

M-513 | 2016

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel

# Delrapport 3B Tiltaksmuligheter og reduksjonspotensialer

Utarbeidet for Miljødirektoratet



Geir Husdal  
Lene Osenbroch  
Özlem Yetkinoglu

 **add energy**

**add novatech as**

**15.03.2016**

**Utførende institusjon**

add novatech as

**Oppdragstakers prosjektansvarlig**

Geir Husdal

**Kontaktperson i Miljødirektoratet**

Sissel Wiken Sandgrind/Bjørn A. Christensen

**M-nummer**

M-513|2016

**År**

2016

**Sidetall**

36

**Miljødirektoratets kontraktnummer**

14088187

**Utgiver**

Miljødirektoratet

**Prosjektet er finansiert av**

Miljødirektoratet

**Forfatter(e)**

Geir Husdal, Lene Osenbroch, Özlem Yetkinoglu og Andreas Østebrøt

**Tittel – norsk og engelsk**

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel  
Delrapport 3B - Tiltaksmuligheter og reduksjonspotensialer

**Sammendrag – Summary**

For et flertall av kildene til direkteutslipp av metan og NMVOC er det identifisert teknikker (teknologier og metoder) som kan eliminere utslippene. Dette er teknikker som er i bruk på produksjonsinnretninger på norsk sokkel i dag.

Ved bruk av de påviste utslippsfrie teknikkene på nye innretninger, vil direkteutslippene av metan og NMVOC fra disse bli kraftig redusert i forhold til det en ser på innretninger i drift i dag. Tilleggs kostnadene for å gjennomføre slike tiltak på nye innretninger anses å være små eller fraværende.

For eksisterende innretninger er situasjonen helt forskjellig fra nye innretninger. Teknisk sett er det mulig å implementere utslippsfrie teknikker også her, men dette vil kunne kreve til dels omfattende ombygningsarbeider med tilhørende høy tiltakskost.

**4 emneord**

Direkteutslipp, metan, NMVOC, tiltak

**4 subject words**

Direct emissions, methane, NMVOC, mitigation

**Forsidefoto**

Heimdal. Kilde: Statoil, fotograf: Øyvind Hagen

## Sammendrag og konklusjoner

Tiltak for å redusere direkteutslipp av metan og NMVOC fra innretninger på norske sokkel er kartlagt, mulighetene og potensialene for reduksjon av utlippene er vurdert og tiltakskost er adressert. Med direkteutslipp menes her avgasser som slippes ut uforbrent gjennom såkalte atmosfæriske venter/kaldventer eller som diffuse utslipp.

For et flertall av kildene til direkteutslipp av metan og NMVOC er det identifisert teknikker (teknologier og metoder) som kan eliminere utlippene. Dette er teknikker som allerede er i bruk på produksjonsinnretninger på norsk sokkel.

For flere av utslippskildene som ikke kan elimineres, er det funnet tiltak som i noen grad kan redusere utlippene. Det er imidlertid også kilder som produserer direkteutslipp som ikke kan reduseres eller bare i liten grad. Utslippsmengdene fra de fleste av disse kildene er godt kartlagt og relativt små. For en av kildene (mindre lekkasjer gjennom flenser og ventiler, etc.) er utslippsmengdene så langt delvis uavklarte, men de kan være betydelige. Det er her foreslått en ny kvantifiseringsmetode som bør kunne gi sikrere utslippsmengder (Ref: 2).

Ved bruk av de påviste utslippsfrie teknikkene på nye innretninger, vil direkteutlippene av metan og NMVOC fra disse bli kraftig redusert i forhold til det en ser på innretninger i drift i dag. Tilleggskostnadene for å gjennomføre slike tiltak på nye innretninger anses å være små eller fraværende, men det kan være innretningsspesifikke unntak. Ser en bort fra kilder som mindre lekkasjer og utslipp i forbindelse med tenning av fakkel (der mengdene foreløpig er uavklarte), vil en kunne oppnå utslippsmengder under 10 tonn HC-gass (metan pluss NMVOC) pr. innretning for innretninger som ikke har lagertanker for råolje. For innretninger med lagertanker for råolje (eks. FPSO'er) må en regne med noe høyere utslipp på grunn av gassfriing av lagertanker i forbindelse med regelmessige tankinspeksjoner.

For eksisterende innretninger er situasjonen helt forskjellig fra nye innretninger. Teknisk sett er det mulig å implementere utslippsfrie teknikker også her, men dette vil kunne kreve til dels omfattende ombyggingsarbeider med tilhørende høy tiltakskost. Fordi omfanget av slike ombyggingsarbeider vil kunne variere mye fra innretning til innretning på grunn av forskjellige forutsetninger, kan ikke tiltakskost beregnes for de enkelte innretninger og tiltak som en del av denne prosjektmodulen. Det foreligger derfor ikke noe godt grunnlag for å beregne et realistisk potensial for utslippsreduksjoner. Et kvalitativt anslag som er gjort, utslippskilde for utslippskilde, indikerer imidlertid at utlippene realistisk sett bør kunne reduseres med ca. 10% på eksisterende innretninger. Usikkerheten i dette anslaget er imidlertid stor.

Tiltakskost er vanskelig å beregne fordi utslipp av metan og NMVOC ikke har en definert pris. Det er imidlertid i prosjektet foreslått å bruke en "fiktiv" pris basert på metans GWP (Global Warming Potential) målt i CO<sub>2</sub>-ekvivalenter kombinert med CO<sub>2</sub>-prisen bestående av avgift og kvotepris. Det anbefales at tiltakskost for de enkelt innretninger og tiltak vurderes av de enkelte operatørselskaper.

# Innhold

<b>1</b>	<b>Sammendrag og konklusjoner</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Direkte utslipp av HC-gasser</b> .....	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>Tiltaksmuligheter og reduksjonspotensialer</b> .....	<b>7</b>
4.1	<i>Innledning</i> .....	7
4.2	<i>Generelle metoder for utslippsreduksjon</i> .....	7
4.3	<i>Utslippsreduserende tiltak kilde for kilde</i> .....	8
4.3.1	Innledning .....	8
4.3.2	TEG-regenerering .....	9
4.3.3	Produsertvannbehandling .....	11
4.3.4	Utslipp fra kompressor-tetningsolje .....	14
4.3.5	Utslipp fra tørre kompressortetninger .....	15
4.3.6	Utslipp fra stempelkompressorer .....	18
4.3.7	Utslipp ved trykkavlastning av prosessutstyr .....	18
4.3.8	HC-gass som spyle- og teppegass .....	19
4.3.9	Fakkalgass som ikke brenner .....	20
4.3.10	Lekkasjer .....	21
4.3.11	Utslipp fra boring .....	23
4.3.12	MEG-regenerering .....	24
4.3.13	Amin-regenerering .....	25
4.3.14	Gassanalyser .....	26
4.3.15	Lagertanker for råolje - FPSO .....	27
4.3.16	Utslipp fra småkilder .....	28
4.4	<i>Utslipp fra kilder med manglende tiltaksmuligheter</i> .....	29
4.4.1	Utslipp ved gassfriing av prosessutstyr og tanker .....	29
4.4.2	Utslipp fra boreoperasjoner .....	30
4.4.3	Utslipp fra amin regenerering .....	30
4.4.4	Utslippskilder med begrenset reduksjonsmulighet .....	30
4.5	<i>Realistiske utslippsreduksjoner</i> .....	30
4.5.1	Nye innretninger .....	30
4.5.2	Realistiske utslippsreduksjoner fra eksisterende innretninger .....	32
<b>5</b>	<b>Ombyggingskostnader og tiltakskost</b> .....	<b>35</b>
5.1	<i>Ombyggingskostnader</i> .....	35
5.2	<i>Grunnlag for beregning av tiltakskost</i> .....	35
<b>6</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>36</b>

# 1 Innledning

Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel medfører utslipp til luft av metan og flyktige organiske forbindelser utenom metan (NMVOC) fra en rekke utslippskilder. De direkte utslippene av metan og NMVOC som er innrapportert utgjorde ca. 71 % av de totale metanutslippene og ca. 18 % prosent av de totale nmVOC-utslippene fra sektoren i 2012.

Miljødirektoratet har engasjert add novatech as for å bedre kunnskapsgrunnlaget om disse utslippene. Oppdraget omfattet opprinnelig tre moduler, men er nylig utvidet med en modul 4 som omfatter en sammenligning av utslippskilder/beregningsmetoder ved offshoreinnretninger og petroleumsanlegg på land.

Modul 1 av prosjektet var en kartlegging av mulige utslippskilder. Dette ble gjennomført ved hjelp av heldagsmøter med driftsoperatør av totalt 15 innretninger i drift på norsk sokkel, der alle prosess-systemer som kan fungere som kilder for direkteutslipp av metan og NMVOC ble gjennomgått. I tillegg ble potensielle utslippskilder på de gjenværende innretningene kartlagt gjennom et spørreskjema som driftsoperatørene fylte ut. Det viste seg at antall kilder langt overskred de som det tidligere er rapportert utslipp fra.

I modul 2 av prosjektet ble det utarbeidet forslag til metoder for kvantifisering av utslippene av metan og NMVOC fra de enkelte identifiserte kildene. Så langt det var mulig ble det også utarbeidet nye utslippsestimater basert de foreslåtte metodene. Selv om utslippene fra enkelte av kildene fremdeles er uavklarte, indikerte estimatene at de samlede direkteutslipp av metan og NMVOC fra norske sokkelinnretninger ikke kommer til å avvike svært mye fra de utslippstall som tidligere er rapportert.

I modul 3 av dette prosjektet har en sett på mulighetene for å redusere disse utslippene. Vurderingene baserer seg på utslippsestimatene som er gjengitt i delrapport 2. Arbeidet i modul 3 er dokumentert gjennom to rapporter:

- Modul 3A BAT-vurdering. I denne rapporten vurderes det hvilke tiltak for utslippsreduksjon fra de enkelte kildene som tilfredsstillt kravene til Best Tilgjengelige Teknikker (BAT).
- Modul 3B Tiltaksmuligheter og reduksjonspotensialer.

Denne rapporten omfatter Modul 3B.

## 2 Direkte utslipp av HC-gasser

Hydrokarbongasser, heretter kalt HC-gasser, er gruppert i to utslippsgrupper, metan ( $\text{CH}_4$ ) og NMVOC (Non-Methane Volatile Organic Compounds). Det er en rekke prosesser og delprosesser innenfor olje- og gassproduksjon som produserer avgasser som i sin helhet eller delvis inneholder HC-gasser. Dersom disse avgassene slippes ut til atmosfæren gjennom såkalte atmosfæriske venter/kaldventer eller som diffuse utslipp, betegnes de direkteutslipp.

Atmosfæriske venter er dedikerte utslippsrør med et definert utslippspunkt (punktutslipp). Punktutslippet kan samle opp avgasser fra flere kilder. I slike tilfeller kalles de ofte atmosfærisk fellesvent. Atmosfæriske fellesventer har ofte (men ikke alltid) sitt utslippspunkt et stykke oppe i innretningens fakkeltopp, i enkelte tilfeller helt på toppen av bommen, sammen med fakkeltippen.

Noen prosesser/delprosesser sender avgassen fra kilden direkte til atmosfæren uten at den blandes med avgasser fra andre kilder. Utslippene skjer i sikkert område på innretningen. Slike utslipp kalles ofte lokale venter.

Lekkasjer fra prosessanleggene forekommer. Utslippene, som vanligvis er så små at de ikke kan måles, skjer der lekkasjen er og betegnes diffuse utslipp.

## 3 Tiltaksmuligheter og reduksjonspotensialer

### 3.1 Innledning

48 potensielle kilder til utslipp (kalt prosesser/delprosesser) av metan og NMVOC ble identifisert i modul 1 av dette oppdraget (Ref: 1). Utslippsmengdene er listet og kommentert i rapporten fra Modul 2 "Utslippsmengder og kvantifiseringsmetodikk" (Ref: 2). For et par av kildene mangler gode utslippsdata fordi brukbare kvantifiseringsmetoder ikke er på plass. Dette arbeides det videre med hos de enkelte operatørselskapene.

