

MULIG STRENGERE KRAV TIL OLJE I PRODUSERT VANN

Håndtering av produsert vann - erfaringer fra norsk sokkel

Norsk olje og gass

Report No.: 2015-4277, Rev. 0

Document No.: 1QQ31VS-1

Date: 2015-11-04



Project name: Mulig strengere krav til olje i produsert vann DNV GL AS DNV GL Oil & Gas
 Report title: Håndtering av produsert vann - erfaringer fra norsk sokkel BDL Environmental Risk Management
 Customer: Norsk olje og gass, Vassbotnen 1 Postboks 8065 P.O.Box 300
 4068 Stavanger 1322 Høvik
 Norway Norway
 Contact person: Egil Dragsund Tel: +47 67 57 99 00
 Date of issue: 2015-11-04 NO 945 748 931 MVA
 Project No.: PP134199
 Organisation unit: BDL Environmental Risk Management
 Report No.: 2015-4277, Rev. 0
 Document No.: 1QQ31VS-1
 Applicable contract(s) governing the provision of this Report:

Objective:

The objective of this study is to present an overview of experiences from fields on the NCS on solutions wrt PW management, criteria for deciding on solutions, performance achieved, experiences, and costs.

Prepared by:



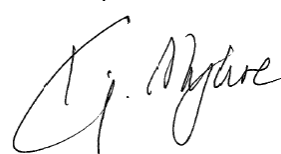
Steinar Nesse
Vice president

Verified by:



Valentin Vandenbusche
Senior Consultant

Approved by:



Kjersti Myhre
Head of Section



Astrid Jevne
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 Distribution:

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

Keywords:

Produced water
BAT

Rev. No.	Date	Reason for Issue	Prepared by	Verified by	Approved by
A	2015-10-02	Draft issued for comments	SNE	VVA	
0	2015-11-04	Final report	SNE	VVA	STIMY

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG.....	1
2	INNLEDNING.....	4
2.1	Målsetting	4
2.2	Bakgrunn	4
3	TILNÆRMING OG METODE.....	8
3.1	Oppgave	8
3.2	Tidligere arbeider	8
3.3	Data og felt	9
3.4	Nyttevurderinger	9
4	LØSNINGER FOR HÅNDTERING AV PRODUSERT VANN.....	10
4.1	Ulike teknikker for rensing av produsert vann	10
4.2	Feltvis oversikt av løsninger	12
4.3	Kriterier for valg av løsning	17
4.4	Erfaringer med teknikkene	18
5	OPPNÅDD RENSEEFFEKT FOR PRODUSERT VANN.....	20
5.1	Generelt om utslippsnivå	20
5.2	Strategier for håndtering av produsert vann	21
5.3	Feltvise resultater	22
5.4	Faktorer som påvirker løsningenes rensesgrad	26
5.5	Vurdering av hovedrenseteknikkene	27
6	KOSTNADER.....	30
6.1	Investeringskostnader	30
6.2	Driftskostnader	34
7	VURDERING AV NYTTE.....	36
7.1	Nasjonale miljømål og rammebetingelser	36
7.2	Status om kunnskap og om konsekvenser	37
7.3	Miljøriskobidrag til EIF fra olje i produsert vann	39
8	ANBEFALINGER.....	41
9	FORKORTELSER.....	42
10	REFERANSER.....	44

1 SAMMENDRAG

Nullutslippsarbeidet på sokkelen er forankret i en risikobasert tilnærming, hvor risikovurderinger blir brukt for å kunne sette inn tiltak der det er mest miljøeffektivt og samtidig gir en fornuftig balanse mellom kost og nytte. Tilsvarende, danner en risikobasert tilnærming grunnlaget for OSPAR sin anbefaling for håndtering av produsert vann, med vurdering av BAT på en feltspesifikk basis.

Generelt for HMS-regelverket på norsk sokkel gjelder også en risikobasert tilnærming, og dette medfører kostoptimale løsninger tilpasset risikonivået. I en risikobasert tilnærming ligger implisitt også en vurdering av føre-var-prinsippet, hvor blant annet usikkerhet om miljøvirkninger tillegges vekt ved valg av løsninger.

Nullutslippsarbeidet har medført en betydelig reduksjon av olje sluppet ut til havet, gjennom reinjeksjon og rensing av vann før utslipp. Betydelige investeringer er gjort for å oppnå dette, opp i flere milliarder NOK for enkelte felt. Drift av anleggene medfører i tillegg kostnader fra noen få til flere titalls millioner NOK per år. Gjennomsnittlig konsentrasjon av olje i produsert vann sluppet ut har siden 2006 vært i området 9 – 12,5 mg/l, svakt økende i perioden. De fleste feltene har utslipp langt under utslippskravet på 30 mg/l (månedlig snitt), mens noen få felt har problemer med stabil drift av injeksjonsanlegg og renseprosesser, av ulike årsaker. Økende olje i produsert vann utslipp medfører at myndighetene ikke er fornøyd med hva som er oppnådd totalt sett, og vurderer derfor ytterligere tiltak.

Forskning viser at komponenter som inngår i produsert vann kan medføre skadelige effekter på vannlevende organismer, men generelt ved konsentrasjoner som bare finnes helt nær utslippspunktet. Resultatene fra vannsøyleovervåkingen på sokkelen bekrefter at det ikke kan påvises negative virkninger fra utslippene utover nærområdet.

Den potensielle miljørisikoen knyttet til utslipp av produsert vann, uttrykt som EIF (Environmental Impact Factor), angir generelt et begrenset bidrag fra dispergert olje i vann, normalt 0-3 %, og opp i 10 % for enkeltfelt. Tilsatte kjemikalier som korrosjonshemmere og H₂S-fjernere, samt ulike naturlige forbindelser i vannet, bidrar generelt mer til miljørisikoen. Gjennom selskapenes nullutslippsplaner arbeides det systematisk med å redusere miljørisiko.

Miljødirektoratet har bedt operatørene om en teknologigjennomgang for felt med EIF over 10 og olje i produsert vann utslipp over 30 mg/l, med rapportering i mars 2016. I tillegg har Miljødirektoratet varslet et mulig strengere krav for olje i produsert vann på 10-15 mg/l for nye innretninger. Industrien finner et slikt krav som både uriktig og unødvendig for å opprettholde lav miljørisiko forbundet med håndtering av produsert vann.

I foreliggende studie er det sett på dagens løsninger for håndtering av produsert vann på eksisterende felt/innretninger på norsk sokkel, samt hvilken rensegrad som oppnås. Det er videre innhentet informasjon om forhold som påvirker effektiviteten av anleggene på de enkelte felt/innretninger. Resultatene understreker fakta som tidligere er rapportert også av miljømyndighetene:

- Et felt kan oppnå god renseseffekt med enkle teknikker, mens andre felt har mer utfordrende forhold, og krever ytterligere tiltak. Selv med slike tiltak implementert, kan variasjon i betingelser medføre store svingninger i renseseffekt.
- Ulike renseteknikker har begrensninger som har sammenheng med de operasjonelle betingelsene, herunder oljetype, vannkvalitet, vannvolum, endringer i trykkforhold, kjemikaliebruk, innfasing av brønnstrøm fra andre felt, etc.
- En teknikk som gir god renseseffekt ett sted kan således være mindre egnet eller uegnet andre steder.

- Det kan være betydelig variasjon i rensegrad over tid; fra en måned til en annen og mellom år, som følge av svingninger i driftsbetingelsene.

Dette understreker viktigheten av feltspesifikke vurderinger, i form av BAT ved valg av løsning, hvor nytteverdien skal stå i forhold til kostnadene.


Med dagens grense på 30 mg/l utøves i praksis en risikobasert tilnærming som sikrer betydelig reduserte utslipp utover hva denne grensen tilsier. En absolutt grense så lavt som på 10 mg/l vil i praksis tilsa at en går bort fra den generelle risikobaserte tilnærmingen i regelverket, og som også er anbefalt av OSPAR for håndtering av produsert vann, og vil være lite hensiktsmessig utfra flere forhold:

- Den gir lav nytteeffekt per krone investert for felt med lav miljørisiko.
- Den vil ikke nødvendigvis medføre BAT for marginale felt eller felt med injeksjon som primær strategi for produsert vann, men vil representere en betydelig fordyrende løsning.
- De fleste felt oppnår i dag en langt bedre rensegrad enn myndighetskravet, helt ned til <5 mg/l. En fast grense på 10-15 mg/l kan således virke mot sin hensikt og ikke gi ytterligere rensing.
- For løsninger som i dag oppnår 10 mg/l eller lavere (gjerne med design basis på 20-25 mg/l), vil et myndighetskrav på 10 mg/l medføre implementering av ytterligere og fordyrende løsninger, da leverandøren må garantere et slikt nivå og installere løsninger med bedre renseseffekt, til en høy kostnad.
- For løsninger som i dag oppnår 10 mg/l eller lavere er det gjerne svingninger over tid, hvor enkelte månedsverdier vil overstige 10 mg/l (produksjonsstart, oppstart av nye brønner, vedlikehold, revisjonsstans, etc.). Dette vil derfor kreve ytterligere tiltak i forhold til dagens løsninger.
- Et strengt fast renseskrav kan hindre innfasing av ny brønnstrøm fra eksterne felt, da erfaringer viser at innfasing av nye brønner kan gi forringede rensesbetingelser, og således medføre til dårligere utnyttelse av eksisterende infrastruktur.

Med få unntak, vurderes BAT for produsert vann løsning for alle feltutbygginger. Gjennom slike BAT vurderinger sikres kostnadstilpassede miljøløsninger. BAT-vurderinger favner langt bredere enn kun å fokusere på olje i vann (som er fokus i denne studien), hvor blant annet energibruk og kostnader også er sentrale tema. For nye felt på sokkelen vurderes injeksjon som en mulig strategi for håndtering av produsert vann. Injeksjon benyttes på mange felt, og volum av produsert vann som vil slippes ut avtar i henhold til siste prognoser. Felt/innretningsspesifikke renseteknikker vurderes som primær strategi for håndtering av produsert vann, samt for rensing av utslipp i perioder med nedetid på injeksjonsanlegg. For nye felt er mulighetene åpne for et bredere spekter av løsninger, enn for ettermontering på eksisterende innretninger, da vekt og arealbehov har relativt mindre betydning rent teknisk sett. Men, også for nye innretninger kan vekt og areal være begrensende for valg av løsninger, samt et viktig kostnadselement. For nye felt¹ ventes generelt en bedre renseseffekt enn på eldre innretninger med ettermontering.

Videreføring av dagens regelverkskrav og praksis bør sikre en fortsatt god rensegrad for olje i produsert vann på norsk sokkel. Siste forslag til endringer i aktivitetsforskriftens § 60 (30.06.2015) styrker fokus på miljørettede risikovurderinger, samt krav til utforming og operasjon av rensesanlegg slik at den miljømessige belastningen blir minst mulig. Dette anses som en opprettholdelse av den risikobaserte tilnærmingen for håndtering av produsert vann på sokkelen. Generelt ventes en fortsatt betydelig andel

¹ Løsninger for nye felt blir vurdert i en annen studie for Miljødirektoratet.



med reinjeksjon for nye felt, ettersom dette er en løsning som blir vurdert for alle nye felt. Derne­st forventes en generell forbedring av rensesgrad på nye felt, som legger til grunn BAT og får løsningen implementert allerede fra starten. For eksisterende felt pågår en teknologigjennomgang som kan medføre forbedringstiltak og lavere utslippskonsentrasjon som effekt. For å oppnå dette er det imidlertid viktig at produsert vann håndtering fremdeles har høy fokus i selskapene, og hvor de riktige investeringsbeslutninger gjøres. Med dagens oljepris og prosesser for kostnadsreduksjon er slik fokus nødvendig for å nå de ønskede mål.

Erfaringer fra sokkelen viser at innfasing av nye brønner, og spesielt fra andre felt, medfører forverret renses­effekt på vertsplattformen. Bruk av kjemikalier forverrer også separasjonen på flere felt. Det er også erfart noe nedgang i rensesgrad over tid som følge av endrede betingelser i brønnstrøm fra egne reservoar. Det anbefales derfor at det i forbindelse med nye feltutbygginger i større grad enn i dag i BAT vurderingene tas hensyn til mulig innfasing av brønnstrøm fra andre felt, samt økt grad av levetidsvurderinger, herunder også vurdering av materialvalg vs. kjemikaliebruk. For mulig fremtidig innfasing av andre brønner/felt vil det være viktig med robuste renseteknikker, som kan sikre fleksibilitet i forhold til endring i brønnstrøm og/eller vannmengde.

Injeksjon er den løsningen som reduserer utslipp av olje og andre komponenter i produsert vann til sjø mest. Samtidig erfares betydelige problemer med injeksjonen på flere felt, med injeksjonsregularitet ned til under 50 %. Det er viktig å oppnå best mulig regularitet og stabilitet på disse anleggene, og dette bør prioriteres foran rensing.

Miljørisikovurderingene viser at dispergert olje i vann utgjør en svært liten andel av risikobildet forbundet med produsert vann, uttrykt ved EIF. Men, olje i vann er en regulert parameter, og rensing av denne fraksjonen bidrar samtidig også til rensing av andre komponenter. Fokus bør rettes mot de parametere som bidrar mest til risikobildet, dvs. i hovedsak tilsatte kjemikalier (materialvalg for nye innretninger og kjemikalievurderinger for felt i drift).

Det synes som det er betydelig erfaring på tvers av selskapene knyttet til redusert renses­effekt i tidsperioden etter oppstart av nye brønner. Industrien bør vurdere muligheten for erfaringsutveksling og å etablere felles prosedyrer, for bedre å kunne overkomme de problemer som oppstår i denne forbindelse.

2 INNLEDNING

Miljødirektoratet har signalisert et mulig nytt krav til grenseverdi for dispergert olje i produsert vann på 10-15 mg/l, for nye feltinnretninger. I denne anledning vil Miljødirektoratet gjøre en kost-nytte vurdering, hvor de blant annet vil vurdere ny teknologi og/eller løsninger, og tilhørende kostnader. «BAT - Ny renseteknologi» er gjenstand for en egen studie igangsatt av Miljødirektoratet.

Samtidig vil de studere hvilke løsninger som finnes i bruk i dag, begrunnelse for valg av disse, kostnader og erfaringer. Norsk Olje og Gass (NOROG) har foreslått for Miljødirektoratet å fremskaffe denne dokumentasjonen. DNV GL bistår NOROG i å fremskaffe den forespurte dokumentasjonen, som er presentert i foreliggende rapport.

2.1 Målsetting

Målsetningen med foreliggende rapport er å gi en oversikt over erfaringer fra felt på norsk sokkel hva gjelder løsninger for håndtering/rensing av produsert vann, begrunnelse for valg av løsning, oppnådd rensegrad, erfaringer og kostnader.

Fokus er på olje i produsert vann.

2.2 Bakgrunn

Nullutslippsmålet for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld.nr.58 (1996-1997) om Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Målet ble utdypet i St.meld.nr.25 (2002-2003), for tilpasning til OSPAR – se under, og er senere presisert og spesifisert i en rekke stortingsmeldinger.

Nullutslippsmålet er et føre var-mål som ble etablert på et tidspunkt da utslippene av olje og kjemiske stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten økte sterkt, og flere fagmyndigheter og forskningsinstitusjoner advarte mot mulige effekter på livet i havet.

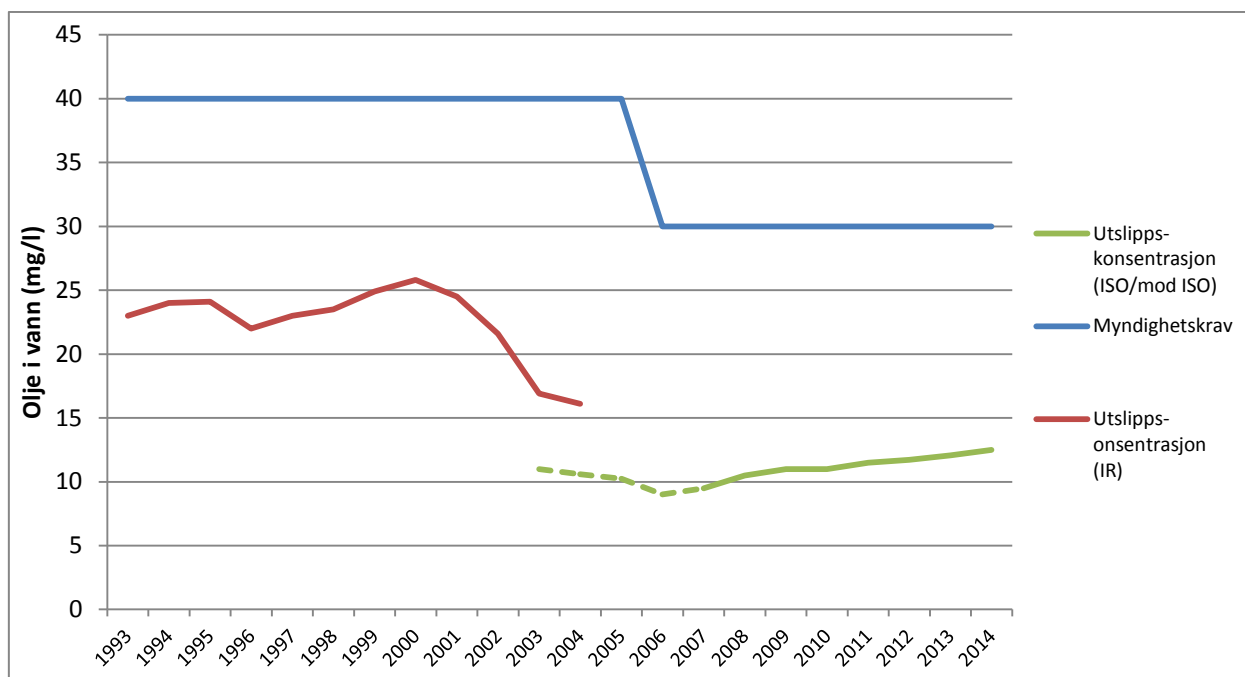
I henhold til OSPAR (Rec 2001/1) var det en målsetning at utslipp av olje med produsert vann i 2006 skulle være redusert med minst 15 % sammenlignet med utslippene i 2000, og at myndighetene krevde at oljeinnholdet i vannet ikke skal overstige 30 mg/l (fra og med 1.1.2007). Vedtaket fra OSPAR tok ikke hensyn til endring i aktivitet.

Det er siden gjennomført tiltak, både på eksisterende og nye felt, og det er skrevet flere oppsummeringer av resultatene fra nullutslippsarbeidet på ulike tidspunkt. Som følge av fokuseringen og de tiltak som ble implementert, var det en signifikant nedgang i olje med produsert vann tidlig på 2000-tallet. Gjennomsnittlig for sokkelen har olje-i-vann konsentrasjonen i mange år vært mellom 9 og 12 mg/l, i 2014 var den på 12,5 mg/l². Snittkonsentrasjonen har steget litt og gradvis siden 2006 (figur 2-1). Noen få felt klarer ikke å nå kravet på 30 mg/l pga. ulike feltspesifikke forhold og utfordringer, og dette gjelder spesielt for felt med injeksjon som primær strategi. Det er imidlertid en erkjennelse at vannmengden per produserte oljeenhet på sokkelen øker, noe som skyldes eldre felt med høy vanninnblanding.

Det ble tidligere benyttet en analysemetode for olje i vann (referert som IR-metoden, NS-9803), men fra 2002 begynte man i Norge å benytte GC (ISO 9377-2) som referansemetode for å unngå utslipp av freon. En modifisert ISO 9377-2 ble innført i OSPAR-området fra 2007³ (samtidig ble også myndighetskravet senket fra 40 til 30 mg/l), og dette medfører at rapporteringen fra og med 2007 ikke kan sammenlignes med tidligere rapportering. Figur 2-1 angir rapporterte verdier gjennom perioden.

² Til sammenligning har gjennomsnittlig konsentrasjon i utslipp på britisk sokkel vært stabilt mellom 14 og 15 mg/l siden 2007 (O&G UK, 2014).

³ ISO 9377 analyserer på C10-C40, mens modifisert metode analyserer C7-C40



Figur 2-1. Gjennomsnittlig konsentrasjon av olje i produsert vann på norsk sokkel og myndighetskrav. Kilde: OLF og NOROG årsrapporter og rapporterte tall for 2014.

Generelt gjelder at nullutslippskravene til tilsatte kjemikalier er møtt, og tilsvarende også målet for 15 % reduksjon i oljemengde (se følgende delkapitler). Miljødirektoratet vurderer imidlertid et skjerpet krav til olje i produsert vann for å sikre fortsatt fokus på og progresjon i nullutslippsarbeidet.

