, for eksempel i den nederlandske delen av Nordsjøen. De er installert på plattformene K15A og K15B (operert av NAM, datterselskap av Shell), og F15A (ubemannet og operert av TOTAL). Alle de tre har oppnådd en oljekonsentrasjon i behandlet vann under 5 ppm (Veolia, pers. med.). I dag er MPPE på plattformen K15B ute av drift siden alt vann blir reinjisert.



Figur 5 Prosesdiagram av et typisk MPPE-system (Igunnu & Chen, 2012).

Erfaringer

Erfaringer med bruk av MPPE finnes både fra offshore virksomhet og landaktivitet. Høye konsentrasjoner av BTEX, PAH og dispergert olje fra offshore virksomhet innebærer at hovedvekten på rensing av produsert vann stammer fra gass- og kondensatfelt (Intervju med leverandør 1, 2015).

MPPE finnes i dag installert på Nyhamna landanlegg (Ormen Lange, Shell) og Kollsnes gassprosessanlegg (Statoil) og tre offshoreanlegg i Nordsjøen utenfor norsk sokkel (Shell og Total) (Intervju med leverandør 1, 2015).

4.6 Hydrosyklon i kombinasjon med Nutshell filter

«Nutshell filter technology» er en teknikk hvor de spesifikke egenskapene til Nutshell-filter, typisk fra valnøtter, utnyttes for å fjerne olje fra produsert vann ved at vannet filtreres gjennom et Nutshell-filter. Nutshell-filter krever forbehandling av produsert vann ved for eksempel hydrosykloner. Den spesielle teksturen og overflaten på et Nutshell-filter medfører at olje og faste partikler lett fester seg til filteret når det produserte vannet passerer. Etter hvert som faste partikler fester seg i filteret vil effektiviteten øke siden filteret blir enda tettere. Effektiviteten vil øke frem til trykket over filteret blir for stort og gjennomstrømningen blir redusert. Dette utløser en tilbakevaskingsprosess (backwash) som regenererer filtermaterialet (noen prosentandeler kan forsvinne hvert år).

Typiske krav til vannstrømmen som skal passere et Nutshell-filter er en oljekonsentrasjon på under 100 ppm, noe som fører til at vannet normalt må forbehandles. Renseeffektiviteten er mellom 90-95 %, hvilket medfører en oljekonsentrasjon i ferdigbehandlet vann på 5 – 10 ppm.

Den store fordelen med Nutshell-filter er at filtermaterialet er 100 % naturlig og teknikken krever ikke tilsetning av kjemikalier for å fungere. Det genereres dermed ikke noe farlig avfall. Samtidig er mengden filtermasse som må skiftes ut forholdsvis lav.

Nutshell-filter er hovedsakelig i bruk i USA og i Midtøsten på landanlegg, men forekommer også offshore.

Erfaringer

Det er begrenset erfaring med bruk av Nutshell-filter på offshore installasjoner. I forhold til andre teknikker i denne studien så er dette en relativt dyr teknikk og med plass- og vektbegrensninger. Teknikken trenger lav vannstrøm og tilbakevasking som genererer avfall.

Det finnes andre filtertyper installert på norsk sokkel i dag, men generell erfaring er at filterteknikker er veldig operasjonelt utfordrende. Olje og partikler avsettes på filteret, og effektiv tilbakevasking er vanskelig å få til, eventuelt veldig hyppig bytting av filterenhet (Videointervju med operatør 1 og 2, 2015).

5 BAT-EVALUERING OG KONKLUSJONER

I dette kapittelet presenteres resultatene og konklusjonene fra hver av kategoriene; miljø-, tekniske og økonomiske parametere. Den fullstendige tabellen er presentert i Vedlegg A.

En BAT-vurdering er installasjon-/feltspesifikk. Vurderingene i denne studien er gjort på generelt grunnlag og det må derfor tas hensyn til at for en spesifikk installasjon/felt så kan BAT-vurderinger gi en annen konklusjon. Hovedfokus i denne studien er på dispergert olje.

Det skal nevnes at omfanget for denne vurderingen er basert på en ny feltutbygging på norsk sokkel der injisering og utslipp til sjø skal vurderes.

Det kan anses å være BAT å injisere eller re-injisere det produserte vannet, men da dette ikke kan gjøres hele tiden bør det tas hensyn til 5 % utslipp til sjø ved planlagte eller ikke-planlagte driftsstopp. For flere felt vil injeksjon ikke være aktuelt ut fra geologiske/tekniske årsaker.

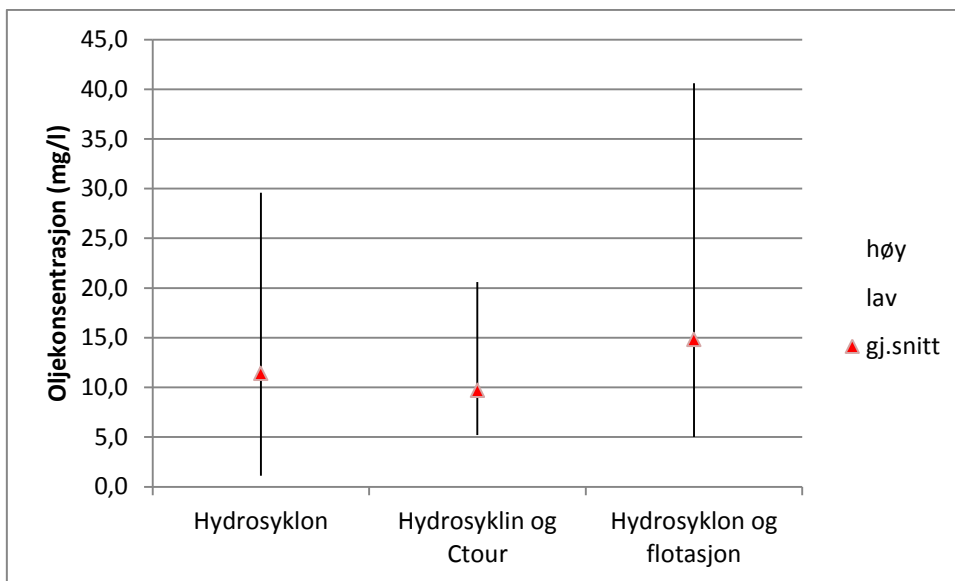
5.1 Miljøparametere

Ved vurdering av teknikkenes miljøytelse i form av foreslåtte parametere bør det nevnes at miljøytelsen kan være svært forskjellig fra installasjon til installasjon og over tid. En fullstendig liste over renseteknikkenes miljøytelse finnes i Vedlegg A.

Konsentrasjon av dispergert olje i vann

Fokuset for denne studien har vært renseteknikkenes effektivitet når det gjelder konsentrasjon av dispergert olje i vann. Effektiviteten er svært avhengig av dråpestørrelse, konsentrasjon av dispergert olje før rensing, mengde vann og operasjonelle variasjoner.

Alle teknikker som er studert har vist at dersom de rette forutsetningene er til stede, kan konsentrasjonen av dispergert olje i vann reduseres ned til nivåer på 5 mg/l (se figur 6). Enkelte felt vil ha stabile driftsbetingelser og kan da oppnå stabil og god rensing over lengre tid. Andre felt vil erfare større eller mindre svingninger over kortere eller lengre tid, som følge av midlertidige eller permanente endringer i driftsbetingelsene. Videre vil andre felt ha så kompleks brønnstrøm og driftsbetingelser at det vil være svært vanskelig å oppnå en slik rensesgrad, og det vil heller ikke være mulig å holde denne konstant. Figuren under er hentet fra studien med gjennomgang av erfaringer fra felt på norsk sokkel (DNV, 2015), og angir spennet i resultater for felt som benytter de ulike teknikkene i perioden 2009-2014.