For mange av de potensielle utslippskildene er det teknologi og metoder tilgjengelig som gjør det mulig å redusere og i mange tilfeller eliminere utslippene. Dette kan oppnås ved å velge praktiske løsninger der avgassen enten sendes i retur til prosessen og gjenvinnes eller sendes til fakkell der den brennes. Gjenvinning er et bedre miljøtiltak enn fakling fordi fakling vil medføre utslipp av forbrenningsgasser som CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, samt sot (svart karbon) og små mengder uforbrente hydrokarboner.

I stor grad er dette tiltak som er implementert på mange innretninger på norsk sokkel. I delrapport 3A som omhandler Best Available Techniques (BAT) er tiltakene beskrevet.

I dette kapitlet er identifiserte, mulige utslippsreducerende tiltak listet og kommentert. De fleste av disse tiltakene vil relativt enkelt kunne la seg implementere på nye innretninger, til dels uten at dette medfører signifikante tilleggskostnader. For eksisterende innretninger er situasjonen en helt annen. Det kan være tekniske og sikkerhetsmessige hindre og beskrankninger på enkelte innretninger som vanskeliggjør eller umuliggjør implementering av enkelte listede utslippsreducerende tiltak, og implementeringskostnadene kan være så høye at tiltaket vanskelig lar seg forsvare ut fra tiltakskost. Detaljerte innretningsspesifikke studier vil være nødvendig for å få oversikt over hvilke tiltak som kan la seg gjennomføre på de enkelte eksisterende innretningene.

### 3.2 Generelle metoder for utslippsreduksjon

For mange av de potensielle utslippskildene kan utslippene av metan og NMVOC elimineres. Dette kan prinsipielt sett gjøres på tre måter:

1. Ved å fjerne prosessen som medfører avgass (kilden). Eksempler på dette er å erstatte brenngass med nitrogen som spyle- og teppegass og som strippegass, eller å velge tørre kompressortetninger i stedet for oljetetninger.
2. Ved å gjenvinne avgassen i prosessen. Dette er lettere for avgasser som står under trykk enn for avgasser ved atmosfæretrykk. I det siste tilfellet vil det normalt kreves tilgang til en lavtrykkskompressor.
3. Ved å sende avgassen til fakkell. Forholdene er som for gjenvinning. En forutsetning for denne løsningen er at innretningen har en lavtrykksfakkell som brenner kontinuerlig.

Metodene 1 og 2 kan eliminere utslippene av metan og NMVOC, og er de miljømessig beste løsningene, siden fakling av avgassen (metode 3) vil medføre utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, sot og små mengder uforbrent naturgass. Forhold på de enkelte innretningene kan medføre at en eller flere av disse tre alternativene ikke lar seg gjennomføre.

Det er også identifisert tiltak som kun kan redusere utslippene, for eksempel ved å endre prosessparametere (eks. produsertvann) eller endrede rutiner (eks. fakling). For flere utslippskilder er det bare mulig å redusere utslippene, ikke fjerne dem helt. For noen utslippskilder er det ikke funnet tiltak som kan medføre utslippsreduksjon.

## 3.3 Utslippsreducerende tiltak kilde for kilde

### 3.3.1 Innledning

Identifiserte tiltak er beskrevet for de enkelte utslippskilder/-delkilder. I tillegg er identifiserte tiltak listet i en tabell både for nye innretninger og for innretninger som er i drift. For innretninger i drift er det i dette prosjektet også angitt en maksimal potensiell utslippsreduksjon for de enkelte kildene. Dette er et estimat som viser hvilken utslippsreduksjon som kan være mulig å oppnå for sokkelen totalt dersom tiltaket gjennomføres på alle innretninger som har utslipp fra kilden. Det understrekes at for så godt som alle kilder vil dette være et lite realistisk mål. For en rekke av kildene og innretningene er det liten sannsynlighet for at identifiserte tiltak kan gjennomføres innenfor en akseptabel tiltakskost. Et realistisk mål for mulig utslippsreduksjon vil først kunne etableres etter at de enkelte operatørselskaper har evaluert tiltaksmuligheter (og tiltakskostnader) på sine innretninger.

I denne rapporten er det lagt størst vekt på de kilder og tiltak som har de største potensialene for utslippsreduksjoner. Disse kildene er vist i Tabell 1 med estimer over årlige utslippsmengder for sokkelen totalt. For noen av kildene er det bare et fåtall innretninger som bidrar med utslipp og for noen av kildene mangler utslippsdata.

Tabell 1 Oversikt over kilder med større utslipp. Utslippsestimatene gjelder totalt for sokkelen (2014 tall)

Prosess/delprosess	Utslipp (t/år)	
	Metan	NMVOC
TEG-avgassingstank	0	0
TEG-regenerator	220	660
TEG-strippegass	310	260
Produsertvann avgassingstank	300	40
Produsertvann flotasjonstank/CFU	50	50
Produsertvann flotasjonsgass	200	50
Produsertvann utslippscaisson	1 730	440
Oljetetninger avgassingstank	Note 1	
Oljetetninger - oppholds- og lagertank for olje	160	160
Tørre tetninger primær barriere	2 280	1 000
Tørre tetninger HC som sekundær barriere	20	10
Tørre tetninger -lekkasjer fra primær til sekundær tetning	180	90
Stempelkompressorer – Separatorkammer og veivakselhus	750	130
Trykkavlastning av prosessutstyr	18	16
HC-gass som spyle- / teppegasser	1 100	1300
Sluknet fakkell og tenning av fakkell	Note 2	
Ikke brennbar fakkellgass	Note 3	
Inertgass-spylt åpen fakkell	1 510	580
Lekkasjer, mindre / diffuse utslipp	1 250	950
Boring	57	57
MEG-regenerator	25	70
Amin-regenerering	95	40
Gassanalytatorer og prøvestasjoner	71	54
Lagertanker for råolje på FPSO'er - Tankinspeksjon	71	55



Note 1: Både utslippsdata og underlagsdata mangler. På de fleste innretningene (kanskje alle) ledes avgassen til gjenvinning eller fakkell. Operatørselskapene ser videre på dette og er forventet å ha en oversikt klar ca. 1 mai, 2016.

Note 2: Mangler data. Antar utslippene kan være i området 10 - 100 tonn/år (metan + NMVOC).

Note 3: Utslippene er registrert under andre prosesser (produsertvann og amin regenerering).

Det er foretatt en enklere vurdering av tiltak for reduksjon av utslipp fra de små kildene. Se kapittel 3.3.16.

I tillegg er det noen utslippskilder som en ikke har identifisert mulige utslippsreducerende tiltak for. Disse er listet i kapittel 3.4. Her er det også gitt en begrunnelse for hvorfor en ikke har funnet noen mulige tiltak.

### 3.3.2 TEG-regenerering

Det er identifisert tre (3) delkilder fra TEG-regenerering som kan gi utslipp:

Tabell 2 Antall innretninger som har utslipp fra TEG-regenerering med utslippsmengder

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
Avgassingstank	0	0	0
Regenerator <sup>1</sup>	12	220	660
Strippegass	8	310	260

Utslippsestimatene som presenteres i tabellen over og i tilsvarende tabeller ligger bak i rapporten refererer alle til 2014.

Bruk av HC-strippegass bidrar til utslipp fra regenerator.

Det er en rekke innretninger på norsk sokkel som gjenvinner avgassen både fra avgassingstank og fra regenerator (inkludert strippegass) ved resirkulasjon tilbake til prosessen. Det er også mange innretninger som sender avgassen til fakkell.

#### 3.3.2.1 Utslipp fra TEG-avgassingstank

For nye innretninger bør gjenvinning være et opplagt valg. Det forhold at denne løsningen er valgt for alle innretninger, er en indikasjon på at ikke er knyttet spesielt høye kostnader til denne løsningen. Gjenvinning av avgassen er betraktet som BAT (se Ref: 3).

#### 3.3.2.2 Utslipp fra TEG-regenerator

Oppløst HC-gass i TEG-løsningen blir, sammen med oppløst vann, kokt ut av TEG-løsningen ved ca. 200°C i TEG-regenerator (også kalt TEG-koker). Avgassen består av i hovedsak vanddamp, men også metan og NMVOC. På enkelte innretninger blir avgassen sluppet rett til luft, på andre blir den kjølt ned i en kondensator slik at vannet kondenseres. Væske- og dampfasen skilles i en separator. Dampfasen, som består av

---

<sup>1</sup> Inkluderer ikke bidraget fra strippegass

metan, NMVOC og noe vann sendes til luft, fakkel eller gjenvinnes ved retur til prosessen. Væskefasen, som består av vann og små mengder NMVOC, går ofte til utslipp via produsertvannsystemet.

For nye innretninger vil gjenvinning av avgassene fra TEG-regenerator være et naturlig teknologivalg, og er foreslått som BAT. Det er under kartleggingen ikke fremkommet informasjon som tyder på at gjenvinning medfører høyere investerings- og driftskostnader enn utslipp. Dette støttes av det forhold at gjenvinning av avgassene er valgt på 9 av de innretningene som er i drift på norsk sokkel i dag, mens utslipp gjennom kald vent er valgt på 12 innretninger (resten av innretningene med TEG regenerering fører avgassen til lavtrykksfakkel)

For eksisterende innretninger som har utslipp av metan og NMVOC til luft fra TEG-regenerator vil situasjonen være annerledes. For å unngå tilbakeføring av store mengder vann til prosessen, vil det være en fordel at vannet i avgassen fra kokeren kondenseres og fjernes. For innretninger som ikke har avgasskondensator og vannseparator kan gjenvinningstiltak medføre at slike må installeres. For enkelte innretninger kan gjenvinning av avgassen også medføre at ny lavtrykkskompressor må installeres for å møte krav til minimumstrykk ved resirkulering. Dessuten må en regne med mindre eller større omlegginger av rørsystemene på innretningen. Disse forholdene tilsier at tiltakskost blir lavest for innretninger som allerede har installert avgasskondensator og tilhørende væskeutskiller, og som i tillegg har en lavtrykkskompressor (VRU-kompressor) som kan brukes til dette formålet.

Fakling av avgassen fra væskeseparator (for anlegg som har dette) er en alternativ tiltaksmulighet for innretninger som har lavtrykksfakkel som brenner. For innretninger med utslipp av avgassen og som ikke har avgasskondensator og væskeseparator, kan vanninnholdet i avgassen være til hinder for fakling dersom det medfører at konsentrasjonen av hydrokarboner i fakkelgassen blir for lavt til å sikre stabil burning.

Ettersom slike tiltak i mange tilfeller vil kreve produksjonsstans under ombyggingsarbeidene, forutsettes det at arbeidet kan gjennomføres i forbindelse med en revisjonsstans for å unngå høyere kostnader på grunn av tapt produksjon.

Fordi både de tekniske forutsetningene og utslippsreduksjonene kan variere betydelig fra innretning til innretning, må en forvente store forskjeller i tiltakskost. Tilsvarende vil en generisk vurdering av tiltakskost bli vanskelig og til dels meningsløs. Tiltaksvurderinger og -beregningene må derfor utføres av de enkelte operatørselskaper.

### **3.3.2.3 Utslipp av strippegass**

Strippegass benyttes på enkelte innretninger for å drive ut rester av oppløst vann fra TEG-regenerator. Det benyttes både tilført HC-gass (primært brenngass), internt avdampet HC-gass (Drizo-prosessen) og N<sub>2</sub> som strippegass. Strippegassen går til avgass fra kokeren sammen med avkokt HC-gass fra denne. Dette innebærer at utslippene kan elimineres dersom avgassen fra kokeren gjenvinnes eller reduseres dersom den sendes til fakkel (se punkt 3.3.2.2).

Ekstra utslipp av HC-gass får en bare dersom det tilføres ekstern hydrokarbon strippegass (normalt brenngass).

Utslipp fra bruk av strippegass kan derved elimineres gjennom:

1. Ved å velge nitrogen (det kreves svært ren nitrogen ettersom oksygenrester i strippegassen kan oksydere og bryte ned TEG-løsningen) eller internt generert strippegass (som Drizo-prosessen).
2. Ved å gjenvinne (alternativt fikle) avgassen fra TEG kokeren (se punkt 3.3.2.2).

Dette er foreslått som BAT for nye innretninger.