Miljødirektoratet har i tillegg bedt operatørene om å gjøre en teknologivurdering av renseprosessene for produsert vann over tid, for felt med EIF over 10 eller utslipp til sjø over 30 mg/l. Vurderingen skal også inkludere kostnader forbundet med de enkelte tiltak satt opp mot miljøgevinsten. Dette skal rapporteres inn til Miljødirektoratet i mars 2016.

Også kunnskapen omkring mulige effekter av utslipp av produsert vann har økt etter oppstart av nullutslippsarbeidet, hvor en god del dedikert forskning er gjennomført i tillegg til overvåking på sokkelen. En oppsummering av kunnskapen etter gjennomføring av PROOFny ble gjort i 2012 (Bakke *et al*, 2012) og representerer i store trekk dagens kunnskapsstatus. Dette er nærmere omtalt i kapittel 7.

2.2.1 Effekter av nullutslippsarbeidet

I april 2010 offentliggjorde daværende Klima- og forurensningsdirektoratet (KLIF) sin vurdering av måloppnåelse for nullutslippsarbeidet (TA-2637/2010). På dette tidspunkt var det allerede rapportert at målsetningen for tilsatte kjemikalier var nådd.

I 2003 ble det satt som et felles mål mellom industri og myndigheter å redusere utslipp av olje med produsert vann med 45 % fra 2002 til 2006. I henhold til KLIFs rapport kan oppnådd effekt anslås å være mellom 0-30 % per installasjon⁴, mens totalt oljeutslipp ble redusert med 18 %. Norge nådde

⁴ På grunn av usikkerhet knyttet til forholdet mellom ny og gammel analysemetode for olje kan ikke reell reduksjon kvantifiseres eksakt.

således OSPARs mål om 15 % reduksjon. (Uten tiltak var oljeutslippet forventet å øke med 60 % på grunn av økte vannmengder).

Rapporten konkluderte videre: «Det er grunn til fortsatt å ha fokus på utslippene av produsert vann, stille strenge krav til utslippene og arbeide videre for ytterligere reduksjon fordi utslippsreduksjonen av olje og naturlig forekommende stoffer har vært mindre enn forventet og mengdene produsert vann vil øke betydelig i årene fremover. Det er også kunnskapsmangler i forhold til miljøeffekter på lang sikt.»

I neste avsnitt presenteres utvikling i prognoser og rapporterte mengder produsert vann.

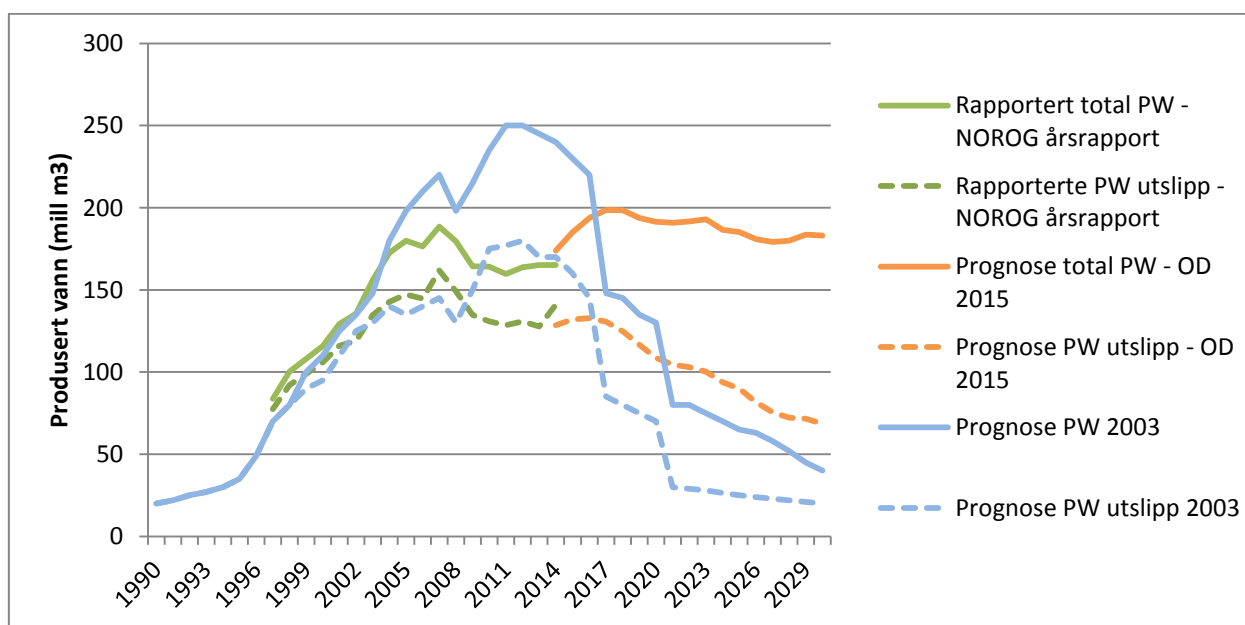
2.2.2 Prognoser for produsert vann

Tidligere prognoser anga et volum av produsert vann fra norsk sokkel på opp mot 300 millioner m³ per år, med forventet topp rundt år 2012. I rapporten med status og anbefalinger i 2003, ved innføring av OSPAR-kravene, ble volum produsert vann anslått til 250 millioner m³ i 2012, med over 70 % som utslipp (figur 2-2).

Realitetene har blitt vesentlig annerledes i forhold til disse tidlige prognosene. I år 2012 var rapportert volum produsert vann knapt 164 millioner hvorav vel 130 millioner m³ ble sluppet ut – ca. 65 % i forhold til tidligere prognose. Totalt sett produseres det mindre vann enn tidligere stipulert, mens relativ andel sluppet ut er høyere. Nedgangen skyldes flere forhold, for eksempel bedre reservoarstyring og vannavstengning, men også at tidligere prognoser nok var nokså grove og konservative anslag. Injeksjon av produsert vann har vært problematisk ved flere felt og har heller ikke vært anbefalt løsning på en del felt, som følge av reservoarforhold etc. (Se for eksempel TA-2468 for nærmere redegjørelse for problemstillinger knyttet til reinjeksjon).

I dagens prognose forventes volum produsert vann å øke frem til 2017-2018, for deretter å avta noe. Andelen av utslipp er nå på om lag 70 % og forventes å reduseres til under 60 % mot år 2020, og enda mer fremover. Prognosene utover år 2020 er imidlertid mer usikre.

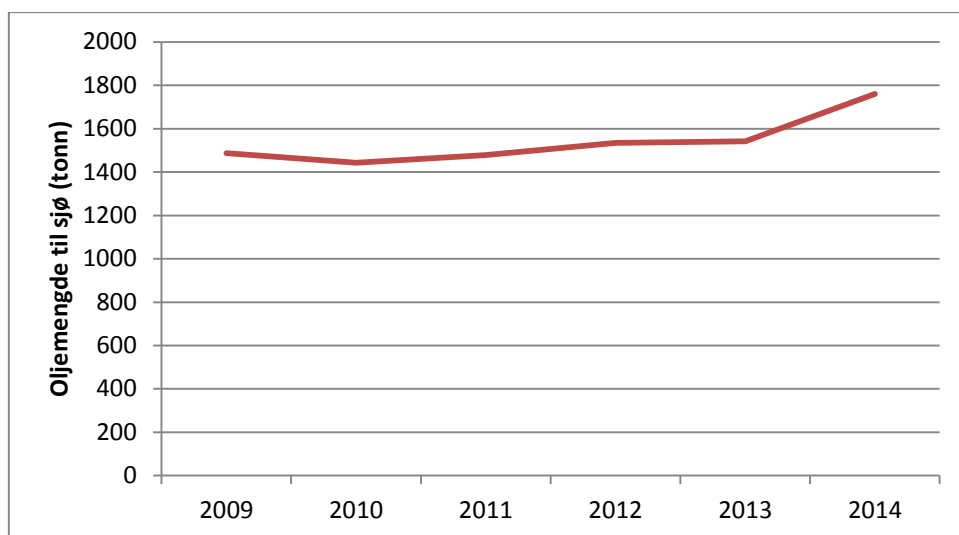
Dagens prognose er mer stabil enn tilsvarende fra 2003, som forventet en markant topp for deretter å avta. Dette er en viktig parameter ved valg av langsiktige løsninger med injeksjon og/eller robuste resneteknikker.



Figur 2-2. Tidligere prognose for produsert vann (TA-1962/2003), rapporterte tall (EW) og dagens prognose (OD – basert på RNB data).

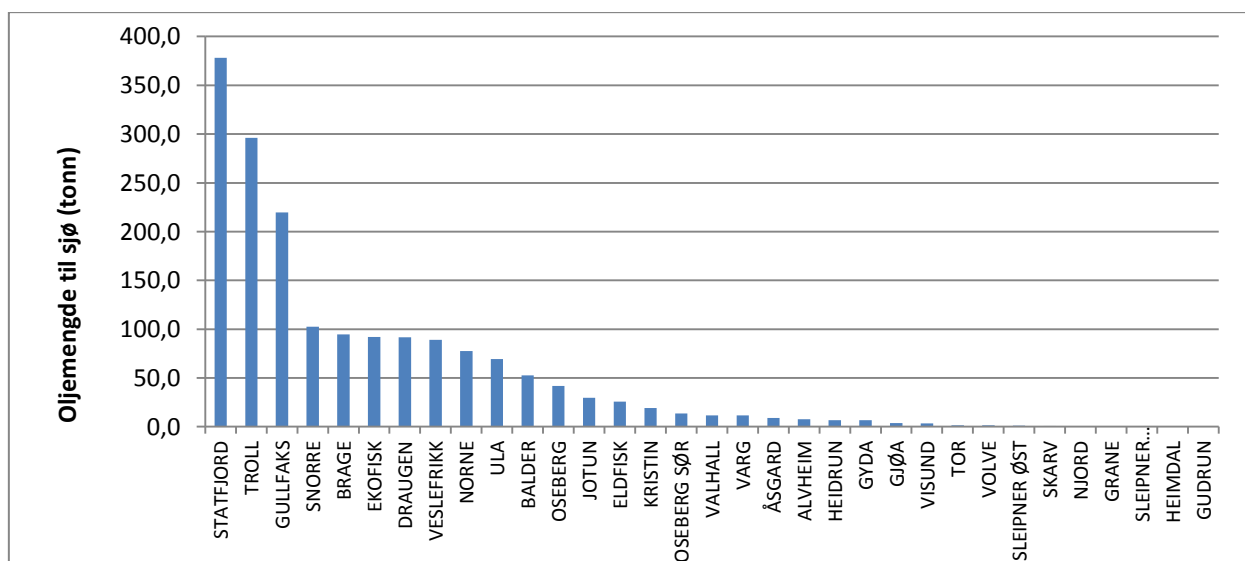
2.2.3 Oljemengde utslippet til sjø

Total oljemengde sluppet ut til sjø følger kurven til gjennomsnittlig konsentrasjon i utslipp (jf. figur 2-1) og viser en svak og jevn økning gjennom perioden, med større økning siste år pga. høyere vannmengde. Totalutslippet i 2014 var på vel 1760 tonn.



Figur 2-3. Totale utslipp av olje med produsert vann i perioden 2009-2014 (basert på EW).

Enkelte av feltene på sokkelen står for de største bidragene til det totale utslippet, hvor de åtte feltene Statfjord, Troll, Gullfaks, Snorre, Brage, Ekofisk, Draugen og Veslefrikk står for 77,5 %. Dette skyldes i hovedsak stor vannmengde. Merk at enkelte felt består av flere innretninger med utslipp, og flere også tar imot og behandler vann fra andre felter.



Figur 2-4. Bidrag fra felter til de totale utslipp av olje med produsert vann i 2014 (basert på EW).

3 TILNÆRMING OG METODE

3.1 Oppgave

Arbeidet som er gjennomført har forsøkt å ivareta følgende spørsmål for de enkelte innretningene:

- Hvilke renseteknologier er valgt
- Hvilke kriterier inngikk i vurderingen
 - Hvilke kriterier var utslagsgivende for valget av system (hvilke kriterier veier tyngst)
- Hva er kostnadene med systemet:
 - Implementering
 - Drift
- Hva er erfaringene med renseteknologien
 - Rensegrad
 - Driftsproblemer
 - Stabilitet/robusthet mot forstyrrelser
- Nytte

Relevant informasjon er fremskaffet på følgende måter:

- Fra tidligere studier og publikasjoner
- Basert på innrapporterte data
- Intervju med nøkkelpersoner og informasjon fra oljeselskaper

3.2 Tidligere arbeider

I forbindelse med nullutslippsarbeidet tidlig på 2000-tallet var det en aktiv dialog mellom industrien og myndighetene, med feltspesifikke planer, og uttesting og implementering av løsninger.

Tidlig i arbeidet ble det gjort vurderinger av tilgjengelige løsninger, omfang av tiltak som måtte til for å nå målene, samt kostnadsanslag for dette. Dokumentasjon om dette finnes i offentlige brev og rapporter, blant annet:

- TA-1996/2003. Operatørens arbeid for å nå målet om nullutslipp til sjø (SFT).
- Ta-1962/2003. Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Status og anbefalinger 2003. Rapport fra Nullutslippsgruppen (SFT, OD, OLF).
- Brev fra SFT november 2005. Petroleumsvirksomhetens arbeid med å møte nullutslippsmålene - vurdering av status og fremdrift.
- Brev fra OLF til SFT september 2008: Nullutslipp – felles tilbakemelding fra operatørselskapene.
- TA-2468/2008. Kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav om injeksjon/reinjeksjon av produsert vann, nullutslipp av borekaks og borevæske og inkludere radioaktivitet i nullutslippsmålet (Statens strålevern, Oljedirektoratet, SFT).
- TA 2637/2010. Petroleumsvirksomhetens arbeid med nullutslipp. Klima- og forurensningsdirektoratets vurdering av måloppnåelse for nullutslippsarbeidet, april 2010.

I forbindelse med den feltvise årsrapporteringen til Miljødirektoratet blir det videre gitt oppdatert informasjon om eventuelle endringer i planer og tiltak for nullutslippsarbeidet.

3.3 Data og felt

Data på utslippskonsentrasjon og vannmengde per felt og fordelt på år (2009-2014) og måned (for 2014) er hentet fra EW og nytt rapporteringsverktøy (EEH).

Basert på dette, er det laget oversikt med trender og eventuelle endringer i konsentrasjon per felt og sokkelen totalt.

I utgangspunktet var det tenkt å gjøre et utvalg av felt, men dette er utvidet til å favne samtlige felt med produsert vann. En sikrer således å ha med felt med ulike teknikker/løsninger og som omfatter en bredde av operatørselskaper. Sistnevnte spesielt med tanke på hvordan miljøkriterier benyttes ved valg av teknikker/løsninger. Tidspunktet er også lite gunstig for spesifikk fokusering mot enkeltfelt, da selskapene holder på med teknologivurderinger per felt som følge av Miljødirektoratets brev om dette. Informasjonen foreligger ikke, men skal rapporteres i mars 2016.

For å innhente nødvendig dokumentasjon er det opprettet direkte kontakt med flere operatørselskap, og det er avholdt møter med BP, ConocoPhillips, Det norske, Eni, GDF Suez, Statoil og TOTAL.

Primært er overflateinnretninger av interesse, da disse har selvstendige løsninger. Havbunnsfelt kan likevel være av interesse for å vise hvordan miljøkriterier er brukt i selskapenes interne vurderinger, samt hvordan disse eventuelt påvirker situasjonen på vertsplattformen. For enkelte havbunnsfelt er det egne løsninger for produsert vann, mens de fleste benytter vertsplattformens eksisterende løsning.

Oversikten vil angi, per felt:

- Teknologi/løsninger implementert, fra dato. Årlig veid gjennomsnittlig konsentrasjon av dispergert olje i utslipp.
- Erfaringer med drift av de ulike løsningene, diskusjon av hvordan feltspesifikke forhold påvirker rensesgrad etc.
- Kostnader for implementering (CAPEX) og drift (OPEX). Kostnadsvurderingene holdes på et overordnet nivå da studiens omfang ikke tillater detaljert analyse.
- Sammenfatning av kriterier/vurderinger for valg av og implementering av teknologi/løsninger.

3.4 Nyttevurderinger

Gjennomgang av EIF resultater (eller PEC/PNEC) for felt i drift før og etter implementering av ny teknologi/nye løsninger, vil angi grad av reduksjon i miljørisiko.

Oppsummering og vurdering av resultater fra miljøovervåking (vannsøyleovervåking) sett i forhold til tiltak implementert for produsert vann.

Kort oppsummering om effekter av produsert vannutslipp, i hovedsak basert på oppsummeringen fra PROOFNY (Bakke et al, 2012).

Innsamling av erfaringer (data fra analyser hvis tilgjengelig) om grad av renssevirkning av ulike teknologier for andre komponenter enn dispergert olje (BTEX, PAH etc.).

4 LØSNINGER FOR HÅNDTERING AV PRODUSERT VANN

4.1 Ulike teknikker for rensing av produsert vann

Alle innretninger som slipper ut produsert vann offshore har installert hydrosykloner, sentrifuger eller flotasjonsceller for å møte myndighetskravene for utslipp av dispergert olje. Hydrosykloner fjerner normalt 75-80 prosent av den dispergerte oljen fra det produserte vannet (TA-2637). For å møte nullutslippsmålene er det på mange felt i tillegg installert ytterligere rensemetoder.

Det finnes en rekke teknikker for rensing av produsert vann og som er i bruk på norsk sokkel, enten alene eller sammen med andre teknologier.

I 2013 ga OSPAR ut en rapport som inneholder en oversikt over tilgjengelige teknikker som kan anvendes offshore for rensing av produsert vann, for å fjerne dispergert og løst olje, tungmetaller og kjemikalier (OSPAR, 2013). Bakgrunnsdokumentet er knyttet til OSPAR Rec 2001/1 (*For the Management of Produced Water from Offshore Installations*) og OSPAR Rec 2012/5 (*For a risk-based approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations*).

Nedenfor er gitt en kort beskrivelse av de ulike teknologiene.

4.1.1 Separator

En API-oljeutskiller er avhengig av forskjellen i egenvekten mellom oljedråper og produsert vann for å fungere. Den lettere oljen vil stige til toppen med en hastighet som er avhengig av dråpediameteren og væskeviskositeten (Stokes lov). Dråper med mindre diameter vil stige saktere mot overflaten, og dersom oppholdstiden i bassenget ikke er tilstrekkelig lang nok, vil de mindre dråpene følge vannstrømmen ut.

I en plateseparator er det installert en intern struktur som fører til en forkortelse av "stigningsveien" for oljen. Dette fører til at mindre oljedråper vil rekke å stige opp til overflaten og bli skummet av før vannet renner ut.

4.1.2 Hydrosyklon

En hydrosyklon bruker sentrifugalkrefter til å skille væsker fra fast stoff, eller væsker fra andre væsker. Produsert vann pumpes tangentielt inn i den koniske delen av hydrosyklonen. Den tyngre fraksjonen, her vannet, vil rotere mot yttersiden av hydrosyklonen og bevege seg mot det nedre utløpet. Den lettere fraksjonen, her oljen, vil bevege seg mot midten av hydrosyklonen og videre opp mot det øvre utløpet. For at hydrosyklonene skal ha en virkning er de avhengige av en minimumstrykk på innløpet. Etter en hydrosyklon vil produsert vannet normalt føres inn i en avgassingstank (eventuelt CFU). I avgassingstanken vil gass fjernes fra produsert vannet, men den kan også bidra til ekstra oljefjerning siden den løste gassen som stiger opp vil skape en flotasjonseffekt.

4.1.3 Sentrifuge

Som hydrosykloner bruker også sentrifuger sentrifugalkraften til å skille tyngre fraksjoner fra lettere fraksjoner, men en sentrifuge benytter seg av en raskt roterende beholder og genererer sterkere krefter enn en hydrosyklon. En sentrifuge har derfor muligheten til å fjerne oljedråper med mindre diameter.

4.1.4 Tradisjonelle flotasjonsceller

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 øke separasjonen, og det er ofte nødvendig med slike hjelpekjemikalier for å oppnå oljedråper som har stor nok størrelse til å bli forent med gassboblene.

4.1.5 Kompakt flotasjon

Kompakt flotasjon kombinerer flotasjon med roterende bevegelse. Produsert vannet strømmer tangentielt inn i en tank hvor vannet settes i en sirkulær bevegelse. Intern struktur i tanken og gassflotasjon som følge av frigjørelse 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.