Figur 6 Variasjon i olje-i-vann konsentrasjon for ulike renseteknikker på sokkelen i perioden 2009-2014 (DNV GL, 2015).

Det er mange forhold som påvirker hvilke teknikker som velges, og hvor god renseeffekt som oppnås for det enkelte felt. Viktige parametere er blant annet oljedråpestørrelse, oljetype, vannvolum, kjemikalietilsetninger, samt variasjoner i driftsbetingelsene over tid (vannkutt, trykkforhold, innfasing av nye brønner etc.). Sistnevnte underbygger også viktigheten av optimalisering av rensesystemet over tid. Optimalisering har blitt gjort på norsk sokkel med stor hjelp av kontinuerlig overvåking, og har for et felt resultert i 5-10 mg/l med bare hydrosykloner.

Generelt sett kan hydrosykloner redusere dispergert olje med opp til 98 % til under 30 mg/l (oljedråpestørrelser > 15 µm), kompakt flotasjon kan redusere ned til 10-15 mg/l (oljedråpestørrelse > 5 µm), og en kombinasjon av hydrosykloner og kompakt flotasjon kan gi samme ytelse. For CTour i kombinasjon med hydrosykloner kan en reduksjon ned til 5 mg/l oppnås, MPPE kan redusere > 99 % til under 5 mg/l og Nutshell-filter i kombinasjon med hydrosykloner kan oppnå en reduksjon ned til 5-10 mg/l.

Øvrige komponenters konsentrasjon

Reduksjon av øvrige komponenters konsentrasjon varierer mellom teknikkene. Hydrosykloner og Nutshell-filter tar i prinsippet bare bort dispergerte komponenter og olje. Kompakt flotasjon med eller uten hydrosykloner kan gi en viss reduksjon av PAH, BTEX og andre komponenter avhengig av gassstrømmen og -sammensetningen, samt en reduksjon av visse produksjonskjemikalier avhengig av type.

CTour i kombinasjon med hydrosykloner kan også fjerne oppløste komponenter som BTEX, PAH og produksjonskjemikalier som korrosjonshemmere. I visse tilfeller kan CTour gi en økning i utslippet av BTEX, men dette er avhengig av vann- og kondensat kvalitet og installasjonsspesifikke parametere (DNV GL, 2015). MPPE kan redusere konsentrasjonen av mange forskjellige typer av olje og produksjonskjemikalier (over 90 %) som PAH, BTEX, og korrosjonshemmere.

Kjemikaliebruk

Ingen kjemikalier trengs for å bruke hydroykloner ved drift (det kan være behov for kjemikalier for å fjerne avleiring). For kompaktflotasjon kan det være aktuelt å tilsette flokkuleringsmiddel for å øke effektiviteten av separasjonsprosessen. CTour og Nutshell-filter trenger ikke noen kontinuerlig bruk av kjemikalier. For MPPE kan det eventuelt være behov for kjemikalier for avsalting.

Energibruk

Hydroykloner har vanligvis ikke et direkte energibehov. Dersom vannstrømmen inn ikke har et høyt nok trykk vil det være behov for trykkstøtte fra pumper, og disse har et energibehov. For kompakt flotasjon trengs energi for å løse opp gassen i strømmen, men dette energibehovet skal være relativt lite.

For CTour trengs kondensat (avhengig av sammensetning) som gir et energibehov knyttet til transport og injeksjon av kondensatet i systemet, samt energi til en pumpe for trykkstøtte. MPPE har et relativt lavt energibehov knyttet til dampgenerator og pumper. Nutshell-filter har et energibehov knyttet til tilbakevaskingsprosessen for rensing av filtret.

Avfallsgenerering

Avfall fra hydroyklonsystemet og CTour består primært av sand og andre faste stoffer. Det samme gjelder for kompakt flotasjon der også skummet olje/gass blir transportert videre til lukket dreneringstank eller andre rensetrinn. Filteret bør byttes annethvert år MPPE, og for Nutshell-filter er det et tap av skallene med noen prosent per år som vil gå til avfallsstrømmen.

Annet

For hydroykloner er det en mulighet for at en del lavradioaktivt avfall genereres (NORM).

Generelt for renseteknikkene er det en fordel å ha kontinuerlig overvåking for optimalisering av systemet over tid. Det er viktig å overvåke konsentrasjonene av dispergert olje og identifisere og implementere potensielle tiltak for å opprettholde effektiviteten av renselanlegget. Dette kan for eksempel være operasjonelle driftsprosedyrer eller annen styring av systemer eller prosesser knyttet til renselanlegget.

5.2 Tekniske parametere

Avhengig av hver installasjon eller felt kan renseteknikkene ha forskjellige ytelser og effektivitet. En fullstendig liste av de tekniske parameterne for hver renseteknikk presentert i Vedlegg A.

Tekniske krav for renselanlegget

For hydroykloner må oljedråpestørrelsen være $> 15 \mu\text{m}$ for å få en reduksjonseffektivitet på opp til 98 %, det er også behov for konstant trykk og strøm for at hydroyklonene skal operere effektivt. Kompakt flotasjon kan redusere dispergert olje ned til $3 \mu\text{m}$ i dråpestørrelse og driften av rensesystemet er avhengig av oljetype, fluidkomposisjon, type av produksjonskjemikalier og flokkuleringsmiddel med mere. CTour trenger kondensat (normalt ca. 2 % av vannvolumet) samt forbehandling med for eksempel hydroykloner (alternativt i kombinasjon med kompakt flotasjon). MPPE krever forbehandling som for eksempel separator eller liknende og håndterer ikke store mengder produsert vann. Nutshell-filter krever en type forbehandling som sikrer at dispergert oljekonsentrasjonen ikke overstiger 100 mg/l for effektivt bruk av renseteknikken.

Injisering/Utslipp til sjø

Kravene til kvalitet på behandlet produsert vann som skal bli reinjisert er i stor grad lokasjonsspesifikke. Generelt skal det produserte vannet møte de samme standardene som ved utslipp for installasjoner der

hovedstrategien er injeksjon eller re-injeksjon. Dette fordi det ikke kan gis noen garanti for at det produserte vannet kan reinjiseres gjennom hele installasjonen/feltets levetid, på grunn av planlagte og ikke-planlagte driftsstans samt variasjoner og endringer i driften.

Krav til hjelpesystem/utstyr

For kompakt flotasjon er effektiviteten av rensesystemet avhengig av mengden gjenværende gass i det produserte vannet. Hvis det er for lite gjenværende gass, er det behov for injeksjon av gass (nitrogen eller drivstoffgass) som tilsettes oppstrøms for hver enhet. CTour er avhengig av kondensat, men teknikken er ikke begrenset til kondensatfelt. Kondensatet kan for eksempel være et biprodukt fra andre prosess-systemer på installasjonen. Hydrosykloner trenger normalt sett ingen spesifikke hjelpesystemer. MPPE trenger forbehandling og kan være veldig plasskrevende, i tillegg til at teknikken har begrensinger mht. vannvolum og strøm som skal renses. Dette gjelder også for Nutshell-filter.

Teknisk modenhet

Hydrosykloner er den mest modne teknikken for bruk offshore i denne studien, og er også den mest brukte teknikken på norsk sokkel. Mange av leverandørene har liknende produkter med sammenlignbar effektivitet. Kompakt flotasjon ligger noen år bak hydrosykloner når det gjelder optimalisering men er også en moden teknikk. For kompakt flotasjon finnes det mange forskjellige produkter, med variasjoner i erfaring og effektivitet. CTour er også en moden teknikk som er installert på norsk sokkel. MPPE har blitt pilottestet for offshore oljefelt men brukes primært på gass og kondensatfelt offshore eller på land. Nutshell-filter er en moden teknikk for visse bruksområder, men er ikke brukt mye offshore.