Ettersom dette er en signifikant kilde til direkteutslipp av metan og NMVOC, anbefales det at operatører vurderer tiltak for innretninger som sender brukt strippegass (HC-gass) til direkteutslipp, også for innretninger som er i drift.

For nye innretninger bør tilleggs kostnadene bli små. For eksisterende innretninger kan det imidlertid bli kostbart. De enkelte operatørselskaper må selv vurdere dette ut fra innretningsspesifikke forhold.

### 3.3.2.4 Tiltak og reduksjonspotensiale

Tabell 3 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon TEG regenerering

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOC
TEG Regenerator	Gjenvinning	1. Gjenvinning 2. Fakling	220	660
HC strippegass	1. N <sub>2</sub> strippegass eller internt generert strippegass 2. Gjenvinning	1. N <sub>2</sub> strippegass 2. Gjenvinning 3. Fakling	310	260

Maks. utslippsreduksjon forutsetter at tiltaket gjennomføres på alle innretninger som har denne kilden. Kartleggingen indikerer at tiltak på mange innretninger kan medføre høy tiltakskost på grunn av lave utslippsreduksjoner og høye forventede ombyggingskostnader.

### 3.3.3 Produsertvannbehandling

Fra produsertvannbehandlingen er det fire (4) potensielle utslippskilder:

Tabell 4 Antall innretninger som har utslipp fra produsertvannbehandling med estimerte utslippsmengder

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
Avgassingstank	2	300	40
CFU/flotasjonstank	4	50	50
Flotasjonsgass	1	200	50
Utslippscaisson	44	1 730	440

#### 3.3.3.1 Utslipp fra avgassingstank

Kun to (2) innretninger i drift opererer med direkteutslipp fra avgassingstank for produsertvann. På begge går utslippet til lavtrykkfakkell som ikke brenner, den ene pga. for lav strømningshastighet, den andre pga. for lavt HC-gass innhold i fakkellgassen. Studien har identifisert to (2) tiltak for å redusere/eliminere direkte HC-utslipp fra avgasstank på disse innretningene:

1. Ved å installere nytt rørsystem fra avgassingstank til lavtrykksseparator i prosessen (dette tiltaket er allerede gjennomført på den ene innretningen i 2015).
2. Ved å løse faklingsproblemer. Undersøkelsene har vist at dette kan være svært vanskelig.

For nye innretninger bør gjenvinning av avgassen ved resirkulasjon tilbake til prosessen være ukomplisert, og ikke medføre høyere kostnader enn å sende den til atmosfærisk fellesvent. Denne løsningen er foreslått som BAT.

### 3.3.3.2 Utslipp fra flotasjonsanlegg

21 innretninger har flotasjonstank eller kompakt flotasjonsanlegg (CFU). De fleste av disse gjenvinner avgassen og noen sender den til fakkell, men på fire (4) innretninger sendes avgassen til direkteutslipp. CFU'ene opererer over atmosfæretrykk.

For nye innretninger som planlegges med CFU (eller atmosfærisk flotasjonsanlegg), vil den naturlige løsningen være å legge opp til at avgassen (inkludert flotasjonsgassen) sendes til gjenvinning (alternativt lavtrykkfakkell). Derved elimineres utslipp av metan og NMVOC fra denne delkilden.

Flere metoder kan være tilgjengelige for reduksjon eller eliminering av utslippene fra flotasjonsanlegg på innretninger i drift:

- Der det er utslipp fra CFU (direkte eller via spilloljetank), kan avgassen omrutes til lavtrykkdelen av prosessen eller til lavtrykkfakkell. Trykkforholdene på innretningen kan medføre at lavtrykkkompressor må installeres.
- For de to innretningene som har konvensjonelt atmosfærisk flotasjonsanlegg vil tilsvarende løsning kunne eliminere utslippene.
- Reinjeksjon av produsertvannet vil også helt eller tilnærmet kunne eliminere utslippene (dette kan fort bli en kostbar løsning).

Ettersom forholdene vil kunne variere betydelig innretningene imellom, vil tiltakskost også kunne variere tilsvarende. Kun operatørselskapene vil derfor være i stand til å estimere kostnader og tiltakskost.

### 3.3.3.3 Utslipp av HC flotasjonsgass

Det er 15 innretninger som bruker HC-gass som flotasjonsgass. På en av innretningene sendes avgassen fra flotasjonsanlegget til direkteutslipp. På alle de andre anleggene sendes avgassen enten til gjenvinning eller til fakling.

Dette forhold viser at gjenvinning av HC-flotasjonsgass både er teknisk mulig og ikke spesielt kostnadsdrivende. Gjenvinning av avgassen anbefales derfor som løsning for alle nye innretninger. For nye innretninger vil ombyggingskostnadene være avgjørende for om dette er en akseptabel løsning.

### 3.3.3.4 Utslipp fra utslippscaisson

Dette er en av de dominerende kildene til direkte metanutslipp på sokkelen.

Utslippsrøret for produsertvann (utslippscaissonen) fungerer som en separator. For å hindre undertrykk i røret er det forsynt med en utluftingsstuss i overkant der gassfasen (som består av vanddamp og frigjort hydrokarbongass) slippes ut. Basert på informasjonen som ble innhentet fra operatørselskapene, blir denne gassen gjenvunnet kun på én av innretningene på norsk sokkel, På de andre innretningene blir gassen sluppet direkte til atmosfæren, enten via atmosfærisk fellesvent eller fra lokalt punktutslipp.

For innretninger som har konvensjonelt atmosfærisk flotasjonsanlegg, vil utslippene av hydrokarbongasser fra utslippscaisson være tilnærmet lik null (0). Dette kommer av at

HC-gassene frigjøres i flotasjonsanlegget oppstrøms (flotasjonsanlegget opererer ved atmosfæretrykk).

Utslippene av metan og NMVOC fra utslippscaisson kan:

- Elimineres ved resirkulasjon til prosessen. På grunn av det lave gasstrykket (atmosfæretrykk) vil dette i mange tilfeller kreve tilgang på en lavtrykkskompressor (dersom slik ikke allerede er installert). For nye innretninger vil tilleggskostnadene være forholdsvis moderate. For innretninger i drift kan de bli betydelig høyere, spesielt dersom ny lavtrykkskompressor må installeres.
- Elimineres/reduseres ved å sende gassen til lavtrykksfakkel (eller atmosfærisk fakkel dersom slik er installert). Dette betinger at innretningen har lavtrykksfakkel som brenner kontinuerlig og at systemet er konstruert slik at en ikke får gass-strømning den andre veien (fra lavtrykks fakkelmanifold til utslippscaisson).
- Reduseres ved å senke trykket i avgassingstank (utslippene fra caissonen øker tilnærmet lineært med økende trykkforskjell mellom avgassingstank og utslippscaisson). For nye innretninger er dette en mulighet som bør evalueres i den konseptuelle konstruksjonsfasen. Hvorvidt det er mulig å senke driftstrykket i avgassingstanken på eksisterende innretninger avhenger av hvordan gasshåndteringssystemet er konstruert. Dette vil kunne variere fra innretning til innretning. Kun innretningsspesifikke systemanalyser vil kunne avgjøre i hvilken grad dette er mulig. Dersom trykket i avgassingstanken kan reduseres til nesten 0 barg, vil utslippene fra utslippscaissonen tilnærmet kunne elimineres. For innretninger som kan senke trykket i avgassingstank, vil dette tiltaket være kostnadseffektivt og gi den laveste tiltakskosten. For nye innretninger er dette en mulighet som bør vurderes allerede i den konseptuelle prosessutviklingsfasen.
- Reduseres eller elimineres ved å reinjisere produsertvannet. For anlegg som ikke allerede har produsertvann reinjeksjon, kan dette være en kostbar løsning.

Hvilken løsning som er teknisk og økonomisk fordelaktig vil avhenge av innretnings-tekniske forhold. Hvorvidt noen av tiltakene vil gi en akseptabel tiltakskost vil fullt og helt avhenge av hvor mye ombygging som kreves.

### 3.3.3.5 Tiltak og reduksjonspotensialer

Tabell 5 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra produsertvannhåndtering.

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOC
Produsertvann avgassingstank	1. Gjenvinning 2. Fakling	1. Gjenvinning 2. Fakling	0	0
Flotasjonsanlegg	1. Gjenvinning 2. Fakling	1. Gjenvinning 2. Fakling	50	50
Flotasjongass	1. Gjenvinning	1. Gjenvinning	200	50
Utslippscaisson	1. Reinjisere produsertvannet 2. Lavest mulig trykk i avgassingstank 3. Gjenvinning 4. Fakling	1. Senke trykket i avgassingstank 2. Gjenvinning 3. Fakling 4. Reinjisere (alt) produsertvannet	1 730	440

Maksimal utslippsreduksjon forutsetter at tiltaket gjennomføres på alle innretninger som har denne kilden. Reduksjon av driftstrykket i avgassingstanken vil kun redusere utslippene, slik at maksimalt reduksjonspotensial ikke nås. Kartleggingen indikerer at tiltak kan medføre høy tiltakskost på mange innretninger på grunn av relativt lave utslippsreduksjoner og høye forventede ombyggingskostnader.

### 3.3.4 Utslipp fra kompressor-tetningsolje

Store gasskompressorer som benytter tetningsolje forekommer bare på eldre innretninger. Ettersom tørre tetninger anses som BAT for nye kompressorinstallasjoner, forventes det ikke at det vil bli benyttet store gassturbiner med tetningsoljesystemer på nye innretninger. Et unntak her er små, lavtrykks VRU-kompressorer (Vapour Recovery Unit).

Der er identifisert to utslippskilder fra slike tetningsoljesystemer:

- Avgassingspotter (også kalt surpotter)
- Lager- og oppholdstanker ("holding tanks") for tetningsolje

Tabell 6 Antall innretninger som har utslipp fra tetningsoljesystemer med utslippsmengder

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
Avgassingspotter	4	Uavklart	Uavklart
Lager- og oppholdstanker	14	160	160

Kartleggingen viste at det pr. dato ikke er tilstrekkelig informasjon til å lage et brukbart estimat over utslippene fra avgassingspottene. Utslippene fra lager-/oppoldstankene er både mangelfulle og usikre og de relativt store utslippene kommer fra et fåtall innretninger. Operatørselskapene arbeider videre med dette.

#### 3.3.4.1 Utslipp fra avgassingspotter

De fleste innretningene som har kompressorer med oljetetninger (13 av 17) gjenvinner eller fakler avgassen fra avgassingspottene. Dette viser at det er teknologi tilgjengelig for å eliminere og redusere utslipp fra denne delkilden.

For nye innretninger vil det neppe være aktuelt å benytte sentrifugalkompressorer med oljetetninger. Dersom dette likevel skulle bli aktuelt, vil gjenvinning av avgass fra avgassingspottene være det naturlige teknologivalget. Fakling vil også eliminere/ redusere utslippene av metan og NMVOC, og kan være et alternativ dersom gjenvinning av diverse årsaker ikke er anvendbart eller hensiktsmessig eller medfører høye kostnader.

Ombygging av kompressorer på eksisterende innretninger til tørre tetninger anses å være så kostbart at det vil gi en lite attraktiv tiltakskost. Det gjenstår da to tiltakstyper: gjenvinning av avgassen ved resirkulasjon til prosessen og omruting av avgassrørene til lavtrykksfakkel.

Kostnadene knyttet til omruting av rør evt. installasjon av lavtrykkskompressor, etc. på eksisterende innretninger vil avhenge av trykkforhold i avgassingspottene og lokalisering av rørsystemene (på noen av innretningene føres i dag avgassen til lokalt utslipp under dekket). Dette er forhold som kan variere i betydelig grad fra innretning til innretning. Slike ombyggingsarbeider vil kreve stans i produksjonen mens arbeidet foregår, noe som kan medføre ekstra kostnader dersom arbeidet ikke kan gjennomføres under en planlagt revisjonsstans.

Tiltakskost er usikker og vil avhenge av hvor store utslippsreduksjoner en ombygging vil medføre. Dette innebærer at det er viktig å få oversikt over utslippene først.