4.1.6 CTour

CTour bruker kondensat til å fjerne oljen (og løste aromatiske stoffer (PAH og fenoler)) fra produsert vannet. Kondensat tilsettes produsert vannet og dispergeres ved hjelp av en mikser før det føres inn i en hydrosyklon. Kondensatet fungerer som et løsemiddel som drar løste hydrokarboner fra vannfasen og inn i kondensatet. I tillegg fremmer kondensatet koalesering av små oljedråper, noe som fører til større oljedråper som øker separasjonen.

Teknikken er egnet for store vannmengder og krever liten plass. Avhengig av et visst trykk, temperatur og kondensatkvalitet (SFT, 2003). Det er tidligere rapportert at CTour kan gi økning i utslippet av BTEX (SFT, 2003), men dette antas å avhenge av vann- og kondensatkvalitet, og vil nok variere mellom felt.

4.1.7 Dråpevekstteknologier

Ulike dråpevekstteknologier er utviklet for å få oljedråpene i produsert vannet til å slå seg sammen og på den måten øke separasjonen i et påfølgende rensetrinn (f.eks. hydrosyklon). De fleste koalescere baserer seg på bruk av fiberglass, polyester, metall eller teflon for å få oljedråpene til å slå seg sammen. Slik teknologi har mest effekt der en moderat dråpevekst vil føre til en stor forbedring av oljeseparasjonen i det påfølgende rensetrinnet. Dette kan ofte være tilfellet for gass/kondensatfelt.

4.1.8 MPPE

Teknologien MPPE (Maro Porøs Polymer Ekstraksjon) baserer seg på ekstraksjon av løste stoffer i produsert vannet ved hjelp av et ekstraksjonsmedium. Produsert vann sendes gjennom en kolonne pakket med porøse polymerkuler som inneholder en ekstraksjonsvæske som hurtig fjerner løst olje og organiske komponenter fra produsert vannet. Dette er en regenererbar prosess hvor oljekomponenter vil bli utskilt ved dampstripping.

Mest hensiktsmessig for gassfelt/felt med begrenset vannvolum (SFT, 2003). Krever betydelig energi og plass. Teknikken skal også rense komponenter som PAH og BTEX (Meijer og Madin, 2010).

4.1.9 Filter

Filter kan benyttes til separasjon av olje fra produsert vannet. Avhengig av filterets egenskaper vil ulike komponenter holdes tilbake på filteret. Filtre opereres til de når et metningspunkt. Avhengig av typen kan filter enten tilbakevaskes og brukes på nytt, eller det må erstattes av et nytt filter.

4.1.10 Adsorpsjon

Adsorpsjonsteknologi kan fjerne de fleste typer organisk materiale fra produsert vannet. I prosessen trekker adsorpsjonsmaterialet til seg organisk materiale fra produsert vannet. Over tid vil adsorpsjonsmaterialet bli mettet og når dette skjer må adsorpsjonsmaterialet enten bli regenerert eller kastet/fjernet. Tiden det tar før adsorpsjonsmaterialet fylles opp er proporsjonal med konsentrasjonen

av organiske forbindelser i produsert vannet, og adsorpsjon brukes derfor gjerne som polering av produsert vannet.

4.2 Feltvis oversikt av løsninger

Nedenfor følger en feltvis oversikt med løsninger for produsert vann, primært injeksjon eller rensing før utslipp. Det er videre gitt en kort beskrivelse av renseteknikker for de enkelte feltene. Informasjonen er basert på de feltvise årsrapportene for 2013, samt samtale med representanter fra operatørselskapene.

Tabell 4-1. Feltvis oversikt over løsning for håndtering av produsert vann

Felt	Operatør	Løsning	Renseteknologi
Alvheim	Det norske	Injeksjon	Produsert vannet renses via hydroykloner før det reinjiseres eller slippes ut til sjø. Det er designet for 95 % reinjeksjon av produsert vannet. I 2013 ble 72 % av produsert vannet reinjisert og i 2014 ble 89 % reinjisert.
Balder	ExxonMobil	Injeksjon	Produsert vann som prosesseres på Balder FPU blir under normal drift, og så langt vanninjeksjonsbrønnene har kapasitet til å ta imot vannmengdene, injisert tilbake i formasjonene. I 2013 ble 42,1 % av produserte vannmengder injisert. Produsert vannet renses i hydroykloner. Herfra blir vannet ledet inn i en avgassingstank før det reinjiseres til formasjonen eller slippes ut til sjø. Årsgjennomsnitt for innhold av olje i produsert vann til sjø var 21,8 mg/l i 2013.
Brage	Wintershall	Injeksjon	Brage har reinjeksjon av deler av det produserte vannet. Renseanlegget består av hydroykloner, avgassingstank (kapasitet 21 400 m ³ /d) og to Epcon CFU (design 6 000 m ³ /d per enhet) enheter, som står i parallell med avgassingstanken. Kapasitet er teoretisk kapasitet, normalt produserer man mindre pga. slugging og scale i anlegget. Injeksjonsanlegget for produsert vann har en designkapasitet på 24 000 m ³ /d (ved 215 bar), men da trykket normalt er høyere blir kapasiteten mindre. Det resterende vannet går til sjø. Normalt går vann fra avgassingstankene til sjø, mens vann fra Epcon CFU blir reinjisert.
Draugen	Shell	Injeksjon/ utslipp	Det ble i 2009 gitt godkjenning til gjennomføring av produsert vannreinjeksjon på Draugen. Det er fire injeksjonsbrønner for produsert vann på Draugen, men anlegget for reinjeksjon er ikke i drift (utslippsrapport 2013). I 2013 ble 2 % av produsert vannet injisert på Draugen. Draugen slipper i dag produsert vann til sjø etter konvensjonell rensing gjennom hydroykloner toside. Gjennomsnittlig OiV-verdi for 2013 var 15,8 mg/l.
Ekofisk	ConocoPhillips	Utslipp	Vannrensingen på Ekofisk 2/4J foregår i to steg. Først går vannet gjennom deler av det konvensjonelle anlegget. Deretter blir vannet sendt til CTour-anlegget for sluttbehandling og utslipp. Gjennomsnittlig olje i vann verdi fra dette rensesystemet er 7-8 mg/l. Ekofisk 2/4M tar hånd om resten av produsert vannet på Ekofisk. Det er et konvensjonelt vannreanseanlegg med hydroykloner på 2/4M plattformen med eget utslippspunkt. Produsert vann fra Ekofisk 2/4M kan også sluttbehandles i CTour-anlegget på Ekofisk 2/4J og slippes ut der, men dette gjøres ikke i dag siden rensesanlegget på 2/4M fungerer bra (gjennomsnittlig OiV-verdi fra dette rensesystemet er 4-5 mg/l) og at det krever mye energi å pumpe vannet til 2/4J.
Eldfisk	ConocoPhillips	Utslipp	Det gamle vannbehandlingsanlegget bestod av tre hydroyklontanker med påfølgende avgassingstank. CTour og CFU har blitt installert i etterkant og har vært i drift siden mars 2015. Gjennomsnittlig OiV-verdi har siden oppstart av CTour og CFU vært 4-5 mg/l.
Fram	Statoil		Brønnstrømmen fra Fram Vest blir transportert med rør til Troll C for prosessering og fiskalmåling. Fram Øst produsentene produserer fra F-Øst Sognefjord (øvre og nedre sone), C-Vest Sognefjord og C-Vest Etive reservoarene. Utvinningsmekanismen for

Felt	Operatør	Løsning	Renseteknologi
			Sognefjordreservoarene er trykkvedlikehold med vanninjeksjon. Dette gir en miljøgevinst for Troll C gjennom deponering av produsert vann. Det er i dag to vanninjeksjonsbrønner i drift på Fram. God trykkommunikasjon mellom Troll og Fram Øst Sognefjordreservoarene har redusert behovet for vanninjeksjon noe. Utbyggingen omfattet to havbunnsrammer med i alt åtte brønnsliiser knyttet til Troll C. Brønnstrømmene fra Fram Øst behandles sammen med brønnstrømmene fra Fram Vest.
Gjøa	GDF Suez	Utslipp	Gjøa: Renseanlegget består av hydroykloner, avgassingstank og Epcon CFU. Hoveddelen av det produserte vannet går fra 2. trinnseparator til hydroyklonene. Produsert vann renses deretter i totrinns Epcon flotasjonsenheter med hjelp av flokkulant. Brenngass brukes som flotasjongass. Vega: Kontinuerlig MEG-injeksjon på Vega. Injisert MEG blir regenerert på Gjøa. Fra MEG-regenereringsanlegget får man en saltholdig væskestrøm som inneholder noe olje og MEG. Den saltholdige væsken blir renses i eget rensesystem som består av: to partikkelfiltre, to high-flow filterenheter i serie, og ett crudesorb filter.
Goliat	Eni	Injeksjon	Produsert vannet vil renses via hydroykloner og to CFU-enheter i serie (med mulighet for tilsetning av flokkulant) før det ledes inn i en avgassingstank. I avgassingstanken er det mulighet for skimming av eventuell restolje. Systemet er designet for en OiV-konsentrasjon på 10 ppm ut fra CFU-trinnet. Goliat skal reinjisere produsert vannet, og skal følge kravet om utslipp av maksimum 5 % av produsert vannet ved driftsavvik. Goliat er derfor designet med to store sloptanker (hver på 4 000 m ³) som vil fungere som buffertanker og lagre produsert vannet i perioder hvor det er feil på enten rensesystemet eller injeksjonssystemet. Produsert vann vil injiseres som trykkstøtte til reservoaret Realgrunnen.
Grane	Statoil	Injeksjon	Løsning for håndtering av produsert vann er: Injeksjon/Utslipp. Produsert vann på Grane renses i hydroykloner og olje/vann separasjon ved gravitasjon og floatsjon i avgassingstank. Produsert vann ble normalt reinjisert frem til 2015, og Grane har derfor ikke hatt utslipp av produsert vann i regulær drift. I februar 2015 oversteg mengde produsert vann injeksjonskapasiteten på feltet på ca.10000-10500 Sm ³ produsert vann. Mengde produsert vann over dette slippes til sjø etter rensing.
Gudrun	Statoil	Utslipp	Rensesystemet består av hydroykloner og flotasjonsenhet i kombinasjon med avgassingstank. Produksjonen startet 7. april 2014.
Gullfaks	Statoil	Utslipp	Gullfaks A og Gullfaks C: Produsert vann fra separatorene renses først for olje ved hjelp av hydroykloner. Vannet renses deretter i produsert vannseparatorer/ avgassingstanker og flotasjonsceller/skumseparator før utslipp til sjø. Gullfaks B: Produsert vann fra separatorene renses gjennom produsert vannseparatorer/avgassingstanker og flotasjonsceller/skumseparator før utslipp til sjø.
Gyda	Talisman Energy	Utslipp	Produsert vannet blir ledet gjennom en av to hydroykloner installert i parallell. Etter hydroyklonene går produsert vannet til en vertikal avgassingstank og blir deretter sluppet til sjø.
Heidrun	Statoil	Injeksjon	Produsert vannet ledes inn på hydroykloner for å skille ut olje, og går deretter gjennom Epcon CFU-enheter og over i avgassingstanker. Fra avgassingstanken blir det meste av vannet reinjisert som trykkstøtte.
Heimdal	Statoil	Injeksjon	Produsert vannet på Heimdal er hovedsakelig utkondensert fra gassen fra Vale, Valemon, Skirne/Byggve og Atla Heimdal reinjisere normalt alt produsert vann. Det er derfor små vannutslipp fra Heimdal. Vannbehandlingsanlegget benyttes derfor hovedsakelig ved dreneringsoperasjoner av drenasjevann, kondensat, etc. Herfra slippes væske til sjø gjennom sump-caisson. Det tas daglige prøver av oljeinnholdet av vann som slippes til sjø via caissonen og månedlig prøve av oljeinnholdet i vann som injiseres. Injeksjonsbrønnen blir plugget i løpet av 2015, og Heimdal vil da slippe vann til sjø via

Felt	Operatør	Løsning	Renseteknologi
			nytt renseanlegg (sentrifuge).
Huldra	Statoil	Utslipp	Produsert vann fra Huldra gikk til utslipp på Veslefrikk, men feltet er nå nedstengt.
Jotun	ExxonMobil	Injeksjon	I 2013 ble 53,7 % av produsert vannet injisert. Rensesystemet består av hydroykloner og en avgassingstank. Fra avgassingstanken blir produsert vann ledet til vanninjeksjonssystemet eller over bord.
Kristin	Statoil		Produsert vann behandles i hydroykloner før det rutes videre til avgassingstankene. Fra avgassingstankene går vannet til sjø. I mai 2012 ble Epcon og Cetcofilter fjernet fra produsert vannsystemet. Rensegraden på produsert vannet har blitt nøye fulgt opp i tiden etterpå, og det finnes ingen klare indikasjoner på at rensegraden ved normal drift har blitt dårligere. Rensingen påvirkes imidlertid av endrede betingelser.
Kvitebjørn	Statoil	Injeksjon	Alt vann injiseres.
Martin Linge	TOTAL	Injeksjon	Martin Linge vil produsere fra to reservoarer. Det øvre reservoaret består av tungolje og inneholder ¼ av reservene, det nedre reservoaret ligger 2 000 meter dypere enn det øvre og består av gass/kondensat. Produsert vannet vil separeres ut på produksjonsplattformen og sendes til FSO-en for behandling i første del av renseprosessen. Produsert vannet vil her sendes inn i en vannvasketank. Fra første vannvasketank er det to utløp, hvor et sender produsert vann til en oppholdstank og et sender olje/vann til andre vannvasketank. Fra andre vannvasketank vil olje sendes til lagringstanker mens produsert vannet sendes til oppholdstanken. I oppholdstanken vil mer olje skilles fra ved hjelp av skimming. Det er dimensjonert for veldig lang oppholdstid i systemet (7 t i hver vannvasketank og 8,5 t i oppholdstanken). Produsert vannet vil så sendes tilbake til produksjonsplattformen hvor det skal gå gjennom to CFU i serie. Det vil være mulighet for tilsetning av flokkulant før første CFU. Behandlet produsert vann vil injiseres i det øvre reservoaret. Produsert vannet vil ikke injiseres som trykkstøtte, men kun injiseres for deponering. Det er designet for 98 % oppetid på injeksjonssystemet.
Njord	Statoil	Utslipp	Produsert vannet på Njord A renses i hydroykloner og avgasses i en avgassingstank før utslipp til sjø. Etter at injeksjonsmuligheten falt bort i 2006, har alt slop og drenasjevann fra Njord A blitt sendt til land som avfall. Hymefeltet startet opp produksjonen via Njord A i 2013 og bidrar med en vannkvalitet som er mer krevende å rense.
Norne	Statoil	Injeksjon/ utslipp	Norneskipet bruker i all hovedsak sjøvann for trykkstøtte, men det reinjiseres også noe produsert vann, som oftest i forbindelse med tilbakestrømming etter avleiringsbehandlinger av brønner og ved oppstart av nye brønner. Produsert vann går først igjennom sandsykloner for å fjerne sand. Deretter ledes produsert vannet gjennom hydroykloner, så inn i en avgassingstank og videre til siste rensetrinn som er Epcon CFU.
Nyhamna land	Shell	Utslipp	Nyhamna mottar produksjonsstrømmen fra Ormen Lange. Utbyggingsløsningen er basert på havbunnsinnretninger på Ormen Lange hvor gass, kondensat og vann sendes i rørledning til gassprosesseringsanlegget i Nyhamna. Ved gassprosesseringsanlegget blir vann, kondensat og gass skilt ut. Vannbehandlingsanlegget for produsert vannet består av tre trinn. Produsert vannet går først igjennom MPPE (Makro Porøs Polymer Ekstraksjon) før det blir ledet inn i en buffertank. Herfra går vannet gjennom et biologisk rensetrinn før det tilsettes flokkulant og ledes inn i en flotasjonsenhet. Vannet ledes så inn i et observasjonsbasseng før det slippes til sjø.
Oseberg	Statoil	Injeksjon	Oseberg Feltcenter: Rensing av produsert vann foregår i to trinn. Første rensetrinn er produsert vannseparator der grovreising og avgassing skjer. Separatorene fungerer i tillegg som en buffer til å ta opp svingninger i vannproduksjonen.

Felt	Operatør	Løsning	Renseteknologi
			Andre rensetrinn består av flotasjonspakker der finrensingen skjer ved hjelp av induisert gassflotasjon. Oseberg C: Renseanlegget består av hydroykloner og avgassingstank. Utslipp av produsert vann fra feltet ble sterkt redusert fra 2006 som følge av at produsert vann reinjeksjonsanlegget på Oseberg Feltcenter ble tatt i bruk. I 2013 var reinjeksjonsgraden på 95,7 %.
Oseberg Sør	Statoil	Injeksjon	Under normale driftsforhold har Oseberg Sør reinjeksjon av alt produsert vann. Vannet separeres i separator og går via avgassingstank til reinjeksjon. Oseberg Sør injiserer både vann fra Utsiraformasjonen og fra oljeproducenter. Dersom det oppstår problemer med vanninjeksjonen, slippes produsert vann til sjø.
Oseberg Øst	Statoil	Injeksjon	Oseberg Øst har reinjeksjon av produsert vann med to pumper i parallell. Ved nedetid på reinjeksjonsanlegget stanses produksjonen. Ved normal operasjon vil inntil 5 % produsert vann følge produksjonsstrømmen til Oseberg Feltcenter siden kun førstetrinns produksjonsseparasjon skjer på Oseberg Øst. Oseberg Øst har en såkalt "nullutslippspumpe" som injiserer drensvann.
Skarv	BP	Utslipp	Renseanlegget for produsert vann består av hydroykloner og CFU. Etter CFUen kan vannet sendes til filtrering, men det er også mulig å gå utenom filteret og slippe ut vannet uten filtrering. Filterpakken ble brukt mesteparten av tiden i 2013, men da med hyppige skift av filtermasse da denne dårlig tåler metanol.
Sleipner Vest	Statoil	Injeksjon	Produsert vann vil normalt reinjiseres i reservoaret. Dersom injeksjonsanlegget er ute av drift eller andre prosessmessige forhold gjør at hele eller deler av produsert vannstrømmen ikke kan injiseres, slippes rensed produsert vann til sjø. Det er to separate rensesystemer for vann på SLT, ett for produsert vann og ett for drenasjevann. Produsert vann går til avgassingstank før utslipp til sjø. Drenasjevann fra åpent system samles i oppsamlingstank og pumpes derfra til sentrifuge før utslipp til sjø. Drenasjevann fra lukket system går til en settlingstank og pumpes derfra til 3. trinnsseparator for separasjon av olje og vann.
Sleipner Øst	Statoil	Injeksjon	Produsert vann vil normalt reinjiseres i reservoaret. Dersom injeksjonsanlegget er ute av drift eller andre prosessmessige forhold gjør at hele eller deler av produsert vannstrømmen ikke kan injiseres, slippes rensed produsert vann til sjø. Det er tre separate rensesystemer for vann på SLA, ett for produsert vann og to for drenasjevann. Produsert vann går til avgassingstank før utslipp til sjø. Drenasjevann fra åpent system renses i plateseparatorer før utslipp til sjø. Drenasjevann fra lukket system går til en settlingstank og pumpes derfra til 3. trinnsseparator for separasjon av olje og vann.
Snorre	Statoil	Utslipp	Rensesystemet for produsert vann fra Snorre A består av hydroyklonanlegg nedstrøms førstetrinns-, andretrinns- og testseparator. Fra hydroyklonanlegget går produsert vannet videre til en avgassingstank, for så å bli sluppet ut til sjø. C-Tour er installert på vannstrømmen fra førstetrinnsseparatoren. Vigdis har eget prosessanlegg på Snorre A-plattformen. Rensesystemet for produsert vann fra Vigdis består av et hydroyklonanlegg nedstrøms første- og andretrinnsseparator og en avgassingstank. C-Tour er installert på vannstrømmen fra førstetrinnsseparatoren. Vannet fra andretrinnsseparatoren renses ytterligere ved hjelp av Epcon CFU. C-Tour kan kun kjøres på ett av anleggene (Snorre eller Vigdis) fordi det ikke er nok kondensat tilgjengelig til å operere begge samtidig. På Snorre B benyttes hydroyklonanlegg og avgassingstank nedstrøms førstetrinns- og testseparator.
Statfjord	Statoil		Statfjord A: Produsert vannet fra førstetrinnsseparator renses