Annet

Generelt sett er renseteknikkenes ytelse avhengig av strømvariasjoner, trykkvariasjoner, komposisjonen av det produserte vannet, variasjoner i vannvolum med mere.

Hydrosykloner anses generelt å være en robust og sikker teknikk som kan håndtere store mengder produsert vann, men renser bare dispergert olje ned til en minste dråpestørrelse på 15 µm. Hydrosykloner trenger noe vedlikehold. Kompakt flotasjon anses å være en pålitelig teknikk og som ikke trenger spesielt mye vedlikehold (kun i forbindelse med planlagte driftsstopp). MPPE og Nutshell-filter har begrensinger knyttet til størrelse og vekt i korrelasjon med mengden vann som kan behandles.

5.3 Økonomiske parametere

Å estimere de økonomiske parameterne for hver renseteknikk er utfordrende, både fordi kostnadene er installasjonsspesifikke og erfaring viser at for eksempel OPEX beregnes svært ulikt mellom operatørene, både med hensyn på beregningsmetode og hva som er inkludert (DNV GL, 2015).

Valg av injisering (både for deponi og for trykkstøtte) medfører økt behov av energi og ofte økte kostnader (både CAPEX og OPEX) i forhold til rensebaserte teknikker.

Tallene i Vedlegg A er derfor svært usikre og bør kun brukes som en indikasjon.

CAPEX

Generelt sett er det store variasjoner i kostnadsestimatene for investeringer for de forskjellige renseteknikkene, men hydrosykloner, kompakt flotasjon og CTour kan ha relativt lave kostnader. Det er vanskeligere å få mer realistiske kostnadsestimater for MPPE og Nutshell-filter da disse i liten grad er i bruk offshore i dag. Det har ikke vært mulig å få kostnadsestimat for Nutshell-filter.

Investeringskostnadene vil i stor grad variere avhengig av vannmengde og kapasitet, oljetype, injeksjon/re-injeksjon, etc.. Erfaringer rundt investeringskostnader for systemer for renseteknikker fra

norsk sokkel varierer fra 100-1200 MNOK (DNV GL, 2015), noe som understreker både forskjell i nødvendig kapasitet og forskjell i kompleksitet for rensing mellom feltene.

Erfaringer om investeringer for injeksjon/re-injeksjon viser at dette generelt er en mer kostbar løsning (betydelige brønnkostnader), men med store variasjoner mellom feltene (DNV GL, 2015).

Ideelt sett burde det være mulig å indikere hvor store investeringer som er nødvendig for å implementere et tiltak som gir et felt/innretning en gitt bedre renseseffekt. Som følge av de feltspesifikke forskjellene, hvor hvert anlegg må spesialtilpassas aktuell brønnstrøm og driftsforutsetninger, er dette ikke mulig på et generelt grunnlag. I studien av erfaringer fra norsk sokkel (DNV, 2015) er det sett på to felt hvor det er installert ny innretning for blant annet prosessering og vannrensing. Målsetningen har naturligvis vært å oppnå tilsvarende («felt B») eller forbedret («felt A») rensing etter implementering av ny innretning. Ønsket effekt er foreløpig oppnådd for felt A, med en investering på ca. 250 MNOK. For felt B, hvor investering var på ca. 450 MNOK, er foreløpig oppnådd renseseffekt langt lavere enn for tidligere løsning. Dette antyder kompleksiteten i å angi økonomiske konsekvenser av en ønsket renseseffekt på et generelt grunnlag.



Figur 7 Oljekonsentrasjon (mg/l) for to felt før (heltrukken linje) og etter (stiplet linje) installering av ny plattform med ny renseteknikk for produsert vann (DNV GL, 2015).

OPEX

For driftskostnadene foreligger visse estimat, men disse varierer mye og er avhengige av hva som er inkludert i denne kategorien. Det har ikke vært mulig å trekke noen konklusjoner rundt de relative OPEX- kostnadene i forhold til de ulike teknikkene.

Erfaringer fra drift av renselanlegg på norsk sokkel kan generelt vurderes å ligge på 10-20 MNOK per år i gjennomsnitt, men dette varierer mellom felt og år (DNV GL, 2015).



5.4 Generell konklusjon

Hver renseteknikk kan ha ulike ytelser avhengig av lokasjons- og installasjonsspesifikke parametere. Disse parameterne kan endres over tid og kan være avhengige av feltets alder og at mengden vann og vannkvaliteten endres.

En teknikk som er veldig robust, og dermed har en mer eller mindre konstant ytelse i forhold til dispergert oljeinnhold, kan i et BAT-perspektiv komme dårligere ut enn en renseteknikk som kan gi lavere oljeinnhold, men som kanskje ikke er like robust og der ytelsen varierer mye.

Basert på erfaringer fra norsk sokkel er det vist at en renseteknikks ytelse under drift kan avvike fra spesifikasjonen som er oppgitt. Det kan være vanskelig å forutse en teknikks prestasjon i designprosessen, og derfor kan det være fordelaktig å optimalisere systemet etter installasjon.

6 DISKUSJON OG ANBEFALINGER

BAT for renseanlegg er installasjonsspesifikt

Hva som er BAT er spesifikt for hver enkelt installasjon eller felt og kan variere over tid på grunn av endringer i brønnstrøm og driftsrelaterte forutsetninger. Ulike renseteknikker har ulike begrensinger når det kommer til type produksjon (olje, gass, kondensat), oljetype, vannkvalitet, produksjonskjemikalier, innfasing av andre felt, endring i trykk og endring i vannvolum.

Alle teknikker kan være egnet til å redusere innholdet av dispergert olje til lave nivåer, men løsningene må spesialdesignes for hvert felt/innretning. På grunn av en del felts kompleksitet (både i design og i operasjon), vil rensing til et veldig lavt nivå ofte bli meget kostbart uavhengig av hvilken teknikk som brukes. Enkelte felt har en brønnstrøm hvor vannseparasjon er enkelt, og en oppnår en god rensing ved hjelp av enkle teknikker. Andre felt har langt mer komplekse driftsbetingelser, og oppnår relativt dårligere rensing selv med avanserte renseteknikker. I tillegg kommer variasjoner over tid, som følge av økt vannvolum, varierende brønnstrømkvalitet og endrede trykkforhold, samt innfasing av nye brønner – egne eller eksterne, gjerne med ulik oljetype og andre kjemikalietilsetninger.

Ved en BAT-tilnærming for en installasjon/felt anbefales det å ta inn levetidsperspektivet av renseanleggets design og ytelse ved å designe et så fleksibelt system som mulig. Endring av brønnstrømmen og dens egenskaper, og innfasing av nye brønner og installasjoner, kan føre til at det opprinnelige designet ikke fungerer optimalt gjennom hele feltets levetid. BAT er ikke bare definert som fysiske teknologier, men også i forhold til måten prosesser og systemer opereres.


Blant de renseteknikkene som finnes i dag, er det hydrosyklonene som er mest utviklet for bruk offshore. Hydrosykloner er, uavhengig av leverandør, ganske likt designet og optimalisert. Kompakt flotasjon er også en moden teknikk, men produktene har ulikt design og store forskjeller i effektivitet og ytelse. Noen korrelasjon mellom teknikk og lavest mulig rensegrad er ikke påvist (DNV GL, 2015), og ingen av teknikkene skiller seg ut som generelt bedre enn de andre.

Det anbefales at BAT-vurderinger for produsert vann for et nytt felt vurderes ut fra et systemperspektiv og startes tidlig i designfasen. BAT-vurderingen kan siden følges opp i de senere fasene i prosjektet, hvor flere detaljer vil være kjent, for å evaluere og bekrefte den opprinnelige BAT-vurderingen. Dersom det ved design er kunnskap om, eller stor sannsynlighet for, endringer i viktige relevante forutsetninger gjennom feltets levetid, er det viktig at BAT tar tilstrekkelig hensyn til fleksibilitet for å imøtekomme disse endringene. Dette kan være en utfordring, men er viktig for å gi en best mulig effekt av teknikken i et livsløpsperspektiv.

Håndtering av produsert vann

For å minimere andelen av dispergert olje i utslipp av produsert vann er det ikke bare renseteknikkene som bør ses på i et helhetsperspektiv, men hele systemet for produsert vann. Gjennomføring av BAT-vurderinger i et helhetsperspektiv og i en tidlig prosjektfase kan gi viktige innspill til design. Dette kan også gi en bedre forståelse av funksjonskravene til renseanlegget, som avhenger av design av separasjonssystemet, reservoarstyring og vannavstenging.

I dag slippes ca. 70 % til sjø av det totale volumet av produsert vann på norsk sokkel. De senere årene har det vært en gradvis økning i konsentrasjonen av dispergert oljeinnhold i produsert vann, noe som primært skyldes aldrende felt med høyt vannvolum (DNV GL, 2015). Erfaringer fra norsk sokkel viser at det for enkelte felt er vanskelig med injisering av produsert vann, primært på grunn av reservoarforhold, men også økonomisk. En slik løsning krever også ofte mye energi som kan gi økte utslipp fra forbrenning.



En annen del av håndteringen av produsert vann er kontinuerlig overvåking (direkte overvåking) og styring av systemet og andre deler av produksjonsprosessen. Ved å optimalisere prosessene og endre visse driftsoperasjoner over tid, kan effektiviteten av rensesanlegget og hele håndteringen av produsert vann forbedres. Det anbefales derfor å overvåke rensesystemet kontinuerlig.


Miljørisiko fra utslipp av produsert vann

Miljøriskoen fra utslipp av produsert vann er ikke bare avhengig av konsentrasjonen av dispergert olje, men er normalt i større grad avhengig av oppløst olje og andre komponenter som produksjonskjemikalier. Bidraget fra dispergert olje til total EIF er begrenset, normalt med bidrag på 0-3 % (opp til vel 10 % for enkelte felt). Produksjonskjemikalier som korrosjonshemmere og H₂S-fjernere bidrar ofte i større grad til total EIF (DNV GL, 2015). En viktig parameter for å minske både EIF og bidra til renseteknikkenes effektivitet er derfor håndtering og valg av produksjonskjemikalier.

Det anbefales å se på alle faktorer som kan bidra til den potensielle miljøriskoen (for eksempel ved bruk av EIF) fra produsert vann, og sikre en levetidstilnærming for nye installasjoner gjennom en BAT-prosess. For eksempel kan tidlig beregning av EIF, der bidragene fra ulike oljekomponenter og eventuelle andre stoffer identifiseres, brukes for å optimalisere design og valg av tekniske løsninger. Det kan imidlertid være stor usikkerhet i beregningene av EIF i et tidlig stadium, og det er derfor viktig at også annen kunnskap om mulige endringer i brønnstrøm over tid, herunder innfasing av eksterne brønner, vektlegges i en BAT-vurdering.

7 REFERANSER

- (Thomas et al., 1998) Water Shutoff Treatments -Reduce Water and Accelerate Oil Production, Thomas et al., 49th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM in Calgary, Alberta, Canada, June 8-10, 1998.
- (DNV GL, 2015) Mulig strengere krav til olje i produsert vann, Produsert vann håndtering- erfaringer fra norsk sokkel, Norsk olje og gass, DNV GL 2015.
- (Oljedirektoratet, 2011) Miljøteknologi, Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumsindustrien på norsk sokkel. Oljedirektoratet, september 2011.
- (ProSep, 2013) ProSep, Unknown date. The CTour Process for Produced Water Treatment. Tilgjengelig på: <http://www.prosep.com/files/brochures/CTour.pdf>. Last accessed 01.03.2013.
- (Igunnu & Chen, 2012) Igunnu, Igunnu T. & Chen, George Z., 2012. Produced water treatment technologies. Int. J. Low-Carbon Tech. (2012) First published online: July 4, 2012.
- (Forurensningsforskriften, 2004) Forurensningsforskriften, Klima- og miljødepartementet, 2004
- (Intervju med leverandør 1, 2015) Telefonintervju med Jan Bart Kok og Dick Meijer på Veolia – Water technologies – MPPE, 24. September 2015
- (Videointervju med operatør 1, 2015) Videointervju med anonym operatør 1, 28. September 2015.
- (OSPAR, 2006) OSPAR Recommendation 2006/4 for the Management of Produced Water from Offshore Installations
- (Miljødirektoratet, 2015) Tekna Produced Water Management Conference, Stavanger 2015, presentation from Norwegian Environmental Agency – Produced water regulations- NCS
- (Videointervju med operatør 2, 2015) Videointervju med anonym operatør 2, 2. oktober 2015
- (OSPAR, 2013) Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations, OSPAR Commission, 2013.
- (Grini et al., 2002) Grini PG, Hjelsvold M, Johnsen S. Choosing produced water treatment technologies based on environmental impact reduction. In: HSE Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2002. 20–22 March, SPE paper 74002
- (Siemens, 2011) Walnut Shell Filter Reuse Potential, Mike Howdeshell, Chris Catalanotto, Eric Lorge, Presentation, Siemens 2011.
- (Atarah, 2011) Justine Justice Apegase Atarah, The use of Flotation Technology in Produced Water Treatment in the Oil & Gas Industry, Master's thesis University of Stavanger, Faculty of Science and Technology, 2011

- 
- (Thylander, 2013) Karlström Thylander, Emma. Offshore Oil and Gas activities in Arctic areas – An investigation of Best Available techniques for reducing environmental impacts, Master of Science thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2013.
- (Meijer, 2009) Dick TH. Meijer & Kenneth Severing, Toxic dissolved and dispersed hydrocarbon removal in industrial wastewater and groundwater treatment and reuse with the Macro Porous Polymer Extraction Technology, This paper was presented at the International Water Conference Orlando, USA on October 5, 2009
- (ProSep, 2014) Deep Bed Nutshell Filter, Product/data sheet, tilgjengelig på www.prosep.com, 2014

VEDLEGG A – VURDERING AV MILJØ-, TEKNISKE- OG ØKONOMISKE PARAMETERE

Miljøparametere

Teknikk	Reduksjon av dispergert oljekonsentrasjon	Øvrige komponenters konsentrasjon	Kjemikaliebruk	Energibruk	Avfallsgenerering	Andre
Hydrosyklon	Kan redusere dispergert olje med opp til 98 % for olje dråper > 15-30 µm og kan komme ned mot konsentrasjon på 40-60 mg/l (OSPAR, 2013). Erfaring fra felt, ved optimalisert drift, kan komme ned mot en konsentrasjon på 5 mg/l.	Tar ikke bort oppløste komponenter (oppløst olje, PAH, BTEX, produksjonskjemikalier) (OSPAR, 2013).	Ingen kjemikalier nødvendige (OSPAR 2013).	Vanligvis trenges ikke energi for å drive hydrosyklonanlegget dersom reservoartrykket og trykket i innløpet til hydrosyklonen er tilstrekkelig. Noen ganger er det behov for trykkstøtte og energibehovet for pumper for å trykke sette før innløpet til hydrosyklonen kan ligge rundt 24-30 kW (0,2 kWh/m ³) (OSPAR 2013).	Genererer faste stoffer (sand) og mulig avleiring av utstyr (OSPAR 2013). Generelt kan avfallsgenerering ha andre aspekter innen arbeidsmiljø (håndtering av avfall for eksempel radioaktivt avfall) både offshore og på land samt medføre til økt OPEX (Videointervju med operatør 1, 2015)..	For hydrosyklonene kan muligens litt radioaktivt avfall genereres - NORM (OSPAR, 2013).
Kompakt flotasjon	Reduserer dispergert olje til 10-15 mg/l (oljedråpestørrelse > 5 µm), i flere trinn kan en oppnå reduksjon opp til 80-95 %. (OSPAR, 2013; Thylander, 2013) Kan redusere olje i vann konsentrasjonen til under 5 ppm i visse fall (Atarah, 2011).	Oljeholdige komponenter: Kan gi reduksjon av PAH, BTEX og andre komponenter (avhengig av gass-strømmen og gass komposisjonen) (OSPAR, 2013) Produksjonskjemikalier: Kan ha noen reduksjon avhengig av type (OSPAR, 2013)	Kan være aktuelt med tilsetning av kjemikalier (flokkuleringsmiddel) ved flotasjon for å øke effektiviteten av separasjonsprosessen (OSPAR, 2013) (Atarah, 2011)	Energibehov for å trykke sette CFU systemet for å oppløse gassen i strømmen (Atarah, 2011). Relativt lav eller ingen energi trenges (OSPAR, 2013)	Kan ha generering av faste stoffer fra separasjonsprosessen. Olje og gass, sammen med en liten mengde vann blir skummet fra overflaten som går videre til lukket dreneringstank eller ytterligere rensetrinn. Behandlet vann går videre for utslipp til sjø, injeksjon eller til videre vannbehandling nedstrøms (OSPAR, 2013). Generelt kan avfallsgenerering ha andre aspekter innen	

Teknikk	Reduksjon av dispergert oljekonsentrasjon	Øvrige komponenters konsentrasjon	Kjemikaliebruk	Energibruk	Avfallsgenerering	Andre
					arbeidsmiljø (håndtering av avfall for eksempel radioaktivt avfall) både offshore og på land samt medføre til økt OPEX (Videointervju med operatør 1, 2015)..	
Hydrosyklon + kompakt flotasjon	Kombinasjonen av hydrosykloner (med avgassingstank) og CFU kan redusere dispergert olje til 10-15 mg/l (oljedråpestørrelse > 5 µm).	Oljeholdige komponenter: Kan ha noen reduksjon av PAH og BTEX. Produksjonskjemikalier: Kan ha noen reduksjon (Thylander, 2013).	Kan være aktuelt med tilsetning av kjemikalier (flokkuleringsmiddel) ved flotasjon for å øke effektiviteten av separasjonsprosessen (OSPAR, 2013) (Atarah, 2011)	Vanligvis er det ikke noen energibehov nødvendig for hydrosykloner, dersom reservoartrykket og trykket i den etterfølgende hydrosyklon inngangen er tilstrekkelig. Ellers trenges trykkstøtte med hjelp av pumper. Energibehov for å trykk sette CFU systemet for å oppløse gassen i strømmen (Atarah, 2011).	Kan ha generering av faste stoffer fra separasjonsprosessen. Generelt kan avfallsgenerering ha andre aspekter innen arbeidsmiljø (håndtering av avfall for eksempel radioaktivt avfall) både offshore og på land samt medføre til økt OPEX (Videointervju med operatør 1, 2015)..	For hydrosyklonene kan muligens litt radioaktivt avfall genereres - NORM (OSPAR, 2013).

Teknikk	Reduksjon av dispergert oljekonsentrasjon	Øvrige komponenters konsentrasjon	Kjemikaliebruk	Energibruk	Avfallsgenerering	Andre
Hydrosyklon + CTour	Kan redusere dispergert olje til under 5 mg/l.	Kan ta bort løste aromatiske stoffer, BTEX (30-35 % reduksjon), Benzene, PAH (80-85% reduksjon), fenoler. Produksjonskjemikalier: kan ta bort korrosjons hemmer (40 % reduksjon) avhengig av type av kjemikalier. (OSPAR, 2013; DNV GL, 2015) I visse tilfeller kan CTour gi en økning i utslippet av BTEX, men dette er avhengig av vann- og kondensatkvalitet og installasjons spesifikt (DNV GL, 2015)	Trenger ikke noen kontinuerlig tilsetning av kjemikalier (unntatt kondensat).	Kondensat (beroende på komposisjon) trengs og energi trengs for transport og injeksjon av kondensat inn i systemet. Booster pump for økning av trykk (OSPAR, 2013).	Kan ha generering av faste stoffer fra separasjonsprosessen. Generelt kan avfallsgenerering ha andre aspekter innen arbeidsmiljø (håndtering av avfall for eksempel radioaktivt avfall) både offshore og på land samt medføre til økt OPEX (Videointervju med operatør 1, 2015)..	For hydrosyklonene kan muligens litt radioaktivt avfall genereres - NORM (OSPAR, 2013).
Macro Porous Polymer Extraction (MPPE)	Reduksjon av >99 % av dispergert olje, kan komme ned til under 5 mg/l (Intervju med leverandør 1, 2015)	Oljekomponenter: Kan ta bort oppløst olje, BTEX (kan redusere over 99 % ved 3000 ppm konsentrasjon (Meijer, 2009)), Benzene, PAHs og andre komponenter (som alifatiske hydrokarboner 91-95 % reduksjon) (> 99 % ved 300-800 ppm innført konsentrasjon)(OSPAR, 2013; Igundu & Chen, 2012) Produksjonskjemikalier: Kan ta bort metanol og korrosjons hemmer (> 99 % om tilsatt og den	Ingen kontinuerlig bruk av kjemikalier. (Igundu & Chen, 2012) Ekstraksjonsvæske konsumeres langsomt og transporteres med BTEX via separatoren. Muligvis trengs kjemikalier for å avsalte tilførselsvann for LP dampproduksjonen.	Elektrisitet (relativt lavt bruk (Igundu & Chen, 2012)) til dampproduksjon (2,5-6 kg lavtrykks damp per m3 vann) og til pumper, noe som kan medføre økt utslipp til luft. Den største delen av energiforbruket kommer fra dampproduksjonen (Intervju med leverandør 1, 2015).	MPPE genererer ikke noe avfall. Hydrokarbonene som kommer fra rensingsprosessen er nesten helt uten forurensinger og blandes med kondensatet. (Intervju med leverandør 1, 2015). Generelt kan avfallsgenerering ha andre aspekter innen arbeidsmiljø (håndtering av avfall for eksempel radioaktivt avfall) både offshore og på land samt medføre til økt OPEX.	Denne teknikken er testet og i bruk i gass/kondensatproduksjon, første anlegget installert 1994. Designlevetid av en enhet kan være opp til 40 år. MPPE filtermediet bør byttes ca. hvert 2-4 år. Det brukte filtermediet returneres til leverandøren, der det renses og klargjøres for gjenbruk (Intervju med leverandør 1, 2015).

Teknikk	Reduksjon av dispergert oljekonsentrasjon	Øvrige komponenters konsentrasjon	Kjemikaliebruk	Energibruk	Avfallsgenerering	Andre
		hydrofobiske delen er fjernet) (OSPAR, 2013) Metall: Kan ta bort kvikksølv (testet på gassproduksjon) (OSPAR, 2013)				
Hydrosyklon + Nutshell filter	Kan redusere opp til 98 % av frie og dispergerte hydrokarboner og faste stoffer > 5 µm (ProSep, 2014). Visse leverandører skriver at maksimal olje innhold i innløpet 100 ppm og vid en forventet 90-95 % reduksjonseffektivitet kan dette gi 5-10 ppm konsentrasjon i behandlet vann (Siemens, 2011)	Nutshell filter brukes i hovedsak for å fjerne suspendert stoff og frie oljepartikler (og ikke oppløste oljepartikler eller BTEX etc.) (Siemens, 2011)	Ingen kjemikalier trenges. Filtermaterialet (nutshell) er biprodukter og vannet for tilbakevasking er ubehandlet vann (Siemens, 2011)	Avhengig av typen av tilbakevaskingprosess kan det være forskjellige behov for energi (til pumper, omdirigering av tilbakevaskingsvann, potensielt tilsetning av gass).	Nutshell filtet har et tap av skallene per år og en del går til avfallsstrømmen (noen prosent) (Siemens, 2011). Generelt kan avfallsgenerering ha andre aspekter innen arbeidsmiljø (håndtering av avfall for eksempel radioaktivt avfall) både offshore og på land samt medføre til økt OPEX.	For hydrosyklonene kan muligens litt radioaktivt avfall genereres - NORM (OSPAR, 2013)

Tekniske parameterer

Teknikk	Tekniske krav fra renseanlegget	Injisering / Utslipp til sjø	Krav på hjelpesystem/utstyr	Teknisk modenhet	Andre
Hydrosyklon	<p>Det finnes forskjellige typer av hydroykloner, statiske og roterende (kun statiske synes å være i bruk på norsk sokkel). Roterende hydroykloner, kan behandle oljedråpe størrelse på ned til 5 µm og kan ha høyere reduserings effektivitet enn statiske.</p> <p>For høyere kapasitet kan flere hydroykloner plasseres parallelt og intrigert i et sett av komponenter. (OSPAR, 2013)</p> <p>Oljedråpestørrelse må være > 15 µm. Reduksjonseffektivitet for olje er opp til 98 % for dråpestørrelse > 15-30 µm avhengig av den spesifikke egenvekten av oljen.</p> <p>Etter behandling med hydroykloner blir produsert vann ført videre inn til en avgassingstank, der gassen fjernes. Konstant minimumstrykk og strøm trenges for å operere tilstrekkelig, prosessen kan dermed bli berørt vis det finnes gass. (OSPAR, 2013; DNV GL, 2015)</p>	<p>Kravene til kvalitet på behandlet produsert vann som vil bli reinjisert er ganske feltspesifikke, så det er vanskelig å gjøre noen generelle konklusjoner om dette. Men generelt, for installasjoner der hovedstrategien er injeksjon eller re-injeksjon, skal det produserte vannet møte de samme standardene som ved utslipp, fordi det ikke kan gis noen garanti for at det produserte vannet kan reinjiseres på alle tider av installasjonen/feltets levetid.</p> <p>Valg av injisering (både for deponi og for trykkstøtte) medfører økte behov av energi og medfører også økt kostnader (både CAPEX og OPEX).</p>	<p>Ingen spesifikke krav på hjelpeutstyr.</p>	<p>En veldig moden og utviklet teknikk (mange leverandører tilbyr veldig likende design og ytelse). Den er en av de vanligste teknikkene på norsk sokkel i dag.</p>	<p>Dette er en fysisk metodikk for å ta bort væske basert på egenvekt. Hydroykloner har material av metall, plast, keramikk.</p> <p>Erfaringer fra norsk sokkel er at værforhold kan ha en påvirkning på rensegraden til hydroykloner for innretninger som kan ha bevegelser (som f.eks. FPSO), da bevegelser kan føre til ustabil olje/vann-kontakt (DNV GL, 2015). Ofte må hydroyklonene renses for å unngå avleiring (varierende fra felt til felt) i blant så ofte som hver 3. måned (DNV GL, 2015).</p> <p>For høyere kapasitet kan flere hydroykloner plasseres parallelt og integreres i et sett av utstyr.</p> <p>For anlegg som er dimensjonert for store vannmengder, kan lav produksjon påvirke rensegraden til hydroyklonene negativt på grunn av ustabilitet i olje/vann-kontakten (DNV GL, 2015).</p> <p>Anses å være et robust og kompakt system, men er mindre robust ved endringer i prosessen.</p> <p>En roterende hydrosyklon har roterende deler og krever hyppig vedlikehold. (OSPAR, 2013)</p>

Teknikk	Tekniske krav fra renseanlegget	Injisering / Utslipp til sjø	Krav på hjelpesystem/utstyr	Teknisk modenhet	Andre
Kompakt flotasjon	<p>Passer for oljedråper ned til tre mikrometer dråpestørrelse (OSPAR, 2013).</p> <p>Kritiske drifts parametere er: dråpestørrelse, stabiliseringsmiddel på overflaten for små oljedråper, gass i vann, enkelte brønnekjemikalier og operative kjemikalier strømmes tilbake til produserte vannsystemet, oljebelagte faste stoffer.</p> <p>Kapasitet, m³ per time: 540</p> <p>Et installasjon med en operasjon volum på 2,4 m³ kan behandle en vannstrøm opp til 220 m³ / t (33 000 fat per dag). (Atara, 2011)</p> <p>Erfaring er at CFU ikke egner seg som renseteknikk for vann med lav salinitet.</p>	<p>Kravene til kvalitet på behandlet produsert vann som vil bli reinjisert er ganske feltspesifikke, så det er vanskelig å gjøre noen generelle konklusjoner om dette. Men generelt, for installasjoner der hovedstrategien er injeksjon eller re-injeksjon, skal det produserte vannet møte de samme standardene som ved utslipp, fordi det ikke kan gis noen garanti for at det produserte vannet kan reinjiseres på alle tider av installasjonen/feltets levetid. Valg av injisering (både for deponi og for trykkstøtte) medfører økte behov av energi og medfører også økt kostnader (både CAPEX og OPEX).</p>	<p>Effektiviteten av flotasjon er avhengig av mengden av gjenværende gass som er tilstede i det produserte vannet. Dersom det er begrenset eller ingen gass er tilgjengelig i systemet, er effektiviteten av flotasjonsprosessen opprettholdt ved å injisere ytterligere gass (nitrogen eller drivstoffgass) oppstrøms for hver CFU. Mengden av injisert gass er <0,1 Sm³ / m³ produsert vann per CFU. Normalt driftstrykk vil være fra 0,5 barg og oppover (OSPAR, 2013).</p> <p>Sensitivitet oppstrøms, er lav eller ikke følsom for olje slugging, variasjoner i strømmen, faste stoffer, bevegelser (FPSO).</p>	<p>Moden teknikk og er i bruk på norsk sokkel. Kompakt flotasjon er brukt primært for konvensjonell olje og produsert vann. Det finns mange leverandører med mange forskjellige design for CFU og med varierende effektivitet.</p>	<p>Kompakt flotasjon (CFU) har et kompakt design som gjør det spesielt egnet for offshore installasjoner der plass er en begrensende faktor (OSPAR, 2013). Begrenset vedlikehold kreves for CFU ettersom faste stoffer ikke akkumuleres i systemet. Vedlikehold gjøres under normale perioder med driftsstans (OSPAR, 2013).</p> <p>Anses å være en pålitelig teknikk, ingen nedetid, ingen vedlikehold på utstyr trenges, krever ingen operatører kontinuerlig og ingen roterende deler.</p> <p>Stort operasjonsvindu (ned til 20 % av designstrømmen).</p> <p>Ikke utsatt for faste stoffer eller avleiring.</p> <p>Epcon Compact Flotasjon Unit (CFU) er en flerfase (olje / vann / gass) separator, uten bevegelige deler. Den krever ingen ekstern energi og anses være pålitelig og effektivt for separasjon av vann, olje og gass for å oppnå en høy standard av behandlet vann (Atara, 2011).</p>

Teknikk	Tekniske krav fra rensanlegget	Injisering / Utslipp til sjø	Krav på hjelpesystem/utstyr	Teknisk modenhet	Andre
<p>Hydrosyklon + kompakt flotasjon</p>	<p>Passer for oljedråper ned til tre mikrometer dråpestørrelse (OSPAR, 2013). Kritiske drifts parametere er: dråpestørrelse, stabiliseringsmiddel på overflaten for små oljedråper, gass i vann, enkelte brønnekjemikalier og operative kjemikalier strømmer tilbake til produserte vannsystemet, oljebelagte faste stoffer. Kapasitet, m³ per time: 540 Et installasjon med en operasjon volum på 2,4 m³ kan behandle en vannstrøm opp til 220 m³ / t (33 000 fat per dag). (Atara, 2011) Erfaring er at CFU ikke egner seg som renseteknikk for vann med lav salinitet.</p>	<p>Kravene til kvalitet på behandlet produsert vann som vil bli reinjisert er ganske feltspesifikke, så det er vanskelig å gjøre noen generelle konklusjoner om dette. Men generelt, for installasjoner der hovedstrategien er injeksjon eller re-injeksjon, skal det produserte vannet møte de samme standardene som ved utslipp, fordi det ikke kan gis noen garanti for at det produserte vannet kan reinjiseres på alle tider av installasjonen/feltets levetid. Valg av injisering (både for deponi og for trykkstøtte) medfører økte behov av energi og medfører også økt kostnader (både CAPEX og OPEX).</p>	<p>Effektiviteten av flotasjon er avhengig av mengden av gjenværende gass som er tilstede i det produserte vannet. Dersom det er begrenset eller ingen gass er tilgjengelig i systemet, er effektiviteten av flotasjonsprosessen opprettholdt ved å injisere ytterligere gass (nitrogen eller drivstoffgass) oppstrøms for hver CFU. Mengden av injisert gass er <0,1 Sm³ / m³ produsert vann per CFU. Normalt driftstrykk vil være fra 0,5 barg og oppover (OSPAR, 2013).</p> <p>Sensitivitet oppstrøms, er lav eller ikke følsom for olje slugging, variasjoner i strømmen, faste stoffer, bevegelser (FPSO).</p>	<p>Moden teknikk og finns installert på norsk sokkel.</p>	<p>Kompakt flotasjon (CFU) har et kompakt design som gjør det spesielt egnet for offshore installasjoner der plass er en begrensende faktor (OSPAR, 2013). Begrenset vedlikehold kreves for CFU ettersom faste stoffer ikke akkumuleres i systemet. Vedlikehold gjøres under normale perioder med driftsstans (OSPAR, 2013). Anses være en pålitelig teknikk, ingen nedetid, ingen vedlikehold på utstyr trenges, krever ingen operatører kontinuerlig og ingen roterende deler. Stort operasjonsvindu (ned til 20% av designstrømmen). Ikke utsatt for faste stoffer eller avleiring. Epcon Compact Flotasjon Unit (CFU) er en flerfase (olje / vann / gass) separator, uten bevegelige deler. Den krever ingen ekstern energi og anses være pålitelig og effektivt for separasjon av vann, olje og gass for å oppnå en høy standard av behandlet vann (Atara, 2011).</p>

Teknikk	Tekniske krav fra renseanlegget	Injisering / Utslipp til sjø	Krav på hjelpesystem/utstyr	Teknisk modenhet	Andre
<p>Hydrosyklon + CTour</p>	<p>Kondensat (avhengig av kondensat komposisjon), normalt trenges et kondensat volum på 2% (0,5-1,5 prosentvolum for visse felt) av produsert vann volumet. (OSPAR, 2013) Avhengig av et visst trykk, temperatur og kondensatkvalitet (DNV GL, 2015) Energi for booster pumpe for økning av trykk, som overstiger 40 bar for produsert vann (OSPAR, 2013) CTour fungerer godt med en forbehandling som gir 200-1000 ppm (ProSep, 2013) Kan også brukes oppstrøms fra CFU og er bra for store mengder produsert vann. Teknikken fjerner både dispergert og oppløste hydrokarbonkomponenter, og det er egnet for bruk på store felt med et høyt vannkutt.</p>	<p>Kravene til kvalitet på behandlet produsert vann som vil bli reinjisert er ganske feltspesifikke, så det er vanskelig å gjøre noen generelle konklusjoner om dette. Men generelt, for installasjoner der hovedstrategien er injeksjon eller re-injeksjon, skal det produserte vannet møte de samme standardene som ved utslipp, fordi det ikke kan gis noen garanti for at det produserte vannet kan reinjiseres på alle tider av installasjonen/feltets levetid. Valg av injisering (både for deponi og for trykkstøtte) medfører økte behov av energi og medfører også økt kostnader (både CAPEX og OPEX).</p>	<p>CTour trenger tilgang til kondensat, men det trenger ikke å være et kondensatfelt for at det skal fungere, vanligvis er kondensat tilgjengelig som et biprodukt fra andre prosesssystemer ombord.</p>	<p>Moden teknikk og finns installert på norsk sokkel.</p>	<p>Dette er ikke et mekanisk system så det krever relativt lite vedlikehold (noe for booster pumpe og separasjonstanker) (OSPAR, 2013). CTour kan behandle relativt store vannmengder og krever liten plass (DNV GL,2015). Det kan være en utfordring å ha tilgang til brukbart kondensat under hele feltets levetid. CTour trenger vedlikehold omtrent en gang per år, 2-3 uker. Visse felt har erfart avleiring på komponenter (DNV GL, 2015).</p>

Teknikk	Tekniske krav fra renseanlegget	Injisering / Utslipp til sjø	Krav på hjelpesystem/utstyr	Teknisk modenhet	Andre
<p>Macro Porous Polymer Extraction (MPPE)</p>	<p>Krever noen type av forbehandling, som en separator eller hydroykloner er nødvendig for oljefelt. Studier har vist at dette ikke nødvendigvis trenges for gas/kondensatfelt. (Igunnu & Chen, 2012)</p> <p>Strømningsvariasjoner: Produsert vann fra gassproduksjon: <3-140 m³/h per enhet. Høyere rate trenger parallelle enheter. Vær oppmerksom på at produsert vann fra oljeproduksjon ofte krever en kapasitet på >> 140 m³/h (Intervju med leverandør 1, 2015)</p> <p>Konsentrasjonsvariasjoner for dispergert olje er 100-1300 ppm (OSPAR, 2013) Typisk egnet for mindre mengder produsert vann. (Oljedirektoratet, 2011)</p>	<p>Kravene til kvalitet på behandlet produsert vann som vil bli reinjisert er ganske feltspesifikke, så det er vanskelig å gjøre noen generelle konklusjoner om dette. Men generelt, for installasjoner der hovedstrategien er injeksjon eller re-injeksjon, skal det produserte vannet møte de samme standardene som ved utslipp, fordi det ikke kan gis noen garanti for at det produserte vannet kan reinjiseres på alle tider av installasjonen/feltets levetid. Valg av injisering (både for deponi og for trykkstøtte) medfører økte behov av energi og medfører også økt kostnader (både CAPEX og OPEX).</p>	<p>Kan passe alle typer av installasjoner (faste innretninger, FPSOer etc.), men kan ha begrensning av vannstrøm og plass etc. Trenger noe forbehandling, f.eks. separasjons tank, hydroykloner for oljefelt.</p>	<p>Moden teknikk, men er ikke i bruk for oljefelt offshore, kun gass/kondensat. Pilottester har blitt gjennomført for olje.</p>	<p>Vedlikehold: Relativt lite, trenger bytte ut MPPE materialet hvert 2-4 år. Virker å være relativt fleksibel og påvirkes ikke mye av variasjoner i strømmen eller konsentrasjoner av BTEX. MPPE er relativ plass- og vektktrevende i forhold til kapasitet. Systemet kan være fullt automatisert og styres gjennom fjernstyring. (OPSAR, 2013) Operasjonskapasitet 0- 150 % av design kapasiteten (Intervju med leverandør 1, 2015) Relativt robust system avhengig av vannmiljøet (for eksempel produksjonskjemikalier, saltinnhold og pH) (Intervju med leverandør 1, 2015) MPPE er i dag mest hensiktsmessig å bruke for gassfelt eller felt med begrenset vannvolum, og krever betydelig energi og plass (DNV GL, 2015).</p> <p>MPPE finnes både som en permanent enhet (større og tyngre) og en flyttbar kompakt enhet (mindre og lettere, men oppfyller eventuelt ikke alle HMS regler med hensyn til tilgjengelighet for blant annet vedlikehold) (Intervju med leverandør 1, 2015)</p>

Teknikk	Tekniske krav fra rensenanlegget	Injisering / Utslipp til sjø	Krav på hjelpesystem/utstyr	Teknisk modenhet	Andre
<p>Hydrosyklon + Nutshell filter</p>	<p>Krever forbehandling av hydrosykloner slik at olje i vann konsentrasjoner er under 100 ppm eller lavere. Vid maksimal oljekonsentrasjon i innløpet, 100 ppm TSS, kan det forventes 90-95 % rensningseffekt (Siemens, 2011).</p>	<p>Kravene til kvalitet på behandlet produsert vann som vil bli reinjisert er ganske feltspesifikke, så det er vanskelig å gjøre noen generelle konklusjoner om dette. Men generelt, for installasjoner der hovedstrategien er injeksjon eller re-injeksjon, skal det produserte vannet møte de samme standardene som ved utslipp, fordi det ikke kan gis noen garanti for at det produserte vannet kan reinjiseres på alle tider av installasjonen/feltets levetid. Valg av injisering (både for deponi og for trykkstøtte) medfører økte behov av energi og medfører også økt kostnader (både CAPEX og OPEX).</p>	<p>Ingen spesifikke krav på hjelpeutstyr.</p>	<p>Moden teknikk for visse bruksområder. Har blant annet blitt brukt i pilottester på Valhall (Siemens, 2011). Og skal bygges på OCTP FPSO offshore Ghana.</p>	<p>Erfaring av filterteknikker fra operatør er at det kan være store problemer med for eksempel tetting av filtrene hovedsakelig på oljefelt.</p>

Økonomiske parametere

Teknikk	CAPEX	OPEX	Andre
Hydrosyklon	<p>Utstyrskostnad: 650 000 Euro (ny oljeplattform) (OSPAR, 2013) 790 000 Euro (nåværende oljeplattform) (OSPAR, 2013)</p> <p>Kostnad for implementering av løsning: 100 MNOK (DNV GL, 2015)</p>	<p>248 700 Euro/år (ny oljeplattform) (OSPAR, 2013) 147 100 Euro/år (nåværende oljeplattform) (OSPAR, 2013) Rensing av hydrosykloner (ca. 1400 arbeidstimer), 2,0 MNOK/år (DNV GL, 2015)</p>	<p>Ny oljeplattform: 22 Euro/kg dispergert olje fjernet (OSPAR, 2013). Nåværende oljeplattform: 38 Euro/kg dispergert olje fjernet (OSPAR, 2013). Avhengig av injisering/re-injisering av produsert vann leder dette til økt CAPEX og OPEX (f.eks. boring av deponibrønn, energibruk) (DNV GL, 2015; Videointervju med operatør, 2015). Kostnad for avfallsgenerering (offshore og på land) kan lede til økte driftskostnader (Videointervju med operatør, 2015).</p>
Kompakt flotasjon	<p>Utstyrskostnad: 7 MNOK (900.000 Euros) (Duplex steel) (OSPAR, 2013)</p> <p>Kostnad for implementering av løsning: 143 MNOK (DNV GL, 2015)</p>	<p>Minimal: ikke mye vedlikehold, ingen energibehov (OSPAR, 2013) Rensing av Epcon (CFU) ved revisjonsstans, ca. 5 MNOK hvert 3. år, ca. 2,0 MNOK/år (DNV GL, 2015)</p>	<p>Avhengig av injisering/re-injisering av produsert vann leder dette til økt CAPEX og OPEX (f.eks. boring av deponibrønn, energibruk) (DNV GL, 2015; Videointervju med operatør, 2015). Kostnad for avfallsgenerering (offshore og på land) kan lede til økte driftskostnader (Videointervju med operatør, 2015).</p>
Hydrosyklon + kompakt flotasjon	<p>Kostnad for implementering av løsning: 100-960 MNOK (DNV GL, 2015)</p>		<p>Avhengig av injisering/re-injisering av produsert vann leder dette til økt CAPEX og OPEX (f.eks. boring av deponibrønn, energibruk) (DNV GL, 2015; Videointervju med operatør, 2015). Kostnad for avfallsgenerering (offshore og på land) kan lede til økte driftskostnader (Videointervju med operatør, 2015).</p>

Teknikk	CAPEX	OPEX	Andre
Hydrosyklon + CTour	<p>Utstyrskostnad: Mellom 1,4 - 4,4 M Euro (OSPAR, 2013) Retrofitting er installasjons spesifikt.</p> <p>Kostnad for implementering av løsning: 1200 MNOK (DNV GL, 2015)</p>	<p>Lave (OSPAR, 2013) Drivkostnad for Court med tilhørende komponenter, 4,0 MNOK/år (DNV GL, 2015)</p>	<p>Avhengig av injisering/re-injisering av produsert vann leder dette til økt CAPEX og OPEX (f.eks. boring av deponibrønn, energibruk) (DNV GL, 2015; Videointervju med operatør, 2015). Kostnad for avfallsgenerering (offshore og på land) kan lede til økte driftskostnader (Videointervju med operatør, 2015).</p>
Macro Porous Polymer Extraction (MPPE)	<p>Utstyrskostnad: 270 000-370 000 Euro (for gassplattform) (OSPAR, 2013)</p>	<p>59 000-117 000 Euro/år (for gassplattform, inkluderer kostnader for utbytte av MPPE ekstraksjonsmiddel) (OSPAR, 2013)</p>	<p>Ny oljeplattform: 22 Euro/kg dispergert olje fjernet Nåværende oljeplattform: 38 Euro/kg dispergert olje fjernet (OSPAR, 2013) Avhengig av injisering/re-injisering av produsert vann leder dette til økt CAPEX og OPEX (f.eks. boring av deponibrønn, energibruk) (DNV GL, 2015; Videointervju med operatør, 2015). Kostnad for avfallsgenerering (offshore og på land) kan lede til økte driftskostnader (Videointervju med operatør, 2015).</p>
Hydrosyklon + Nutshell filter	<p>Ikke tilgjengelige data. Anses å ha en relativ høy kostnad.</p>	<p>Ikke tilgjengelige data.</p>	<p>Avhengig av injisering/re-injisering av produsert vann leder dette til økt CAPEX og OPEX (f.eks. boring av deponibrønn, energibruk) (DNV GL, 2015; Videointervju med operatør, 2015). Kostnad for avfallsgenerering (offshore og på land) kan lede til økte driftskostnader (Videointervju med operatør, 2015).</p>



About DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.