### 3.3.4.2 Utslipp fra lager-/oppholdstanker

Gjenvinning av avgassen ved resirkulasjon til prosessen og brenning av avgassen i lavtrykksfakkeler er de eneste identifiserte tiltakene for å eliminere/reducere utslippene. Dette er også valgt løsning på noen av innretningene som er i drift i dag. Forholdene her vil være de samme som for avgassingspottene. Kartleggingen viste at utslippsdataene fra denne kilden så langt er mangelfulle og dårlige. Operatørselskapene arbeider med å skaffe seg bedre oversikt over situasjonen.

### 3.3.4.3 Tiltak og reduksjonspotensialer

Tabell 7 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra kompressor tetningsoljesystemer.

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOC
Avgassingspotter	1. Tørre kompr. Tetninger 2. Gjenvinning 3. Fakling	1. Gjenvinning 2. Fakling	Uavklart	Uavklart
Lager- og oppholdstanker	1. Gjenvinning 2. Fakling	1. Gjenvinning 2. Fakling	160	160

### 3.3.5 Utslipp fra tørre kompressortetninger

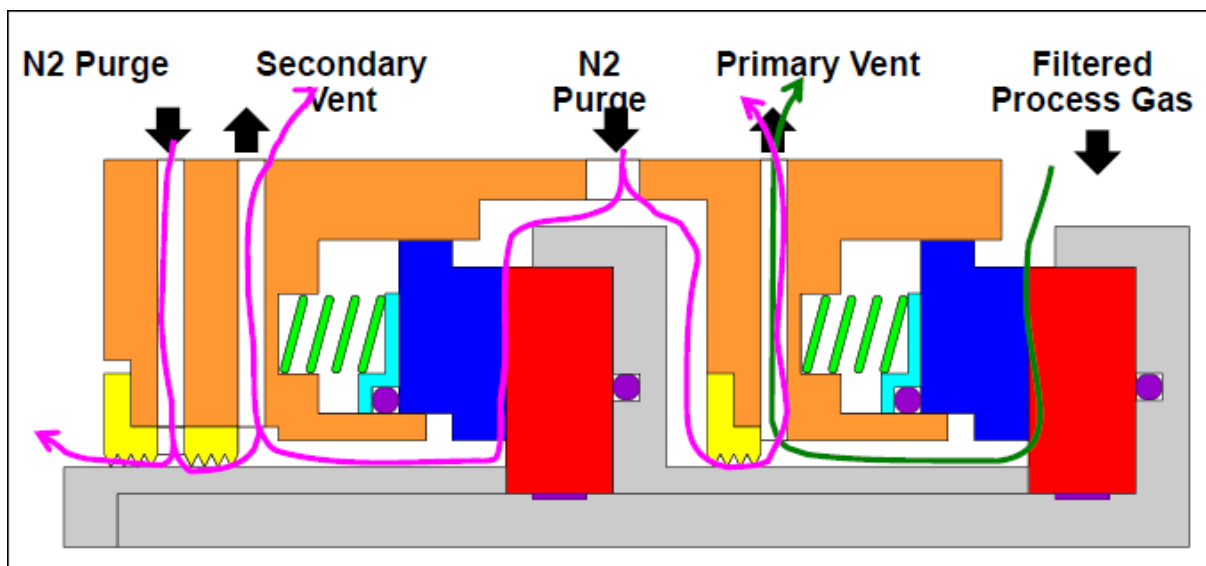
Tørre kompressortetninger har potensiale til å eliminere utslippene fra kompressortetninger sammenlignet med oljetetninger. Dette forutsetter imidlertid at tetningssystemene blir konfigurert riktig.

Kartleggingen i fase 1 og 2 av dette prosjektet viste imidlertid at tørre kompressortetninger er blitt en dominerende kilde til direkte metan- og NMVOC-utslipp. Dette kommer av at tetningssystemene på enkelte av innretningene er arrangert slik at de medfører utslipp som kunne vært unngått med bedre systemdesign.

Tabell 8 Antall innretninger som har utslipp fra tørre tetninger med utslippsmengder

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
Primær barrieregass	12	2 280	1 000
Sekundær barrieregass	3	20	10
Lekkasje primær → sek barriere	19	180	90

Det finnes mange typer tørre tetninger. Figur 1 viser skjematisk hvordan en slik tetningstype fungerer.



Figur 1 Tørre tetninger. Dobbelt barriere vha. tandemtetning og intern labyrint (kilde: John Crane)

Primær tetningsgass hentes normalt fra prosessgassen. Ca. 10 % av denne går gjennom tetningen og ledes til "primary vent" som vist på figuren. Videre lekkasje gjennom systemet blir blokkert av den sekundære tetningsgassen ("N<sub>2</sub> purge" på figuren).

Noen av tetningstypene fungerer slik at utslippene blir eliminert under normal drift. Dette krever følgende:

- "Primary vent" (se figur) ledes til gjenvinning eller sekundært til fakkell.
- Tetningen har blokkering for videre lekkasje til "secondary vent" (intern labyrint) som vist på figuren.
- Nitrogen eller en annen inertgass brukes som sekundær barrieregass

Mange av kompressorinstallasjonene med tørre tetninger på norsk sokkel er satt opp helt eller delvis etter dette mønsteret, men ikke alle.

### 3.3.5.1 Lekkasje av primær barrieregass

Kartleggingen viste at primær barrieregass ("primary Vent" på figuren) slippes til direkteutslipp (hovedsakelig via atmosfærisk fellesvent) på 12 innretninger. Dette representerer en betydelig utslippsmengde.

For nye innretninger bør avgassen ("primary vent") sendes til gjenvinning, subsidiært til fakkell. Grunnet relativt høyt trykk på gassen, antas tilleggskostnadene sammenlignet med utslippsalternativet å være marginale eller fraværende. Dette er foreslått som BAT.

For de eksisterende innretningene der avgassen sendes til utslipp, vil det aktuelle tiltaket også være omruting til lavtrykkdelen i prosessen, alternativt fakkell. Dette vil ganske sikkert kreve produksjonsstans i ombygningsperioden. Kostnadene vil kunne variere betydelig fra innretning til innretning, avhengig av hvor mye ombygningsarbeid som kreves og hvorvidt ombyggingen vil kreve ekstra nedetid for olje- og gassproduksjonen.



### **3.3.5.2 Utslipp av sekundær barrieregass (HC-gass)**

Som vist i Tabell 8, er det relativt mange innretninger som benytter brenngass eller prosessgass også som sekundær barrieregass og som slipper avgassen til luft. På flere av innretningene benyttes N<sub>2</sub>, noe som hindrer utslipp av metan og NMVOC fra denne delkilden.

Det kan være flere årsaker til at det benyttes HC-gass og ikke nitrogen som barrieregass her. Kartleggingen viste at en dominerende årsak er mangel på tilfredsstillende ren nitrogengass på innretningen. Inneholder nitrogengassen forurensninger eller noe oksygen kan tetningen skades (korrosjon, etc.). Bruk av nitrogen som barrieregass krever følgelig svært ren gass, noe som operatøren bør være oppmerksom på ved planlegging og prosjektering av nye innretninger. Dette medfører også at omlegging fra naturgass til nitrogen som sekundær barrieregass på innretninger i drift, vil kunne medføre at dagens nitrogenanlegg må skiftes ut med et nytt som leverer N<sub>2</sub> med høyere renhet.

Et annet alternativ i de tilfeller der HC-gass brukes som sekundære barrieregass kan være gjenvinning eller fakling. Dette vil eliminere utslippene av metan og NMVOC fra denne delkilden.

### **3.3.5.3 Lekkasje av primær barrieregass til sekundær barriere**

Noen tørre tetninger er konstruert slik at noe av den primære tetningsgassen (som er HC-gass) lekker gjennom tetningen til "secondary vent" (se Figur 1) og slippes derfra til luft. Oversikten som fremgår av Tabell 8 kan være noe konservativ, ettersom enkelte av operatørselskapene ikke hadde full oversikt under kartleggingen. I slike/disse tilfeller/tilfellene ble/er det antatt at det var/er lekkasje av primær barrieregass til sekundær vent. Som en tommelfingerregel har en i dette prosjektet regnet at 10% av gassen til primærvent lekker videre til sekundær vent (tilsvarende 1% av total primær barrieregass). Dette anslaget representerer tetningsleverandørens garantitall og kan være noe konservativt.

For nye innretninger er den enkleste løsningen å bruke tetning med dobbel barriere og intern labyrint. Dette er også foreslått som BAT.

For innretninger i drift er det flere løsninger:

1. Skifte av tetning til dobbel barriere med intern labyrint eller annen tetningstype som utelukker lekkasje av primær barrieregass til sekundær vent.
2. Gjenvinning ved å sende avgassen til lavtrykksdelen av prosessen.
3. Sende avgassen fra sekundær vent til lavtrykksfakkell. Dette er bare å anbefale dersom nitrogeninnholdet ikke er så høyt at det påvirker tenningsforholdene for fakkel. Brukes lukket fakkel er dette et mer usikkert alternativ, da gassen resirkuleres til prosessen og vil medføre økning av nitrogeninnholdet i salgsgassen.

### 3.3.5.4 Tiltak og reduksjonspotensialer

Tabell 9 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra tørre kompressortetninger.

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOG
Primær barriereregass	1. Gjenvinning 2. Fakling	1. Gjenvinning 2. Fakling	2 280	1 000
Sekundær barriereregass	1. Ren N <sub>2</sub> som barriereregass 2. Gjenvinning (HC-gass) 3. Fakling (HC-gass)	1. Omlegging til ren N <sub>2</sub> som barriereregass 2. Gjenvinning (HC-gass) 3. Fakling (HC-gass)	20	10
Lekkasje primær → sekundær barriere	1. Dobbel barriere m/intern labyrint	1. Skifte tetning til en med intern labyrint 2. Gjenvinning 3. Fakling	180	90

### 3.3.6 Utslipp fra stempelkompressorer

Fire av de kartlagte innretningene hadde stempelkompressorer. Et par av innretninger brukte stempelkompressorer på hele gass-kompresjonstoget.

Tetningene på stempelkompressorer er pakkbokser på stempelstengene. Gass som lekker forbi pakkboksene samles opp i ett eller flere separatkammer i serie. Leverandørinformasjon angir at ca. 1% av gassen fra første kammer ledes til andre kammer. Noe gass kan også lekke videre fra separatkamrene til veivakselhuset, men dette skal normalt ikke forekomme. Det er derfor kompressorens separatkamre som er den dominerende utslippskilden. Utslippstallene som er estimert av operatørselskapene varierer substansielt fra innretning til innretning og betraktes som høyst usikre.

På en av innretningene ledes avgassen fra separatkammer til fakkell. Dette viser at det er teknologi tilgjengelig til både å sende avgassen til fakkell og til å gjenvinne den. For nye innretninger anses tilleggskostnadene for disse løsningene å være ubetydelige. For innretninger i drift vil det medføre omlegging av rørsystemer i prosessområdet og kanskje installasjon av ekstra lavtrykkskompressor. Slike ombyggingsarbeider vil kreve hel eller delvis stans av produksjonen, men vil kunne eliminere/reducere utslippene fra kilden.

Tabell 10 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra stempelkompressorer

Delkilde	Innretninger med utslipp	Identifiserte mulige tiltak		Utslipp og maks. reduksjonspotensial (t/år)	
		Nye innretninger	Innretninger i drift	metan	NMVOG
Stempelkompressorens separatkammer	4	Gjenvinning Fakling	Gjenvinning Fakling	750	130

### 3.3.7 Utslipp ved trykkavlastning av prosessutstyr

Utslippene ved trykkavlastning og gassfriing av prosessutstyr forekommer på alle innretninger som håndterer/prosesserer olje- og gass. Utslipp skjer når hele eller store deler av prosessen gassfries, primært i forbindelse med revisjonsstans. Denne kilden utgjør en relativt liten andel av de totale direkteutslipp av metan og NMVOG fra sokkelinnretningene.

Tabell 11 Antall innretninger med utslipp fra trykkavlastning av prosessanlegg

Kilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
Gassfriing av prosessanleggene	54	18	16

I 2015 var det totalt 54 innretninger som prosesserer olje og gass på norsk sokkel. Alle disse har utslipp i forbindelse med trykkavlastning og gassfriing av prosessanleggene.