Felt	Operatør	Løsning	Renseteknologi
			via hydrosykloner og avgassingstank. Produsert vannet fra andre- og tredjetrinnsseparator, testseparator og koalescer renses via avgassingstank og flotasjonscelle. Statfjord B: Renseanlegget for produsert vannet fra første- og andretrinnsseparator og testseparator består av hydrosyklon, inline degasser og avgassingstank. Produsert vannet fra koalescer renses via produsert vannseparator og flotasjonscelle. Statfjord C: Produsert vannet renses ved hjelp av hydrosykloner og avgassingstank. Det er installert C-Tour på Statfjord, men dette anlegget brukes ikke lenger da det har vært problemer med det.
Tor	ConocoPhillips	Utslipp	Produsert vannet sendes først til en avgassingstank for å redusere trykket i væsken til omtrent atmosfærisk trykk, slik at medrevet gass lettere kan frigjøres og dra med seg olje til overflaten. Fra avgassingstanken går produsert vannet inn i en utjevningstank. Tidligere gikk produsert vannet videre til en plateseparator, men denne er nå tatt bort grunnet lav effektivitet. Det produseres lite vann på Tor og i kombinasjon med stor utjevningstank gir dette en lang oppholdstid for produsert vannet og dermed god rensesgrad (rundt 5 mg/ ppm).
Troll	Statoil	Injeksjon/ utslipp	Troll A: Produsert vannet føres til avgassingstank og går deretter til rensing i sentrifuge, så via boreskift sør før utslipp til sjø. Troll B: Produsert vann på Troll B føres via hydrosykloner til produsert vannstank for avgassing og skimming av olje. Etter avgassingstank går vannet til Epcon renseanlegg før det slippes ut til sjø. Troll C: Produsert vann skilt ut i Fram-separator, førstetrinnsseparator og testseparator føres til hydrosykloner for rensing og videre derfra til avgassingstank for avgassing og skimming av olje. Noe av det rensede vannet ut av avgassingstanken går til reinjeksjon på Fram. Produsert vann fra Fram-separator, andretrinnsseparator og elektrostatisk koalescer går til skittensiden på avgassingstanken og deretter gjennom et Epcon rensetrinn.
Ula	BP	Injeksjon	Produsert vann fra samtlige separatorer på Ula renses ved hjelp av hydrosykloner og avgasses før det reinjiseres til reservoaret for trykkstøtte. I perioder der reinjeksjonssystemet ikke er operativt, slippes det rensede vannet ut til sjø. For tiden er det problemer med de nye injeksjonspumpene, og produsert vannet slippes derfor til sjø. I 2014 var OiV-konsentrasjonen høyere enn 30 ppm i tre måneder, mens vektet gjennomsnitt for hele året var rett under 30 ppm. Ula mottar produsert vann fra tnbar, Oselvar og Blane.
Urd	Statoil	Utslipp	Produsert vann sendes i brønnstrømmen til Norneskipet der vann separeres fra oljen, renses og slippes til sjø.
Valhall	BP	Utslipp	Det nye renseanlegget (oppstart 2013) på Valhall består av en kombinasjon av C-Tour og Epcon CFU i serie. Det nye renseanlegget med kombinasjon av C-Tour og Epcon CFU i serie er vurdert å være BAT for rensing av produsert vann på Valhall.
Varg	Det norske	Utslipp	Produsert vannet renses ved hjelp av hydrosykloner og drenasjevannet renses ved hjelp av sentrifuger.
Veslefrikk	Statoil	Utslipp	Produsert vannet går fra separatorer til hydrosykloner, via Epcon CFU til avgassingstanker før det rensede vannet går til sjø.
Visund	Statoil	Injeksjon	Produsert vann fra andre- og tredjetrinnsseparator og testseparator på Visund A renses i hydrosykloner før det samles opp i avgassingstank. Vann fra Hordalandformasjonen kommer inn på avgassingstank der det blandes med produsert vann. Vannet vil derfra gå til injeksjon eller slippes til sjø.
Volve	Statoil	Injeksjon	Mærsk Inspirer: Produsert vannet behandles i dedikerte rensesystem med hydrosyklon/degasser. Etter rensing injiseres produsert vannet sammen med vann fra Utsira for trykkstøtte i reservoar. Dersom det oppstår problemer med injeksjon,

Felt	Operatør	Løsning	Renseteknologi
			slippes rensed vann til sjø. Navion Saga har tillatelse til å slippe ut produsert vann som felles ut i lagertankene. Vannet renses ved hjelp av sentrifuger. Det renses i to trinn. Først står det og settler seg på sloptanken, slik at olje og vann skal få et klart skille. Deretter pumpes dette opp i separator som renses vannet ytterligere før det går over bord.
Åsgard	Statoil	Utslipp	Åsgard A: Produsert vannet renses i hydrosykloner med påfølgende avgassingstank. Åsgard B: Produsert vann fra Smørbukk/Morvin rutes til hydrosykloner hvor den rensede vannfasen går til avgassingstank. Renset produsert vann slippes fra avgassingstank til sjø. Den oljeholdige fasen fra hydrosyklonene går via oljeholdig avgassingstank til sentrifuge fødetank. Til oljeholdig avgassingstank og sentrifuge fødetank kommer også forurensede strømmer fra andre kilder i prosessen (bl.a. koaleseringsfilter og 2. trinn separator). Fra sentrifuge fødetank pumpes det oljeholdige vannet inn til sentrifugen. Den rensede vannfasen fra sentrifugen ledes deretter til sjø. Midgard produsert vann kommer via MEG regenereringsanlegg og ledes rett til sentrifuge fødetank.

4.3 Kriterier for valg av løsning

Det er generelt to overliggende strategier for valg av løsning for produsert vann i operatørselskapene;

- Risikovurdering/BAT
- Firma- eller prosjektspesifikke krav som basis for design

Operatørene har gjerne interne prosedyrer som beskriver hvordan de skal gå frem ved valg av løsning for behandling av produsert vann. Ut over dette gjør alle operatørene en eller annen form for feltspesifikk BAT-vurdering av valg av renseløsning. Hvordan BAT-vurderinger gjennomføres er noe forskjellig fra selskap til selskap.

Statoil, som er operatør for mange og store vannproduserende felt på sokkelen, har følgende hovedstrategi – som også nyttes av andre selskaper, og som generelt følger NORSOK S-003. Hovedprioriteringer er:

- Redusere vannproduksjon
- Injeksjon til reservoar for trykkstøtte
- Injeksjon til geologisk formasjon for deponi
- Behandling (rensing) og utslipp til sjø

Det er ingen prioritering mellom injeksjon og rensing, og beste miljøløsning skal søkes gjennom risiko- og BAT-vurderinger.

Flere operatører vurderer primært muligheten for injeksjon, og naturligvis helst for trykkstøtte. Av geologiske/reservoarmessige årsaker kan dette ikke alltid imøtekommes, og renseløsninger må vurderes som primær strategi. Rensing vil imidlertid vurderes, også i tilfeller med injeksjon, da anleggene vil ha perioder med nedetid hvor vann normalt må slippes til sjø⁵. Det erfarer svært ulik grad av regularitet av injeksjonen av produsert vann mellom feltene på sokkelen. Det er viktig at det dimensjoneres med robuste løsninger både når det gjelder brønner og pumper for å sikre høy regularitet.

⁵ Enkelte felt har store buffertanker som skal unngå utslipp til sjø i perioder med nedetid på injeksjonsanlegget.

Enkelte selskap setter krav ved design til en bestemt rensegrad, som gjerne er betydelig strengere enn myndighetskravet. Under engineering blir det identifisert løsninger som kan oppnå dette, og blant løsningene blir det gjort feltspesifikke vurderinger for å finne beste løsning. Dette blir da å anse som en noe avkortet BAT-vurdering. Hvilket nivå designbasis legges på, har variert over tid og fra selskap til selskap, men er gjerne i området 15-25 mg/l.

Enkelte faktorer er svært viktige ved vurdering av BAT for det enkelte felt, og ytre rammebetingelser kan også påvirke vurderingen. Et par eksempler er gitt under:

- **Oljekvalitet:** Et felts oljetype vil ha stor påvirkning på valg av renseteknologi. Hvor enkelt det er å separere oljen fra vannet vil avhenge av oljens egenskaper, hvor blant annet oljens egenvekt er en viktig faktor. Også overflateegenskaper er av stor betydning. Vann fra gass/kondensatfelt er ofte ikke-(lav)salint, og dette påvirker koalesens negativt og dermed renseeffekt. Rensing av produsert vann fra gass/kondensatfelt er ofte utfordrende selv om egenvektsforskjellen i forhold til vann er høy. Martin Linge er et eksempel på et felt med svært utfordrende oljetype rensemessig.
- **Eksterne rammebetingelser:** I Barentshavet var det tidligere strengere regler for virksomhet, og kun tillatt at maksimum 5 % av produsert vannet ble sluppet ut ved driftsavvik. Selv om denne rammebetingelsen ble endret ved siste oppdatering av forvaltningsplanen, ble Goliat bygget i henhold til dette. Goliat ble derfor bygd ut med to store sloptanker som vil fungere som buffertanker i perioder hvor det vil være stans på reinjeksjonen av produsert vannet. Produsert vannet på Goliat vil først renses gjennom hydrosykloner før det går videre til et rensetrinn bestående av CFU. I utvelgesprosessen ble det lagt vekt på at dette er en utprøvd teknologi på sokkelen.
- **Interne rammebetingelser:** I forbindelse med oppgradering av produsert vann-anlegget på Valhall ble det gjort mange tester på produsert vannet. Det gamle renseanlegget fungerte veldig godt (O_iV < 5 ppm) grunnet store tanker og lang oppholdstid. Et internt krav til det nye renseanlegget var at det skal fungere like bra eller bedre enn det gamle. Det har vist seg å være et vanskelig krav å imøtekomme.

For eksisterende innretninger er areal og vekt svært viktige vurderingsfaktorer, men som rent teknisk relativt sett har mindre betydning for nye innretninger. Mer tilgjengelig plass gir mulighet for større utstyr og for eksempel mulighet for lengre oppholdstid (og bedre rensing), som nevnt i Valhall-eksempelet over. Økonomisk sett kan økt areal- og vektbehov likevel være signifikant.

4.4 Erfaringer med teknikkene

Gjennom møter med representanter fra enkelte operatørselskap er det innhentet erfaringer fra drift av de ulike felt sine produsert vann-anlegg. Hensikten med dette er å avdekke om det er spesifikke utfordringer knyttet til enkeltløsninger eller -teknologier, samt å studere viktigheten av feltspesifikke forhold i driften av anleggene.

4.4.1 Generelt

Over et felts levetid vil brønnstrømmens sammensetning endres og det vil normalt produseres stadig mer vann. En slik forandring vil kunne påvirke renseprosessen, noe som videre vil kunne påvirke O_iV-konsentrasjonen i produsert vannet. Spesielt ved kritisk vannkutt er det gjerne vanskelig med separasjon. Et av kriteriene ved dimensjonering av et produsert vann-anlegg er kapasiteten til anlegget. Der det forventes store mengder produsert vann utover i feltets levetid, og produsert vann-anleggets

kapasitet dimensjoneres for dette, kan dette føre til at produsert vann-anlegget ikke oppnår optimal drift i begynnelsen av feltets levetid, eller så lenge produksjonen av produsert vann er relativt lav.

Innfasing av produksjon fra andre felt (for eksempel havbunnsutbygginger) påvirker ofte vannkvaliteten, har ikke vært del av opprinnelig BAT-vurdering, og løsningen blir derfor gjerne ikke optimal.

Bend på rør, antall pumper og type pumper kan påvirke oljedråpene i produsert vann og kan medføre redusert evne til å rense ut oljen.

4.4.2 Hydrosyklon

De installasjoner hvor værforhold kan føre til bevegelse på innretningen (slik som FPSO og halvt nedsenkbare produksjonsenheter) opplever gjerne 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 OiV-konsentrasjonen i utløpet.

Hydrosykloner trenger regelmessig rengjøring og rengjøres gjerne anslagsvis hver tredje måned.

4.4.3 CTour

CTour trenger tilførsel av kondensat for å fungere. En utfordring ved bruk av CTour er derfor å ha brukbart kondensat tilgjengelig over hele feltets levetid. Når et felt, over tid, går over til lavtrykksbrønner kan kondensatsammensetningen endres slik at den ikke lenger kan benyttes, eventuelt gjøre renseprosessen mer utfordrende.

CTour vedlikeholdes omtrent en gang i året og dette tar ca. 2-3 uker. Enkelte felt har opplevd problemer med avleiring på komponenter i CTour.

Bruk av CTour vil medføre utslipp til luft grunnet kraftbehov for drift, men også fordi den vil føre til mer fakling. Basert på erfaringer fra Ekofisk anslås omfanget å kunne være i størrelsesorden 5 000 – 10 000 tonn CO₂/år.

CTour bidrar til lavere OiV-konsentrasjon i utløpet, men frigjør mer BTEX. Dette vil endre komposisjonen til produsert vannet med en medfølgende endring av risikobidraget fra de ulike komponentene. Dvs. at risikobidraget fra OiV vil gå ned, men risikobidraget fra BTEX vil øke noe.

4.4.4 Filter

Det er få felt på sokkelen som i dag har filter som en del av produsert vann-anlegget. Filter brukes gjerne i slutten av renseprosessen for å oppnå en høyere rensegrad. Etersom filteret mettes vil det være behov for enten å rengjøre det (dersom det er et filter som kan tilbakevaskes og brukes på nytt) eller skifte det ut. På Skarv benyttes filter som rensetrinn etter CFU. Her må filtermassen skiftes hyppig da denne dårlig tåler metanol.

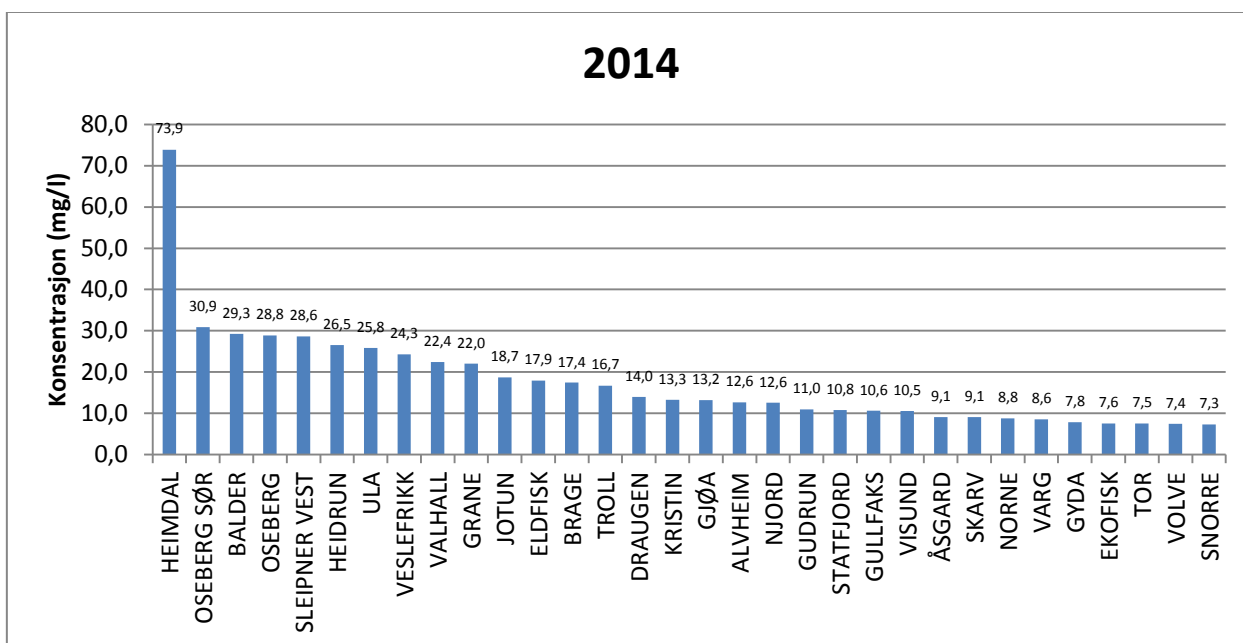
Ved utskiftning av filter vil det genereres et avfall som må behandles videre. Brukte filter må enten sendes til land for videre behandling eller de kan brennes offshore (avhengig av filtertype). Uavhengig av hvordan brukte filter behandles, vil bruk av filter føre til økte avfallsmengder.

Kristin hadde tidligere Cetcofilter som en del av produsert vannsystemet, men i mai 2012 ble både Epcor og Cetcofilter fjernet fra systemet. Rensegraden ble nøye fulgt opp i tiden etterpå, og det finnes ingen klare indikasjoner på at rensegraden ved normal drift har blitt dårligere. Variasjon i rensing skyldes endrede betingelser.

5 OPPNÅDD RENSEEFFEKT FOR PRODUSERT VANN

5.1 Generelt om utslippsnivå

Oversikten under er basert på selskapenes innrapportering for 2014. Dette angir at i 2014 oppnådde ni felt en årlig gjennomsnittlig rensegrad på 10 mg/l eller bedre. Ytterligere ni felt oppnådde bedre rensegrad enn 15 mg/l. Kun tre felt overgikk kravet på 30 mg/l⁶. Som nevnt innledningsvis var gjennomsnittet for sokkelen på 12,5 mg/l i 2014.

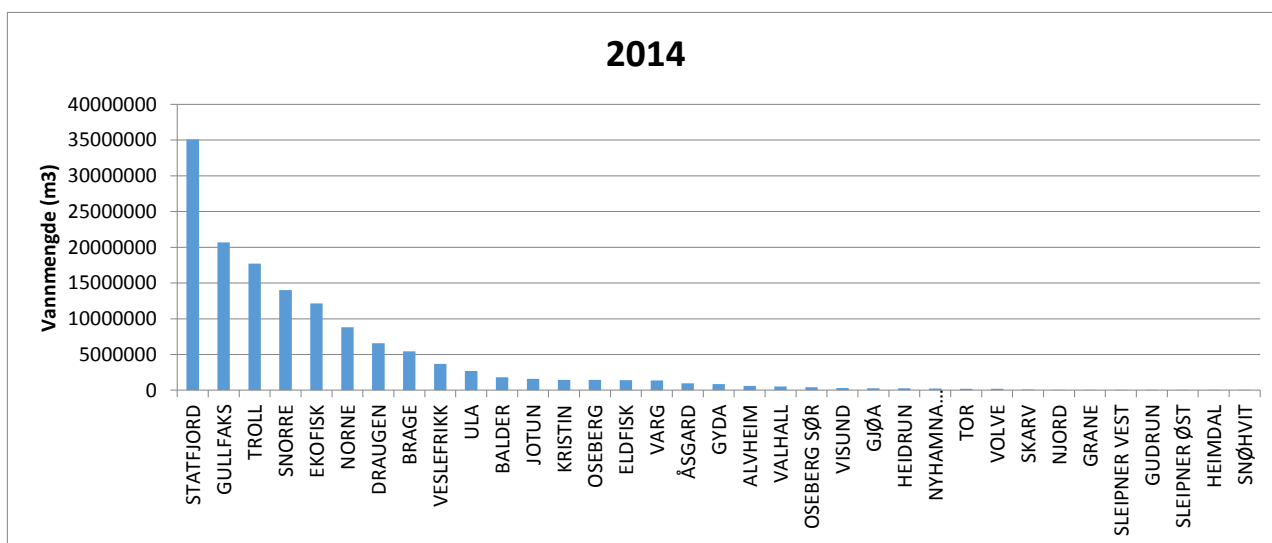


Figur 5-1. Gjennomsnittlig konsentrasjon av olje-i-produisert vann fra felt på norsk sokkel.⁷

Oversikten viser også at renseseffekten er god på de største vannprodusentene, som Statfjord (10,8 mg/l), Gullfaks (10,6), Troll (16,7), Snorre (7,3) og Ekofisk (7,6). Figuren under angir utslipp av produsert vann per felt i 2014.

⁶ Felt/innretninger uten utslipp eller med svært lav vannproduksjon er utelatt. Heimdal har begrenset vannmengde og er egentlig et gassknutepunkt, mens Oseberg Sør har injeksjon som løsning, har hatt mange driftsforstyrrelser og har slitt med rensegraden i perioder med utslipp. For Oseberg Sør er det derfor søkt om unntak fra aktivitetsforskriften §60 (brev datert 24.03.2015). Sleipner Øst og Sleipner Vest har unntak fra aktivitetsforskriften §60.