Det er i prosjektet ikke identifisert noen muligheter for å eliminere disse utslippene innenfor rimelige kostnadsanslag. Det eneste mulige identifiserte tiltak for å redusere utslippene er å øke varigheten mellom hver revisjonsstans. Dette vil kunne ha negativ virkning på andre forhold, som produksjonsregularitet, sikkerhet etc.

Det er i prosjektet ikke regnet på mulig potensiale for utslippsreduksjoner. Utslippene er dessuten små.

### 3.3.8 HC-gass som spyle- og teppegass

Det benyttes hovedsakelig inertgass (N<sub>2</sub>) som spyle og teppegass. Der det benyttes hydrokarbongass (brenngass), blir spyle-/tepegassen normalt resirkulert til prosessen og i noen tilfeller sendt til fakkell og brent. Det er 6 innretninger med HC-gass som spyle- og teppegass som sender avgassen til utslipp gjennom atmosfærisk fellesvent.

Tabell 12 Antall innretninger med utslipp av HC spyle- og teppegass

Kilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
HC spyle- og teppegass	6	1 100	1 300

Det er i utgangspunktet tre tiltak som kan redusere eller eliminere utslippene.

1. Gå over til å bruke nitrogen som spyle- og teppegass.
2. Gjenvinne spyle-/tepegassen ved resirkulasjon.
3. Brenne denne avgassen i fakkell.

Det er en rekke eksisterende innretninger som har tatt i bruk disse løsningene. For nye innretninger er det derfor naturlig å velge en av disse. For nye innretninger forventes ikke kostnadene ved å benytte et av de overnevnte tiltakene (det mest hensiktsmessige for den aktuelle innretningen) å avvike vesentlig fra en løsning med å føre avgassene til direkteutslipp. For de få innretningene i drift som har utslipp av HC spyle- og teppegass vil eventuell ombygging måtte tilpasses de mulighetene og begrensningene som er på den enkelte innretning.

Overgang til N<sub>2</sub> som spyle- og teppegass vil kunne kreve at innretningens nitrogenanlegg må oppgraderes/oppskaleres. Dette er en løsning som vil fungere for spyling av atmosfærisk fellesvent.

Gjenvinning av HC spyle- og teppegass vil kunne fungere for de fleste applikasjoner, men ikke for spylegass av atmosfærisk fellesvent og fakkelsystemer som brenner kontinuerlig. På enkelte innretninger kan det være behov for installasjon av en liten lavtrykkskompressor for å kunne bruke denne løsningen.

Brenning av brukt spyle- og teppegass er bare mulig dersom innretningen har en atmosfærisk fakkell som brenner. Innretninger som har lukket fakkell vil ikke kunne benytte denne løsningen.

Tabell 13 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra spyle- og teppegass

Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOC
1. HC-gass: Gjenvinning av avgass 2. N <sub>2</sub> som spyle- og teppegass 3. Brenning i fakkel	1. HC-gass: Gjenvinning av avgass 2. N <sub>2</sub> som spyle- og teppegass 3. Brenning i fakkel	Uavklart	

### 3.3.9 Fakkalgass som ikke brenner

Direkteutslipp av metan og NMVOC fra fakkalgass som ikke brenner har forskjellige årsaker:

- Utslipp ifm. sluknet fakkel og tenning av fakkel (forekommer fra alle fakler på sokkelen).
- Utslipp fordi fakkalgassen ikke er brennbar (forekommer på én innretning).
- Utslipp fra inertgass-spylt åpen fakkel (forekommer på seks innretninger).

Fra den første "kilden" mangler foreløpig utslippsdata totalt. Fra kildene "ikke brennbar fakkalgass" og "inertgass-spylt åpen fakkel" er utslippene beregnet utfra strømningsdata fra fakkalgassmåler og gassanalyser.

Tabell 14 Innretninger som har utslipp fra fakkelsystemer

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
Sluknet fakkel og tenning av fakkel	Alle innretninger m/fakkel som er tent eller kan tennes	Ukjent	Ukjent
Inertgass-spylt åpen fakkel	6	1 510	580
Ikke brennbar fakkalgass	1	Ca. 300	Ca. 40

Fakkel representerer derfor en betydelig utslippskilde, spesielt for de få innretningene som har utslipp fra inertgass-spylt åpen fakkel og fra ikke brennbar fakkalgass.

#### 3.3.9.1 Sluknet fakkel og tenning av fakkel

Kartleggingen viste at sluknet fakkel nesten ikke forekommer. Imidlertid viste kartleggingen også at det er en del utslipp ved tenning av fakkel. Dette skyldes at det går tid fra utstrømming gjennom fakkel starter til fakkalgassen antennes. Hvorvidt dette er en vesentlig utslippskilde er uklart, siden målinger og registreringer av utslippene ikke er foretatt. Problemet er større for innretninger med lukket fakkel enn for innretninger som opererer med kontinuerlig tent fakkel. Disse utslippene kan neppe elimineres. Innføring av mer pålitelige og hurtigvirkende tenningsystemer enn de som er i bruk i dag, bør kunne redusere utslippene noe. Operatørselskapene oppfordres til å sammenligne de tenningsystemene som brukes på sokkelen utfra utfra hvor raskt og pålitelig de kan tenne fakkelen.

Tabell 15 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra sluknet fakkel og tenning av fakkel

Identifiserte mulige tiltak	Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Metan	NMVOC
Mer pålitelige og hurtigvirkende tenningsystemer	Uavklart	

### 3.3.9.2 Ikke brennbar fakkalgass

Kun en (1) innretning bidrar til disse utslippene. Prinsipielt sett er det to måter å redusere disse utslippene på:

1. Ved å gjøre fakkalgassen brennbar. Dette kan teoretisk sett løses ved å addere nok gass til fakkalgassen til at den brenner, noe som vil øke utslippsmengden av CO<sub>2</sub> og som vil redusere i tapte inntekter knyttet til gass-salg. Innholdet av CO<sub>2</sub> i avgassen fra den aktuelle innretningen er imidlertid så høyt at denne løsningen aldri kan gi miljøgevinster (500 ganger mer CO<sub>2</sub> enn metan).
2. Ved å rute noen av delkildene til gjenvinning i prosessen (allerede gjort av aktuelt opertørselskap).
3. Teknisk sett er det også mulig å injisere avgassen i undergrunnen (i egen isolert struktur). Kostnadene antas å bli svært høye i forhold til den reduksjon i utslippene en kan oppnå.

Ikke brennbar fakkalgass er et spesialtilfelle som svært sjelden forekommer, primært i forbindelse med CO<sub>2</sub>-fjerning. For eventuelle nye innretninger som skal ha CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg bør derfor problemer med HC-holdig avgass tenkes grundig gjennom allerede i den initiale planleggingsfasen.

Tabell 16 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra ikke brennbar fakkalgass

Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
Nye innretninger	Innretning i drift	Metan	NMVOG
Ha utslippsminimering som målsetning gjennom hele designprosessen, inkludert ved valg av prosess for fjerning av CO <sub>2</sub> (og H <sub>2</sub> S)	Omrute avgass fra delkilder som ikke inneholder CO <sub>2</sub> til gjenvinning	~ 0	~ 0

Utslippene er registrert under Amin regenerering (kapittel 3.3.13)

### 3.3.9.3 Inertgass-spylt åpen fakkal

Det er 6 innretninger på sokkelen som har kaldfakkal i stedet for normalt tent fakkal. Fire av disse har åpen, kald fakkal som normalt spyles med inertgass, men som kan tennes i spesielle situasjoner eller når gassgjennomstrømningen overstiger et visst minimumsnivå. På én innretning slippes all avgass uforbrent gjennom fakkelen uten at det benyttes spylegass. Dette medfører at mulige tiltak vil kunne variere mellom de seks innretningene.

I den grad fakkalgassen kan resirkuleres til prosessen vil det kunne være et godt tiltak, men dette er ikke mulig på alle innretningene. Tent fakkal kan være et alternativ, men heller ikke dette er like anvendbart for alle innretningene.

Her kreves det derfor individuelle, innretningsspesifikke løsninger dersom utslippsreduksjoner skal oppnås.

### 3.3.10 Lekkasje

En har av praktiske grunner delt denne kilden i større lekkasjer og i mindre lekkasjer<sup>2</sup>. Større utslippslekkasjer er slike som medfører granskning og, som et resultat av dette, også blir kvantifisert og rapportert iht. HMS-regelverket. Mindre lekkasjer er alle andre utslipp i prosessanlegget og diffusjon fra flenser, ventilstammer, etc.

<sup>2</sup> Mindre lekkasjer henviser her til lekkasjer som er så små at hver lekkasje vanskelig eller ikke lar seg registrere. Totalutslippene fra slike småkilder kan imidlertid bli betydelige.

Prosessanleggene på alle innretninger på sokkelen inspiseres for lekkasjer regelmessig gjennom daglige til ukentlige inspeksjoner. Identifiserte lekkasjer over en viss utslippsrate føres på en liste og prioriteres for avbøtende tiltak avhengig av utslippsrate og kritikalitet ellers. Slike registrerte lekkasjer plasseres i gruppe større lekkasjer. Antall slike lekkasjer og totale utslippsmengder pr år fra disse fremgår av

Tabell 17.

Tabell 17 Utslipp av metan og NMVOC samlet fra større lekkasjer 2002 til 2014 (kilde: EW)

År	Tonn	Antall hendelser	Tonn pr. hendelse
2002	8,1	10	0,81
2003	590,0	20	29,50
2004	1371,9	19	72,21
2005	21,4	20	1,07
2006	34,9	28	1,25
2007	2,6	26	0,10
2008	13,3	35	0,38
2009	54,6	19	2,87
2010	11,5	26	0,44
2011	15,4	7	2,20
2012	93,7	8	11,71
2013	2,8	13	0,22
2014	1,7	17	0,10

Utslippene som er vist i Tabell 17 er karakterisert som større lekkasjer. Under primærkartleggingen<sup>3</sup> og i møte med leder for Norsk olje og gass sitt lekkasjeprosjekt (se Ref: 1, kapittel 6.3.9.1), fremkom det at menneskelige feil var årsak til en betydelig andel av disse hendelsene. God opplæring og grundige inspeksjoner vurderes å være de viktigste tiltakene for å redusere antall hendelser og størrelsen på utslippene. Utslippene fra større lekkasjer var så små i 2013 og 2014 at en ytterligere reduksjon i forhold til disse årene bare vil kunne gi marginale reduksjoner av totalutslippene av metan og NMVOC. Målsetningen må være å holde fortsatt stor fokus på dette arbeidet og derved klare å opprettholde det lave utslippsnivået fra 2013 og 2014.

Utslippsmengdene fra mindre utslipp (diffuse utslipp og smålekkasjer) er svært usikre. Noen tekniske tiltak som kan redusere utslippene er gitt i delrapport 3A (Ref: 3). Under kartleggingen fremkom det at kontroll-/ og reguleringsventiler har vært (og er) en signifikant bidragsyter til de registrerte lekkasjeutslippene. Det er derfor grunn til å tro at de også er signifikante bidragsyttere til mindre lekkasjer og diffuse utslipp. Spesiell fokus på disse potensielle utslippspunktene med tanke på utslippsovervåkning, samt opplæring og trening av operatører, anbefales derfor.

På en av de nye innretningene som nå er under bygging er et utvalg av ventilene blitt lekkasjetestet med helium av leverandøren i henhold til iht. ISO-standard 15848, klasse B. Ventilene som er testet, er ventiler med store dimensjoner, ventiler under høyt trykk etc. og som antas å ha størst potensiale for lekkasjer. På grunnlag av testen kunne ventilleverandørene garantere at lekkasjene er under et gitt nivå levert til byggested.

---

<sup>3</sup> Møtene med operatører av 15 innretninger

Denne garantien dekker selvsagt ikke lekkasjer som skyldes installasjonsmessige og driftsmessige forhold.

Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) har nedlagt betydelig arbeid for både å utvikle bedre kvantifiseringsmetoder, og å redusere lekkasjeutslipp. De uttaler følgende i sin rapport "Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factor" fra 2014 (Ref: 5):

*"Fugitive emissions from equipment leaks are unintentional losses and may arise due to normal wear and tear, improper or incomplete assembly of components, inadequate material specification, manufacturing defects, damage during installation or use, corrosion, fouling and environmental effects (e.g., vibrations and thermal cycling). The potential for such emissions depends on a variety of factors including the type, style and quality of components, type of service (gas/vapour, light liquid or heavy liquid), age of component, frequency of use, maintenance history, process demands, whether the process fluid is highly toxic or malodorous and operating practices".*

Dette indikerer at eksterne forhold kan ha vel så stor betydning for utslippene som komponentens egenskaper når den forlater fabrikk.

Det er således en rekke forhold som kan påvirke lekkasjefrekvens og utslippsmengder. Reduksjon av utslipp bør derfor være mulig gjennom stor fokus på de forhold som er nevnt her, og lekkasjetesting utført av leverandør kan være ett av flere tiltak som kan bidra til reduksjon av små lekkasjer og diffusjon gjennom ventilstammer og flenser. Ettersom slike utslipp er vanskelige å måle, er det vanskelig å dokumentere virkning av enkelttiltak.

Ettersom driftsmessige forhold statistisk over tid har betydning for enkeltkomponenters lekkasjepotensial (vil bryte ned de enkelte komponenters opprinnelige motstand mot lekkasjer), er det rimelig grunn til å anta at lekkasjemengden statistisk sett vil øke etter som de enkelte innretningene blir eldre.

Tabell 18 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra lekkasjer

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak	Maks reduksjonspotensial (t/år)	
		Metan	NMVOC
Større lekkasjer	God lekkasjeovervåking	Ukjent, men antatt liten.	Ukjent, men antatt liten.
	God opplæring og trening av operatører		
Mindre lekkasjer	God lekkasjeovervåking	Ukjent, men antatt liten.	Ukjent, men antatt liten.
	God opplæring og trening av operatører		
	Grundig lekkasjetesting av komponenter		

### 3.3.11 Utslipp fra boring

To delkilder for utslipp fra boring er identifisert;

- Utslipp fra kakssikter
- Utslipp fra borevæskeseparator (mud separator).

Det er også arrangementer for å fange opp gass som måtte komme fra grunne gasslommer. Slik gass fanges opp via en tank ("poor boy degasser") og ledes til luft via boretårnet. Dette forekommer sjelden og må betraktes som en hendelse.

Utslippsmengdene er vanskelige å bestemme og er ikke grundig kartlagt, men Overslagsberegninger indikerer at utslippene er svært små.

Avgassen fra kakssikter slippes ut som diffuse utslipp til atmosfæren. Avgassen er oppblandet med luft og fanges ikke opp. Teknikker for å samle opp og gjenvinne eller fikle disse utslippene er ikke identifisert.

Avgassen fra borevæskeseparator samles opp i et avgassrør og ledes til utslipp lokalt på alle borerigger. På kombinerte bore- og produksjonsinnretninger slippes avgassen ut enten lokalt eller ledes til atmosfærisk fellesvent når det foregår boring. Teknisk sett er det mulig å rute avgassen fra borevæskeseparator til gjenvinning på produksjonsinnretninger. Kostnadene for føring av rør etc. er ikke kjent og vil variere fra innretning til innretning avhengig av bl.a. rørrangement. Utslippsmengdene er små, så tiltakskost kan bli høy for eksisterende innretninger. For nye innretninger ligger forutsetningene bedre til rette for en akseptabel tiltakskost ved at gjenvinning kan tas inn som en del av designet. Gjenvinning er kun mulig dersom det samtidig foregår produksjon på innretningen.

Flyttbare boreinnretninger har ikke produksjon og følgelig ingen muligheter for gjenvinning av gassen. Tilsvarende har de heller ikke normal fakkell. Brenning av avgassen fra borevæskeseparator på disse innretningene er derfor bare mulig dersom gassen kan ledes til brennerbom. Da avgassratene vil være svært små, er det usikkert om gassen lar seg brenne.

Tabell 19 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra boring

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOG
Kakssikter	Ingen teknikk identifisert		NA	NA
Borevæske-separator <sup>4</sup>	1. Gjenvinning 2. Fakling	1. Gjenvinning 2. Fakling	Ukjent, men små	Ukjent, men små

### 3.3.12 MEG-regenerering

Tre delkilder for utslipp er identifisert:

Tabell 20 Antall innretninger som har utslipp fra MEG regenerering med utslippsmengder

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOG (t/år)
Avgassingstank	0	0	0
Regenerator (koker) <sup>5</sup>	3	26	71
Strippegass	1	Inkl. i utslipp fra regenerator	

Bruk av HC-strippegass bidrar til utslipp fra regenerator.

<sup>4</sup> Tiltak kun mulig på bore- og produksjonsinnretninger som har samtidig boring og produksjon

<sup>5</sup> Inkluderer ikke bidraget fra strippegass



### 3.3.12.1 Utslipp fra MEG-avgassingstank

Ingen av innretningene i drift har utslipp fra MEG-avgassingstank. For nye anlegg vil gjenvinning av avgassen eller fakling være lite kostbare tiltak.

### 3.3.12.2 Utslipp fra regenerator (koker)

Tre av de eksisterende anleggene har utslipp fra MEG-koker (fra etterfølgende væskeutskiller). Ruting av avgassen fra denne til gjenvinning eller til fakkell er teknisk mulig. Kostnader og tiltakskost for disse innretningene vil avhenge av innretningsspesifikke forhold og må beregnes av de respektive operatørselskaper.

For nye anlegg vil tiltakskost bestemmes av differansekostnaden mellom gjenvinning/fakling og utslipp. Tiltakskost vil bli vesentlig lavere for nye anlegg enn for anlegg i drift.

### 3.3.12.3 Utslipp av strippegass

Utslipp av strippegass forekommer på én innretning i drift. Utslippsmengdene er ikke kjente (inngår i utslipp fra regenerator). Teknisk sett vil brukt teppegass fanges opp sammen med avkok fra regenerator. Dette innebærer at både gjenvinning og fakling er mulige tiltak. Dessuten kan nitrogen brukes som strippegass som erstatning for brenngass. Dette krever nitrogen med høy renhet<sup>6</sup>.

### 3.3.12.4 Tiltak og reduksjonspotensialer

Tabell 21 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra MEG regenerering

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOG
Avgassingstank	1. Gjenvinning 2. Fakling	NA (ingen utslipp)	NA	NA
Regenerator	1. Gjenvinning 2. Fakling	1. Gjenvinning 2. Fakling	< 26	< 71
Strippegass	1. Gjenvinning 2. Fakling 3. N <sub>2</sub> som strippegass	1. Gjenvinning 2. Fakling 3. N <sub>2</sub> som strippegass	Uavklart	Uavklart

### 3.3.13 Amin-regenerering

Aminalkyler brukes på to (2) innretninger på norsk sokkel som absorpsjonsmiddel for å ta ut CO<sub>2</sub> (og H<sub>2</sub>S) fra gassen før eksport. På den ene av innretningene blir den CO<sub>2</sub>-rike avgassen sammen med innholdet av metan og NMVOG injisert i undergrunnen. Dette er foreslått som BAT i Ref: 3. BAT betinger også at teknikkene kan implementeres under økonomiske og tekniske levedyktige betingelser ("*economically and technically viable conditions*").

<sup>6</sup> Oksygenforurensning i nitrogengassen kan oksidere og bryte ned MEG-løsningen

Tabell 22 Antall innretninger som har utslipp fra Amin-regenerering med utslippsmengder

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
Amin regenereringsanlegg	1	95	40

På den andre innretningen ble injeksjon av avgassen valgt bort som disponeringsløsning på grunn av relativt beskjedne avgassmengder og høy tiltakskost. Avgassen med CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S og mindre mengder metan og NMVOC slipper derfor til luft.

For innretningen som slipper avgassen til luft har operatør så langt ikke funnet og implementert teknologi som kan redusere eller eliminere utslippene av metan og NMVOC til en tiltakskost som kan anses som rimelig. Operatøren ser videre på dette. Gjenvinning ved resirkulasjon er teknisk sett ikke mulig fordi det vil resultere i akkumulering og oppbygging av CO<sub>2</sub>-innhold i produsert gass. Brenning i fakkell fungerer ikke pga. det høye CO<sub>2</sub>-innholdet<sup>7</sup>. Andre løsninger er ikke funnet.

For nye innretninger som må installere aminanlegg, vil injeksjon i undergrunnen kunne være et tiltak dersom utslippene av CO<sub>2</sub> og metan/NMVOC er høye (dersom tiltakskost er akseptabel). Ved mindre utslippsmengder er det svært tvilsomt om injeksjon kan gi akseptabel tiltakskost.

Tabell 23 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra amin-regenerering

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOC
Amin-regenerering	Reinjeksjon <sup>8</sup>	Reinjeksjon (kostbart) Ingen tiltak identifisert	NA	NA

### 3.3.14 Gassanalyser

Tabell 24 Innretninger som har utslipp fra gassanalyser

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOC (t/år)
Gassanalyser	Ikke kartlagt i sekundærgjennomgangen. Basert på primærkartleggingen.	71	54

Ca. halvparten av de innretningene på sokkelen som har gassanalyser resirkulerer eller fakler avgassen fra analyseinstrumentene og eliminerer derved utslipp fra denne kilden. For nye innretninger antas ekstrakostnadene for en slik løsning å være marginale eller lik null. For eksisterende innretninger vil kostnadene primært være knyttet til omruting av rørsystemene.

Utslippene fra gassanalyser domineres av innretninger som henter analysegassen fra en sidestrøm som kontinuerlig tømmes mot atmosfærisk vent. For nye innretninger anbefales det at en slik løsning unngås dersom brukt gass ikke kan gjenvinnes. Velges det utslippsløsning, bør analysegassen trekkes direkte fra hovedrøret eller fra en sidestrøm som er stengt mellom hver gang analysatoren suger gass for analyse. Derved vil avgassmengdene bli kraftig redusert. For eksisterende innretninger vil dette medføre ombyggingarbeider, som på enkelte innretninger kan bli kostbare.

<sup>7</sup> Ved vindretning som kan medføre høye konsentrasjoner av H<sub>2</sub>S på innretningen tennes i dag lavtrykkfakkelen. For å få til dette må det tilføres større mengder HC-gass til fakkelen.

<sup>8</sup> Forutsetter akseptabel tiltakskost

Tabell 25 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra gassanalyser

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOG
Gassanalyser	1. Gjenvinning	1. Gjenvinning	< 71	< 54
	2. Ta analysegass rett fra hovedrør	2. Ta analysegass rett fra hovedrør	< 71	< 54

### 3.3.15 Lagertanker for råolje - FPSO

Tabell 26 Innretninger som har utslipp fra lagertanker for råolje på FPSO'er

Delkilde	Antall innretninger som har utslipp <sup>9</sup>	Utslipp CH <sub>4</sub> (t/år)	Utslipp NMVOG (t/år)
Inspeksjon av lagertankene	7	71	55

Lagertankene på FPSO'er må inspiseres hvert 5 år i henhold til Forskrift om tilsyn og sertifikat for norske skip og flyttbare innretninger<sup>10</sup>. Dette medfører at tankene må tømmes for olje og hydrokarbongass.

Tankene er fylt med brenngass (teppegass) etter tømming og klargjøres gjennom en to-trinns gassfriingsprosess. I trinn 1 fortrenses brenngassen med inertgass (normalt en eksosgass) som deretter erstattes med luft i trinn 2. Fortrenst gass slippes til luft. Under trinn 1 vil avgassen bestå av en blanding av brenngass og inertgass der inertgassinnholdet stadig økes. Avgassen kan ikke gjenvinnes siden den er forurenset med eksosgass. Dersom den sendes til fakkell vil inertgassinnholdet etter hvert medføre at fakkelen slukner.

Det er i dette prosjektet ikke identifisert teknologier eller metoder som gjør det mulig å eliminere eller radikalt redusere utslippene. Lavest utslipp oppnås ved å sende avgassen fra trinn 1 i gassfriingsprosessen til fakkell inntil fakkelen slukner.