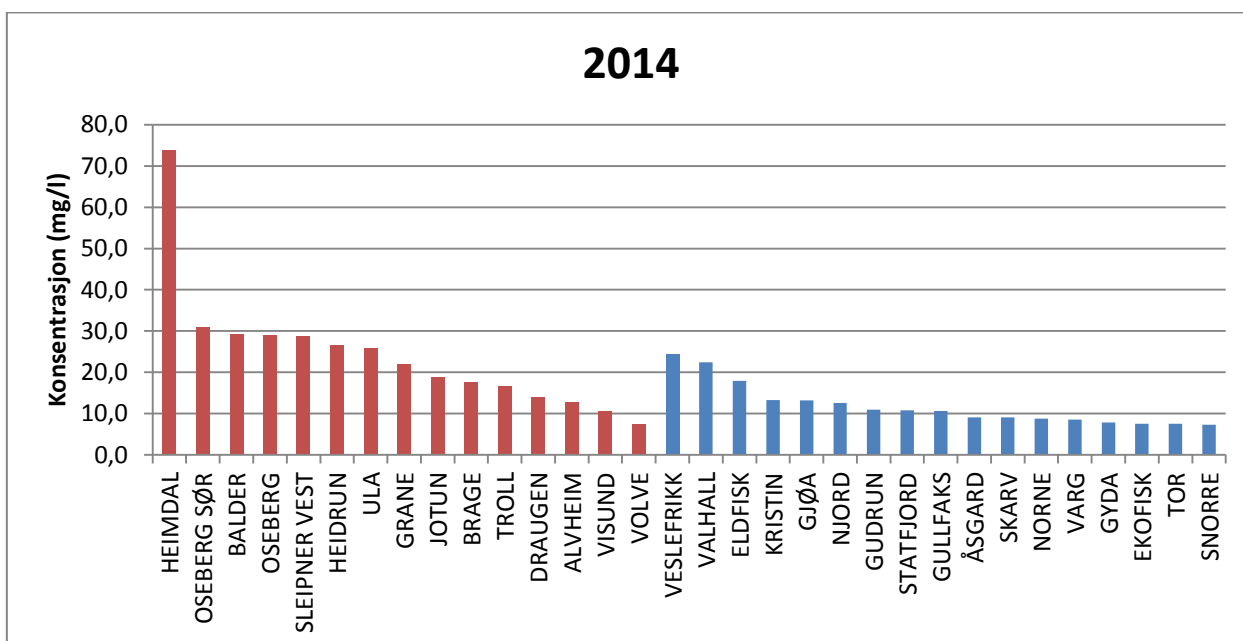
⁷ Heimdal har normalt injeksjon av produsert vann, og utslippet som overgikk kravet på 30 mg/l var i forbindelse med en kortvarig test av midlertidig rensenanlegg. Feltet Oseberg består av installasjonene Oseberg Feltsenter og Oseberg C. Oseberg Feltsenter overholder ikke OIV-kravet og Miljødirektoratet har innvilget unntak fra aktivitetsforskriften ut 2016. I 2014 var Oiv på Oseberg Feltsenter 41 mg/l og på Oseberg C 12 mg/l.



Figur 5-2. Utslipp av produsert vann fra felt på norsk sokkel i 2014.

5.2 Strategier for håndtering av produsert vann

Generelt er det to hovedstrategier for håndtering av produsert vann på norsk sokkel; injeksjon eller rensing og utslipp. For felt med injeksjon er det da i tillegg rensing før utslipp, for å møte kravet om månedlig snitt under 30 mg/l OiV. Enkelte felt har full rensing også på vann som går til injeksjon. Figuren under angir utslippskonsentrasjon fordelt på felt med primær strategi på hhv. injeksjon og rensing og utslipp.

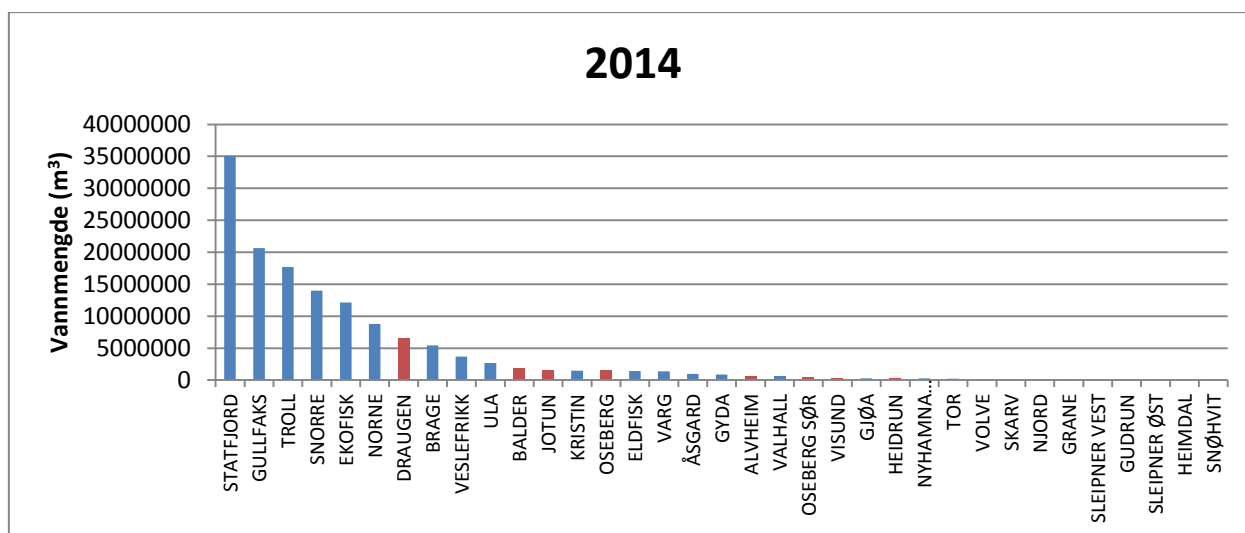


Figur 5-3. Utslipp fordelt på felt med primær strategi injeksjon (rød) og rensing/utslipp (blå), 2014.⁸

⁸ Oseberg består av Feltsenter som injiserer (størst mengde) og Oseberg C, som ikke injiserer produsert vann.

For felt med rensing og utslipp som primær strategi er utslippskonsentrasjonene generelt langt under kravet på 30 mg/l, og gjennomgående bedre enn for felt med injeksjon. Ett felt har relativt høy konsentrasjon (Veslefrikk) og har ligget på 20-25 mg/l siste 6 år⁹, mens resterende generelt har under 15 og 10 mg/l. For Eldfisk er det installert ny løsning i 2015, og første måneder angir 4-5 mg/l for ny løsning.

I denne sammenheng er det viktig å understreke at injeksjon som løsning i utgangspunktet er en kostbar investering, og som ikke er teknisk gjennomførbar på alle felt, og at vannmengden som slippes ut fra disse feltene i perioder med nedetid på injeksjonsanlegget (eller i oppstartsperioder etc.), er svært begrenset i forhold til opprinnelig produsert mengde. Generelt for sokkelen gjelder at felt med injeksjon hver reduserer utslipp av produsert vann med 50-97 % i forhold til en løsning uten injeksjon, mens total andel injisert vann har vært i størrelsesorden 20-22 % de siste år.



Figur 5-4. Utslipp av produsert vann i 2014. Felt med injeksjon som primærløsning vist med rødt.

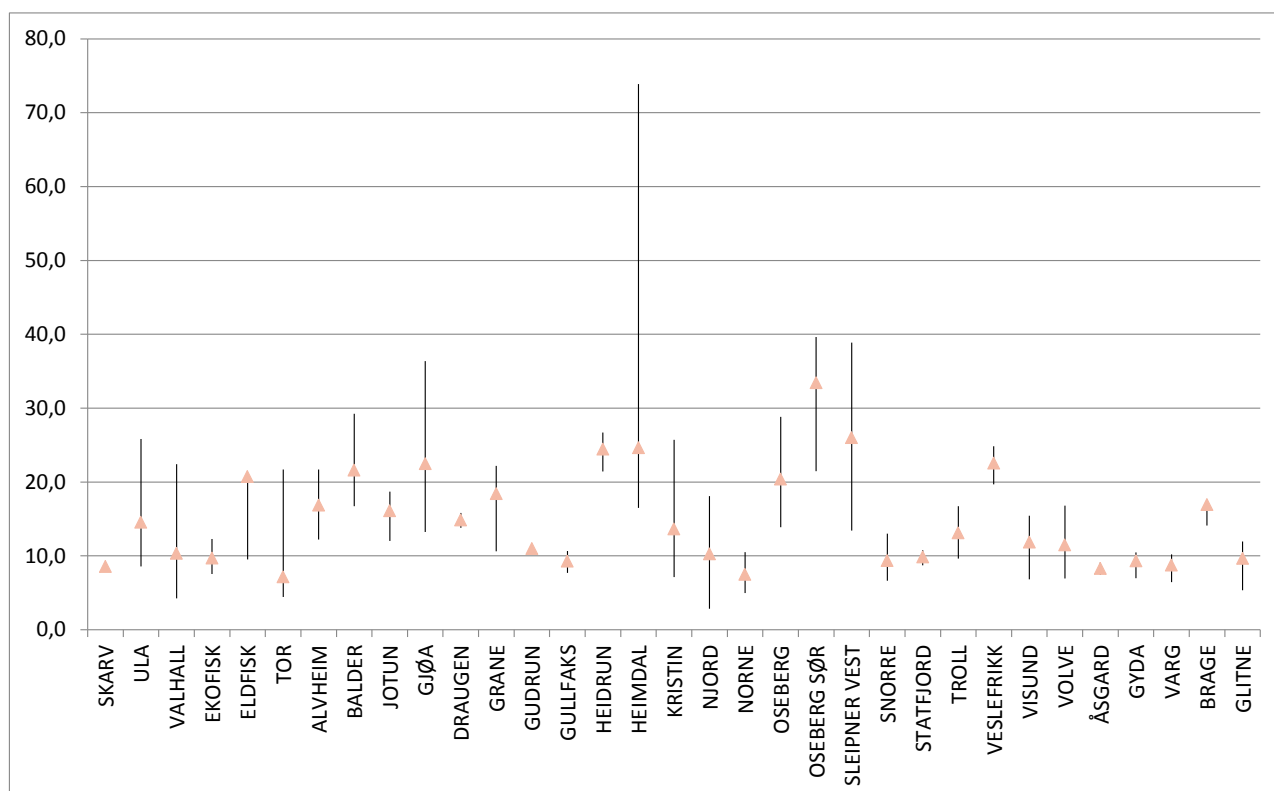
5.3 Feltvise resultater

De fleste felt viser en variasjon i rensegrad over tid, og denne kan variere betydelig, både i et kortere og lengre tidsperspektiv.

Figuren under angir variasjon i den seksårsperioden som er studert her (2009-2014). Enkelte felt har hatt oppstart i perioden, og det er normalt med forhøyet utslippskonsentrasjon i første periode, mens anlegget er under innkjøring (oppstart av teknologiløsning, innfasing av brønner med rester av slam etc.). For felt i normal produksjonsmodus er tallene gjerne mer stabile, men også her kan det være stor variasjon som følge av feltspesifikke forhold (endret vannmengde og/eller -kvalitet, innfasing av havbunnsfelt, etc.). Et par felt er meget spesielle, for eksempel med svært lavt vannvolum og/eller

⁹ Historisk har Veslefrikk ligget på mellom 20 og 30 mg/l. Det er blitt gjort mange tiltak for å komme lavere ned, men først da en byttet emulsjonsbryter i 2012 fikk en se en stor effekt. Oljekonsentrasjonen sank til under 10 mg/l et par måneder. I 2012 ble det gjennomført et IOR-prosjekt kalt FAWAG (Foam Assisted Water Alternating Gas). Såpen som ble injisert kom uventet i retur, og det har siden vært problemer å få rensset vannet optimalt. Så lenge man «produserer» såpe oppnås dårlige OiV verdier. Statoil har prøvd å finne kjemikalier som takler såpekontaminert produsert vann, men har ikke lyktes med dette enda.

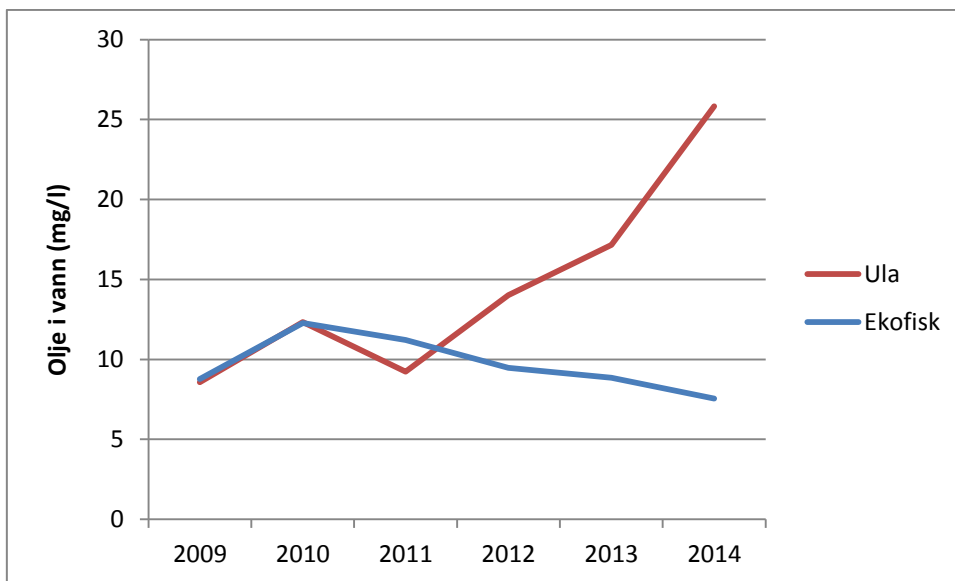
spesielle feltspesifikke utfordringer (Heimdal, Oseberg, Oseberg Sør, Sleipner Vest og Sleipner Øst) og kommenteres ikke her. For samtlige andre felt gjelder at de i normal drift ligger under kravet om 30 mg/l. Samtidig gjelder at de fleste felt har en variasjon som viser at de har problemer med å imøtekomme et eventuelt krav på 20 mg/l på månedsbasis, og i hvert fall 10 mg/l, med dagens løsninger.



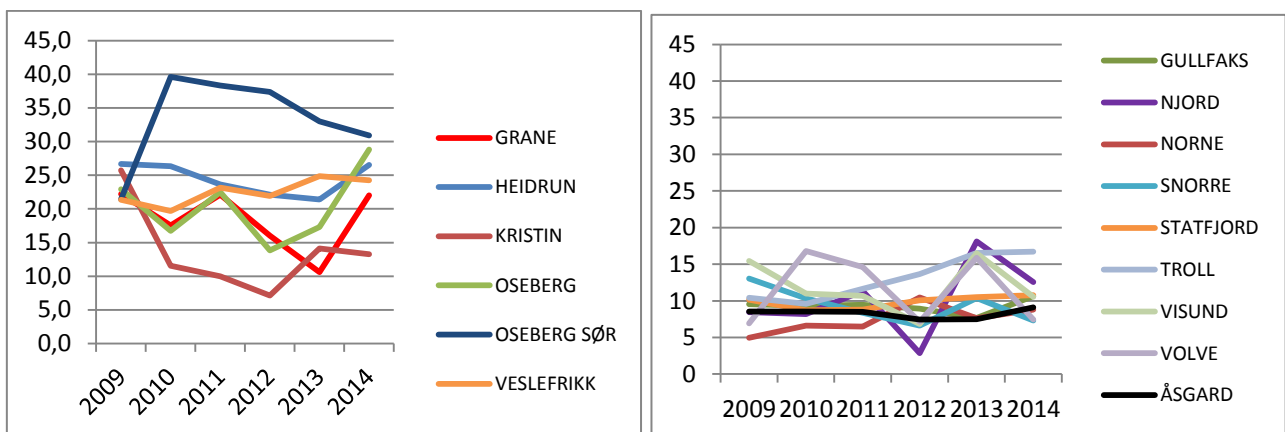
Figur 5-5. Olje i vann konsentrasjon per felt i perioden 2009-2014 (høy-lav-gjennomsnitt av årsverdier).

Mange felt hatt rimelig stabil konsentrasjon over tid, mens andre har hatt en avtagende eller noe variabel konsentrasjon. Dette skyldes ulike feltspesifikke forhold. Eksempelet under viser årlig gjennomsnitt for Ekofisk (7,6 – 12,3 mg/l) og Ula (8,6 – 25,8 mg/l) i perioden 2009-2014. For Ula skyldes dette i stor grad produksjon fra andre felt (Blane, Tambar og Oselvar), samt økt nedetid på injeksjonsanlegg/økte vannmengder.

Figur 5-8 angir gjennomsnittlig konsentrasjon for Statoil-opererte felt, for å vise henholdsvis stor variasjon og forholdsvis liten variasjon. Figuren og følgende figurer har som hensikt å vise variasjon over tid, ikke for å angi eksakte data per felt.

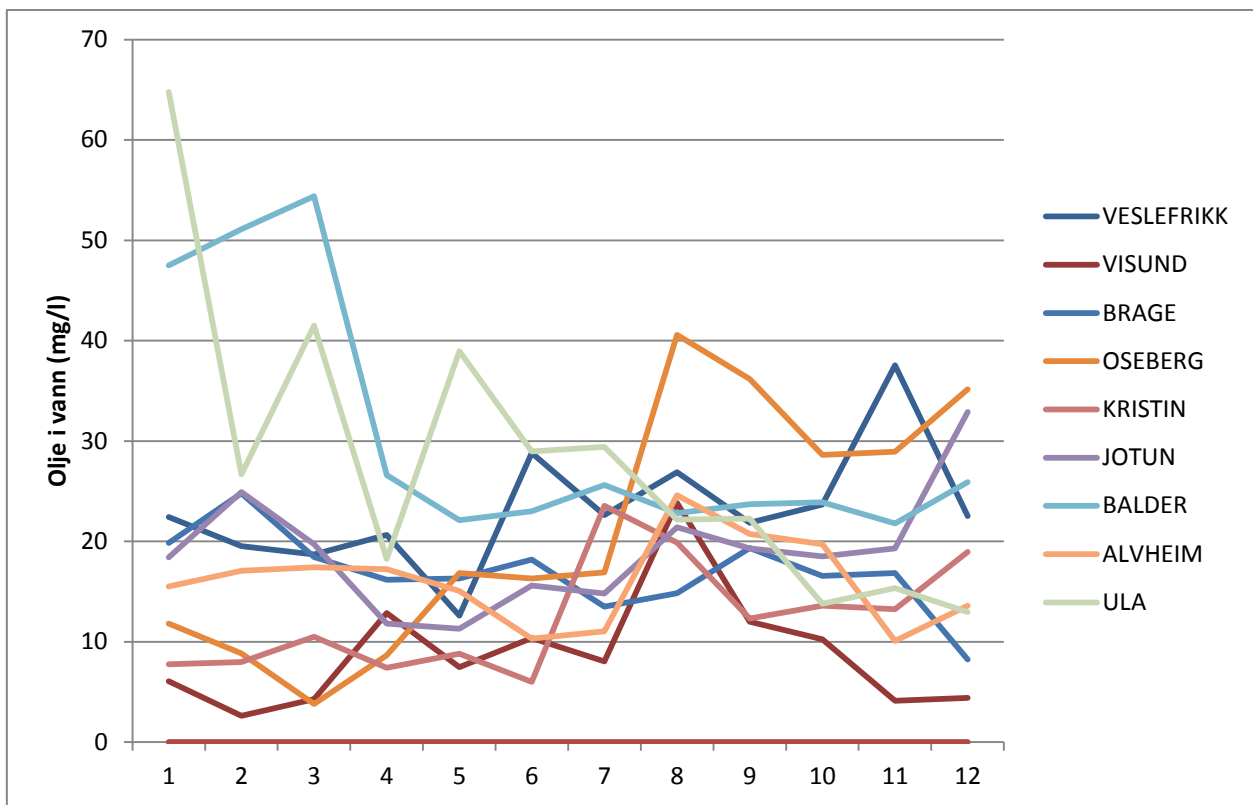


Figur 5-7. Gjennomsnittlig årlig olje i vann konsentrasjon fra Ula og Ekofisk.

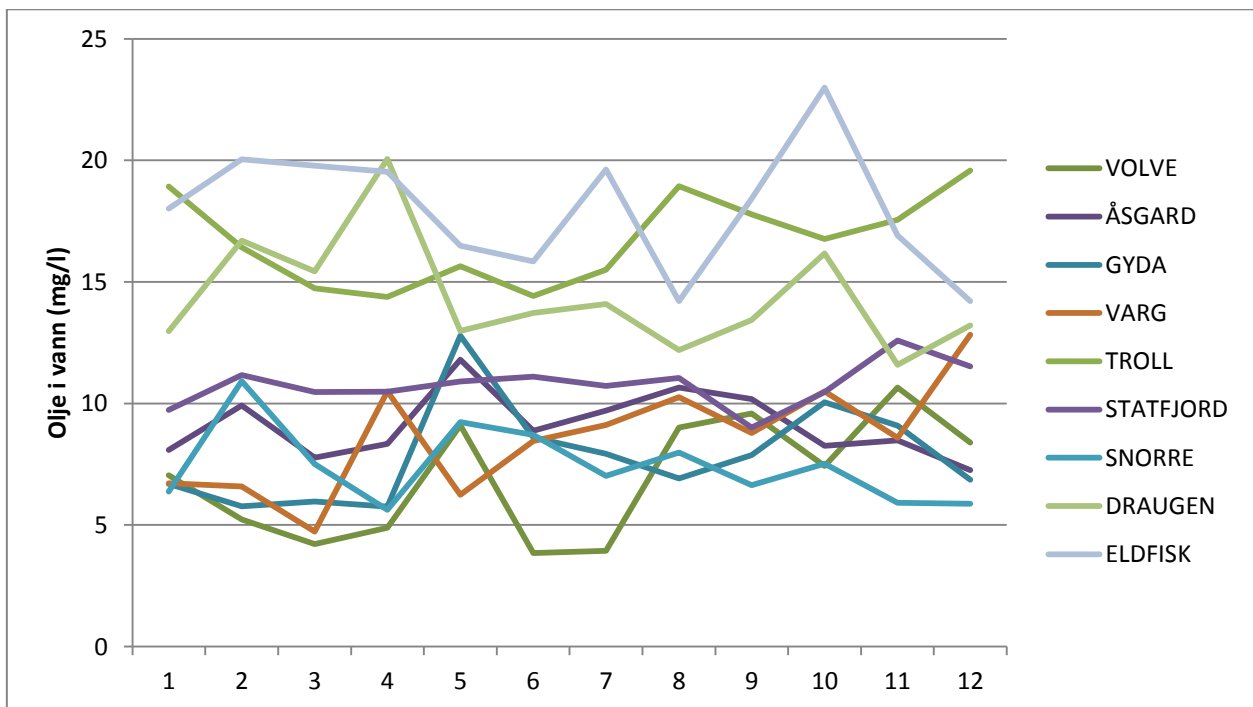


Figur 5-8. Gjennomsnittlig årlig konsentrasjon av olje i vann (mg/l) for Statoil-opererte felt..

I tillegg til variasjonen over lengre tid er det sett på variasjon gjennom et år. Figuren under angir at for enkelte felt er det mindre variasjoner gjennom året, mens for andre felt er det betydelige variasjoner fra måned til måned (for eksempel Ula, Balder, Veslefrikk og Oseberg). Selv om 30 mg/l olje i vann nås på årsbasis, møtes dette ikke på månedsbasis (som er myndighetskravet) for flere felt. Dette understreker kompleksiteten til drift av produsert vannanlegg, og hvordan innfasing av brønner, vedlikehold etc. er styrende for rensgraden.

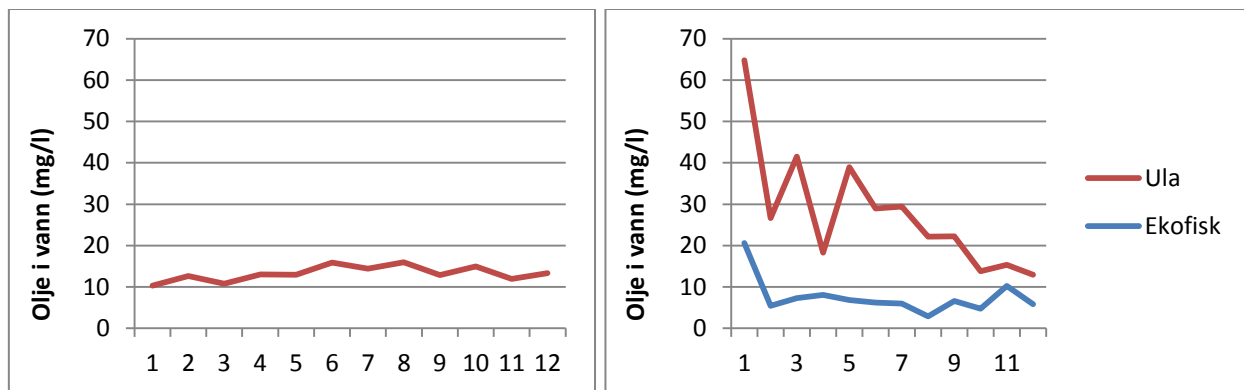


Figur 5-9. Månedlig variasjon i olje-i-vann for en rekke felt på norsk sokkel i 2014. Felt med stor variasjon.



Figur 5-10. Månedlig variasjon i olje-i-vann for en rekke felt på norsk sokkel i 2014. Felt med liten variasjon.

For å illustrere dette bedre er det under gitt et par eksempler på felt som har hatt henholdsvis stabil drift gjennom året (Gjøa; 10-16 mg/l) og felt med stor variasjon (Ula; 13-65 mg/l og Ekofisk; 5-21 mg/l). Stor variasjon over kort tid skyldes gjerne vedlikehold, og ikke nødvendigvis varierende renseseffekt i anleggene.



Figur 5-11. Månedlig variasjon i renseseffekt for hhv Gjøa (venstre) og Ula/Ekofisk i 2014.

5.4 Faktorer som påvirker løsningsens renseseffekt

Det er i kapittel 4.4 skrevet noe om erfaringene knyttet til bruk av de enkelte teknologier/løsninger. Det er her gitt noe mer erfaringsbasert kunnskap om feltspesifikke forhold som påvirker renseseffekten.

- For flytende innretninger, både FPSO og Semi, med gravitasjonsbasert separasjon (inkludert hydroykloner) oppleves redusert renseseffekt under dårlige værforhold, grunnet ustabil olje/vann-kontakt. Tilsvarende er også rapportert av OSPAR (2013).
- Anlegg som er dimensjonert for store vannmengder trenger en høy vannstrøm for å fungere optimalt. Lav produksjon av produsert vann, for eksempel de første driftsårene, påvirker renseseffekten til hydroyklonene negativt (vil føre til ustabilitet i olje/vann-kontakt).
- Fuktede kalkpartikler gir utfordringer i renseseffekt. Er erfart på flere felt.
- Avleiringer er også et problem i flere anlegg, og gir et økt behov for vedlikehold.
- Mottak av brønnstrøm fra andre felt medfører gjerne vann med ulik kvalitet og gir redusert renseseffekt.
- Korrosjonshemmere gir emulgering som forstyrrer separasjonen og reduserer renseseffekt.
- Mulighet for stor tank (og lite vann) muliggjør gassflotasjonsseparator (GFU separator). Gir lang oppholdstid og god renseseffekt (Tor: ~ 5 mg/l).
- Brønnoperasjoner som scale squeeze og syrestimulering påvirker renseseffekt. Effekten kan vare 1-2 dager.
- Unormal drift påvirker hydroyklonene og det er ikke mulig å reinjisere produsert vann ved enkelte hendelser, slik som oppstart av nye brønner. Ved oppstart av nye brønner kan det

oppstå tilbakeføring av oljebasert borevæske og produsert vannet inneholder ofte en del partikler som gjør det uegnet for reinjeksjon.

- Deponeringsbrønner må ha overhaling på grunn av mye partikler. Brønnene kan da være ute av drift over langt tid, inntil et år.
- Ustabilitet i prosessanlegg ved oppstart av nye brønner eller etter driftsstans (revisjonsstans eller ikke planlagt stans).
- Ved kritisk vannkutt¹⁰ er det ofte vanskelig med separasjon. Vannkutt kan føre til at renseløsninger vil fungere forskjellig over tid.
- For enkelte oljer er egenvekten til oljen nær egenvekten til vann, noe som fører til vanskeligere olje/vannseparasjon. Også overflateegenskapene er av viktighet for god separasjon.

5.5 Vurdering av hovedrenseteknikkene

Hensikten med denne vurderingen er å studere om det kan trekkes noen generelle slutninger om rensesgrad/stabilitet knyttet til de ulike løsningene på en generell basis, basert på erfaringene fra sokkelen.

Denne vurderingen ser kun på de felt som har rensing som hovedstrategi for produsert vann, og ikke felt som primært har reinjeksjon (og rensing/utslipp i kortere eller lengre perioder). Generelt er det da tre hovedteknikker som er benyttet, med ulike variasjoner innen hver teknikk:

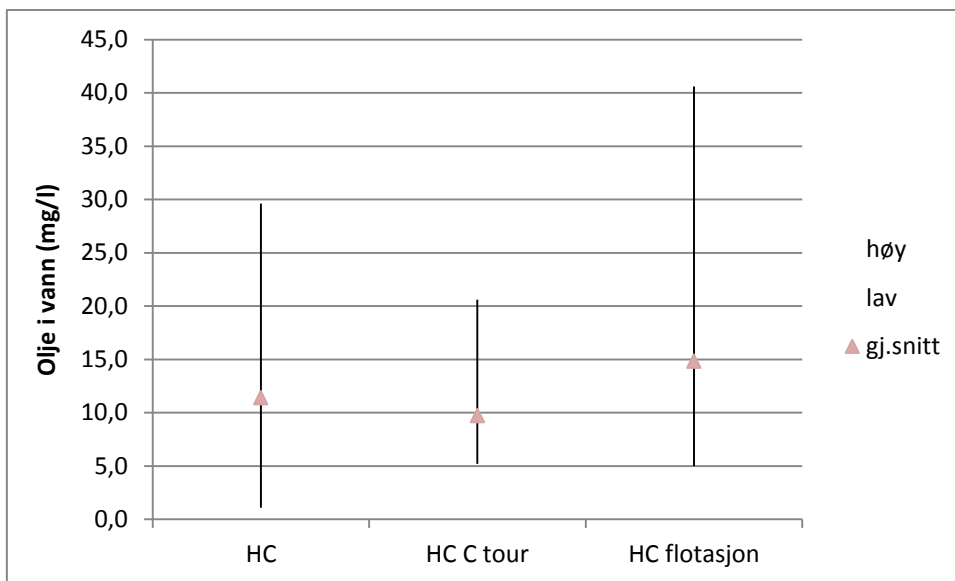
- Hydrosykloner og avgassingstank
- Hydrosykloner og CTour¹¹
- Hydrosykloner og flotasjon

For felt som har en oljetype som er forholdsvis enkel å rense fra vann er hydrosykloner funnet som BAT, mens andre felt har mer utfordrende sammensetning og krever ytterligere rensing.

Det er forholdsvis få felt innen hver «kategori», men ved å se på alle år og måneder finnes et visst materiale som kan behandles statistisk. Alle løsningene har demonstrert at de kan rense til under 10 mg/l, men feltspesifikke forhold medfører den store variasjonen. For enkelte felt gir løsninger med kun hydrosykloner bedre olje-i-vann enn for andre felt som har flotasjon i tillegg. Ingen av løsningene peker seg ut som signifikant bedre enn andre, og indikerer nødvendigheten av BAT-vurderinger for å finne best feltspesifikk løsning.

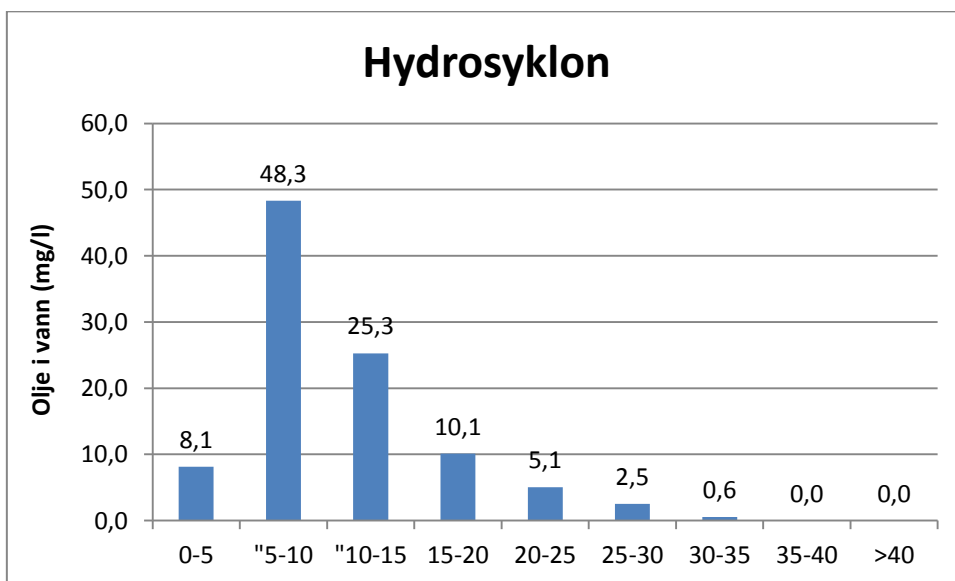
¹⁰ Grense mellom oljekontinuerlig og vannkontinuerlig brønnstrøm (oljekontinuerlig brønnstrøm; hovedstrømmen består av olje, mens vannet befinner seg som dråper innimellom oljen, vannkontinuerlig brønnstrøm; hovedstrømmen består av vann, mens oljen befinner seg som dråper innimellom vannet).

¹¹ Avgassingstank inngår normalt for alle tre løsningene, og kan i mange tilfeller ha betydelig renseseffekt

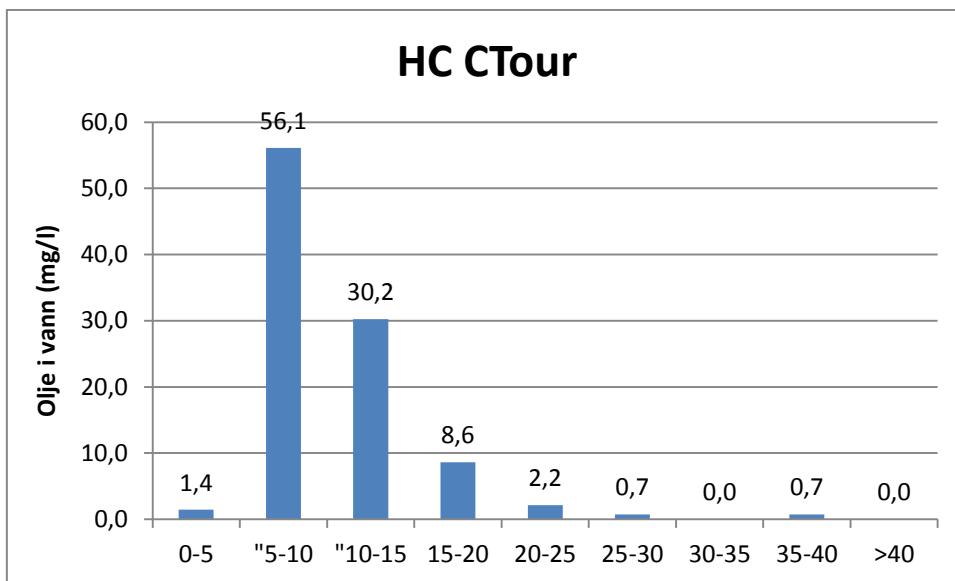


Figur 5-12. Olje i vann for ulike renseteknikker på sokkelen i perioden 2009-2014. Verdier for oppstartsår for Gjøa er holdt utenom.

Det er videre gjort en prosentfordeling av alle månedsverdiene i perioden 2009-2014 fordelt på de tre hovedløsningene, og gruppert disse i kategorier på 5 mg/l. Dette angir at for felt med kun hydrosykloner oppnås 10 mg/l eller bedre i 56 % av tilfellene (antall måneder med konsentrasjon i kategoriene 0-5 og 5-10) og bedre enn 20 mg/l i 92 % av tilfellene. Resultatene er i hovedsak nokså sammenlignbare for felt som i tillegg til hydrosykloner har CTour. Igjen, så må det understrekes at perioder med relativt høye konsentrasjoner ofte er forbundet med stans og vedlikehold, og ikke nødvendigvis redusert renseseffekt.

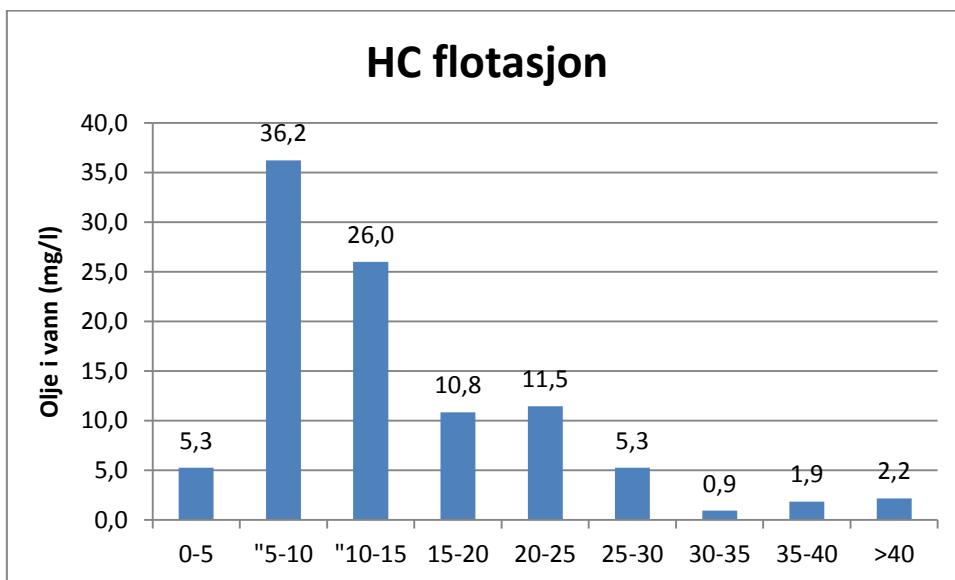


Figur 5-13. Statistisk fordeling månedlig olje-i-vann i prosent (hydrosyklon) (2009-2014)



Figur 5-14. Statistisk fordeling månedlig olje-i-vann i prosent (hydrosyklon og CTour) (2009-2014).

For felt som har ulike løsninger med flotasjon i tillegg til hydrosyklonene er resultatene noe forskjellige fra de andre løsningene. Her er andel under 10 mg/l ca. 42 % og andel under 20 mg/l ca. 82 %, og en del verdier er også over 30 mg/l.



Figur 5-15. Statistisk fordeling månedlig olje-i-vann i prosent (hydrosyklon og flotasjon) (2009-2014)

Tallene som er presentert over gir imidlertid ingen, eller i beste fall begrenset, indikasjon av rensegraden fra disse teknologiene (rensegrad da antatt som konsentrasjon inn systemet vs. konsentrasjon ut), da konsentrasjon inn før rensing ikke måles systematisk.

6 KOSTNADER

Betydelige investeringer er gjort i nullutslippsarbeidet, både knyttet til kjemikaliesubstitusjon og håndtering av produsert vann. Det finnes ikke tilgjengelige totaltall på disse investeringene og det har ikke vært innenfor mandatet av denne studien å fremskaffe dette. Myndighetene vurderte i 2003 kostnader for ulik måloppnåelse av nullutslippsmålene, uttrykt i form av redusert EIF. Anslaget var i området 0,8 – 2,3 mrd 2003-NOK for hhv. reduksjon av 70 – 85 % av EIF (TA-1996). Dette anslaget er betydelig underestimert, løsningene har blitt annerledes, og erfaringene angir investeringer opp i 1,2-1,5 mrd NOK for enkeltfelt (Ekofisk).

I dette kapitlet er det angitt erfaringsdata for investeringer og driftskostnader for enkelte felt på norsk sokkel. Da det er fremskaffet kun begrenset informasjon om kostnader, og tallgrunnlaget er fra ulike tidsperioder og på noe ulik oppløsning, er dette å anse som eksempler og ikke allmenngyldige tall.

6.1 Investeringskostnader

Reinjeksjon er normalt den mest kostbare løsningen for håndtering av produsert vann¹², da denne krever boring av brønn, samt anlegg for håndtering og pumping av vann. Investeringer i injeksjon for nye felt angis av OSPAR (2013) til i størrelsesorden fra minimum 50 til over 200 millioner NOK, avhengig av type produksjon (olje, gass) og kapasitet på anlegget – antatt at én ny brønn bores. Tidligere norske estimater (Statens strålevern m.fl., 2008) angir investeringer til injeksjon fra 50 til over 8 milliarder NOK per felt, med 2 milliarder NOK i snitt. Dette angir en betydelig usikkerhet og stor variasjon mellom felt.

Enkelte felt nyttiggjør produsert vann som trykkstøtte. Da er det gjerne ingen vesentlig merkostnad i forhold til alternativ injeksjon av sjøvann for trykkstøtte.