Alle FPSO'er har lavtrykkskompressor (VRU-kompressor). Et mulig tiltak er å bygge om rørsystemet for avgassen ved at det installeres et ventilsystem som gjør det mulig å rute avgassen til fakkell når gassfriing av tankene starter. Faklingsbetingelsene vil avgjøre hvor stor andel av utslippene som vil kunne brennes i fakkelen. Det finnes ikke tilgjengelige data som kan brukes for å estimere dette. Miljøgevinsten er derfor usikker og en forutsetning for at tiltaket skal virke er at det ikke medfører utslipp av HC-gass over fakkelen fra andre kilder (HC-gass som intensjonsmessig skal brennes i fakkelen).. Noen av FPSO'ene kan allerede ha installert direktekopling til fakkell. FPSO'er med lukket fakkell må åpne fakkelen ved bruk av denne metoden. Dette kan medføre tenningsproblemer, alternativt at det må tilføres brenngass, noe som vil øke utslippene av CO<sub>2</sub>.

Tabell 27 Tiltaksmuligheter og potensiell utslippsreduksjon fra råoljelager på FPSO'er

Delkilde	Identifiserte mulige tiltak		Maks reduksjonspotensial (t/år)	
	Nye innretninger	Innretninger i drift	Metan	NMVOG
Inspeksjon	Kople avgass til fakkell	Kople avgass til fakkell	Lite	Lite

<sup>9</sup> Innretninger i drift i 2014. Flere slike innretninger er under bygging

<sup>10</sup> [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2014-12-22-1893#KAPITTEL\\_3](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2014-12-22-1893#KAPITTEL_3)

### 3.3.16 Utslipp fra småkilder

Det er en rekke småkilder som medfører utslipp av metan og NMVOC, men der mengdene er så små at de bare i ubetydelig grad bidrar til totalutslippene. Dette er:

Tabell 28 Oversikt over små kilder med estimerte utslippsbidrag (Ref. til 2013)

Prosess/delprosess	Utslipp av metan	Utslipp av NMVOC
	(t/år)	(t/år)
Skruekompressorer	< 0,1	< 0,1
Spyling & vedlikehold av instrumenter og –manifolder	<0,1	< 0,1
Trykkavlastning av ringrom i produksjonsstigerør	Uavklart, men små	
Gassturbiner	0,5	0,5
Piggsluser	3,6	2,3
Trekking av korrosjonskupper	<0,1	< 0,1
Fleksible stigerør	1,8	1,9
DBB-ventiler	1,2	1,2
Lagertanker for diesel og andre forbruksoljer	0	3,5

Selv om utslipp fra disse kildene bare i liten grad påvirker de totale direkteutslipp av metan og NMVOC, er det teknisk mulig å redusere eller eliminere utslipp fra noen av kildene. For nye innretninger kan dette gjøres uten signifikante tilleggskostnader. Ved ombygging av eksisterende innretninger er kostnadene usikre. Tiltakskostnadene forventes her å bli høye.

Skruekompressorer: HC-gass oppløst i tetningsoljen kan prinsipielt sett gjenvinnes. Anbefales vurdert for nye innretninger. Ombygging av eksisterende anlegg gir neppe tilfredsstillende kost/nytte.

Spyling og vedlikehold av instrumenter og –manifolder: Er underlagt god kontroll. Utslippene kan teoretisk sett reduseres ved å kople flere instrumenter opp mot fakkell eller gjenvinning, men dette øker kompleksiteten av anleggene.

Trykkavlastning av ringrom i produksjonsstigerør: Ruting av avgass til gjenvinning ved resirkulasjon til prosess er mulig. Anbefales vurdert ved bygging av nye innretninger.

Gassturbiner (spyling før start og trykkavlastning): Ruting av avgass til gjenvinning ved resirkulasjon til prosess er mulig når prosessen går. Anbefales vurdert ved bygging av nye innretninger.

Piggsluser: Ruting av avgass til fakkell eller resirkulasjon er mulig og anvendes på mange innretninger. Anbefales implementert ved bygging av nye innretninger.

Trekking av korrosjonskupper: Utslippsfri teknologi er nå tilgjengelig og anvendes på eksisterende innretninger i dag. Anbefales implementert ved bygging av nye innretninger.

Fleksible stigerør: Ruting av avgass fra ringrom til gjenvinning ved resirkulasjon til prosess brukes på flere innretninger. Anbefales implementert ved bygging av nye innretninger.

DBB-ventiler: For større DDB-ventiler rutes avgassen til gjenvinning eller fakkell. Noe reduksjon i utslippene vil kunne oppnås ved å gjenvinne gassen også fra mindre ventiler. Hvor langt ned i ventilstørrelse en bør gå, vil være en trade-off av utslippsreduksjon mot kostnader. Kostnadene vil være vesentlig høyere ved implementering av dette på innretninger i drift sammenlignet med nye innretninger.

I utgangspunktet anbefales det at overnevnte tiltak vurderes i forbindelse med bygging av nye anlegg. For eksisterende anlegg anbefales det at kilder med potensielt høyere utslipp gis prioritet fremfor disse småkildene.

## 3.4 Utslipp fra kilder med manglende tiltaksmuligheter

Det er noen utslippskilder som det ikke er funnet utslippsreducerende tiltak for, eller der tiltakskost antas å ville bli urimelig høy.

Tabell 29 Utslippskilder med manglende tiltaksmuligheter (ca. utslipp/år)

Prosess/delprosess	Utslipp av metan	Utslipp av NMVOC
	(t/år)	(t/år)
<b>Utslipp ifm gassfriing ved trykkavlastning og tanktømming:</b>		
- Trykkavlastning av prosessutstyr	18	16
- Lagertanker for råolje på FPSO'er - Tankinspeksjon	71	55
- Lagertanker for råolje på FPSO'er - Unormal driftssituasjon	Note 1	
<b>Utslipp fra boreoperasjoner:</b>		
- Utslipp fra borevæskeseparator på flyttbare innretninger	< 57	< 57
- Utslipp fra kakssikter	Uavklart, små	Uavklart, små
<b>Utslipp fra amin regenerering</b>	95	40

Note 1: Ingen registrerte utslipp så langt.

De estimerte utslippsmengdene fra trykkavlastning og tanktømming er beheftet med relativt moderate usikkerheter (anslått til +/- 20% eller bedre. Usikkerheten i utslipp fra borevirksomhet er høy, men utslippstallene er beregnet utfra konservative forutsetninger og antas å være i overkant av reelle utslipp. Usikkerheten i utslippstallene fra amin regenerering antas å være høy.

### 3.4.1 Utslipp ved gassfriing av prosessutstyr og tanker

Når det gjelder utslipp knyttet til gassfriing ved trykkavlastning av prosessutstyr (se kapittel 4.3.7) og tankinspeksjoner/unormale driftssituasjoner på råolje-lagertanker på FPSO'er (se kapittel 4.3.15), ser en ingen andre mulige tiltak enn å separere HC-gassene fra inertgassene før disse slippes ut. Dette vil kreve avansert teknologi med store og kompliserte prosessanlegg. Utskilt HC-gass vil måtte kondenseres for å kunne lagres. Kostnadene og tilhørende tiltakskostnader vil være så høy til at tiltaket ikke bør vurderes videre.

### **3.4.2 Utslipp fra boreoperasjoner**

Se kapittel 3.3.11.

Ved boring fra flyttbare innretninger og ved forboring fra faste innretninger kan en ikke gjenvinne eller fakle avgassen fra borevæskeseparator grunnet manglende prosess og fakkell.

Avgassen fra kakssiktene er blandet med store mengder luft. Separasjon av denne gassen (og kondensering av HC-gassene på flyttbare boreinnretninger) vil være teknisk utfordrende og meget kostbart. Den delen av utslippene som kommer fra kakssiktene er også liten (HC-innholdet i luften i kaksområdet overvåkes utfra helsemessige hensyn).

### **3.4.3 Utslipp fra amin regenerering**

Se kapittel 3.3.13.

Det er én (1) innretning på norsk sokkel som har utslipp fra denne kilden. Reinjisering av avgassen i undergrunnen er teknisk sett mulig og vil kunne eliminere utslippene. Denne teknologien krever at det eksisterer en struktur i undergrunnen som egner seg for lagring av CO<sub>2</sub>-gassen på en sikker måte, dvs. med tilstrekkelig lav risiko for utlekking til atmosfæren. Tiltaket vil videre kreve boring av egen injeksjonsbrønn, samt kompressorer for kompresjon av avgassen. Selv om forholdene i undergrunnen skulle ligge til rette, vil tiltakskost bli betydelig. En har ikke identifisert annen teknologi eller teknikk som kan avbøte utslippene fra aminanlegget på den aktuelle innretningen.

### **3.4.4 Utslippskilder med begrenset reduksjonsmulighet**

Det er også noen utslippskilder der tiltaksmuligheter foreligger, men mulige utslippsreduksjoner er svært begrenset. Dette gjelder spesielt utslipp fra lekkasjer (se kapittel 3.3.10, og utslipp i forbindelse med tenning av fakkell (se kapittel 3.3.9.1).

For lekkasjer kan utslippsmengdene være betydelig. Mer tid og arbeid trenges for å lage troverdige utslippsestimater. Det vil også være svært vanskelig (tilnærmet umulig) å kartlegge effekten av tiltak fra denne utslippskilden.

Utslipp som kommer i forbindelse med tenning av fakkell antas ikke å være spesielt høye, men oversikt over dette kan først fremskaffes når bedre målerutiner er på plass. Bedre og mer pålitelige tenningsmetoder må utvikles for å få ned utslippene fra denne kilden.

## **3.5 Realistiske utslippsreduksjoner**

### **3.5.1 Nye innretninger**

For nye innretninger er det lite relevant å snakke om utslippsreduksjoner. En har derfor sett på hvilke kilder som kan elimineres på en (1) ny produksjonsinnretning gjennom utslippsreducerende design og hva som er realistisk målsetning for kilder der eliminering er vanskelig eller ikke mulig. Dette er vist i Tabell 30.

Tabell 30 Mulig utslippsnivå for ny produksjonsinnretning (en innretning)

Prosess/delprosess	Tiltak	Utslippsmål (t/år)	
		metan	NMVOC
TEGavgassingstank	Gjenvinning	0	0
TEG-regenerator	Gjenvinning	0	0
TEG-strippegass	N <sub>2</sub> strippegass eller gjenvinning	0	0
Produsertvann avgassingstank	Gjenvinning	0	0
Produsertvann flotasjonstank/CFU	Gjenvinning/N <sub>2</sub> flotasjonsgass	0	0
Produsertvann utslippscaisson	PV reinjeksjon 1 barg i avgass- tank <sup>11</sup>	4	1
Oljetetninger avgassingstank	Kun tørre kompressortetninger	0	0
Oljetetninger oljetank	Kun tørre kompressortetninger	0	0
Tørre tetninger primær barriere	Gjenvinning	0	0
Tørre tetninger HC som sekundær barriere	Ren N <sub>2</sub> gass som barrieregass	0	0
Tørre tetninger -lekkasjer fra primær til sekundær tetning	Intern labyrint	0	0
Stempelkompressorer - Separatorkammer	Gjenvinning	0	0
Trykkavlastning av prosessutstyr	Ingen tiltak identifisert <sup>12</sup>	1,2	0,8
HC-gass som spyle-/teppegasser	Gjenvinning/N <sub>2</sub> som spyle- /teppegass	0	0
Sluknet fakkell og tenning av fakkell	Mer effektive tenningsystemer	Uavklart <sup>13</sup>	
Ikke brennbar fakkellgass	Normalt ikke relevant <sup>14</sup>	0	0
Inertgass-spylt åpen fakkell	Normalt ikke relevant <sup>15</sup>	0	0
Større lekkasjer	Kun hendelsesutslipp <sup>16</sup>	0	0
Mindre lekkasjer	Bedre lekkasjedeteksjon.	Uavklart <sup>17</sup>	
Boring	Antar 4 brønner/år <sup>18</sup>	1,2	0,8
MEG-avgassingstank	Gjenvinning	0	0
MEG-regenerator	Gjenvinning	0	0
MEG-strippegass	N <sub>2</sub> strippegass eller gjenvinning	0	0
Amin-regenerering	Antar innretning uten CO <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> S- problemer	0	0
Gassanalytatorer og prøvestasjoner	Gjenvinning av sidestrømsgass	< 1	< 1
Lagertanker for råolje på FPSO'er - Tankinspeksjon	Kun FPSO'er. Antar 140 000 m <sup>3</sup> lagertanker	17	11
Lagertanker for diesel og andre forbruksoljer		0	5

<sup>11</sup> Utslippstallene er basert på en total produsertvannmengde på 5 mill. m<sup>3</sup>/år, reinjeksjon av produsertvann med 95 % regularitet, 1 barg driftstrykk i PV avgassingstank. Lavere produsertvannmengde, lavere irregularitet i PV reinjeksjon og lavere overtrykk (barg) i avgassingstank vil redusere utslippene proporsjonalt.