For eldre felt ble nye løsninger for produsert vann implementert retrospekt. Dette var komplisert å gjennomføre på innretninger i drift, og valg av løsning var avgrenset av blant annet vekt og plassbegrensninger. Investeringskostnader (inkludert ombygging/implementering) er svært forskjellige dersom et anlegg bygges integrert når innretningen er ny i forhold til dersom et anlegg ettermonteres. I en rapport fra OSPAR (2013) er det for flere av løsningene angitt at kostnader kan ligge i størrelsesorden 30-50 % høyere forbundet med anlegg som ettermonteres i forhold til installasjon på nye innretninger, både i investeringer og drift. I dette ligger også høyere avskrivninger på investeringer. Innspill fra norske oljeselskap antyder at disse kostnadene kan være vesentlig høyere. Et par eksempler på typiske investeringskostnader ved modifikasjon på gamle anlegg er gitt i tabell 6-1.

Tabell 6-1. Typiske investeringskostnader ved nye modifikasjonsprosjekt på gamle anlegg (Kilde: Statoil).

Kostnadselement	Investering (mill NOK)
Typiske optimaliseringer; Bytte av kjemikalie med nytt distribusjonssystem. Retrofit av hydroykloner, nye choke ventiler med mindre skjær, oppgradering av innmat i degassingstank og eller separatorer. Automatisering av jetteventiler (for å redusere oljemedrivning ved jetting). Automatisert tilbakespyling av hydroykloner og online oiw målere	50 - 100
Større endringer som nye moduler, oppgradering av vannkapasiteter, nye hydroykloner, nye tanker, ny teknologi mm	300 - 500
PWRI / PWI inklusiv stigerør, bunnrammer, brønnekostnader mm.	> 1000

¹² Tidligere estimat fra myndighetene angir at injisering av produsert vann fra alle felt på norsk sokkel kan medføre en kostnad på ca. 46 mrd NOK, (0,1-8,5 mrd NOK per felt) med en betydelig usikkerhet (\pm 50%), TA-2468. Tall fra industrien fra 2008 indikerer 2,5-8,5 mrd NOK/felt, eller 120-706 NOK/m³ produsert vann (TA-2637).

For nye innretninger er kostnaden for produsert vann-løsninger integrert i byggekostnadene, og dels vanskelig å isolere ut. Løsningene kan ha bidratt til en total økning i vekt og areal på en innretning, og således en merkostnad. Detaljert kunnskap om dette har man ikke, da dette har vært en del av grunnlaget i design fra tidlig planlegging. Som et eksempel er det studert en nokså ny feltutbygging, hvor utstyr tilhørende vannrenseanlegget ble vurdert å representere 3,2 % av det totale utstyret. Dette tilsier en investeringskostnad på ca. 250 MNOK, mens de spesifikke utstyrskostnadene isolert sett var på 62 MNOK. Dette illustrerer igjen utfordringen med å gi gode kostnadsestimat for vannrenseanlegget selv for nye utbygginger.

Noen tall på investeringer er innhentet og presentert i tabell 6-2.

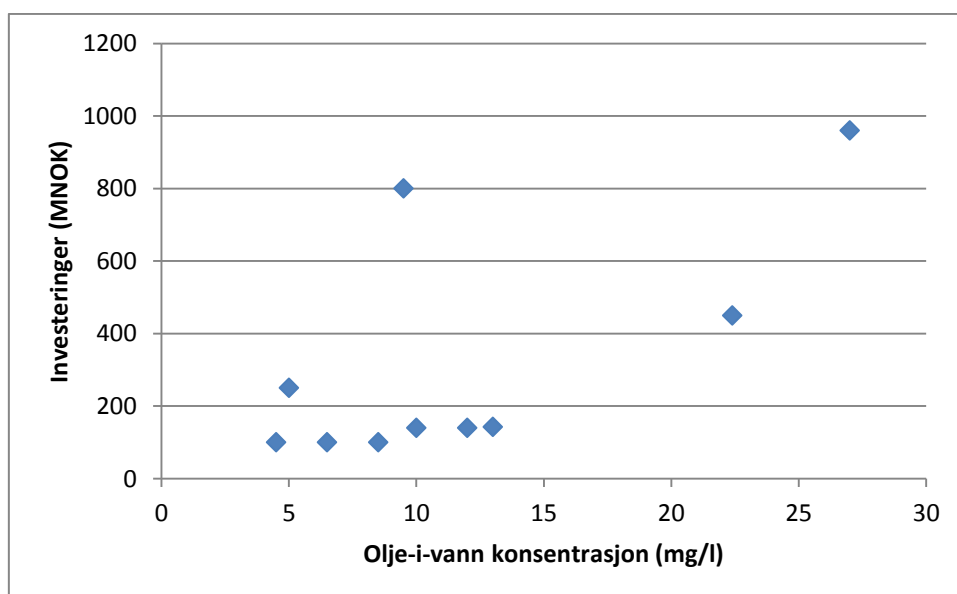
Tabell 6-2. Eksempler på investeringskostnader for produsert vann løsninger for enkelte felt på norsk sokkel. Feltene er anonymisert og tallene er fra ulike år og ikke indeksregulert.

Felt	Løsning for håndtering av produsert vann	Investering (mill NOK)
i	Hydrosykloner og CTour	1200
ii	Injeksjon, rensing med CTour og EPCON i serie. Økt vannbehandlingskapasitet med 35 000 b/d.	450
iii	Rensing med hydrosykloner og CFU, og mulighet for filtrering.	100
iv	Ombygging av vertsplattform for å ta inn produksjon fra havbunnsfelt; ny hydrosyklon pluss modifikasjoner og installering.	80
v	Nybygg med plattform for injeksjon, FSO med separasjon, injeksjonsbrønn og rør.	1340
vi	Nybygg med hydrosyklonpakke, kondensat miksere (CTour), et flotasjonssystem (CFU) i to steg, et rejektsystem for sluttbehandling av gjenvunnet olje, og et avgassingssystem for gjenvunnet vann.	250
vii	Oppgradering av eksisterende renseanlegg og driftsoptimalisering, sandvaskeanlegg og online OIV-måler	100
viii	Oppgradering av eksisterende renseanlegg og optimalisering (drift og kjemikalier), sandvaskeanlegg og online OIV-måler	100
ix	Ny innmat hydrosykloner, nye hydrosykloner og ny avgassingstank, C-Tour, 2-stk Epcon (CFU), online OIV-måler og sandfjerningsanlegg (ikke i bruk)	800
x	Ny innmat hydrosykloner og nye hydrosykloner, sandvaskeanlegg (opprinnelig design; od) og PWRI-anlegg (od) som trykkstøtte (PWRI tatt ut av bruk) og on-line OIV-måler	100
xi	Utbedring av hydrosykloner og driftsoptimalisering, CTour-anlegg (tatt ut av bruk), og online OIV-målere (ikke i bruk)	140
xii	Utbedring hydrosykloner og driftsoptimalisering, CTour-anlegg (tatt ut av bruk), og on-line OIV-målere (ikke i bruk)	140

Felt	Løsning for håndtering av produsert vann	Investering (mill NOK)
xiii	PWRI-anlegg delvis trykkstøtte inklusiv modifikasjoner, Epcon CFU, inline desander til sandrensepakke, forbedret skimming i drainsystem og ny spilloljetank, ny hydrosyklonpakke (ifm LLP)	960
xiv	Mulighet for injeksjon av små vannmengder, Epcon CFU og sandrensepakke.	143

Forhold som forventet vannmengde (kapasitet på anlegg), oljetype, vannkvalitet osv. er styrende både for valg av løsning og tilhørende investeringskostnad. Investering per vannkapasitet/prosessert volum og/eller oppnådd renseeffekt kunne derfor vært nyttig å studere. Tilgjengelig tallmateriale har betydelig usikkerhet og er ikke godt egnet for vurderinger av dette. Det er likevel gjort et forsøk på å belyse disse forholdene.

Det er ingen lineær sammenheng mellom investeringer og hvilken renseeffekt som oppnås, hvor enkelte felt med høye investeringer oppnår relativ dårlig rensing, mens felt med relativt mindre investeringer oppnår langt bedre renseeffekt (Figur 6-1). Uten å være grundig analysert, kan resultatene imidlertid indikere at for enkelte felt oppnås god rensing med relativt små investeringer, som følge av feltspesifikke forhold som gir relativt enkel rensing. Mens, andre felt har betydelige utfordringer, og sliter med å oppnå god renseeffekt selv med betydelige investeringer.



Figur 6-1. Investering (MNOK) per oppnådd oljekonsentrasjon (mg/l). Eksempler for ti felt på norsk sokkel.

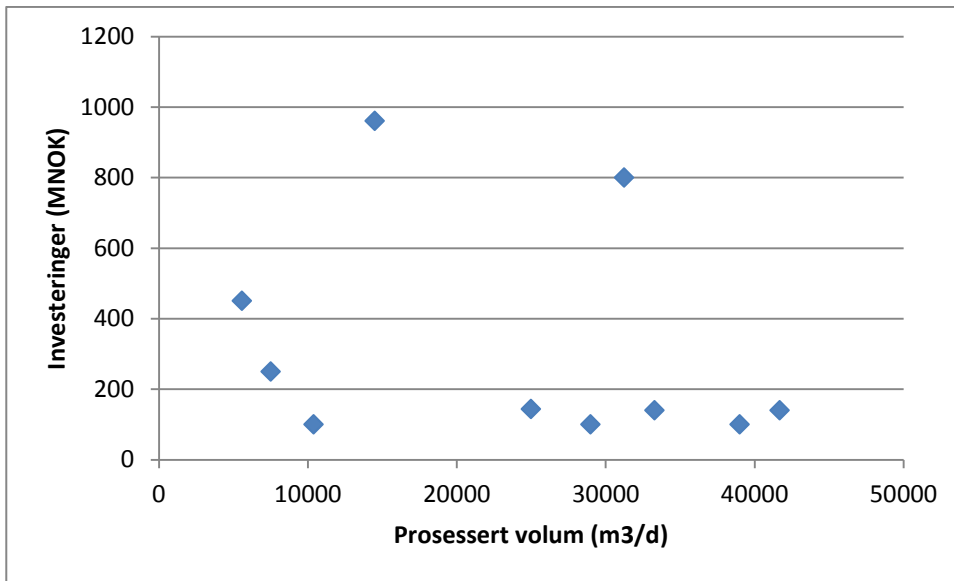
Det hadde vært nyttig å kunne indikere hvor store investeringer som er nødvendige for å oppnå en forbedret og definert renseeffekt for et felt/innretning; for eksempel hvor stor investering kan forventes ved å forbedre renseeffekten fra 20 til 10 mg/l olje i vann? Det er her sett på to felt hvor det er installert en ny innretning for blant annet prosessering og vannrensing. Målsetningen har naturligvis vært å oppnå

forbedret («felt A») eller tilsvarende («felt B») rensing. Ønsket effekt er foreløpig oppnådd for felt A, med en investering på ca. 250 MNOK, mens det for «felt B», med en investering på ca. 450 MNOK, for tiden oppnås en langt lavere renseseffekt enn for tidligere løsning. Dette har sine årsaker, men antyder kompleksiteten i å kunne angi økonomiske konsekvenser av en ønsket renseseffekt, på et generelt grunnlag. Dette underbygger viktigheten av de feltspesifikke forskjellene, hvor hvert anlegg må spesialtilpasses aktuell brønnstrøm og driftsforutsetninger, og at et slikt spørsmål derfor ikke er mulig å besvare på et generelt grunnlag.



Figur 6-2. Oljekonsentrasjon (mg/l) for to felt før og etter (stiplet linje) installering av ny plattform med ny renseteknikk for produsert vann.

Av relevans for investeringene er også den vannkapasitet (og -kvalitet) anlegget designes for. Livsløpsdata over volum av produsert vann per felt kan tenkes å gi en indikasjon av investering per behandlet vannvolum over levetiden. Fullstendige prognoser for dette er ikke innhentet. Det er imidlertid sett på enkelte eksempler hvor investeringskostnad er vurdert i forhold til designet vannbehandlingskapasitet eller årlig prosessert vannvolum på valgt anlegg. Eksempelene angir investeringer i størrelsesorden 3 500 – 80 000 NOK/m³ prosessert/kapasitet. Dette angir en betydelig variasjon og gir ikke grunnlag til å kunne trekke generelle konklusjoner mellom investeringsnivå og kapasitet.



Figur 6-3. Investering (MNOK) per prosessert vannmengde (m³/d). Eksempler for ti felt på norsk sokkel.¹³

6.2 Driftskostnader

Ulike teknikker/anlegg har stor forskjell i kompleksitet i drift, og driftskostnader varierer også betydelig fra en innretning til en annen. I tilgjengelig tallgrunnlag for driftskostnader er det også forskjeller mellom hvordan ulike selskaper deler inn denne type kostnader, hva som inngår i kostnadene (arbeidskraft, kjemikaliebruk, etc.), og innhentede tall må kun vurderes som retningsgivende. Enkelte kostnader er løpende eller *ad hoc*, mens andre er relatert til vedlikehold - gjerne i forbindelse med revisjonsstans. Revisjonsstans kan anslagsvis foregå hvert tredje år, og driftskostnader vil således variere fra et år til et annet.

OSPAR (2013) angir årlige driftskostnader av vannrenseanlegg som 35 – 45 % av investeringskostnaden, men dette vil variere betydelig fra innretning til innretning og mellom teknikker.

Generelt vurderes drift av renseanlegg for produsert vann på norsk sokkel i gjennomsnitt å ligge i størrelsesorden 10 – 20 MNOK per år (tabell 6-2), noe varierende mellom felt og fra år til år. Enkelte operatører rapporterer driftskostnader opp i 80 MNOK per år. Disse tallene gjelder for rensing og ikke for felt med injeksjon, hvor «engangskostnader» forbundet med brønnoverhaling alene kan komme opp i 50 – 100 MNOK, og hvor brenngassbehov til injeksjon også kan utgjøre flere titalls MNOK per år.

OSPAR (2013) angir årlige driftskostnader for injeksjon til i størrelsesorden 15- 30 MNOK avhengig av type produksjon (olje, gass) og kapasitet på anlegget. I driftskostnadene inngår da også CO₂-avgift.

¹³ For enkelte nye felt er resultatene for behandlingskapasitet og ikke prosessert mengde. Normalt er kapasiteten betydelig høyere enn faktisk behandlet mengde.

Tabell 6-2. Eksempler på driftskostnader for produsert vann løsninger.

Kostnadselement av driftskostnader	MNOK / år
Vannrenseanlegg	
Rensing av hydrosykloner (ca 1400 arb.timer)	2,0
Rensing av Epcon (ved revisjonsstans, ca. 5 mill hvert 3. år)	1,7
Rensing av separator (ved revisjonsstans, ca. 5 mill hvert 3. år)	1,7
Rensing av resten av anlegg (ventiler, instrumenter etc.) (ved revisjonsstans, ca. 5 mill hvert 3. år)	1,7
Filterbytte	3,0
Analyser og oppfølging	0,4
Operatør, driftsingeniør, laborant og miljøkoordinator	3,5
Bruk av ekstern ekspertise for gjennomgang (fra 0 – 2 mill hvert år)	0,5
Kjemikalier (kan variere fra 0,3 til 100 mill på et år)	3,0
C-tour med tilhørende komponenter	4,0
Vedlikehold og rensing av jetvannssystem og sandhåndtering	1,2
Injeksjon	
Brønnoverhaling («engangskostnad» på anslagsvis 50-100 MNOK)	
Energikostnad (varierende fra felt til felt)	25
Vedlikehold pumper	2,5
Driftsoperatør	1

7 VURDERING AV NYTTE

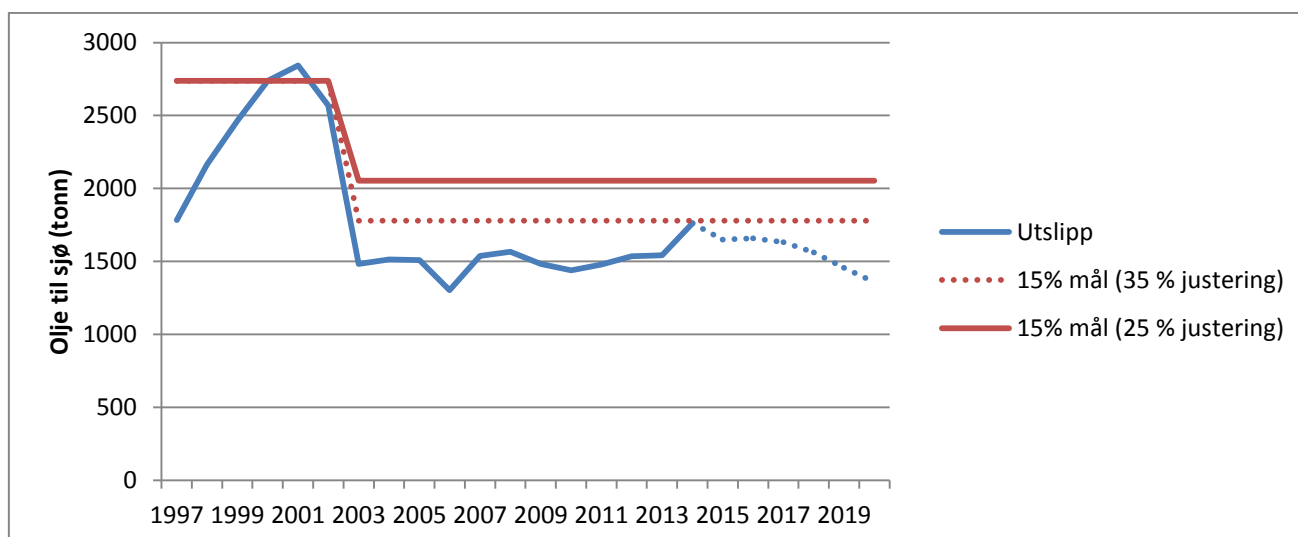
I et nylig gjennomført prosjekt for Arbeids- og sosialdepartementet (DNV, 2015-a), er det vurdert metoder for kost-nyttevurderinger av regelverksendringer i petroleumssektoren. «Produsert vann» er her benyttet som et eksempel, men kun rent metodisk og uten faktiske kost-nytte vurderinger.

Det er ikke en del av mandatet for foreliggende studie å gjøre kost-nyttevurderinger, og som angitt over er grunnlaget for vurdering av kostnader nokså variabelt. Det er imidlertid i studien gjort noen isolerte vurderinger av forhold som kan være relevante for å kunne måle/vurdere omfang av «nytte» av et miljøtiltak. Nytte-forhold er som vurdert som relevant er:

- Tiltaket vil bidra til å redusere uakseptable eller uønskede konsekvenser, og/eller bidra til å oppfylle nasjonale miljømål/forpliktelser.
- Tiltaket gjennomføres med vekt på «føre var prinsippet», begrunnet utfra mangelfull kunnskap om konsekvenser og bekymring for langtidsvirkninger.

7.1 Nasjonale miljømål og rammebetingelser

Målsettinger om reduksjon av olje i produsert vann med 15 % innen 2006 (basert på 2000-nivå) er tidligere rapportert som oppnådd, men at dette ble vurdert å ta noe lengre tid enn ønsket. Siden det midt i denne prosessen ble foretatt en endring i analysemetode har det vært vanskelig eksakt å angi utslippstall i forhold til 2000-nivået. Figuren under angir årlige totalutslipp av olje med produsert vann, samt en indikasjon mot måltallet fra 2000¹⁴. Det har vært en svakt økende snittkonsentrasjon de senere år, mens vannmengde sluppet ut – med unntak av 2014 - har vært nedadgående men noe varierende i perioden. Prognosen for utslipp av produsert vann tilsier nedgang i forhold til 2014. Prognosetallet er imidlertid beheftet med noe usikkerhet. Dersom prognosen er riktig og utslippskonsentrasjonen er stabil eller forbedret, vil det være god margin til måltallet for oljemengde i årene fremover.



Figur 7-1. Årlig utslipp av olje (tonn) med produsert vann fra norsk sokkel i forhold til nivået i 2000, samt prognose. Måltall fra 2003 nedjustert med 25 og 35 % for å prøve å tilpasse mot ny analysemetode, og er kun retningsgivende.

¹⁴ Myndighetskravet ble justert med 25 % (fra 40 til 30 mg/l), mens parallelle analyser i perioden antyder at effekten var om lag 35 % eller mer.

Nasjonale mål (jf. st meld 26 (2006-2007)) er videre at operasjonelle utslipp av olje skal ikke medføre helse- eller miljøskade, eller bidra til økninger i bakgrunnsnivåene av olje eller andre miljøfarlige stoffer over tid.

Dette følges opp gjennom miljøovervåkingen på sokkelen, og kunnskapen per i dag tilsier at dette målet imøtekommes (se nedenfor).

I sin strategi for 2020 har OSPAR satt som målsetting at utslipp av produsert vann ikke skal gi miljøskadelige virkninger. Som grunnlag for dette skal det gjøres vurderinger av risikonivå, og med hensiktsmessige tiltak rettet mot de mest miljøfarlige stoffene. Denne strategien samsvarer med det arbeidet selskapene gjør gjennom sine nullutslippsplaner og pågående feltvise teknologivurderinger, hvor en risikobasert tilnærming ligger til grunn. Dette sikrer best mulig miljønytte i forhold til kostnadene.

7.2 Status om kunnskap og om konsekvenser

Kunnskap om konsekvenser som følge av produsert vann utslipp på sokkelen er i stor grad forankret i følgende arbeid og prosesser:

- Miljøovervåkingen av vannsøylen på sokkelen som gjennomføres regelmessig gjennom industriens «effektovervåking» og «tilstandsovervåking».
 - Metodisk sett er det utfordrende å overvåke vannsøylen, og overvåkingen har vært, og er fremdeles, gjenstand for flere forbedringer over tid. Overvåkingen favner både biologiske og kjemiske metoder.
 - Gjennomgående er det ikke avdekket forhold i overvåkingen som tilsier negative konsekvenser på bestander, eller som kan påvirke bestander.
 - Akutte virkninger på individnivå er ikke forventet utover nærsone til et utslipp, og fokus er i større grad rettet mot eventuelle kroniske eller langtidsvirkninger.
- Forskning på enkeltkomponenter og produsert vann har vært betydelig fokusert gjennom de siste 10-15 år, gjennom offentlige programmer og med støtte fra industrien. Herunder spesielt forskning på langtidseffekter av utslipp til vannsøylen under delprogrammet PROOF fra 2002, videreført som PROOFNY (Havet og Kysten) i regi av Norges forskningsråd.

7.2.1 Kunnskap fra forskning

En oppsummering av kunnskapen om effekter fra produsert vann forskningen i programmet PROOFny ble sammenfattet i 2012 (Bakke *et al.* 2012) og kan anses som gjeldende kunnskapsstatus. Dette angir generelt at:

- Risikoen for langsiktig miljøskade som følge av produsert vann utslippene er moderat.
- Komponenter i produsert vann kan forårsake en rekke negative effekter som har konsekvenser for helsetilstand, funksjon og reproduksjon i enkeltindivider av fisk og virvelløse dyr.
- Et fellestrekk for alle undersøkelsene er at effektene er påvist ved en fortykning av produsert vann på 0,1 – 1 % eller høyere. Dette er en fortykning som oppnås svært nær utslippkilden.

- Det er fortsatt stor usikkerhet forbundet med hvorvidt effekter på individer og samfunn i nærområdet for et utslipp har ringvirkning på større områder, populasjoner og samfunn. I prinsippet vil man aldri kunne fastslå, bare sannsynliggjøre, at langsiktige, økologiske effekter ikke vil forekomme. Bedre kunnskap om individeffekter er neppe tilstrekkelig for å forutsi effekter på høyere nivå, siden konsekvenser for bestander og samfunn sannsynligvis i langt større grad styres av sesong, populasjoners forekomst i tid og rom og oseanografiske faktorer, enn av helsetilstand hos de individene som blir eksponert.

7.2.2 Resultater fra effektovervåkingen

Generelt innebærer vannsøyleovervåkingen at fisk i bur og blåskjell utplasseres (normalt) nedstrøms av produsert vann utslipp for å kunne måle eventuelle biologiske effekter, normalt ved ulike biomarkører. I tillegg er det ved ulike metoder forsøkt å måle konsentrasjoner og oppkonsentrering av kjemiske stoffer. Det er mange utfordringer knyttet til denne overvåkingen, og det har derfor gradvis foregått metodeutvikling. Det er fremdeles utfordringer og begrensninger ved de metodene som benyttes.

En oppsummering av erfaringene fra effektovervåkingen ble rapportert i 2012 (Sundt *et al.*, 2012). Denne gir en god oversikt over kunnskap på området, ulike metoder som er benyttet, samt videre anbefalinger.

Det er generelt funnet at det kan måles forekomst av komponenter fra produsert vann nær innretningene, men at området er begrenset for felt hvor vannet er rensert før utslipp. Generelt tilsier kunnskapen at mange komponenter i produsert vann (spesielt alkylfenoler og flere PAHer) har et potensiale for skade på vannlevende organismer (jf. oppsummeringen fra forskningen), men ved andre konsentrasjoner enn det som finnes nedstrøms produsert vann utslippene.

Effektovervåking viser at de utsatte organismene har blitt eksponert for moderate nivåer av komponenter fra produsert vann, med biologiske responser med avtagende respons lenger vekk fra utslippskilden. De observerte responsene i effektovervåkingen kan tolkes som moderate negative effekter, men det er ikke påvist noen helseeffekter på disse organismene og det er derfor vanskelig å konkludere med at denne eksponeringen har betydning for enkeltindivider eller bestander (TA-2637).

Vannsøyleovervåking på Ekofisk ble gjennomført i 2006, 2008 og 2009, før og etter implementering av rens tiltak. Effekten av reduserte utslipp ble påvist gjennom redusert bioakkumulering og biomarkøreffekt, og det ble konkludert med lav miljørisiko (Brooks *et al.*, 2009).

Selv om effekter i vannsøylen er vanskelige å måle, er det lite som tyder på effekter av betydning av utslippene av produsert vann. Denne oppfatningen er tidligere også uttalt fra Miljødirektoratets ekspertgruppe (TA-2468); «*utslipp av produsert vann ikke har gitt effekter på fisk, heller ikke akkumulering*» og vurderes som gyldig fremdeles.

7.2.3 Resultater fra tilstandsovervåkingen

Tilstandsovervåking gjennomføres hvert tredje år. Den skal dokumentere om fisk fra norske havområder er påvirket av forurensing fra petroleumsvirksomheten. Dette gjøres ved at et uavhengig forskningsinstitutt samler inn og analyserer fisk fra norske havområder og norsk sokkel hvor det er petroleumsvirksomhet.

Siste tilgjengelige rapport fra tilstandsovervåkingen er fra 2011 (Grøsvik *et al.*, 2011). Det er tidligere er avdekket biomarkøreffekter (forhøyede DNA adukter) i hyse fra Tampen-området. Forhøyede verdier av

PAH-metabolitter i hysegalle fra Tampen tilsier en mulig (genotoksisk) effekt. Det imidlertid usikkert om dette skyldes påvirkning av produsert vann eller økt PAH nivåer i sedimentet forårsaket av f.eks. gamle kakshauger med oljebasert borevæske. Siste rapport konkluderer med at det er ingen indikasjoner som tilsier at utslippene fra petroleumsvirksomheten påvirker matsikkerhet (fisk).

Det er tidligere rapportert at tilstandsovervåkingen så langt ikke har påvist oljekomponenter i villfisk som brukes til konsum (TA-2637). Dette synes som en gyldig konklusjon også etter siste undersøkelser.

7.3 Miljørisikobidrag til EIF fra olje i produsert vann

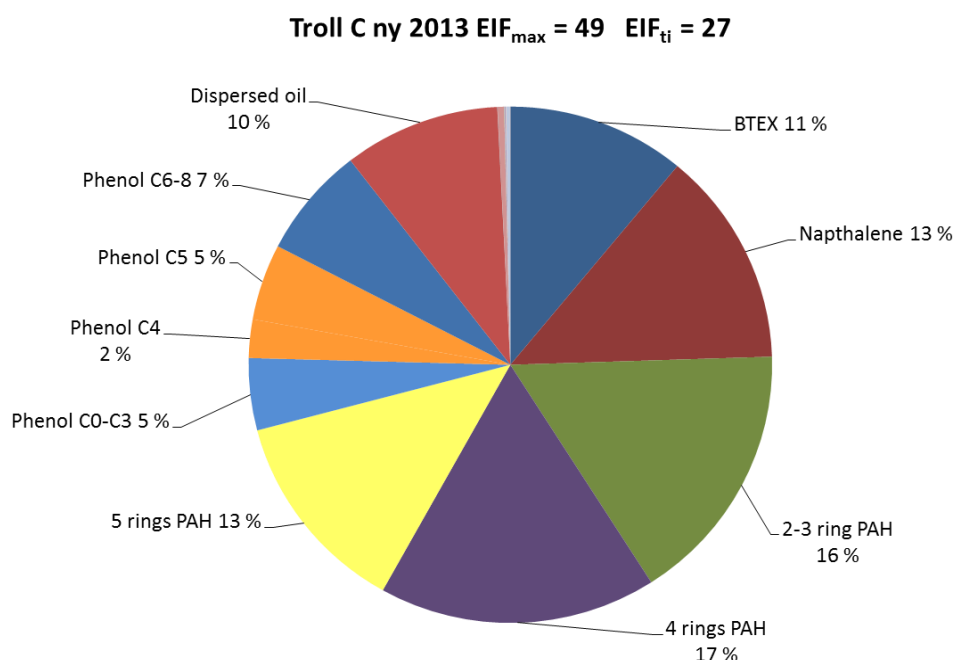
Det er vurdert at en fornuftig parameter for å vurdere nytte av tiltak i nullutslippsarbeidet er relatert til EIF (Environmental Impact Factor), som gir et uttrykk for utslippets totale miljørisiko sammensatt av risikoelement fra ulike bestanddeler.

EIF er generelt benyttet av industrien for å vurdere miljørisiko av planlagte utslipp.

Dispergert olje utgjør en av disse bestanddelene. En gjennomgang av EIF-data for alle Statoil-opererte felt angir at olje i vann utgjør normalt 1-3 % av EIF, opp i 10 % for enkeltfelt.

Ved eksempelvis å senke utslippskravet fra 30 til 10 mg/l vil miljønyttene kunne angis i form av redusert EIF. Et par eksempler er diskutert nedenfor¹⁵:

- Troll C har Oiv bidrag til EIF på 10 %. Troll hadde i 2014 gjennomsnittlig utslipp på 16,7 mg/l Oiv. En reduksjon i konsentrasjon til 10 mg/l (ca. 40 %) vil da redusere Oiv bidraget til EIF'en fra 10 % til ca. 6 %, mens total EIF da reduseres fra 49 til 47. Resterende EIF er relatert til andre bestanddeler i produsert vann enn dispergert olje, figur 7-2.

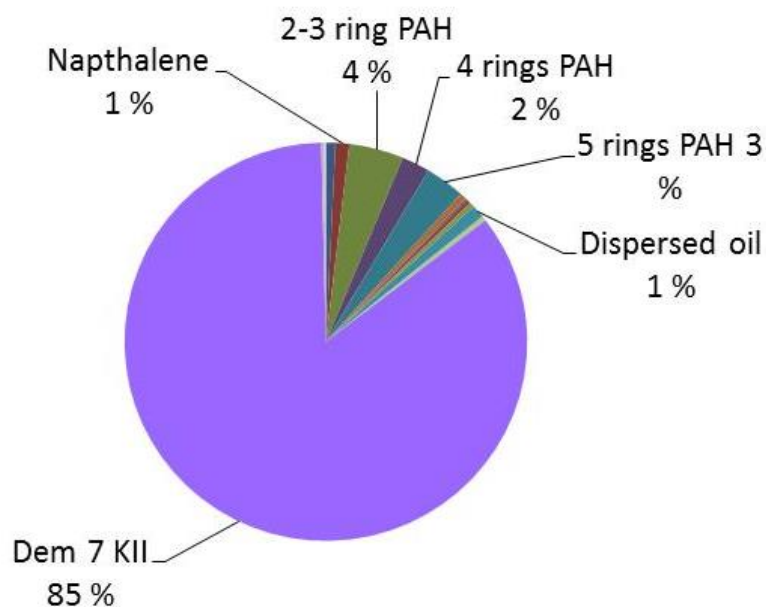


Figur 7-2. EIF for Troll C i 2013, med bidrag fra ulike bestanddeler. Kilde: Statoil

¹⁵ Det er ikke lineære sammenhenger mellom reduksjon i innverdi og redusert EIF, men ved lave bidrag kan dette være retningsgivende.

For et felt som Heidrun utgjør kjemikalier en betydelig andel av EIF på 64, figur 7-3. Dispergert olje utgjør 1 % av EIF. OiV for Heidrun (som har injeksjon som primær strategi) var i 2014 på 26,5 mg/l. En reduksjon av denne til 10 mg/l (65 %) vil da kun redusere EIA med mindre enn 0,5, til 63,5, noe som er innenfor usikkerheten til modellen.

Heidrun ny 2013 EIF_{max} = 64 EIF_{ti} = 17



Figur 7-3. EIF for Heidrun i 2013, med bidrag fra ulike bestanddeler. Kilde: Statoil

Eksemplene angir at olje i produsert vann utgjør en svært liten andel av EIF, og at ytterligere rensing av olje i vann har svært liten positiv nytteverdi for miljørisikoen (EIF). Ytterligere rensing av olje i vann kan imidlertid samtidig også medføre rensing av andre naturlige komponenter i produsert vann, som PAH og BTEX, men dette er ikke studert i foreliggende arbeid. En indikasjon om rensegrad for de ulike stoffer og med ulike løsninger er gitt i OSPARs publikasjon om teknikker for rensing av produsert vann (OSPAR, 2013), og dette varierer betydelig for de enkelte stoffer og med de ulike teknikker.

8 ANBEFALINGER

Dagens rammebetingelser med en risikobasert tilnærming og BAT for håndtering av produsert vann bør videreføres både for eksisterende og nye felt/innretninger:

- Dette bidrar til kost-nyttmessig gode løsninger som sikrer lave utslipp av olje i produsert vann, men samtidig gir mulighet til midlertidige svingninger i utslippsnivå, noe som er vanlig på en rekke felt som følge av operasjonelle og reservoarmessige betingelser.
- Tiltaksmessig bør fokus være på felt som bidrar med de største risikobidragene, heller enn på felt med små utslipp og lav miljørisiko. En fast utslippsgrense vil ellers kunne ha svært høy kostnad og lav nytte for marginale felt.
- Fokus bør fremdeles være på de komponenter i produsert vann som bidrar til høyest miljørisiko, som enkelte tilsatte kjemikalier og noen naturlige forbindelser, og i mindre grad på olje i vann. Vurderinger av mulige tiltak, og tilhørende kostnader, vil fremkomme gjennom de feltspesifikke vurderingene som pågår og skal rapporteres i mars 2016.

Dagens praksis medfører at de fleste nye felt vil velge injeksjon som primær strategi for håndtering av produsert vann. For felt som anbefales bygd ut med rensing av produsert vann, gjøres BAT vurderinger for å finne feltoptimale løsninger, og som oftest leverer disse rensing til under 10 mg/l. Forskjellen i valgt løsning, og tilhørende kostnader, vurderes imidlertid å kunne være betydelig mellom dagens situasjon hvor en generelt oppnår 10 mg/l, og en situasjon hvor leverandøren må garantere for 10 mg/l.

For felt med injeksjon er opprettholdelse av stabil injeksjon, med minimum nedetid av høyest viktighet for å redusere miljørisiko. Rensegrad for utslipp har relativt mindre betydning for miljørisikoen. Tiltak bør således rettes mot oppetid av injeksjonsbrønner, pumper og tilhørende utstyr, foran rensing.


Erfaringer fra felt med rensing indikerer særskilte utfordringer knyttet til senere innfasing av brønnstrøm fra andre felt. Dette bør derfor vies mer oppmerksomhet i fremtiden, hvor muligheten for fleksibilitet knyttet til endret brønnstrøm, vannmengde etc. får mer oppmerksomhet som en del av BAT vurderingene.

En del av variasjonen i rensegrad på et anlegg skyldes operasjonelle betingelser. For selskaper med få egenopererte felt, kan det være krevende å undersøke og teste ut tiltak for forbedringer, og det synes å være rom for bedre erfaringsutveksling, etablering av gode oppstartsprosedyrer, og samarbeid om løsninger mellom selskapene.

En del kjemikalier påvirker separasjon og rensing i svært negativ retning, blant annet korrosjonshemmere. I fremtidige vurderinger om valg av løsning bør miljøaspekter ved materialvalg få økt prioritet for om mulig å begrense kjemikaliebruken.

9 FORKORTELSER

BAT	Best available techniques
BTEX	Bensen, toluen, etylen og xylen
CAPEX	Capital expenditures (investeringer)
CFU	Compact flotation unit
DNV GL	Det norske veritas Germanisher Lloyds
EEH	EPIM Environment hub - miljørapporteringsverktøy
EIF	Environmental impact factor
EW	Environment Web – tidligere miljørapporteringsverktøy
FPSO	Floating production, storage, offloading (produksjons- og lagerskip)
FPU	Floating production unit
GC	Gas chromatography
GFU	Gas flotation unit
IOR	Increased oil recovery
IR	Infra red
ISO	International Standards Organisation
KLIF	Klima- og forurensningstilsynet, nå Miljødirektoratet
mg/l	Milligram per liter
MPPE	Maro Porøs Polymer Ekstraksjon
NOK	Norske kroner
NOROG	Norsk olje og gass
NS	Norsk standard
OD	Oljedirektoratet
OiV	Olje i vann
OLF	Oljeindustriens landsforening, nå NOROG
OPEX	Operational expenditures (driftskostnader)
OSPAR	Oslo-Paris konvensjonen for beskyttelse av havmiljø i det Nordøstlige Atlanterhavet
PAH	Polysykliske aromatiske hydrokarboner



PEC	Predicted environmental concentration
PNEC	Predicted no effect concentration
ppm	Parts per million
PROOFny	Delprogram av forskningsprogrammet Havet og Kysten; Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten
PW	Produced water
PWRI	Produced water reinjection
RNB	Revidert nasjonalbudsjett
SFT	Statens forurensningstilsyn, nå Miljødirektoratet
SLA	Sleipner A

10 REFERANSER

Aquateam Cowi, 2014. Overvåking av prosessvann oppstrøms og nedstrøms av vannrenseanlegget før og under oppstart av brønn mot Ormen Lange Landanlegg i 2014. Rapport nr: 14-023.

Bakke, T., J. Klungsøyr og S. Sanni, 2012. Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning. Oslo Norway, Norges forsknings-råd: 40s.

Brooks, Steven, Rolf C Sundt, Christopher Harman, Eivind Farmen Finne, Merete Grung, Sjur Vingen, Brit F. Godal, Janina Baršienė, Halldóra Skarphéðinsdóttir. Water Column Monitoring 2009. Rapport fra NIVA og IRIS.

DNV GL, 2015-a (in prep.). Analyser av antatte konsekvenser, kostnader og nyttegevinster av HMS-krav og tiltak i petroleumsvirksomheten.

Grøsvik, Bjørn Einar, Eirin Kalstveit, Li Liu, Guri Nesje, Kjell Westrheim, Marc H.G. Berntssen, Jérémie Le Goff, Sonnich Meier. Condition monitoring in the water column 2011: Oil hydrocarbons in fish from Norwegian waters. Havforskningsinstituttet.

KLIF, 2010. Petroleumsvirksomhetens arbeid med nullutslipp. Klima- og forurensningsdirektoratets vurdering av måloppnåelse for nullutslippsarbeidet, april 2010. TA 2637/2010.

Meijer, D.T. and Madin, C., 2010. REMOVAL OF DISSOLVED AND DISPERSED HYDROCARBONS FROM OIL AND GAS PRODUCED WATER WITH MPPE TECHNOLOGY TO REDUCE TOXICITY AND ALLOW WATER REUSE. APPEA Journal 2010.

National Energy Technology Laboratory, US Department of Energy:
<http://www.netl.doe.gov/research/coal/crosscutting/pwmis/tech-desc>

OD 2013. Miljøteknologi. Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumindustrien på norsk sokkel.

OSPAR, 2013. Background Document concerning Techniques for the Management of Produced Water from Offshore Installations. Offshore industry series.

SFT, 2003. Operatørens arbeid for å nå målet om nullutslipp til sjø. TA-1996/2003.

SFT, OD, OLF, 2003. Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. Status og anbefalinger 2003. Rapport fra Nullutslippsgruppen. Ta-1962/2003.

Statens strålevern, Oljedirektoratet, SFT, 2008. Kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav om injeksjon/reinjeksjon av produsert vann, nullutslipp av borekaks og borevæske og inkludere radioaktivitet i nullutslippsmålet. TA-2468/2008.

Sundt, Rolf C., Steven Brooks, Bjørn Einar Grøsvik, Daniela M. Pampanin, Eivind Farmen, Christopher Harman, Sonnich Meier, 2012. Water column monitoring of offshore produced water discharges. Compilation of previous experience and suggestions for future survey design. Rapport fra IRIS, HI og NIVA.



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.