<sup>12</sup> For et stort prosessanlegg på 2000 m<sup>3</sup>. Utslippstallene reflekterer utslippene hvert år det er revisjonsstans (hvert 3 år).

<sup>13</sup> Avhengig av tennefrekvens. Neppe over et par t/år (CH<sub>4</sub> + NMVOC)

<sup>14</sup> Kun relevant for felt med høyt CO<sub>2</sub>- og H<sub>2</sub>S-innhold

<sup>15</sup> Kun relevant for innretninger der spesielle forhold foreligger

<sup>16</sup> Null (0) større lekkasjer bør være en målsetning

<sup>17</sup> Foreløpig ikke avklart. Maks 50 tonn HC-gass eller mindre bør være en målsetning.

<sup>18</sup> Antar 100m HC-førende lag

De mindre utslippskildene er ikke tatt med i Tabell 30. Utslippene fra disse er så små at de ikke vil få signifikant innvirkning på totalutslippene.

Beregningseksempelet er gjort for en stor produksjonsinnretning i borefasen med betydelig vannproduksjon. Tabellen viser at det er fullt mulig å komme ned i utslipp i størrelsesorden 5-10 t/år metan og 3-5 t/år NMVOC når en ser bort fra mindre lekkasjer og utslipp ifm. tenning av fakkel der en ennå ikke har relevante utslippstall. Når det gjelder utslipp ifm. tenning av fakkel, antas det at disse vil være relativt små (det skal relativt mye "ikke tent fakling" til på en enkelt innretning før utslippsmengdene overstiger ett par tonn). Når det gjelder lekkasjer og diffuse utslipp vet en foreløpig svært lite, men det vil ikke overraske om dette er en eller den dominerende bidragsyter til utslipp fra en fremtidig "lavutslippsinretning".

Tabell 30 viser at det ikke er mulig å komme ned på samme utslippsnivå for nye FPSO'er som for nye bunnfaste innretninger. Dette skyldes utslippene som kommer i forbindelse med gassfriing av lagertanker i forbindelse med regelverkskravet om 5-årig inspeksjon av tankene.

For nye innretninger viser tabellen at det vil være fullt mulig å nå de relativt lave utslippsnivåene som er illustrert ovenfor. Ytterligere utslippsreduksjon er derimot svært vanskelig. Utslippsnivået er imidlertid så lavt i forhold til de innretningene som er i drift i dag at både industrien og myndighetene bør kunne leve med dette.

### 3.5.2 Realistiske utslippsreduksjoner fra eksisterende innretninger

Det er svært vanskelig å vurdere hva som er praktisk gjennomførbart av utslippsreduksjoner fra eksisterende innretninger. Dette fordi tiltakskostnader ikke er beregnet. Det er derfor kun foretatt en enkel kvalitativ vurdering av mulighetene, der en har vurdert hva som prosentuelet bør kunne reduseres utslippskilde for utslippskilde. Vurderingen er selvsagt beheftet med store usikkerheter. Kun utslipp fra de større kildene er vurdert.

Tabell 31 Antatt mulige utslippsreduksjoner for innretninger i drift (totalt for sokkelen)

Prosess/delprosess	Utslipp (tonn/år)		Antatt mulig Utslipps-red. %	Utslipps-red. t/år	
	CH4	NMVOC		CH4	NMVOC
TEG regenerator	220	660	10 %	22	66
TEG strippegass	310	260	10 %	31	26
Produsertvann avgassingstank	300	40	10 %	30	4
Produsertvann flotasjonstank/CFU	50	50	0	-	-
Produsertvann flotasjonsgass	200	50	0	-	-
Produsertvann utslippscaisson	1730	440	20 %	346	88
Oljetetninger avgassingstank	Mangler data		0 %	-	-
Oljetetninger oljetank	160	160	0 %	-	-
Tørre tetninger primær barriere	2280	1000	20 %	456	200
Tørre tetninger HC som sekundær barriere	20	10	20 %	4	2
Tørre tetninger -lekkasjer fra primær til sekundær tetning	180	90	0 %	-	-



Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel  
Modul 3B - Tiltaksmuligheter og reduksjonspotensialer

Prosess/delprosess	Utslipp (tonn/år)		Antatt mulig Utslipps-red. %	Utslipps-red. t/år	
	CH4	NMVOG		CH4	NMVOG
Stempel kompressorer - Separatorkammer	750	130	0 %	-	-
Trykkavlastning av prosessutstyr	18	16	0 %	-	-
HC gass som spyle- / teppegasser	1100	1300	20 %	220	260
Sluknet fakkell og tenning av fakkell	Mangler data		20 %	-	-
Ikke brennbar fakkellgass	Se amin regenerering		0 %	-	-
Inertgass-spylt åpen fakkell	1510	580	0 %	-	-
Lekkasjer mindre	1250	950	0 %	-	-
Boring	57	57	0 %	-	-
MEG regenerator	25	70	0 %	-	-
Amin regenerering	95	40	0 %	-	-
Gassanalyser og prøvestasjoner	71	54	20 %	14	11
Lagertanker for råolje på FPSO'er - Tankinspeksjon	71	55	0 %	-	-

De enkelte kildene er vurdert som følger:

- TEG regenerator: Antar at tiltak som representerer ca. 10% av utslippene på innretningene vil kunne gjennomføres. For de øvrige antas tiltakskost å bli for høy.
- TEG strippegass: Samme vurdering som for regenerator.
- Produsertvann avgassingstank: Kun to innretninger. Antar 10% sannsynlighet for at tiltak iverksettes.
- Produsertvann Flotasjonstank/CFU: Antar at tiltak ikke iverksettes pga. lavt trykk i flotasjonstank.
- Produsertvann Utslippscaisson: Antar at trykket kan reduseres i avgassingstank på en del innretninger slik at ca. 20% av utslippene reduseres.
- Oljetetninger på kompressorer: Antar at tiltakskost blir for høy. Ingen tiltak.
- Tørre kompr.tetninger Primær barriere: Antar at det lar seg gjøre å rute avgass fra utslipp til gjenvinning for innretninger som representerer 20% av utslippene.
- Tørre tetninger. Sek. barriere: Antar at opptil 20% av tetningsgass kan skiftes til N<sub>2</sub>.
- Tørre tetn. Lekkasje Primær tetn. gass til sek. vent: Antar at det blir for kostbart å skifte tetninger.
- Stempelkompr.: Antar at kostnadene blir for høye.
- Trykkavlastning Prosessutstyr: Ingen tiltak identifisert.

HC-gass som spyle- Og teppegass:	Antar at tiltak vil kunne redusere utslippene med 20%.
Sluknet fakkell:	Antar at tiltak vil kunne redusere utslippene med 20%. Utslippstall mangler foreløpig.
Ikke brennbar fakkellgass:	Ingen tiltak identifisert.
Inertgass-spylt åpen fakkell:	Ingen tiltak identifisert.
Lekkasjer:	Tiltak som kun kan gi marginale reduksjoner identifisert. Vil ikke kunne etterprøves.
Boring:	Tiltak kun aktuelle for kombinerte bore- og produksjonsinnretninger. Ikke antatt å kunne gi vesentlig effekt.
MEG Regenerering:	Antatt tvilsomt at tiltak vi ha akseptabel tiltakskost.
Amin regenerering:	Tiltak ikke identifisert.
Gassanalyser og Prøvestasjoner:	Antall at et par innretninger omruter siderørstrøm til gjenvinning.
Lagertanker for råolje på FPSO'er:	Tiltak ikke identifisert.
Lagertanker for diesel og andre forbruksoljer:	Tvilsomt om tiltak har akseptabel tiltakskost.

Oppsummert tilsvarer dette årlige utslippsreduksjoner på ca. 10% (ca. 1100 tonn metan og 500 til 600 tonn NMVOC). Selv om disse vurderingene er utført på et tynt grunnlag, anses det for lite sannsynlig at utslippsreduksjoner langt over dette lar seg gjennomføre til akseptabel tiltakskost. Usikkerheten er imidlertid stor.

## 4 Ombyggingskostnader og tiltakskost

### 4.1 Ombyggingskostnader

Det er stor forskjell på å implementere utslippsreducerende løsninger på nye innretninger og på innretninger som er bygget og i drift. Ved bygging av nye innretninger kan mange av de identifiserte utslippsteknikkene implementeres til små eller ingen tilleggskostnader. For innretninger som er bygget og i drift vil forholdene normalt være helt annerledes. Her vil implementering av tiltak alltid medføre mindre eller større ombygginger av rørsystemer og andre produksjonselementer. Kostnadene for dette kan bli betydelige. De aller fleste identifiserte tiltak vil gripe inn i prosessanleggene slik at ombygging av sikkerhetsgrunner bare kan foretas under produksjonsstanser. Dette medfører at ombyggingen i beste fall må vente til neste revisjonsstans. Innretningsspesifikke forhold kan også medføre at revisjonsstansen må forlenges eller at egen produksjonsstans vil være nødvendig for å gjennomføre tiltaket. Slike forhold vil øke tiltakskost.

Gjennomføring av utslippsreducerende tiltak på eksisterende innretninger må av disse grunner forventes å gi høye og til dels svært høye tiltakskostnader.

Når det kommer til de konstruksjonsmessige detaljene er alle innretninger forskjellige. Det kreves derfor detaljkunnskap om hver enkelt innretning for å kunne beregne omfanget av de ombyggingstekniske arbeider som kreves for implementering av identifiserte tiltak. Forutsetninger som trykkforhold i prosesser og rørsystemer, tilgang på støtte- og hjelpesystemer, avstander mellom rørsystemer og utstyrsenheter og potensielle kaskadeeffekter som resultat av aktuell ombygging vil variere i betydelig grad innretningene imellom. Slike forhold krever gode detaljkunnskaper om den enkelte innretning og omfattende planleggingsarbeid for å kunne anslå omfang og beregne ombyggingskostnader av tiltaket på innretningen. Det er derfor ikke mulig å beregne kostnader og tiltakskostnader (kost pr. redusert utslippsenhet) for de enkelte tiltakene på samlet, generelt grunnlag. For å komme fram til en troverdig tiltakskost må dette derfor gjøres for hver enkelte innretninger og det bør gjøres av det operatørselskapet som sitter med den nødvendige detaljinformasjonen.

### 4.2 Grunnlag for beregning av tiltakskost.

I dette kapitlet er det foreslått noen basiskriterier for beregning av tiltakskost. For at en ut fra en miljømessig vurdering skal kunne sammenligne tiltakskost for reduksjon av metan og NMVOC-utslipp med reduksjon av utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, foreslås det at klimaeffekten av metan i et 100-års perspektiv legges til grunn. Drivhuspotensialet GWP<sub>100 global</sub> er lik 25 for metan og 4,5 for NMVOC

For at tiltaksutredningene skal bli mest mulig sammenlignbare, bør tiltakskost beregnes ut fra følgende brøk som foreslått av Miljødirektoratet:

$$\frac{\text{Årlig gjennomsnittlig nettokostnad (annuitet) over tiltakets levetid}}{\text{Gjennomsnittlig årlig utslippsreduksjon i CO}_2 \text{ ekvivalenter}}$$

Eventuelle effekter av tiltakene på andre utslippskomponenter, som f.eks. CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> eller svart karbon (BC), kvantifiseres så langt dette er mulig.

## 5 Referanser

- Ref: 1 «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore - Modul 1 Kartlegging av utslippskilder» add novatech for Miljødirektoratet 2015
- Ref: 2 «Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore - Modul 2 Utslippsmengder og kvantifiseringsmetodikk» add novatech for Miljødirektoratet 2015.
- Ref: 3 «BAT» add novatech for Miljødirektoratet 2015
- Ref: 4 2013 IPCC AR5 p714 (with climate-carbon feedbacks)
- Ref: 5 "Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factor", 2014. Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP)