

M-510 | 2016

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel

Delrapport 1

Kartlegging av utslippskilder

Utarbeidet for Miljødirektoratet



Geir Husdal
Lene Osenbroch
Özlem Yetkinoglu
Andreas Østebrøt

 **add energy**

add novatech as

15.03.2016

KOLOFON

Utførende institusjon

add novatech as

Oppdragstakers prosjektansvarlig

Geir Husdal

Kontaktperson i Miljødirektoratet

Sissel Wiken Sandgrind/Bjørn A. Christensen

M-nummer

M-510|2016

År

2016

Sidetall

66

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 1 - Kartlegging av utslippskilder

Sammendrag – Summary

Kilder til direkte utslipp av metan og NMVOC ble kartlagt ved en gjennomgang av innretningene på norsk sokkel. For 15 innretninger ble kartleggingen gjennomført i form av heldagsmøter med operatørselskapets nøkkelpersonell. Innretningenes systemer ble gjennomgått og potensielle utslippskilder ble identifisert og operatørens løsninger ble registrert. For de resterende innretningene ble informasjonen samlet inn ved hjelp av et målrettet spørreskjema.

Totalt 48 potensielle utslippskilder ble registrert og mulige og praktiske metoder for å kvantifisere utslippene fra de enkelte kildene ble gjennomgått. Kartleggingen bekreftet at tidligere anvendte kvantifiseringsmetoder ikke holder mål.

4 emneord

Sokkelinnretninger, direkteutslipp, HC-gass, kartlegging

4 subject words

Offshore installations, direct emissions, mapping.

Forsidefoto

Heimdal. Kilde: Statoil, fotograf: Øyvind Hagen

Sammendrag

Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel medfører utslipp til luft av metan og flyktige organiske forbindelser utenom metan (NMVOC) fra en rekke utslippskilder. Direkteutslipp gjennom kaldventilering og diffuse utslipp er en viktig bidragsyter til slike utslipp.

Direkte utslipp av metan og NMVOC er blitt rapportert fra operatørselskapene til Miljødirektoratet siden midten på 1990-tallet i henhold til et sett predefinerte kilder og beregnet på grunnlag av predefinerte metoder og generelle utslippsfaktorer. Det har imidlertid i flere år vært stilt spørsmål om det foreligger god nok oversikt over disse utslippene og om de metodene som brukes for kvantifisering av direkte metan- og NMVOC-utslipp er gode nok.

Miljødirektoratet har engasjert add novatech as for å bedre kunnskapsgrunnlaget om disse utslippene. Oppdraget omfatter tre moduler. Denne rapporten dekker modul 1, som er en oppdatert kartlegging av kilder som fører til slike utslipp.

Kartleggingen er blitt gjennomført i to hovedfaser. Fase 1 var en detaljert gjennomgang av 15 innretninger, mens fase 2 var en enklere gjennomgang av de resterende 53 faste innretningene som produserer og behandler olje og gass på norsk sokkel.

Kartleggingen viste at det er en rekke prosesser som produserer hydrokarbonholdig avgass som kan føre til utslipp av metan og NMVOC, utover de som inngår i dagens rapporteringsformat. Dette er prosesser/utslippskilder som til en viss grad har gått under radaren hos operatørselskapene, noe som kan forklare at det var mindre relevant informasjon tilgjengelig fra operatørselskapene for evaluering av disse utslippskildene, enn for de som tidligere har hatt fokus. Dette har i noen grad har påvirket resultatet av kartleggingen. Totalt 48 prosesser/delprosesser som produserer hydrokarbonholdige avgasser ble identifisert under kartleggingen.

Kartleggingen har vist at prosessert gassmengde er ubrukelig som aktivitetsfaktor for bestemmelse av utslippene fra de fleste kildene/prosessene. Utslippene er først og fremst et resultat av andre forhold. Disse forhold medfører at de reelle utslippene fra noen av de «gamle» kildene kan avvike substansielt fra det som tidligere er rapportert.

De potensielle avgassmengdene fra de enkelte prosesser og delprosesser som genererer hydrokarbonholdig avfallsgass varierer enormt. Mens de dominerende bidragsyterne har potensiale til å produsere avgassmengder i området 100 -1000 tonn/år for enkelte innretninger, er det enkelte prosesser som har en avgassproduksjonspotensial på noen kilo pr år eller mindre på de samme innretninger. Dette tilsier at det er viktig å ha fokus på de prosesser og kilder som dominerer utslippene.

Hvordan avgassene disponeres er for mange delprosesser den viktigste faktoren som påvirker utslippene. Kartleggingen har vist at for mange delprosesser er både gjenvinning og faking mulig, alternativer som også er valgt for mange innretninger. Ombygging av eksisterende innretninger til slike løsninger kan by på en varierende grad av utfordringer.

Kartleggingen viste også at noen typer utslipp ikke kan elimineres, for noen heller ikke reduseres i vesentlig grad.

Muligheter for å kunne ta prøver og analysere sammensetningen av utslippsgassene ble bare overflattisk kartlagt i prosjektet. Det anbefales:

- At eventuelle prøvetakingspunkter vurderes innretning for innretning når bedre utslippstall foreligger etter at Modul 2 av prosjektet er ferdig.
- At prøvetaking og analyse vurderes for og begrenses til utslippspunkter som bidrar med signifikante utslippsmengder, der tilfredsstillende sammensetningsdata ikke kan fremskaffes på annen og enklere måte.

For mange av utslippspunktene kan det foreligge like gode og mer kostnadseffektive metoder for å fastsette fordeling mellom metan og NMVOC enn prøvetaking og analyse av utslippsgassen.

Kartleggingen har vist med tydelighet at det er mulig å eliminere utslipp fra mange av de større avgassproduserende prosessene. Dette er også blitt gjort på flere av innretningene. Grunnlaget legges i den tidlige designfasen. Gjøres det «feil» i designfasen er det vanskelig og dyrt å rette dette opp seinere.

Dette viser viktigheten av at operatørselskapene har en klar filosofi og strategi når det gjelder eliminering og minimalisering av direkteutslipp av metan og NMVOC, spesielt i forbindelse med planlegging av nye innretninger. Det var få av operatørselskapene som kunne fremlegge en slik strategi under kartleggingen, men gjennomgangene viste tydelig at dette hadde vært på plass for flere av de gjennomgåtte innretningene.

Innhold

Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.....	1
Sammendrag.....	1
1 Innledning	1
2 Utslipp av HC-gasser	2
2.1 Hvorfor er det fokus på utslipp av HC-gasser?	2
2.2 Hva er direkteutslipp av HC-gasser?	2
3 Målsetning og arbeidsomfang	3
4 Gjennomføringsmetodikk.....	4
5 Dagens kvantifiseringsmetodikk.....	6
6 Kilder for og årsaker til direkte metan- og NMVOC-utslipp.....	7
6.1 Hva er en utslippskilde?.....	7
6.2 «Gamle» utslippskilder og prosesser som produserer avgasser som kan bli utslipp.....	7
6.3 Prosesser og delprosesser som produserer HC-holdige avgasser.....	9
6.3.1 TEG regenerering (glykol regenerering)	10
6.3.2 Avgass fra produsertvannsystemet.....	13
6.3.3 Oppløst gass i væske fra væskeutskiller	17
6.3.4 Utslipp fra kompressortetninger	17
6.3.5 Trykkavlastning av prosessutstyr	25
6.3.6 Utslipp fra/av spyle- og teppegass	26
6.3.7 Spyling og vedlikehold av instrumenter og instrumentmanifolder	28
6.3.8 Fakkellaster som ikke brenner	29
6.3.9 Lekkasjer i prosessanleggene	34
6.3.10 Trykkavlastning av ringrom i produksjonsstigerør	36
6.3.11 Utslipp fra boring	37
6.3.12 Startgass for gasturbiner	38
6.3.13 Utslipp fra MEG Regenerering	39
6.3.14 Regenerering av Amin	40
6.3.15 Strippegass for injeksjonsvann.....	41
6.3.16 Utslipp fra gassanalysatorer og prøvestasjoner	42
6.3.17 Utslipp fra turret på FPSO'er	42
6.3.18 Utslipp fra piggluser.....	43
6.3.19 Utslipp ved trekking av korrosjonskupper	43
6.3.20 Utslipp fra fleksible stigerør	44
6.3.21 Utslipp fra lagertanker for råolje.....	45
6.3.22 Tanker for diesel og andre oljeprodukter	47
6.3.23 DBB-ventiler	48
6.4 Utslippspunkter	48
6.4.1 Fakkellaster som ikke brenner.....	48
6.4.2 Utslipp fra atmosfærisk fellesvent	49
6.4.3 Utslipp fra lokale venter.....	49
6.4.4 Utslipp direkte fra utstyrsenheter og komponenter på innretningen	49
7 Sammenfatning av kartleggingen	50
7.1 Omfang og begrensninger	50

7.2	Kartleggingens funn sett opp mot dagens kvantifiseringsmetode.....	50
7.3	Bidragsandel fra prosesser og delprosesser.....	50
7.4	Hvorfor dele opp hovedprosesser i delprosesser.....	51
7.5	Faktorer som påvirker utslippene.....	51
7.6	Utslipp som kan elimineres helt	53
7.7	Delprosesser som finnes på alle innretninger	53
7.8	Utslipp som ikke lar seg eliminere.....	54
7.9	Fellesvent som brenner	54
7.10	Vanskelige utslipp	54
7.11	Strømningsmåling og prøvetaking.....	55
7.12	Eksisterende innretninger kontra nye	56
7.13	Uheldig eller dårlig design.....	56
7.14	Nye kilder	56
7.15	Implementerte tiltak og tiltak under planlegging	57
7.16	Kaldventileringsstrategi	57
8	Konklusjoner og oppsummering	58
	Referanseliste	59
	Vedlegg	60
	Vedlegg 1 - Innretninger som er inkludert i gjennomgangen.....	61
	Vedlegg 2 - Spørreskjema, sekundær gjennomgang.....	63

1 Innledning

Rapporterte utslippsdata utgjør et viktig grunnlag for Miljødirektoratets oppfølging av virksomhetene, herunder kravstilling og tiltaksvurderinger. Rapporterte data danner grunnlag for nasjonalt utslippsregnskap og for oppfølging av nasjonale mål og internasjonale forpliktelser. Miljødirektoratet ser det derfor som viktig å framskaffe sikrere utslippstall enn det som foreligger i dag.

Petroleumsvirksomheten offshore medfører utslipp til luft av metan og flyktige organiske forbindelser utenom metan (NMVOC) fra en rekke utslippskilder. Det er tre hovedkilder til slike utslipp:

- Uforbrent gass fra gassturbiner, gassmotorer, kjeler og fakler,
- Gass som slippes ut fra skytteltankere i forbindelse med lasting av olje og gass på feltet og kaldventilering og
- Diffuse utslipp fra innretningene, også kalt direkte metan- og NMVOC-utslipp (heretter også kalt direkte utslipp av HC-gass). De direkte utslippene utgjorde i 2013 ca. 71 % av de totale metanutslippene og ca. 18 % prosent av de totale NMVOC-utslippene som ble innrapportert fra olje og gassvirksomheten.

Direkte utslipp av metan og NMVOC er blitt rapportert fra operatørselskapene til Miljødirektoratet siden midten på 1990-tallet i henhold til et sett predefinerte kilder og beregnet på grunnlag av predefinerte metoder og generelle utslippsfaktorer, utviklet av Norsk olje og gass (og akseptert av Miljødirektoratet). Det har i flere år vært stilt spørsmål om det foreligger god nok oversikt over disse utslippene og om de metodene som brukes for kvantifisering av direkte metan- og NMVOC-utslipp fanger opp alle kildene og om utslippsberegningene er gode nok.

Med bakgrunn i ovennevnte har Miljødirektoratet engasjert add novatech as for å bedre kunnskapsgrunnlaget om direkte utslipp av metan og NMVOC fra innretningene på norsk sokkel. Oppdraget omfatter tre moduler:

- Modul 1 omfatter en oppdatert kartlegging av kilder som fører til direkteutslipp av metan og NMVOC.
- Modul 2 omfatter en gjennomgang og revidering av beregningsmetoder og utslippsfaktorer for å få mer klarhet i utslippenes størrelse.
- Modul 3 skal belyse tiltaksmuligheter for reduksjon av utslippene og en vurdering av hva som er å anse som BAT for reduksjon av direkte utslipp av metan og NMVOC fra petroleumsvirksomheten offshore.

Arbeidene med Modul 1 og 2 foregår parallelt, mens modul 3 skal gjennomføres i løpet av 2015.

Denne rapporten omfatter Modul 1.

2 Utslipp av HC-gasser

2.1 Hvorfor er det fokus på utslipp av HC-gasser?

Hydrokarbongasser, heretter kalt HC-gasser, er gruppert i to utslippsgrupper, metan (CH₄) og NMVOC (Non-Methane Volatile Organic Compounds).

Metan er en klimagass, tilsvarende CO₂, men har vesentlig kraftigere virkning. Målt i et 100-års perspektiv er drivhuseffekten 25 CO₂-ekvivalenter. Dette betyr at utslipp av 1 tonn metan har samme drivhuseffekt som utslipp av 25 tonn CO₂. Metan vil over tid oksyderes til CO₂ i atmosfæren. Dette innebærer at drivhuseffekten av metanutslipp reduseres med tiden. På den annen side, og på grunn av samme årsak, vil drivhuseffekten av metanutslipp bli høyere i et kortere tidsperspektiv.

NMVOC er i praksis alle hydrokarbongasser med unntak av metan. NMVOC bidrar til dannelselse av bakkenært ozon, som gir en regional miljøeffekt. Norge har gjennom Gøteborgprotokollen forpliktet seg til å redusere sine utslipp av NMVOC med 40% fra 2005 til 2020 (fra 218 000 tonn/år til 131 000 tonn/år) [Ref: 6]. I tillegg til de regionale miljøkonsekvensene som styres gjennom Gøteborgprotokollen, er NMVOC en ozonforløper. Ozon er også en kortlevd klimadrivere.

I henhold til Miljødirektoratets foreløpige sektorrapport for petroleumssektoren (underlagsrapport til forslag til handlingsplan for kortlevde klimadrivere) er drivhuseffekten for de kortlevde klimadrivere/komponentene som vist i Tabell 1 [Ref: 5].

Tabell 1 Drivhuseffekt i et 10-års perspektiv for kortlevde klimadrivere [Ref: 5]

Komponent	Vektingsfaktor for CO _{2e} (GTP10, Norge)
CO ₂	1
Metan, CH ₄	86
Nitrogenoksider, NO _x	-28
Karbonmonoksid, CO	9
NMVOC	14
BC (Black Carbon)	2914

2.2 Hva er direkteutslipp av HC-gasser?

Direkteutslipp av hydrokarbongasser kan deles i to utslippskategorier:

- Diffuse utslipp.** Dette er lekkasjer av naturgass direkte til atmosfæren gjennom ventiler og pakninger, slanger og fleksible rørsystemet, samt fordampning fra hydrokarbonvæsker og fra borekaks. Diffuse utslipp kan aldri elimineres fullt ut, men kan minimaliseres ved bruk av gode/riktige materialer, utstyr og design, samt gjennom gode driftsprosedyrer. Diffuse utslipp kan skje overalt på innretningen der det er hydrokarbongass.
- Venting / kaldventilering / kaldfakling.** Disse utslippene er hydrokarbonholdige avgasser som kommer fra diverse prosesser eller delprosesser på innretningene og som rutes til atmosfæren som resultat av planlagte og valgte operasjonelle løsninger. Utslippene skjer vanligvis gjennom dedikerte rørsystemer der naturgassen slippes ut på sikkert sted¹. Årsakene til at venting (direkte utslipp til luft) velges som løsning kan være mange; sikkerhetsmessige forhold, høyt innhold av inerte gasser (hovedsakelig nitrogen) i gassen, trykkforhold på innretningen eller rene kostnadsmessige preferanser (koster uforholdsmessig mye å eliminere/redusere utslippet i forhold til utslippsmengden) eller en kombinasjon av disse. I mange tilfeller kan venting unngås ved hjelp av god design. Alternativene kan være gjenvinning av gassen eller fakling. Gjenvinning er miljømessig den beste løsningen, men fakling kan også være å foretrekke fordi drivhuseffekten av forbrenningsproduktene er vesentlig lavere enn for hydrokarbongassene. Noen av de operasjonelle utslippene av hydrokarbongasser er mer eller mindre umulige å eliminere, fordi gode tekniske løsninger ikke er tilgjengelige eller fordi mulige løsninger er svært kostbare.

¹ For å unngå eksplosjonsfare

3 Målsetning og arbeidsomfang

Modul 1 av prosjektet omfatter en kartlegging med det mål å etablere en oppdatert oversikt over kilder til kaldventilering og diffuse utslipp på de enkelte innretning på norsk sokkel.

Kartleggingen skulle omfatte følgende:

- Utslippskilder og utslippspunkter (ventileringspunkter).
- Hvordan utslippene kvantifiseres på den enkelte innretning, herunder hvilke utslippsfaktorer som brukes og hvordan aktivitetsdata bestemmes.
- Muligheter for prøvetaking og analyse av gasskomposisjon ved ulike utslippskilder/utslippspunkter, herunder fordeling mellom metan og NMVOC.
- Teknologistatus/alder på utstyr som har betydning for utslippene av metan og NMVOC (eksempelvis glykolanlegg, kompressorpakninger, pumper, ventiler og flenser).
- Faktorer som påvirker utslippenes størrelse, herunder produksjonsforhold, driftsrutiner og reservoarforhold.
- Implementerte utslippsreducerende tiltak og oppnådde utslippsreduksjoner.
- Eventuelle planer om ytterligere utslippsreducerende tiltak på innretningene.
- Kaldventilerings- og faklingsstrategi – hvorfor venting.
- Vedlikeholdsrutiner for utstyr som har betydning for utslippenes størrelse.
- Rutiner og metoder for lekkasjekontroll, herunder inspeksjonsrunder, deteksjonssystemer (antall systemer, plassering og deteksjons-/alarmnivå), bruk av håndholdte IR-kamera, sniffere etc.

Denne rapporten summerer opp de observasjoner, resultater og konklusjoner som ble gjort i Modul 1.

4 Gjennomføringsmetodikk

Det er 68 permanente innretninger som produserer, prosesserer og behandler olje og gass på norsk sokkel, da er rene boligplattformer og mobile boreinnretninger ikke inkludert. Direkte utslipp av hydrokarbongass forekommer på alle disse innretningene.

Som utgangspunkt for kartleggingen er det benyttet følgende underlag:

1. Norsk olje og gass sine retningslinjer for utslippsrapportering (Ref: 1). Retningslinjene inneholder en oversikt over totalt 13 predefinerte kilder til utslipp av hydrokarbongass og en beskrivelse av hvordan utslippene fra disse kildene kan kvantifiseres og rapporteres.
2. Rapporten "Screening study - Direct emissions of CH₄ and NMVOC – Status and mitigation opportunities", add novatech for Norsk olje og gass 2013 (Ref: 2) .
3. Rapporten "Utslippsfaktorer for CH₄ and NMVOC fra glykol regenerering og produsert vann", add novatech for Norsk olje og gass 2014 (Ref: 3).
4. Rapporten "Pilotstudie - Vurdering av direkte utslipp av metan og NMVOC fra 5 anlegg/innretninger", add novatech for Norsk olje og gass 2014 (Ref: 4).

Kartleggingen er blitt gjennomført i to hovedfaser:

Fase 1 var en detaljert gjennomgang av 15 innretninger på sokkelen (primærgjennomgang). Dette var produksjonsinnretninger som representerte et balansert snitt av innretningene på sokkelen:

- Nesten alle operatører med felt i drift var inkludert.
- En balansert blanding av nyere og eldre innretninger.
- Både bunnfaste og flytende innretninger.
- Samlet representerte disse innretningene over 50% av rapporterte direkte metan- og NMVOC-utslipp fra norsk sokkel.

De 15 innretningene er listet i Vedlegg 1.

Kartleggingen ble gjennomført i form av et fulldagsmøte med driftsorganisasjonen for hver av innretningene. I møtet deltok personell fra operatørselskapets driftsorganisasjon innenfor relevante disipliner som prosess, drift, måling og instrumentering, miljø/HMS, etc. Innretningens anlegg for olje- og gasshåndtering ble gjennomgått i detalj og potensielle kilder for direkteutslipp av hydrokarbongass identifisert. Tilsvarende ble utslippspunktene gjennomgått, muligheter for måling av utslippsmengder og rater diskutert, der dette ikke allerede var på plass. Teknologivalg og andre forhold og faktorer som kan påvirke utslippene ble diskutert. Gjennomførte tiltak og planer for fremtidige tiltak ble loggført i den grad slike forelå.

Møtene i primærgjennomgangene ble gjennomført i perioden fra 21 oktober til 12 desember, 2014.

Fase 2 var en enklere (sekundær) gjennomgang av i alt 53 faste innretninger på norsk sokkel (Vedlegg 1). Denne gjennomgangen ble utført ved bruk av et standardisert spørreskjema (Vedlegg 2). Spørreskjemaet var en del forenklet i forhold til alle de forhold som ble avdekket under den primære gjennomgangen. Dette ble gjort for å sikre full oppmerksomhet på forhold som kan medføre signifikante utslipp. Potensielle utslippskilder som gjennom den primære gjennomgangen ble dokumentert å være neglisjerbare ble utelatt. Også potensielle kilder som primærgjennomgangen hadde gitt tilfredsstillende svar på ble utelatt i sekundærgjennomgangen.

Spørreskjemaet ble sendt ut 9 januar 2015 med svarfrist 30 januar.

Fire sokkelinnretninger ble grundig gjennomgått i et prosjekt for Norsk olje og gass i 2014 (se Ref: 4). Disse innretningene fikk noen tilleggsspørsmål for å fange opp gap i forhold til de som deltok i sekundærgjennomgangen.

Sekundærkartleggingen inkluderte også innretninger som er i bygge-/installasjonsfasen og foreløpig ikke er i produksjon. Disse fremgår av Vedlegg 1. For disse innretningene reflekterte besvarelsene de designmessige løsningene som er valgt. Også to felt i tidlig planleggingsfase (før detaljplanlegging)

ble inkludert (Johan Sverdrup og Johan Castberg) med totalt 4 innretninger. For disse innretningene ble kun prinsipielle designvalg reflektert i besvarelsen.

I gjennomgangene ble det også belyst forhold som inngår i Modul 2 og 3 i dette prosjektet. Separate rapporter vil bli laget for disse modulene.

5 Dagens kvantifiseringsmetodikk

Kvantifisering og rapportering av direkteutslipp av metan og NMVOC til Miljødirektoratet er basert på en metode gitt i Norsk olje og gass sine retningslinjer for utslippsrapportering [Ref: 7]. Grunnlaget var en studie gjort av Aker Engineering tidlig på 1990-tallet [Ref: 8]. Metoden tar utgangspunkt i 13 predefinerte kilder. Operatøren krysser av de kildene som er aktuelle for deres innretninger og utslippene av metan og NMVOC beregnes automatisk basert på predefinerte, generelle utslippsfaktorer pr. kilde og aktivitetsfaktorer som for alle kilder unntatt to er prosessert mengde gass.

De predefinerte kildene er:

- Glykol regenerering
- Gass fra produsertvannsystemet
- Oppløst gass i væske fra væskeutskiller
- Tetningsoljesystemene
- Lekkasje gjennom tørre kompressorpakninger
- Trykkavlastning av utstyr
- Spyle- og teppegass
- Spyling av instrumenter og prøvetaking
- Sluknet fakkel
- Lekkasje i prosess
- Ringroms trykkavlastning
- Boring
- Startgass for turbiner

Utslipp fra boring beregnes vha. fast utslippsfaktor pr. brønn, mens utslippene fra startgass for turbiner beregnes vha. en fast utslippsfaktor pr. turbinstart (dette gjelder kun turbiner som benyttet brenngass under trykk for oppstart).

Det har lenge vært kjent at metoden ikke er særlig presis og at den for enkelte utslippskilders vedkommende gir direkte feil resultat, bl.a. i en rapport utført av add novatech for Norsk olje og gass i 2014 [Ref: 2]. I tillegg til at metoden ikke er god, er de predefinerte kildene også til dels upresise og ufullstendige.

6 Kilder for og årsaker til direkte metan- og NMVOC-utslipp

6.1 Hva er en utslippskilde?

Generelt er begrepet utslippskilde brukt om kilder som kan medføre direkteutslipp av metan og NMVOC. Dette begrepet kan lett føre til feiltolkninger.

Det er en rekke prosesser og delprosesser på en sokkelinnretning som genererer avgasser som helt eller delvis inneholder metan og NMVOC. Disse avgassene kan potensielt bli sluppet til atmosfæren som direkteutslipp, men dette avhenger av hvordan avgassene håndteres. Alle innretninger som håndterer naturgass har noen prosesser og delprosesser som kan gi slike avgasser.

Avgassene fra prosesser og delprosesser kan i mange tilfeller disponeres slik at de gir eller ikke gir direkteutslipp. Dette er valg operatøren gjør i planleggings-/designfasen. Når innretningen er bygget og i drift kan utslippsreducerende tiltak være vanskelige og/eller kostbare å gjennomføre. For enkelte av prosessene er imidlertid utslipp av HC-gassene den eneste valgmulighet.

Hvorvidt en potensiell prosess eller delprosess fører til utslipp er derfor en totrinnsvurdering:

Trinn 1. Har innretningen den prosessen eller delprosessen som kan generere avgasser med metan og NMVOC? Dersom svaret er nei, genererer den heller ikke utslipp. Er svaret ja, er dette en potensiell utslippskilde på innretningen og kan en gå til neste trinn.

Trinn 2. Sendes avgassen til direkteutslipp eller disponeres den på annen måte?

Det finnes i prinsippet tre disponeringsmuligheter for slik avgass: Gjenvinning, forbrenning i fakkel eller incinerator, eller direkteutslipp. For avgassene fra enkelte av prosessene/delprosessene er gjenvinning og/eller brenning ikke mulige alternativer på grunn av at disse de kommer i konflikt med fysikkens lover² eller fordi de er praktisk ugjennomførbare.

Det blir derfor i denne rapporten differensiert mellom prosesser/delprosesser, avgasser og utslipp.

6.2 «Gamle» utslippskilder og prosesser som produserer avgasser som kan bli utslipp

Kartleggingen viste at utslippskildene som definert i dagens retningslinjer er ufullstendige. Det er en rekke prosesser på innretningene i tillegg til de som er dekket i retningslinjene som produserer avgasser som inneholder metan og NMVOC. I tillegg viste kartleggingen at flere av de «gamle» kildene bør splittes opp i delkilder eller delprosesser både for å kunne kvantifisere og rapportere utslippene riktig og for å kunne være presis ved innsetting av tiltak.

I dette underkapittel er identifiserte prosesser og delprosesser listet. De fleste av de «gamle» kildene er splittet opp i potensielle underkilder. Dette fordi det på en innretning kan være utslipp fra en eller flere av underkildene, men ikke nødvendigvis fra alle. Tabell 2 gir en oversikt over de «gamle» utslippskildene med forslag til prosessnavn og hvordan de foreslås splittet opp i delprosesser. Noen av delprosessene antas ikke å ha vært inkludert i de gamle utslippskildene. Disse er markert med rød font.

² Et eksempel er en avgass som inneholder for lav konsentrasjon av HC-gasser til at den kan brenne eller vedlikeholde en flamme i fakkelen.

Tabell 3 gir en oversikt over nye prosesser og delprosesser som ikke er inkludert i Norsk olje og gass sine Retningslinjer for utslippsrapportering [Ref: 7].

Tabell 2 Identifiserte delkilder

«Gammel» predefinert kilde/prosess	Nye delprosesser
Glykol regenerering / TEG regenerering	• TEG avgassingstank (konvensjonelt TEG system). • TEG regenerator (konvensjonelt TEG system). • Strippegass for vannavdriving i TEG regenerering. • (Kilder i proprietære TEG systemet (Drizo, coldfinger, etc.)).
Gass fra produsertvannsystemet / Produsertvannsystemet	• Produsertvann avgassingstank. • Produsertvann flotasjonsenhet (flotasjongass + avgass fra vannet). • Diverse tanker for oppsamling av olje fra produsertvann renseanlegg. • Utslippsrør for produsertvannet.
Oppløst gass i væske fra væskeutskiller / Væskeutskillere	• Lavtrykks væskeutskillere.
Tetningsoljesystemene / Kompressor tetningsolje	• Avgasspotter/surpotter. • Oppholds- og lagertanker for tetningsolje.
Lekkasje gjennom tørre kompressorpakninger / Tørre kompressortetninger	• Primær tetningsgass. • Sekundær tetningsgass. • Lekkasje fra primær vent til sekundær vent
Gassfriing av utstyr / Gassfriing av prosessanlegg	• Gassfriing av prosessanlegg.
Spyle- og teppegass* / Spyle og teppegass	• Spylegass for fakkellheadere/tipper og ventheadere³. • Spyle- og teppegass for diverse tanker.
Spyling av instrumenter og prøvetaking / Instrumenter og instrumentmanifolder	• Trykkavlastning/gassfriing av instrumenter/instr.manifolder.
Sluknet fakkell / Fakkell	• Sluknet fakkell. • Forsinket tenning av fakkell. • Ikke brennbar fakkellgass. • Åpen nitrogenspylt kald fakkell.
Lekkasjer i prosess / Lekkasjer i prosess	• Store lekkasjer (som medfører granskning). • Mindre lekkasjer.
Ringroms trykkavlastning / Ringrom i produksjonsstigerør	• Lekkasjer fra ringrom i produksjonsbrønner.
Boring	• Kakssikter. • Borevæske avgassingstank.
Startgass for turbiner / Startgass for turbiner	• Startgass for gassturbiner. • Trykkavlastning ved nedstenging.

De enkelte delprosessene gjennomgås mer detaljert i de etterfølgende delkapitler.

³ En ventheader er et rørsystem som fanger opp avgasser som skal sendes til atmosfærisk vent fra en rekke bidragsyende utstyrsenheter og som leder avgassen til utslippsrøret der gassen slippes til atmosfære uforbrent.

Tabell 3 "Nye" prosesser og delprosesser som produserer HC-avgasser

«Nye» prosesser og delprosesser	Delprosesser
MEG regenerering	MEG avgassingstank. MEG regenerering.
Amin regenerering	Amin avgassingstank. Amin regenerering.
Stempelkompressorer	Separatorrommer. Veivakselhus.
Skruekompressorer	Skruekompressorer.
Vannringkompressorer	Vannringkompressorer.
Strippegass for injeksjonsvann	Strippegass for injeksjonsvann.
Gassanalysatorer og prøvestasjoner	Gassanalysatorer og prøvestasjoner.
Turret på FPSO'er	Turret.
Piggsluser	Gassfriing av piggsluser.
Korrosjonskupper	Trekking av korrosjonskupper.
Fleksible stigerør	Diffuse utslipp gjennom fleksible stigerør.
Lagertanker for råolje på FPSO'er	Gassfriing ved tankinspeksjon av lagertanker. Unormal driftssituasjon av råoljetanker.
Lagertanker for råolje på FSO'er (flytende oljelager)	Lasting og lossing av lagertankene.
Oljetanker (diesel, smørølje, etc.)	Oljetanker (diesel, smørølje, etc.).
"Double block and bleed" ventiler (DBB)	"Double block and bleed" ventiler (DBB).

Listen kan virke svært omfattende, men det bør påpekes at de fleste innretninger bare har en mindre andel av disse avgassproduserende delprosesser og at utslippene fra en god del av delprosessene kan være svært små.

Denne listen er ikke nødvendigvis komplett og fullstendig og dekkende for enhver innretning med produksjon av olje og gass.

- Det kan komme nye innretninger som inneholder olje og gass med forurensninger eller komponenter som krever bruk av nye teknologier som igjen kan være kilder for direkteutslipp av metan og NMVOC⁴.
- Det kan bli tatt i bruk nye teknologier eller utvikles nye teknologier som introduserer nye utslippskilder. Eksempler på dette er fjerning av H₂S og CO₂ fra produsert gass. De få innretninger som har dette problemet i dag benytter teknologier som er gjennomgått i kartleggingen. Men det foreligger en rekke andre patenterte prosesser for fjerning av slike gasser og som kan inneholde «nye», utslippskilder, dvs. utslippskilder som ikke er blitt fanget opp av den gjennomførte kartleggingen.
- På de fleste innretninger vil det være et antall "mikrokilder" som har gått "under radaren" under kartleggingen. Dette kan være småtanker som inneholder oljeholdige væsker og som puster mot atmosfæren, nitrogen spylegass som fanger opp små mengder av hydrokarbongass når den sveiper over oljeholdige tanker eller drenasjevanntanker som kan inneholde spor av olje, eller det kan være ikke-identifiserte enhetsoperasjoner som kan medføre småutslipp av HC-gass. Samlet vil disse kildene representere utslipp som neppe overstiger et par % av de totale direkte utslippene fra innretningene.

6.3 Prosesser og delprosesser som produserer HC-holdige avgasser

Dette underkapitlet inneholder en gjennomgang av de enkelte prosesser og delprosesser som kan generere HC-holdige avgasser og beskriver i hvilken grad disse kan føre til utslipp.

Det er viktig å ha klart for seg at prosessene og delprosessene produserer avgasser. Hvorvidt disse avgassene ender opp som utslipp avhenger av hvordan de blir disponert. Dette er beslutninger som tas i tidlig prosjekteringsfase.

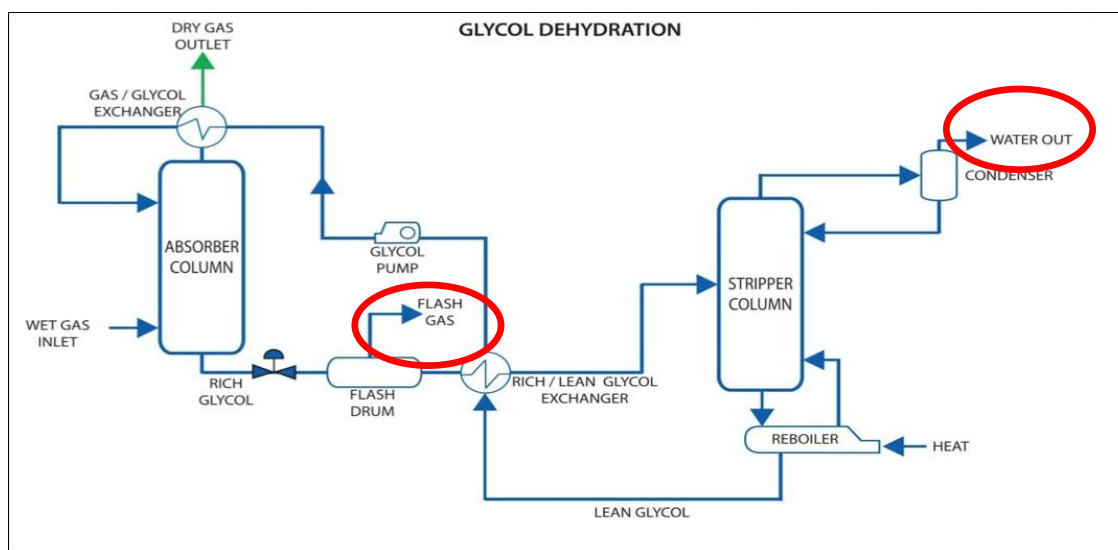
⁴ Eksempler: 1) et nytt felt kan inneholde store mengder svovel og det velges et patentert prosess for reduksjon av svovelinholdet. 2). Et nytt oljefelt med høyt voksinnhold kan kreve en avvokningsprosess som genererer en HC-holdig avgass som kan representere en potensiell ny utslippskilde.

6.3.1 TEG regenerering (glykol regenerering)

6.3.1.1 Innledning

Reduksjon av vanninnhold i gass som skal eksporteres fra innretningen er nødvendig for å hindre hydratdannelse under transport. Dette kan gjøres ved hjelp av flere teknologier, men bruk av trietylenglykol (TEG) som absorpsjonsvæske i motstrøm mot eksportgassen i et absorpsjonstårn (ofte kalt kontaktor) er den dominerende teknologien brukt på norske produksjonsinnretninger. Potensielle utslipp skjer ved regenerering av TEG (fjerning av absorbert vann). Det kan også brukes andre absorpsjonsvæsker og andre tørketeknologier. Slike «andre» metoder bør håndteres spesielt.

Noe metan og NMVOC løses i TEG-løsningen i absorpsjonskolonnen og frigjøres igjen i regenereringsprosessen. En typisk regenereringsprosess er vist i Figur 1.



Figur 1 Typisk TEG regenereringsprosess (kilde Wikipedia)

Figuren viser at det er to utslippspunkter for avgass fra TEG-løsningen:

- Fra en avgassingstank/«flash drum» (hovedsakelig absorbert naturgass)
- Fra selve regeneratoren, også kalt TEG-koker (hovedsakelig vanndamp)

I avgassingstanken (som opereres ved vesentlig lavere trykk enn absorpsjonskolonnen), frigjøres oppløst HC-gass ved trykkavlastning (sammen med litt vanndamp). I kokeren, som opererer på litt over 200°C, frigjøres løst vann ved fordampning, sammen med rester av metan og NMVOC.

På noen anlegg tilsettes det også strippegass til eller i forbindelse med kokeren. Det benyttes oftest brenngass som strippegass. Brukt strippegass går til avgass sammen med avkok fra regeneratoren.

Det finnes også noen spesialprosesser for TEG regenerering. To slike brukes på norsk sokkel:

- Drizo-prosessen.** Her blir avgassen fra kokeren rutet gjennom en kjøler for å kondensere vann og tyngre HC-komponenter i avgassen. I en separator nedstrøms av kjøleren (Water Liquid Separator) skilles gass, vann og hydrokarbonvæske. HC-væsken benyttes som strippemedium i regenereringsprosessen i stedet for tilført HC-gass. HC-gassene fra separatoren går som avgass ut av systemet.
- Coldfinger-prosessen.** Dette er en spesialversjon av regenereringsprosessen for å få ut mer vann av TEG-løsningen. Den medføre ellers ingen endringer som påvirker avgass-strømmene.

Det er 32 innretninger på norsk sokkel som har TEG regenerering.

De enkelte avgass-strømmene er beskrevet i delkapitlene under.

6.3.1.2 Avgass fra avgassingstank

Kartleggingen viste at ingen innretninger på norsk sokkel sender gassfasen fra avgassingstanken til direkte utslipp. På alle innretningene sendes avgassen til gjenvinning i prosess eller til fakkell.

Tabell 4 Avgass fra avgassingstank - Nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde:	Stor
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Bieffekt av dehydrering av eksportgass.
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinning i prosess, fakling, direkteutslipp til luft.
e. Valgte løsninger	Hovedsakelig gjenvinning og fakling.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs retningslinjer (skiller ikke mellom delkildene).
g. Kvantifiseringsmuligheter	a) Måling, simulering, analyse av HC-gasser i TEG oppstrøms og nedstrøms av avgassingstank. b) Beregning ved hjelp av spesielt applikasjonsprogram (GRI-GLYCalc)
h. Påvirkende faktorer	Sirkulasjonsrate av TEG (primært), Trykk og temperatur i kontaktor og avgassingstank, samt gassmengde i kontaktor forutsatt konstant forhold mellom gassrate og sirkulasjonsrate av glykol.
i. Muligheter for prøvetaking	Er mulig, men avhenger av innretningsspesifikke forhold.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	I praksis ingen betydning. Utslippene er kun styrt av driftsbetingelser og disponering av avgass.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, ved gjenvinning eller fakling. Dette blir også gjort på innretningene på norsk sokkel.

Under punkt a. er det potensielle utslippsbidraget fra delprosessen angitt kvalitativt. Dette for at leseren skal få en umiddelbar innsikt i om dette er en vesentlig eller mindre vesentlig bidragsyter. Følgende termer er benyttet:

Stor: Størrelsesorden $> \sim 100$ t/år for enkelte innretninger, $> \sim 1000$ t/år for norsk sokkel
Middels: Størrelsesorden $\sim 1 - 100$ t/år for innretninger, $\sim 10 - 1000$ t/år for norsk sokkel
Liten: Størrelsesorden $< \sim 1$ t/år for de fleste innretninger, $< \sim 10$ t/år for norsk sokkel

6.3.1.3 Avgass fra Regenerator

Avgass fra regenerator slippes ut som direkteutslipp fra totalt 12 innretninger på norsk sokkel. For de resterende 27 innretningene med TEG regenerering går avgassen til fakkell eller gjenvinning.

For strippegass, se kapittel 6.3.1.4. Tabellen under reflekterer anlegg uten tilført brenngass som strippegass

Tabell 5 Avgass fra TEG regenerator - Nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde:	Stor.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Bieffekt av dehydrering av eksportgass.
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinning i prosess, fakling, direkteutslipp til luft.
e. Valgte løsninger	Tilnærmet likt fordelt mellom utslipp, gjenvinning og fakling.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs retningslinjer (skiller ikke mellom delkildene)
g. Kvantifiseringsmuligheter	a) Måling, simulering, analyse av HC-gasser i TEG oppstrøms og nedstrøms av avgassingstank. b) Beregning ved hjelp av spesielt applikasjonsprogram (GRI-GLYCalc) c) Ved analyse av HC-gasser i TEG nedstrøms avgassingstank (forutsetter at mengde HC-gass i TEG nedstrøms av regenerator er neglisjerbart). Det er ikke enkelt å måle avgassmengden.
a. Påvirkende faktorer	Sirkulasjonsrate av TEG (primært), Trykk og temperatur i avgassingstank (og regenerator, men overtrykker her er normalt så lavt at det har liten praktisk betydning).
b. Muligheter for prøvetaking	Prøvetaking av avgassen anses ikke enkelt og er heller ikke hensiktsmessig da utslippsstrømmen ofte blandes med andre strømmer i fellesvent. Prøvetaking av TEG-løsning nedstrøms avgassingstank og analyse av innhold av HC-gasser anses som beste løsning. På de fleste anlegg kan prøver tas enkelt i filtre nedstrøms tanken.
c. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Drizo-prosessen fjerner også BTEX som er en helseskadelig og miljøskadelig komponent. Utslippene er for øvrig kun styrt av driftsbetingelser og disponering av avgass.
d. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, ved gjenvinning eller fakling. Blir også gjort på mange innretninger.

Det kan være flere årsaker til at det er valgt direkte utslipp av avgassen for en del innretninger. De viktigste antas å være:

- Avgassen har tilnærmet atmosfæretrykk. Dette betyr at en ekstra kompressor må installeres for å kunne gjenvinne gassen dersom innretningen ikke har VAR-kompressor⁵.
- Oppbygging av baktrykket i en faklingssituasjon i lavtrykkfakkel vil kunne medføre tilbakeslag til regeneratoren.
- Høyt innhold av fordampet vann i avgassen vil kunne øke risikoen for at lavtrykkfakkel slukner (på grunn av for lavt innhold av HC-gass). Vanninnholdet bør i utgangspunktet ikke være til hinder for gjenvinning ved resirkulasjon til lavtrykksområdet i prosessen.

6.3.1.4 Avgass fra strippegass

Det er 27 innretninger som bruker brenngass som strippegass under TEG regenerering. Av disse slippes strippegassen ut til atmosfæren sammen med avgass fra TEG-koker fra 8 innretninger. All strippegass følger avgassen.

⁵ Lavtrykkskompressor som komprimerer gass ved atmosfæretrykk til inngangstrykk for gassbehandlingsanlegget

Tabell 6 Avgass fra strippegass - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde:	Stor. Anlegg som har en strippegassrate på 30 Sm ³ brenngass/time, tilføyer 200 – 250 tonn/år HC-gass til avgass-strømmen.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Effekt av behovet for å bruke HC strippegass for å møte krav til regenerering av TEG-løsning.
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinning i prosess, fakling, direkteutslipp til luft.
e. Valgte løsninger	Tilnærmet likt fordelt mellom utslipp, gjenvinning og fakling.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs retningslinjer (Retningslinjene reflekterer ikke bruk av strippegass).
g. Kvantifiseringsmuligheter	Strippegassmengden kan kun kvantifiseres gjennom måling oppstrøms av anlegget. Dersom avgassen går til samlevent som måles, bortfaller behovet for separat måling av strippegassmengden.
h. Påvirkende faktorer	Kun behovet for å redusere vanninnhold i TEG-løsningen. Operatør bør vurdere om behovet for brenngass-stripping er tilstede*.
i. Muligheter for prøvetaking	Sammensetning er lik brenngass-sammensetning ⁶ . Sammensetning av denne er kjent.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Ingen betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, ved gjenvinning av avgassen. Fakling tilnærmet eliminerer de direkte utslippene av metan og NMVOC, men genererer CO ₂ -utslipp

* Det kan også benyttes N₂ som strippegass, men dette krever N₂ av meget høy renhet. Operatører som har benyttet kommersiell N₂ med 99,5 % renhet har registrert driftsproblemer med regenerering av TEG (på grunn av oksidering av TEG).

Ettersom strippegassen blandes med avkokt gass fra regeneratoren, vil årsakene til at utslippsløsningen er valgt være de samme som for avgass fra regenerator (kap. 6.3.1.3).

Kartleggingen viser at det er fullt ut mulig å eliminere direkteutslipp av metan og NMVOC fra TEG regenerering ved nye feltutbygginger.

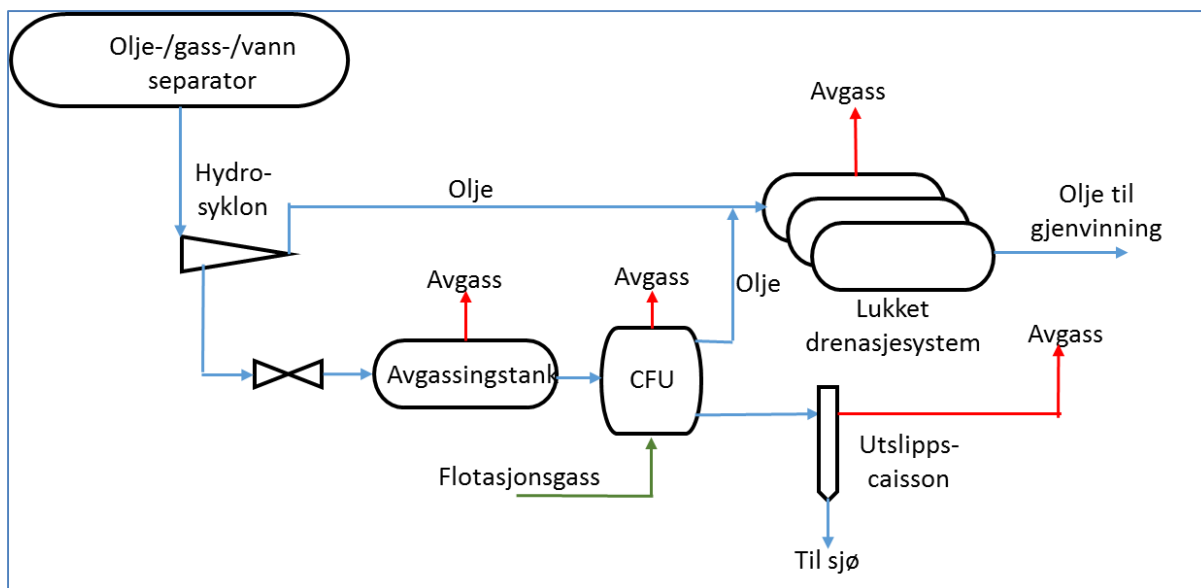
6.3.2 Avgass fra produsertvannsystemet

Vannet som følger olje og gass fra reservoaret og som skilles ut i innretningens olje/vann/gass-separatorer er mettet med metan og NMVOC og inneholder også rester av olje. I renseprosessen skilles oljerestene fra vannet og vanntrykket reduseres til atmosfæretrykk for den delen av vannet som slippes til sjø.

På noen innretninger slippes alt vann til sjø. På noen innretninger reinjiseres deler av produsertvannmengden i en undergrunnsstruktur og på noen innretninger reinjiseres hele mengden (dvs. produksjonen stanses dersom det oppstår problemer med vanninjeksjonsanlegget).

På innretninger med renseanlegg er det normalt flere avgass-strømmer. Disse er skissert skjematisk i Figur 2.

⁶ Forutsetter at brenngass benyttes som strippegass. Tas strippegassen fra annen kilde, benyttes sammensetningen av denne.



Figur 2 Prinsipiell skisse av behandlingsanlegg for produsertvann

Det finnes en rekke variasjoner i forhold til skissen. Eldre innretninger har ofte bare avgassingstank og flotasjonsanlegg. En rekke anlegg har ikke CFU (kompakt flotasjonsanlegg). Flere anlegg bruker CTOUR-prosessen i produsertvannbehandlingen. Denne prosessen påvirker normalt ikke avgassene.

Når vannet forlater separatoren er det mettet med metan og NMVOC ved separasjonstrykk og temperatur. All metan og NMVOC vil slippe ut som avgass når vannet slippes til sjø (ned til likevektstilstanden ved atmosfæretrykk). Avgassen slippes normalt ut gjennom noen eller alle av følgende kilder:

- **Fra avgassingstank.** Denne har normalt et driftstrykk som varierer mellom innretningene fra under 1 barg opp til 5 barg. Avgassmengden styres av differansen av løseligheten av metan og NMVOC i vannet ved separasjonstrykk og ved trykket i avgassingstanken.
- **Fra flotasjonsanlegg.** Kompakte flotasjonsanlegg (CFU) har et driftstrykk som ofte ligger like under trykket i avgassingstanken. Konvensjonelle flotasjonsanlegg opererer ofte like over eller ved atmosfæretrykk. Flotasjonsanleggene har tilførsel av flotasjons-gass som slippes ut sammen med gass som frigjøres fra vannet i flotasjonstanken. Flotasjons-gassen er ofte nitrogen (N_2), men kan også være brenngass. I så fall adderes denne til avgassen fra vannet.
- **Fra lukket drenasjesystem.** Oljerester fra hydro-sykloner og flotasjonsenheter føres normalt til lukket drenasjesystem på innretningen. Her blandes olje fra produsertvannssystemet med oljerester fra andre kilder. Vannrester skilles fra oljen i en eller flere tanker før den sendes tilbake til prosessen for gjenvinning. Lukket drenasjesystem blir tilført en spylegass for å beskytte mot eksplosjonsfare. Normalt benyttes nitrogen som spylegass. Denne fanger opp gass som damper fra oljen. Spylegassen slippes normalt til atmosfære gjennom innretningens felles atmosfæriske vent. Oljemengdene er små, noe som medfører at oppløste mengder metan og NMVOC også er små.
- **Fra utslippscaisson.** Produsertvannet slippes til sjø gjennom en utslippscaisson. Utslippspunktet kan variere. På noen innretninger slippes vannet ut like over vannflaten, mens det på andre slippes ut under vannflaten. Vanndybden kan variere og på noen innretninger er det så dypt som 20 meter. Utslippscaissonen er normalt utstyrt med en vent på toppen, dette først og fremst for å hindre at vann i caissonen skal medføre vakuumdannelse i rør og utstyr oppstrøms utslippsrøret. På enkelte innretninger blir gassen ført til felles atmosfæriske vent, mens andre innretninger kun har lokal vent. Innholdet av metan og NMVOC i denne avgassen er styrt av likevektløseligheten i vann ved oppstrøms vent (avgassingstank, CFU eller flotasjonsanlegg) og likevektskonsentrasjonen ved atmosfæretrykk (utslippspunktet).

6.3.2.1 Gass fra avgassingstank

Kartleggingen viste at totalt 43 innretninger på norsk sokkel har produsertvannproduksjon med renseanlegg. Ingen av disse slipper avgassen direkte til utslipp. Men fra én innretning går avgassen til lavtryksfakkel som ikke brenner på grunn av for lavt innhold av HC-gass i fakkelgassen. På en annen innretning føres avgassen til en inertgass-spylt åpen fakkel (uantent). I begge disse tilfeller går derfor avgassen til direkteutslipp. På de resterende innretningene sendes avgassen enten til gjenvinning i prosessen eller til fakkel og brennes.

Tabell 7 Gass fra avgassingstank - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde:	Stor , avhengig av produsertvannmengde og trykk i innløpsseparator.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Skyldes naturlig innhold av metan og NMVOC oppløst i reservoarvannet som produseres sammen med olje og gass.
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinning i prosess, fakling, direkteutslipp til luft.
e. Valgte løsninger	Gjenvinning og fakling benyttes som standardløsning på norsk sokkel.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs retningslinjer (skiller ikke mellom delkildene).
g. Kvantifiseringsmuligheter	Måling av avgassmengdene (gjøres ikke), simulering, beregning utfra likevektskonsentrasjoner i litteratordata.
h. Påvirkende faktorer	Produsertvannmengde, trykk og temperatur i innløpsseparator og i avgassingstank.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke spesielt tilrettelagt. Da utslipp fra denne kilden er sjelden, er behovet mindre aktuelt.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	I praksis ingen betydning. Utslippene er kun styrt av driftsbetingelser og disponering av avgass.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, blir også gjort på nesten alle innretninger gjennom gjenvinning av gassen eller fakling.

6.3.2.2 Avgass fra CFU/flotasjonstank

Kartleggingen viste at totalt 21 innretninger har CFU/flotasjonstank. Av disse slippes avgassen til atmosfæren fra totalt 4 innretninger. For de resterende innretningene sendes avgassen til gjenvinning eller brennes i fakkel.

Tabell 8 Avgass fra CFU / Flotasjonstank - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde:	Stor dersom flotasjonsgassen er brenngass. Liten til middels dersom flotasjonsgassen er N ₂ .
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Skyldes primært tilført mengde flotasjonsgass dersom denne er brenngass.
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinning i prosess, fakling, direkteutslipp til luft.
e. Valgte løsninger	Gjenvinning og fakling benyttes som standardløsning på norsk sokkel.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs retningslinjer (skiller ikke mellom delkildene og tar ikke hensyn til flotasjonsgassmengden).
g. Kvantifiseringsmuligheter	Måling av mengde brenngass til flotasjon. Avkok grunnet trykkreduksjon som for avgassingstank.
h. Påvirkende faktorer	Først og fremst valg av flotasjonsgass (brenngass vs. N ₂).
i. Muligheter for prøvetaking	Behovet anses lite. Brenngassens sammensetning er kjent og bidraget fra frigjort gass fra produsertvannet antas å ha mindre betydning. Da utslipp fra denne kilden er sjelden, er behovet også mindre aktuelt.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	I praksis ingen betydning. Utslippene er kun styrt av driftsbetingelser og disponering av avgass.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja. Blir også gjort på nesten alle innretninger gjennom gjenvinning av gassen eller fakling. Bruk av en N ₂ som flotasjonsgass reduserer utslippene betraktelig.

6.3.2.3 Avgass fra utslippscaisson for produsertvann

Det vil alltid være en restmengde av metan og NMVOC i produsertvannet når det slippes til sjø. Mengden bestemmes av løst mengde HC-gasser i produsertvannet ved siste avgassingstank og atmosfæretrykket. Det er en rimelig antakelse at gassen vil fordampe til den når likevekt ved atmosfæretrykk. På noen anlegg slippes produsertvannet ut på større dyp (opptil 20 meter) og det ses ikke gassbobler i vannet. Hvorvidt dette medfører at gassen over tid ikke vil bli frigjort til atmosfæren anses som en forskningsoppgave ut over det som ligger i mandatet for denne studien.

Tabell 9 Avgass fra utslippscaisson for produsertvann - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Stor , spesielt dersom driftstrykk i avgassingstank og CFU er relativt høyt (2 til 5 barg).
b. Utslippstype	Kontinuerlig på innretninger som ikke har produsertvann reinjeksjon. For anlegg som har reinjeksjon vil det kunne være utslipp i perioder der reinjeksjonsanlegget for produsertvann er ute av drift.
c. Årsak/begrunnelse	Skyldes at produsertvannet er mettet med metan og NMVOC når det forlater avgassingstank og flotasjonsanlegg.
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinning i prosess, faking, direkteutslipp til luft.
e. Valgte løsninger	Direkteutslipp til luft er standardløsning på norsk sokkel. Enten gjennom felles atmosfærisk vent eller gjennom lokal vent.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs retningslinjer (skiller ikke mellom delkildene).
g. Kvantifiseringsmuligheter	Beregnes best utfra likevektsdata ved siste avgassingspunkt og ved atmosfæretrykk.
h. Påvirkende faktorer	Først og fremst produsertvannmengder til sjø og trykknivå ved siste oppstrøms avgassingspunkt.
i. Muligheter for prøvetaking	Kan muligens hente gassprøver ved avgassingsstussen i utslippscaisson for produsertvann.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	I praksis ingen betydning. Utslippene er kun styrt av driftsbetingelser og produsertvannmengder som slippes til sjø.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Siden trykket i utslippspunktet er så lavt er det tvilsomt om disse utslippene kan elimineres. Problemer som må overkommes er a) ved eventuell faking av gassen må en sikre mot eventuell tilbakestrømming av fakkeltgass i en fakingssituasjon. b) avgassen vil være rik på inertgass (vanndamp) og det må sikres at dette ikke medfører problemer med tenning av fakkel, og c) ved gjenvinning må kompressor installeres for å trykke opp gassen til et nivå som muliggjør resirkulasjon til prosess (kan være enklere for innretninger som har VOC-/VRU-kompressor).

6.3.2.4 Gass fra gjenvunnet olje

Gjenvunnet olje fra produsertvann renseanlegg føres til lukket drenasjesystem der den blandes med oljeforurensset vann fra andre kilder. Dekkgassen fra tanker i drenasjesystemet føres normalt til et felles atmosfærisk ventsystem.

Sammensetningen av gassen vil kunne variere vesentlig fra kilde til kilde og fra innretning til innretning. Oljemengdene som gjenvinnes fra renseanlegget for produsertvann er små og bare små fraksjoner av dette vil fordampe og slippe ut med inertgassen (teppegassen).

Tabell 10 Avgass fra gjenvunnet olje - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Normalt kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Skyldes naturlig forekommende oljedråper i dispergert form i produsertvannet.
d. Disponeringsmuligheter	Fakkel, reinjeksjon og gjenvinning til prosess.
e. Valgte løsninger	Oftest til atmosfærisk fellesvent.
f. Kvantifisering hittil	Ikke egen utslippskilde, inngår i kilde «Produsertvannbehandling».
g. Kvantifiseringsmuligheter	Vanskelig å kvantifisere lokalt. Beste måten er sannsynligvis måling og prøvetaking i fellesvent.
h. Påvirkende faktorer	Mengde olje som samles opp av hydrosykloner og flotasjonsanlegg.
i. Muligheter for prøvetaking	Meget vanskelig da hydrokarbonene fanges opp i væskefraksjon, blandes med andre kilder og fordamper hele tiden litt gass.
j. Teknologistatus/alders betydning for utlippene	Utstyr og alder betyr lite eller ingenting. Avgassmengden styres av mengde oppsamlet olje og denne oljens innhold av HC-gasser.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Kun dersom avgass fra lukket drenasje i sin helhet enten kan gjenvinnes til prosess eller brennes i lavtryksfakkel.

6.3.3 Oppløst gass i væske fra væskeutskiller

Dette ble identifisert som en kilde til direkteutslipp av HC-gass i Aker Engineerings studie fra 1993 (Ref: 8) og har figureert i Norsk olje og gass sine retningslinjer for utslippsrapportering siden midten av 1990-tallet. Under primærgjennomgangen ble det identifisert 4 tilfeller der gass fra væskeutskiller ble sendt til kald vent:

1. På én innretning var en trykksvingningstank (surge tank) for kondensat forsynt med avluftsventil mot atmosfærisk fellesvent. Denne åpnes kun ved behov. Utslipp gjennom fellesvent måles med egen måler.
2. På én innretning ledes væske som skilles ut i væskeutskiller oppstrøms av kompressorer til lukket avløp. Gassen herfra ledes til atmosfærisk fellesvent (måles). Det er besluttet å endre opplegget ved neste revisjonsstans slik at væsken sendes til gjenvinningstank for kondensat og gassen til brenngass.
3. På én innretning går væsken fra væskeutskilleren oppstrøms av den ene kompressoren til atmosfærisk fellesvent (var opprinnelig rutet til lavtryksfakkel, men måtte rerutes pga. frostproblemer). Operatør har simulert utslippsmengdene.
4. På den fjerde innretningen ble ikke detaljene kartlagt.

Dette er alle spesialsituasjoner, der forholdene vil avvike fra innretning til innretning, avhengig av hvordan de detaljerte løsningene på innretningene er prosjektert. I alle tilfellene går gassen til atmosfærisk fellesvent der den blandes med gass fra en rekke andre kilder. Det er derfor lite hensiktsmessig å operere med dette som en standardisert kilde i fremtiden. Utslippene har varierende størrelse. For de tilfellene som er listet her, varierer utlippene fra nesten ingenting (eksempel 1) til noen få tonn/år (eksempel 3), men kan også være noe høyere.

Utslippene er utelukket en funksjon av valgte tekniske løsninger på detaljert nivå. Eksempelene vist ovenfor illustrerer også at direkteutslipp fra denne kilden kan teknisk sett elimineres totalt ved fornuftig detaljdesign.

6.3.4 Utslipp fra kompressortetninger

Kartleggingen viste at sentrifugalkompressorer er den dominerende kompressortypen benyttet for naturgasskompresjon på innretningene. I tillegg benyttes det også en del stempelkompressorer og noen få skrue- og vannringkompressorer. Felles for alle kompressortypene er at de må ha tetningssystemer for å hindre den komprimerte gassen å slippe ut til atmosfæren gjennom spalten som skiller det statiske kompressorhuset og den roterende kompressorakslingen på sentrifugal- og skruekompressorene og mellom sylinderrhus og stempelstang på stempelkompressorene.

Eldre sentrifugalkompressorer (installert før slutten av 1980-tallet) har nesten utelukkende oljetetninger, mens kompressorer på innretninger installert etter 1990 i dominerende grad bruker tørre tetninger med gass som tetningsmedium.

På noen av innretningene brukes stempelkompressorer til gasskompresjon. Dette er i hovedsak på litt eldre FPSO'er. Disse kompressorene har oljetetninger.

Til lavtrykkkompresjon, hovedsakelig for kompresjon av fakkeltgass fra lukket fakkelt og kompresjon og resirkulasjon av HC-dekksgass på råoljetanker, benyttes både skruekompressorer og vannringkompressorer.

I de følgende delkapitler behandles oljetetninger og tørre tetninger på sentrifugalkompressorer i hvert sitt underkapittel. Det er egne underkapitler også for stempelkompressorer og for skrue- og vannringkompressorer.

6.3.4.1 Utslipp fra oljetetninger på sentrifugalkompressorer

Utslippene av HC-gass fra oljetetninger kommer av at komprimert gass som kommer i kontakt med tetningsoljen til en viss grad løser seg i denne. Tetningsoljen trykkavlastes etter bruk for å kunne gjenbrukes. Gjennom trykkavlastningen frigjøres løst gass og denne avgassen må disponeres. Trykkavlastningen skjer normalt i to eller i noen tilfeller i tre trinn.

Hvorvidt avgassen medfører utslipp av HC-gass til luft avhenger av hvordan frigjort gass disponeres. Dette er et designvalg.

Tradisjonelt har tetningsolje blitt betraktet som en betydelig utslippskilde av HC-gass. Kartleggingen har indikert at dette ikke nødvendigvis er tilfelle på norske sokkelinnretninger. Kartleggingen har også vist at dette er den av de potensielt store utslippskildene som det har vært vanskeligst å fremskaffe informasjon om. Dette kan komme av at det hovedsakelig er på eldre innretninger en finner oljetetninger og at operatørselskapene i stor grad har vært avhengig av å kontakte sine leverandører for å få informasjon.

Kartleggingen viste at det er 17 innretninger på norsk sokkel som har sentrifugalkompressorer med oljetetninger. Alle innretninger med tetningsolje som ble kartlagt under primærkartleggingen har flere trykkavlastningsnivåer. Først ble den delen av tetningsoljen som har vært i kontakt med gassen trykkavlastet i avgassingspott (også kalt surgasspott). Det var gjennomgående en pott for hvert kompresjonssteg og forskjellig trykknivå i de forskjellige pottene. Gassen herfra gikk til gjenvinning eller fakkelt for mange innretninger, men det er også en del innretninger som sender avgassen til atmosfærisk vent. For noen av disse går avgassen fra pottene til høytrykkskompressorer til fakkelt eller gjenvinning, mens gassen fra pottene til lavtrykkskompressorene sendes til atmosfærisk vent.

Deretter ble tetningsoljen ført til en oppholdstank. Noen systemer hadde først en oppholdstank før oljen ble ført til en lagertank. Begge tankene opererer nær atmosfæretrykk. Oppholdstank og lagertank hadde i dominerende grad gassutslipp til atmosfærisk vent, hovedsaklig lokal vent. Utslippene ble gjennomgående ikke målt og det ble fra enkelte innretninger påpekt at måling kan bli svært vanskelig på grunn av lokasjonen av ventsystemet (under dekk på enkelte innretninger). Operatørene er bedt om å kontakte leverandør for å få utslippsdata. Tilbakemeldingen har vært begrenset så langt.

Avgass fra avgassingspotter:

Tabell 11 Gass fra avgassingspotter - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels til stor .
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Skyldes at gassen i kompressoren er i kontakt med og løses i tetningsoljen.
d. Disponeringsmuligheter	Fakkel, reinjeksjon og gjenvinning til prosess, utslipp gjennom atm. vent.
e. Valgte løsninger	Nesten utelukkende gjenvinning til prosess og til en viss grad fakling. Noen få avgassingspotter på noen innretninger har utslipp til lokal atmosfærisk vent.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs standardfaktorer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Aktuelt kun ved utslipp. Innhenting av data fra utstyrsløseleverandør (om tilgjengelig) og analyser av oljeprøve oppstrøms av avgasspotter.
h. Påvirkende faktorer	Grad av kontakt med høytrykks gass og trykkavlastning i avgassingspotter.
i. Muligheter for prøvetaking	Måling av avgassmengde er oppgitt av operatører å være vanskelig. Prøvetaking og analyse av tetningsoljen oppstrøms av avgasspottene er muligens lettere. Målingsmulighetene vil være avhengig av innretningsspesifikke forhold og begrensninger.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Tetningene slites ved bruk. Det er uklart i hvilken grad dette vil påvirke opptak av metan og NMVOC i tetningsoljen.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Prinsipielt sett vil utslippene elimineres både ved gjenvinning av gassen og ved å brenne avgassen i fakkell, men det kan bli kostbart å gjennomføre på eksisterende anlegg der dette ikke allerede er på plass.

Avgass fra oppholdstank og lagertank:

Noen innretninger har både oppholdstank og lagertank for tetningsolje. Begge tanker har avluftning for avgasser. Ettersom tankene er lokalisert i serie og begge opererer ved ca. atmosfærisk trykk, behandles begge kildene samlet.

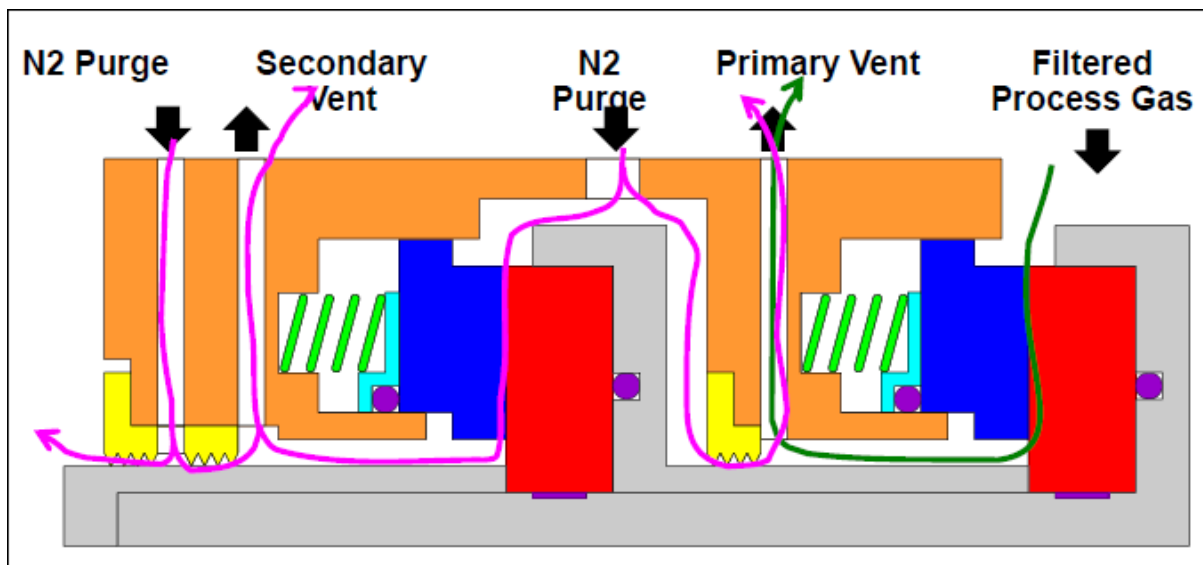
Tabell 12 Avgass fra oppholdstank og lagertank for tetningsolje - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten til middels, men utslippenes størrelse er mangelfullt kjent.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Skyldes at tetningsoljen nedstrøms avgassingspottene fremdeles inneholder noe løst metan og NMVOC. Disse gassene frigjøres i oppholds- og lagertank.
d. Disponeringsmuligheter	Fakkel, reinjeksjon og gjenvinning til prosess, utslipp gjennom atm. vent.
e. Valgte løsninger	Nesten utelukkende direkte utslipp av avgass til lokal vent.
f. Kvantifisering hittil	Inngår i NOROGs standardfaktorer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Måling eller innhenting av data fra utstyrsløseleverandør (om tilgjengelig). Analyser av oljeprøve oppstrøms av holding-/lagertank er også en mulig metode.
h. Påvirkende faktorer	Mengde gass som løses i tetningsoljen og trykk og temperaturforhold i avgasspottene.
i. Muligheter for prøvetaking	Måling av avgassrate og analyse av avgassen er ansett av operatørene å være vanskelig å få til. Analyse av oljeprøve oppstrøms av holding-/lagertank er funnet å kunne være en enklere metode.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Utslippenes størrelse er lite avhengig av utstyrets alder. Valgte trykknivåer i systemdesign kan ha påvirkning på mengde løst gass i oljen.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Selv om utslipp gjennom lokal vent er den dominerende løsning, bør det prinsipielt ikke være noe til hinder for at gassen gjenvinnes ved resirkulasjon til prosess. Dette vil nok i de fleste tilfeller kreve installasjon av en lavtrykkskompressor. Når det gjelder fakling, bør det forsikres at tilbakeslag fra fakkell under en faklingssituasjon unngås.

6.3.4.2 Utslipp fra tørre tetninger på sentrifugalkompressorer

Moderne sentrifugalkompressorer er utstyrt med tørre tetninger. For å møte regelverkskrav på norske innretninger kreves det dobbel barriere. Prinsippet er vist i Figur 3. Det er flere typer doble tetninger, avhengig av tetningsleverandør og mekanisk design. Teknikken utvikles stadig.

Det brukes normalt prosessgass fra kompressoren til primær tetningsgass. Det er svært viktig at gassen er helt ren. Den primære tetningsgassen har litt høyere trykk enn gassen i kompressoren (0,3 til 0,7 bar overtrykk). Dette medfører at tetningsgassen lekker inn til kompressoren og hindrer kompressorgassen å lekke ut. Opp til 10% av tetningsgassen går den andre veien (kalt primary vent) på figuren. Denne gassen kan resirkuleres til prosessen, sendes til fakkel eller slippes ut til atmosfæren. Alle tre løsninger er funnet på de kartlagte innretningene.



Figur 3 Tørre tetninger. Dobbelt barriere vha. tandemtetning og intern labyrint (kilde: John Crane)

Den sekundære tetningsgassen, kalt N₂ purge på figuren, representerer sekundærbarrieren. På tetninger med intern labyrint har denne høyere trykk enn Primary vent og forhindrer derved at HC-gassen fra primærtetningen lekker ut. På figuren er det vist N₂ som sekundær tetningsgass. Denne slippes normalt til luft. Under kartleggingen kom det fram at N₂ brukes som sekundær tetningsgass på de fleste kompressorer med tørre tetninger, men det var også noen som benyttet prosessgass eller brenngass som sekundær tetningsgass.

Det finnes også tørre tetninger som ikke har intern labyrint. I disse tetningene kan litt av den primære tetningsgassen lekke ut gjennom sekundærtetningen og blandes med den sekundære tetningsgassen.

Beskrivelsen over er skjematisk. Det er flere leverandører av tørre tetninger på norsk sokkel. Tetningene har forskjellige konstruksjonsmessige detaljer og teknikken utvikles stadig. Det vil derfor være nyanser av det skjematiske bildet som er tegnet her, noe som gjør at generiske utslippsberegningsmodeller vil kunne ha unøyaktigheter og feil.

Graden av utslipp avhenger av følgende forhold:

- **Primær tetningsgass: Tetning med intern labyrint:** All avgass (brukt gass) slippes ut gjennom primærvent. Dersom denne sendes til fakkel eller gjenvinning blir det ingen utslipp.
- **Primær tetningsgass: Tetning uten intern labyrint:** Litt primær tetningsgass lekker ut til sekundærtetningen og slippes til luft dersom sekundær tetningsgass slippes til luft.
- **N₂ som sekundær tetningsgass:** Ingen utslipp utover lekkasjer fra primær tetningsgass.
- **HC-gass som sekundær tetningsgass:** Har tetningen intern labyrint vil noe av den sekundære tetningsgassen lekker inn til primær vent. Utslipp avhenger av hvordan primærgassen disponeres. Den resterende sekundære tetningsgassen går til «secondary vent». Denne slippes i de fleste tilfeller til luft.

Dersom tetningen ikke har intern labyrint, går all sekundær tetningsgass til «secondary vent». Hvorvidt dette leder til utslipp avhenger av hvordan «secondary vent» disponeres på innretningen.

Disse forholdene gjør at det er vanskelig å etablere oversikt over utslippene fra tørre tetninger på sentrifugalkompressorer. I prosjektet er det blitt kartlagt hvilken type tetningsgasser som er benyttet for alle sentrifugalkompressorer med tørre tetninger på sokkelen, samt hvordan brukt tetningsgass er disponert. Det har under kartleggingen ikke vært mulig å skaffe en oversikt over hvor mange kompressorer som har tetninger med intern labyrint.

Imidlertid vil det være valg av sekundær tetningsgass og valg av disponeringsløsning for brukt tetningsgass (fra primær og sekundær vent) som i dominerende grad vil påvirke utslippene av HC-gass til atmosfære.

Leverandørene opererer ofte med følgende lekkasjetall (garantitall):

- 10 % av primær tetningsgass går til primærvent
- 10 % av primærvent lekker inn til sekundær tetningsgass (for tetninger uten intern labyrint)

Noen få av de kartlagte innretningene hadde tetningsgassmålere som viste begge gassmengdene. Disse indikerte langt lavere lekkasjetall enn garantien. Operatøren påpekte imidlertid at disse målingene kan være noe upålitelige og derfor kun benyttes for å avdekke trender i tetningsgassratene.

Totalt 34 innretninger på norsk sokkel har sentrifugalkompressorer som bruker tørre tetninger (alle eller noen av kompressorene på innretningen).

Primær tetningsgass:

Tabell 13 Brukt primær tetningsgass - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Det er vanskelig å få tetningene helt tett.
d. Disponeringsmuligheter	Resirkulasjon til prosess og gjenvinning av gassen, brenning i fakkell, Utslipp gjennom atmosfærisk vent.
e. Valgte løsninger	På 4 innretninger gjenvinnes gassen. På 18 innretninger sendes gassen til fakkell. På 12 innretninger sendes gassen til luft gjennom atmosfærisk vent.
f. Kvantifisering hittil	Inngår i NOROGs standardfaktorer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Gassmengden inn på tetning måles på de fleste kompressorer. Ventgassraten måles på noen innretninger. Ventgassmengden kan anslås som %-andel av innkommet tetningsgass for kompressorer uten måling.
h. Påvirkende faktorer	Primært: • Disponering av brukt tetningsgass. • Type tørr tetning (leverandør, mekanisk design).
i. Muligheter for prøvetaking	Gass-sammensetning analyseres (eksportgass og brenngass).
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Valg av tetningsdesign betyr noe. Tetningsslitasje over tid påvirker lekkasjegrad. Disse forholdene kan totalt overstyres av hvordan brukt tetningsgass disponeres.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Til dels. Dette avhenger litt av type tetning. Dersom tetning har intern labyrint, bruker N ₂ som sekundær tetningsgass og har gjenvinning av primær tetningsgass elimineres utslippene. Kan være kostbart å implementere på eksisterende anlegg med andre løsninger.

Sekundær tetningsgass:

Tabell 14 Brukt sekundær tetningsgass - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels til stor , ved bruk av HC-gass som sekundær tetningsgass.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Bruk av HC-gass som sekundær tetningsgass. Lekkasje av primær tetningsgass inn til sekundær barriere.
d. Disponeringsmuligheter	Resirkulasjon til prosess og gjenvinning av gassen (i de tilfeller HC-gass brukes som sekundær tetningsgass), brenning i fakkel (dersom HC-gass brukes), utslipp gjennom atmosfærisk vent.
e. Valgte løsninger	På alle kartlagte innretninger sendes sekundær tetningsgass til atmosfærisk vent. Årsaken kan være at systemene er konstruert for å bruke N ₂ som sekundær tetningsgass.
f. Kvantifisering hittil	Inngår i NOROGs standardfaktorer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Måle sekundær tetningsgass inn på tetning. Brukes HC-gass, går alt gassforbruk til utslipp. Brukes N ₂ tetningsgass, ingen utslipp av HC-gass.
h. Påvirkende faktorer	• Valg av sekundær tetningsgass. • Disponering av brukt tetningsgass.
i. Muligheter for prøvetaking	Gass-sammensetning analyseres (brenngass).
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Valg av tetningssystemets design betyr noe. Slitasje over tid påvirker lekkasjegrad ⁷ . Disse forhold overstyrer totalt av hvilken tetningsgass som brukes og hvordan brukt tetningsgass disponeres.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, avhenger av type tetningsgass. Brukes N ₂ som sekundær tetningsgass inneholder ikke utslippet HC-gasser (lekkasjer av primær tetningsgass over tetningen er dekket under primær tetningsgass).

6.3.4.3 Utslipp fra tetninger på stempelkompressorer

Totalt 5 av de kartlagte innretningene hadde stempelkompressorer. Noen få innretninger brukte stempelkompressorer på hele gasskompresjonstoget.

Gasstetningene på stempelkompressorer er pakkbokser på stempelstengene. Gass som lekker forbi pakkboksene samles opp i ett eller flere separator-kammer i serie. Leverandørinformasjon angir at ca. 1% av gassen fra første kammer ledes til andre-kammer. Noe gass kan også lekke videre fra separator-kamrene til veivakselhuset (skal normalt ikke forekomme). Gass som lekker inn i veivakselhuset separeres fra oljen og ledes bort.

Under konstruksjon av innretningen blir det bestemt hvordan gassen fra de enkelte kammer skal disponeres (gjenvinning, brenning i fakkel eller direkte utslipp). Registrert praksis under kartleggingen er at gass fra første kammer ledes til fakkel eller gjenvinning, mens de mye lavere avgassratene fra andre kammer ledes til atmosfærisk vent.

På en av de kartlagte innretningene med stempelkompressorer trykkavlastes tetningsoljen etter samme prinsipper som tetningsolje på sentrifugalkompressorer.

⁷ Slitasje av tetningene kan komme av uren tetningsgass.

Avgass fra separatorkamer:

Tabell 15 Avgass fra separatorkamer på stempelkompressor - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels til stor .
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Føring av avgassen til utslipp
d. Disponeringsmuligheter	Resirkulasjon til prosess og gjenvinning av gassen, brenning i fakkell. Utslipp gjennom atmosfærisk vent.
e. Valgte løsninger	Til fakkell fra første kammer. Til atmosfærisk vent fra andre kammer.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs standardfaktorer for tetningsolje er delvis brukt.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Primært leverandørdata (som forekommer). Andre metoder er ikke vurdert.
h. Påvirkende faktorer	Kompressorantall, kapasitet og leveransetrykk Slitasje på stempelringer og pakkbokser, Disponering av avgasser.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke undersøkt
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Slitasje på stempelringer og pakkbokser over tid kan påvirke lekkasjegrad.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, ved resirkulasjon og gjenvinning. Styres av deponering av avgass. Kan være kostbart å implementere på eksisterende innretninger.

Avgass fra veivakselhus:

Tabell 16 Avgass fra veivakselhus på stempelkompressor - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Kontinuerlig eller diskontinuerlig, avhengig av driftssituasjonen.
c. Årsak/begrunnelse	Det er vanskelig å få tetningene helt tett.
d. Disponeringsmuligheter	Resirkulasjon til prosess og gjenvinning av gassen, brenning i fakkell. Utslipp gjennom atmosfærisk vent.
e. Valgte løsninger	Til atmosfærisk vent.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs standardfaktorer for tetningsolje er delvis brukt.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Primært leverandørdata (som forekommer). Andre metoder er ikke vurdert.
h. Påvirkende faktorer	Kompressorantall, kapasitet og leveransetrykk Slitasje på stempelringer og pakkbokser. Disponering av avgasser.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke undersøkt.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Slitasje på stempelringer og pakkbokser over tid kan påvirke lekkasjegrad.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja. Styres av deponering av avgass. Kan være dyrt å implementere på eksisterende innretninger.

6.3.4.4 Avgass fra skruekompressorer

Kartleggingen viste at skruekompressorer finnes på 3 av innretningene på norsk sokkel. Disse brukes til kompresjon av HC-gass fra lavtryksskilder (lukket fakkell og teppegass fra råoljetanker (VRU-kompressorer)). Det er flere typer skruekompressorer. På den ene av innretningene benyttes en oljefyllt skruekompressor. Oljedråper som følger med gassen separeres ut i en separator. Kompressor-tetningene spyles med N₂. Brukt olje går til en dreneringspotte som har avlufting til luft i sikkert område.

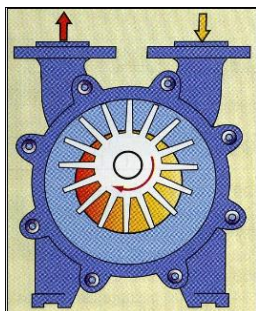
Det er to tetninger på kompressorakselen, en våt tetning innerst og en tørr tetning ytterst. Ved den indre våte tetningen vil smøreolje lekke til dreneringspotten med en lav rate på (ml/time) sammen med nitrogen som spylar kompressortetningene. Nitrogenspylingen virker som en buffer for å forhindre at smøreoljen påvirker den tørre tetningen.

Lekkasjemengder og potensielle utslipp fra skruekompressorer for den type service og kapasitet som slike kompressorer brukes for på norsk sokkel er svært små (størrelsesorden kg/år).

Tabell 17 Avgass fra skruekompressor - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Det er vanskelig å få tetningene helt tett.
d. Disponeringsmuligheter	Resirkulasjon til prosess og gjenvinning av gassen, brenning i fakkel. Utslipp gjennom atmosfærisk vent.
e. Valgte løsninger	Utslipp gjennom atmosfærisk vent pga. små utslippsmengder.
f. Kvantifisering hittil	NOROGs standardfaktorer for tetningsolje er delvis brukt.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Primært leverandørdata (som forekommer). Andre metoder er ikke vurdert.
h. Påvirkende faktorer	Kompressorantall, kapasitet og leveransetrykk. Type tetningsmetode og design. Disponering av avgasser.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke undersøkt. Leverandørdata er tilgjengelig for anleggene.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Slitasje på tetninger. Teknologisk utvikling og trend mot tørre tetninger.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja. Styres av deponering av avgass. Kan være dyrt å implementere på eksisterende innretninger og potensielle utslipp er små.

6.3.4.5 Avgass fra vannringkompressorer



Prinsippet for en vannringkompressor er vist i figur Figur 4.

Dette er en kompressortype som benytter en væskering (vist blå på figuren) som komprimeringsmedium. HC-gassen (vist gul til rød i figuren) entrer kompressoren gjennom sugestussen. Sentrifugalkrefter separerer væsken og gassen. Gassen beveger seg mellom væsken og skovlene på rotoren og komprimeres ved at det tilgjengelige rommet reduseres på grunn at rotorens eksentriske plassering. Vannringkompressorer benyttes i stor grad som vakuumpumper og ved lavtrykkskompresjon generelt.

Figur 4 Prinsippskisse av vannringkompressor (kilde: Internet)

Det er identifisert vannringkompressorer på 3 innretninger på norsk sokkel. Kompressorene brukes til kompresjon av spylegass for resirkulasjon fra kald fakkel og HC spylegass på råoljetanker.

Noe gass løses i vannet i kompressoren. Vannet går til innretningens drenasjesystem og løst gass som fordampes der slippes ut fra drenasjesystemets ventilasjon til lavtrykksfakkel eller atmosfærisk vent. Avgassmengdene fra vannringkompressorene er ytterst små. Lave strømningsrater og lave trykk for komprimert gass bidrar til dette. Lite konkrete data vedrørende avgassmengder har vært tilgjengelig.

Tabell 18 Avgass fra skruekompressor - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Gass løses i vannfasen og fordampes igjen når vannet sendes til drenasje.
d. Disponeringsmuligheter	Brenning i fakkel eller utslipp gjennom atmosfærisk vent, sammen med gass fra andre kilder som går til drenasje. Større mengder N ₂ og andre inerte gasser i gassfasen fra drensysteget kan vanskeliggjøre fakling.
e. Valgte løsninger	Utslipp gjennom LP-fakkel og muligens også til atm. vent.
f. Kvantifisering hittil	Uklart, men neppe hensynstatt.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Primært leverandørdata. Andre metoder er ikke vurdert.
h. Påvirkende faktorer	Kompressorantall, kapasitet og leveransetrykk Disponering av avgasser.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke undersøkt pga. få installasjoner og ettersom utslippene er små.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Slitasje på tetninger. Teknologisk utvikling og trend mot tørre tetninger.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja. Styres av deponering av avgass. Kan være dyrt å implementere på eksisterende innretninger og potensielle utslipp er små.

6.3.5 Trykkavlastning av prosessutstyr

Dette er en av de kildene som inngår i dagens metode for kvantifisering av direkte metan og NMVOC-utslipp. Utslippene beregnes sjablonmessig som en funksjon av prosessert mengde gass.

Det er i dette prosjektet blitt kartlagt hvordan trykkavlastning av prosessanleggene foregår på samtlige av de 15 innretningene som bidro i primærkartleggingen.

Kartleggingen viste at enkeltkomponenter/prosessutstyr som inneholder hydrokarboner som væske eller gass trykkavlastes og gassfries ved inspeksjon eller utskifting av utstyr. Slike operasjoner skjer fortrinnsvis i forbindelse med planlagte revisjonsstanser, men kan unntaksvis også forekomme utenom disse. Hele det hydrokarbonholdige prosessanlegget eller deler av dette trykkavlastes og gassfries normalt under revisjonsstans. Planlagte revisjonsstanser varer normalt 3 til 4 uker. Frekvensen varierer noe, hvert tredje år er vanligst, men det kan også forekomme at det går fire år mellom hver slik stans og i sjeldnere tilfeller to år.

Ved gassfriing av enkeltkomponenter i prosessen ble følgende prosedyre anvendt på samtlige 15 innretningene i primærkartleggingen:

- Komponent/utstyret isoleres fra resten av anlegget som driftes som vanlig
- Komponent/utstyret trykkavlastes mot tent fakkel ned til atmosfæretrykk
- Oljeholdige komponenter vaskes innvendig med vann
- Komponent gassfries med nitrogen eller annen inertgass. Dette kan skje enten ved spyling eller mer vanlig ved at komponenten trykkes opp med inertgassen til 3-5 barg og deretter trykkavlastes mot brennende fakkel. Fordi totalvolumet av komponenten er liten (opp til noen m³, det vil normalt være roterende utstyr eller ventiler som denne prosedyren anvendes for), vil inertgassinnholdet ikke påvirke brennbarheten av fakkelen. Denne operasjonen kan skje flere ganger for å sikre at komponenten er fri for HC-gasser.

Det slippes følgelig ikke ut HC-gasser til atmosfære ved trykkavlastning og gassfriing av enkeltkomponenter under normal drift.

Under revisjonsstans er produksjonen stanset og prosessanlegget stengt av og isolert fra brønnene. Hele eller store deler av det hydrokarbonholdige prosessanlegget blir da trykkavlastet og gassfridd. Prosedyren er den samme som for enkeltkomponenter med én vesentlig forskjell: Ved spyling med inertgass og ved trykkavlastning etter at anlegget er fylt med inertgass vil fakkelen slukne etter en tid på grunn av reduserende innhold av brennbare hydrokarboner. Dette innebærer at restinnholdet av metan og NMVOC i anlegget vil slippes uforbrent til atmosfæren gjennom fakkelen. Det er uklart

hvor lenge fakkelen vil brenne etter at gassfriingen har startet. Antennelseskonsentrasjonen for metan er 4,4 % og lavere for komponentene i NMVOC. Fakkelen må forventes å slukne før en kommer ned i disse konsentrasjonene på grunn av forbrenningsforholdene: fakkeligassen fortynnes før den når forbrenningssonen, vær og vind vil ha negativ påvirkning på forbrenningen, etc.

Det er utfra dette rimelig å anta at all hydrokarbongass som er igjen i anlegget før gassfriing startes vil havne i atmosfæren som uforbrent metan og NMVOC. Ettersom trykket vil være tilnærmet atmosfæretrykk når gassfriing starter, vil gassvolumet målt som Sm^3 være tilnærmet lik volumet av gassfridd anlegg i m^3 . Prosessanleggene på produksjonsinnretningene på norsk sokkel varierer i størrelse fra under 100 m^3 til noen 1000 m^3 . Med en tetthet på gassen på litt under $0,001 \text{ tonn pr. Sm}^3$, blir samlede utslipp av metan og NMVOC samlet i størrelsesorden rundt $1 \text{ tonn pr innretning pr. revisjonsstans}$.

Det er i dag ingen tilgjengelig teknologi som kan eliminere disse utslippene.

Utslipp ved revisjonsstans:

Tabell 19 Utslipp ved revisjonsstans - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten til middels.
b. Utslippstype	Engangsutslipp.
c. Årsak/begrunnelse	Behov for inspeksjon og vedlikehold av anlegg.
d. Disponeringsmuligheter	Kun utslipp gjennom uantent fakkell (etter at fakkelen slukner pga. for lav konsentrasjon av hydrokarbongasser.
e. Valgte løsninger	Kun utslipp gjennom uantent fakkell.
f. Kvantifisering hittil	Ihht NOROGs retningslinjer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Basert på prosessanleggets volum og metode beskrevet ovenfor.
h. Påvirkende faktorer	Volum på prosessanlegg og frekvensen av trykkavlastning og gassfriing.
i. Muligheter for prøvetaking	Det er uttakspunkter for prøvetaking flere steder i prosessen som teknisk sett vil gjøre det mulig å ta prøver for analyse av gassen i anlegget før gassfriing starter. Det er noe usikkert hvor representative disse prøvene er (kan være nødvendig å ta prøver flere steder i anlegget for å få representativ sammensetning av gassen). Små utslippsmengder tilsier at kost/nytte-effekten av å få nøyaktig sammensetning av utslippsgassen kan diskuteres. De begrensede utslippsmengdene tilsier at brenngass-sammensetning bør være tilfredsstillende.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Så lenge teknologistatus og alder ikke påvirker frekvensen av revisjonsstans, har dette ingen innvirkning på utslippene.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Nei.

6.3.6 Utslipp fra/av spyle- og teppegass

Spyle- og teppegass brukes for å hindre luft (med oksygen) å trenge inn i tanker og rør som inneholder hydrokarbongasser. Derved unngår en at eksplosjonsfarlige gassblandinger kan oppstå.

Både hydrokarbongass (hovedsakelig brenngass) og inertgass (hovedsakelig nitrogen, N_2) brukes som spyle- og teppegass (også kalt dekk-gass).

N_2 brukes primært som følger:

- Spylegass i fakkellbommer på innretninger med lukket fakkell (brukes nedstrøms av hurtigåpningsventil). Dette anvendelsesområdet medfører ikke utslipp av HC-gasser.
- Spylegass i lavtrykks fakkellheader og fakkell. Kan nedsette forbrenningsevnen til fakkeligassen under normale fakkellforhold og derved lettere medføre at fakkell slukner.
- Spylegass i felles atmosfærisk vent. Blander seg med HC-gass fra andre kilder.

- d. Spyle- og teppegass i drenasjesystemenes rør og tanker. Vil «plukke opp» litt HC-gass som fordamper fra oljen i disse systemene. Slippes normalt til atmosfærisk vent, men også til lavtrykks fakkell i noen tilfeller.
- e. Teppegass på noen atmosfæriske lagertanker som inneholder hydrokarbonvæsker. Vil også her plukke opp litt HC-gass.

N₂ teppegass er derfor ingen kilde for HC-utslipp i seg selv, men kan blandes med HC-gass fra andre kilder. Kildene til punkt d. og e. ovenfor er hovedsakelig rørsystemer og tanker i drenasjesystemer, samt diverse lagertanker og beholdere som avgir HC-gasser til overliggende dekk-gass ved fordamping. Kildene til HC-gass varierer fra innretning til innretning og utslippene er små til neglisjerbare. Utslippene vil i mange tilfeller vanskelig kunne la seg beregne.

Nøytral-gass (eksosgass fra dedikerte anlegg som brenner olje støkiometrisk):

- Teppegass på lagertanker for råolje på dedikerte lagerskip som står permanent på feltet (FSO). Denne vil blande seg med NMVOC og metan som fordamper fra oljen. Utslippsgassen kan inneholde større mengde NMVOC og metan. Utslippene kvantifiseres etter samme metoder som for shuttle-tankere. Samme type tiltak for utslippsreduksjon anvendes. Se kapittel 6.3.21.3.
- Teppegass på enkelte oljetanker i de skipstekniske delene av FPSO'er. Nøytral-gassen vil «plukke opp» litt HC-gass som fordamper fra lagertankene. Disse er ikke behandlet i dette prosjektet.

Brenngass brukes primært slik:

- Spylegass i fakkellheader på innretninger som har lukket fakkell. Gassen gjenvinnes ved resirkulasjon til prosessen (ofte ved bruk av en lavtrykkskompressor). Utslippene til atmosfære er lik 0 under normale driftsforhold.
- Spylegass i åpne fakkelsystemer. Gassen brennes i fakkell når denne er tent. Direkteutslipp til luft er lik 0 under normale driftsforhold.
- Teppe- og spylegass som brukes over spesielle hydrokarbonholdige tanker i prosessanleggene. Dette er et bruksområde som bare er anvendt på et fåtall av innretningene. I den grad avgassen ledes til atmosfærisk vent medfører det at all tilført brenngass til kilden slippes til luft. Fordampning fra tanken eller tankene som tilføres teppegassen vil kunne addere til utslippene. Denne tilleggsmengden er normalt liten i forhold til mengde teppegass. Kartleggingen viste at mengden tilført teppegass normalt ikke måles. Tilførselen er over en ventil med en satt lysåpning. Ut fra dette kan mengden anslås med en viss (relativt stor) usikkerhet.
- Teppegass i lagertanker for råolje på FPSO'er. Gassen gjenvinnes ved resirkulasjon til prosess under normal drift.

Dette innebærer at:

- Direkteutslipp av metan og NMVOC fra N₂ og nøytral-gass teppegass er gass som har fordampet fra hydrokarbonvæske i rør og tanker og blandet seg med teppe-/spylegassen. Det kan også være HC-gass fra andre kilder som blandes inn i teppe-/spylegassen og slippes ut sammen med denne.
- Direkteutslipp av HC teppe- og spylegass vil kun forekomme dersom gassen slippes direkte til atmosfæren og vil inkludere både teppe-/spylegassmengden og hydrokarbon-gasser som fordamper fra væske i rør og tanker og HC-gass som tilføres spylegassen.

Det er følgelig kun hydrokarbon teppe- og spylegass som representerer en signifikant kilde til direkte utslipp av metan og NMVOC.

HC-teppegass til prosessanlegg og -tanker

Tabell 20 Hydrokarbon teppegass til prosessanlegg og -tanker - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels.
b. Utslippstype	Normalt kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Bruk av HC-gass som teppegass
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinning til olje- og gassprosessen, brenning i fakkel, utslipp i atmosfærisk vent.
e. Valgte løsninger	Gjenvinning til olje- og gassprosessen, brenning i fakkel, utslipp i atmosfærisk vent.
f. Kvantifisering hittil	Inkludert som teppegass i NOROGs retningslinjer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Måling eller beregning av tilførselsrate av brenngass.
h. Påvirkende faktorer	Valg av teppegass (Brenngass eller N ₂).
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke nødvendig. Prøvetaking og analyse av brenngass foregår rutinemessig.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Liten eller ingen betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ved å gjenvinne teppegassen eller brenne den i fakkel. Erstatning av brenngass med N ₂ er også et alternativ. På en av de innretninger som ble kartlagt under primærgjennomgangen, ble N ₂ erstattet med brenngass fordi N ₂ -gassen ikke var ren og forårsaket korrosjon. Dette viser at tilsynelatende enkle midler ikke nødvendigvis fungerer i praksis.

HC-teppegass til råolje lagertanker

Kartleggingen viste at alle 10 FPSO'er (flytende produksjonsskip med råoljelager) benytter / vil benytte brenngass som teppegass. I tillegg kommer en SPAR-enhet. På samtlige av disse anleggene returneres gassen til prosessanlegget og gjenbrukes.

Tabell 21 Hydrokarbon teppegass til råolje lagertanker - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Stor.
b. Utslippstype	Ikke utslipp ved normal drift. Utslipp kan forekomme dersom reinjeksjonskompressorene (også kalt VOC-kompressorer og VRU-kompressorer) er ute av drift i lengre perioder.
c. Årsak/begrunnelse	NA.
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinning til olje- og gassprosessen.
e. Valgte løsninger	Gjenvinning til olje- og gassprosessen.
f. Kvantifisering hittil	NA.
g. Kvantifiseringsmuligheter	NA.
h. Påvirkende faktorer	NA.
i. Muligheter for prøvetaking	NA.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	NA.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja.

6.3.7 Spyling og vedlikehold av instrumenter og instrumentmanifolder

Instrumenter og instrumentmanifolder i prosessanleggene må av og til spyles (flushes) for å fjerne væskeansamlinger. Normalt skjer dette uten at det medfører utslipp til luft, men det kan være tilfeller

der dette ikke er mulig. Instrumenter må også vedlikeholdes og av og til skiftes mellom revisjonsstansene. Operatørselskapene opplyste under kartleggingen at den normale prosedyre er å isolere instrumentet og deretter trykkavlaste det og gassfri med N₂ mot fakkel. Men det forekommer at fakkeltilknytning ikke er mulig. I slike tilfeller trykkavlastes og gassfries instrumentet gjennom en slangetilkopling med utslipp på sikkert sted. Operatørselskapene opplyste at dette ikke var noen ofte forekommende situasjon. Et av operatørselskapene antok at de hadde maksimalt 100 slike operasjoner årlig, hvorav et mindretall medførte utslipp til luft.

Slike utslipp måles ikke. For å skaffe en oversikt over utslippsmengde, er det foretatt en beregning ut fra følgende, antatt konservative forutsetninger:

- Antall operasjoner pr. år som medfører utslipp til luft: 100
- Volum pr. instrument: 1 liter (meget konservativt)
- Antatt gjennomsnitt-trykk 30 barg
- Antatt tetthet på gassen 1 g/standard liter

Dette medfører årlige utslipp på 3 Sm³/år, tilsvarende ca. 3 kg/år, med andre ord neglisjerbare mengder i forhold til mange av de andre kildene.

Tabell 22 Spyling og vedlikehold av instrumenter og instrumentmanifolder - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Diskontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Manglende fakkeltilkopling for enkelte instrumenter.
d. Disponeringsmuligheter	Fakkel eller direkte utslipp til atmosfære.
e. Valgte løsninger	Fakkel og direkte utslipp
f. Kvantifisering hittil	I henhold til NOROG sine retningslinjer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Anslag over antall operasjoner pr. år som medfører direkteutslipp og over gjennomsnittets volum og trykk pr. operasjon.
h. Påvirkende faktorer	Installasjon av tilkoplingspunkter til fakkel.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke relevant.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Det bør kunne antas at nyere innretninger har færre instrumenter som ikke er koplet mot fakkel eller lar seg kople mot fakkel. Dette ble ikke undersøkt i studien grunnet utslippenes beskjedne størrelse.
k. Kan direkteutslipp elimineres	De kan neppe elimineres totalt, men bør kunne reduseres gjennom god detaljdesign.

6.3.8 Fakkel som ikke brenner

De fleste innretningen har to fakler:

- Høytrykksfakkel
- Lavtrykksfakkel

På noen innretninger har de også det de kaller atmosfærisk fakkel. Denne kan komme i tillegg til eller som erstatning for lavtrykksfakkelen.

Høytrykksfakkelen er tilkoplest utstyr som opererer under høyt trykk, mens lavtrykksfakkelen er koplet opp mot utstyr som tilsvarende opereres under lavt trykk. Grunnen til at det er to atskilte systemer er for å forhindre at trykkavlastning av utstyr som står under høyt trykk skal kunne medføre tilbakeslag til lavtrykksutstyr. Det er derfor først og fremst trykkavlastningsmanifoldene (også kalt fakkelheaderne) som skilles. I enkelte tilfeller kan ikke tanker og beholdere som opererer ved atmosfæretrykk koples til lavtrykks fakkelheader fordi trykkforhold i denne ikke er akseptabelt for de delene av prosessen som opererer ved atmosfæretrykk, som eksempelvis drenasjesystemer. Dette er en av grunnene til at

avgass fra enkelte lavtrykkskilder ikke kan føres til fakkell, men må slippes ut som direkteutslipp (kald vent).

I Norsk olje og gass sine retningslinjer for utslipp er sluknet fakkell én av de 13 potensielle utslippskildene. Kartleggingen i dette prosjektet har vist at virkeligheten er mer kompleks, og følgende kombinasjoner av kilder og årsaker er funnet:

- **Sluknet fakkell.** Dette gjelder tilfeller der fakkelen slukner uplanlagt på grunn av vind- og værforhold, ofte som en bieffekt av at faklingsraten er lav.
- **Forsinket tenning av fakkell.** Tenning av fakkell kan være komplisert. Når fakkelen skal tennes går det alltid litt tid fra fakkelgassen begynner å strømme ut fra fakkeltippen til en klarer å få den tent. I enkelte tilfeller kan det gå relativt lang tid, avhengig bl.a. av værforhold og tenningssystem. Gjennomgangen viste at dette først og fremst er et problem på innretninger med lukket fakkell. Dette kommer av at fakkelen må tennes langt oftere på slike innretninger og normalt i forbindelse med forhøyet faklingsrate.
- **Ikke brennbar fakkelgass.** Det hender at fakkelgassen har så lav konsentrasjon av hydrokarboner at den ikke brenner. I slike tilfeller slippes hydrokarbonene i fakkelgassen direkte til luft gjennom fakkelen.
- **Inertgasspylt åpen fakkell.** Normalt uantent fakkell som benytter nitrogen som spylegass.

6.3.8.1 Sluknet fakkell

Utslippene kvantifiseres i dag utfra en gitte utslippsfaktorer for metan og NMVOC basert på total mengde gass som produseres på innretningen. Kartleggingen har vist at denne metoden ikke gjenspeiler de faktiske forhold.

Kartleggingen viste også at sluknet fakkell forekommer sjelden på de fleste innretningene. Noen sier at de aldri har opplevd at fakkelen eller faklene har sluknet, andre at det ikke har skjedd på mange år. På enkelte innretninger ble det opplyst at det forekommer oftere. Slukket av fakkell kan skje som et resultat av ugunstige vær og vindforhold, som et resultat av lav utstrømningsrate eller som en kombinasjon av disse.

De aller fleste innretninger har installert et kamera som hele tiden er rettet mot fakkelen/faklene. Dette vises på en skjerm i kontrollrommet. Det kan være lysforhold som i perioder gjør det vanskelig å se på skjermen om fakkelen brenner. Det ble også opplyst for enkelte innretninger at det kan være vanskelig å se om lavtrykkfakkell brenner fordi flammene skjermes av flammene fra høytrykkfakkelen. Dessuten sitter ikke kontrollromspersonalet og stirrer på skjermen hele tiden.

Automatiske flammedetektorer som gir tilbakemelding om fakkelen slukner er ikke vanlig. Kartleggingen viste at slike hendelser ikke blir registrert. Det er derfor ikke mulig å etterkalkulere disse utslippene.

Tabell 23 Sluknet fakkell - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Ukjent, men antas liten.
b. Utslippstype	Enkelttilfeller.
c. Årsak/begrunnelse	For lav utstrømningsrate, spesielle vær og vindforhold eller kombinasjon av disse.
d. Disponeringsmuligheter	Dersom fakkelen slukner, vil faklet gassmengde automatisk strøkke ut til atmosfæren som metan og NMVOC. Det vil ikke være alternative disponeringsmuligheter.
e. Valgte løsninger	Gassen slippes ut uantent.
f. Kvantifisering hittil	Ved bruk av NOROG sin standardmetode.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Med registrering av den tiden fakkelen ikke er tent. Utstrømningsraten måles kontinuerlig i fakkelmåler. Dette vil kreve at det innføres en logg der slukningstidspunkt og tenningstidspunkt logges manuelt.
h. Påvirkende faktorer	Faklingsrate, metode for hurtig deteksjon av at fakkelen er sluknet og sikker metode for hurtig tenning.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke mulig. Den allokeringemetoden som benyttes for sammensetning av fakkelgass bør kunne være akseptabel (CMR-metoden).
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Det ble ikke registrert forhold under kartleggingen som indikerte at teknologistatus eller alder har betydning for utslippene.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Nei, bare reduseres.

6.3.8.2 Utslipp ifm. forsinket tenning av fakkel

Kartleggingen viste at det i mange tilfeller går en del tid før en får fakkelen eller faklene tent etter nedstenging, for eksempel etter en revisjonsstans eller når det oppstår en faklingssituasjon på en fakkel som normalt er stengt (lukket fakkel).

Det brukes forskjellige metoder for fakkeltenning. Det kan være gjennom såkalt «flame front generator», elektronisk tenning over en høyspent tennplugg, tenning ved hjelp av en tenningsball («pellet») som skytes opp til fakkelen gjennom et lederør, eller ved hjelp av en «signalpistol» (se hvordan dette blir gjort på Statfjord C: <https://www.youtube.com/watch?v=-nLVXRaiSds>). Alle disse systemene kan ha sine svakheter og det forekommer at det kan ta tid før en får fakkelen til å tenne. Dette gjelder spesielt det sistnevnte systemet dersom været er dårlig. Det finnes i dag ingen historiske registreringer av hvor mye som er sluppet ut på grunn av forsinket tenning, men ut fra det som kom fram av kartleggingen, kan utslippsmengdene grunnet forsinket tenning være større enn ved sluknet fakkel, sannsynligvis vesentlig større.

For innretninger med lukket fakkel og relativt mange tennings situasjoner, kan disse utslippene redusere den klimagassreduksjonen som lukket fakkel i utgangspunktet skulle fremskaffe.

Tabell 24 Forsinket tenning av fakkell - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Ukjent.
b. Utslippstype	Enkeltilfeller.
c. Årsak/begrunnelse	Behov for fakkelttenning f.eks. ved faklingssituasjoner ved lukket fakkell, ved revisjonsstans og etter andre faklingspauser.
d. Disponeringsmuligheter	Dersom fakkelen ikke tennes, er det ingen andre disponeringsmuligheter for gassen enn utslipp.
e. Valgte løsninger	Utslipp (ingen valg).
f. Kvantifisering hittil	Ikke dekket.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Med registrering av den tiden som går fra fakkelen åpnes til den tennes. Utstrømningsraten måles kontinuerlig i fakkelmåler. Dette vil kreve at det innføres en logg der fakkellåpning og tenningstidspunkt logges manuelt.
h. Påvirkende faktorer	Faklingsrate, hurtig tenning og pålitelig tenningsmekanisme.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke mulig. Allokeringemetoden som benyttes for bestemmelse av sammensetning av fakkellgass bør kunne være akseptabel (CMR-metoden).
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Det ble ikke registrert forhold under kartleggingen som indikerte at teknologistatus eller alder har betydning for utslippene.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Nei, bare reduseres.

6.3.8.3 Ikke brennbar fakkellgass

En av innretningene på norsk sokkel har en lavtrykksfakkell som fungerer som kald vent, dvs. fakkelen var ikke tent under normale driftsforhold. Årsaken til dette er at fakkellgassen inneholder så store mengder ikke brennbar gass at konsentrasjonen av hydrokarbongassene blir for lav til å holde flammen tent under normale faklingsforhold.

Innretningen hadde lukket høytrykksfakkell med fakkeltipp lokalisert ved siden av lavtrykksfakkelen. Dette medfører at hydrokarbonkomponentene i gassen som strømmer ut av fakkeltippen på lavtrykksfakkelen antennes når høytrykksfakkelen er tent. Dette forhold medfører store utfordringer med å kvantifisere utslippene av metan og NMVOC og har resultert i at det på det nåværende tidspunkt er betydelige usikkerheter knyttet til utslippsmengdene.

Denne utslippskilden er unik og omfattes ikke av NOROGs retningslinjer for utslippskvantifisering. En sjablonmetode er blitt etablert som grunnlag for kvotepliktige utslipp. Kartleggingen ga indikasjoner på at denne metoden kan ha gitt alt for høye utslippstall av metan og NMVOC, fordi innholdet av inerte gasser ser ut til å blitt estimert for lavt.

Utslippssituasjonen er kun aktuell for denne innretningen og utvikling av en pålitelig beregningsmetode for utslippene av metan og NMVOC vil være innretningsspesifikk. Det samme vil gjelde metoder og tiltak for å redusere eller eliminere utslipp fra denne kilden.

Tabell 25 Ikke brennbar fakkellgass - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Stor.
b. Utslippstype	Kontinuerlig i perioder der høytrykksfakkelen ikke er tent.
c. Årsak/begrunnelse	For lav konsentrasjon av hydrokarbongasser i fakkellgassen til å vedlikeholde fakkellflammen.
d. Disponeringsmuligheter	Ingen alternative disponeringsmuligheter for gassen er funnet.
e. Valgte løsninger	Direkteutslipp ved lukket høytrykksfakkel.
f. Kvantifisering hittil	Konservativ metode anvendt.
g. Kvantifiseringsmuligheter	En grundigere gjennomgang av bidragskildene til lavtrykksfakkelen kan danne grunnlag for en mer presis kvantifisering.
h. Påvirkende faktorer	Tiden der høytrykksfakkelen er tent. En grundigere gjennomgang kan kanskje vise at bidraget fra noen av kildene som fører lavtrykksfakkelen kan reduseres. Tilførsel av brenngass til lavtrykksfakkelen vil forbedre forbrenningsegenskapene, men vil til gjengjeld medføre høyere CO ₂ -utslipp.
i. Muligheter for prøvetaking	Det er to dominerende bidragsstrømmer til lavtrykksfakkelen. Sammensetningen av disse strømmene kan simuleres, noe som kan bidra til å redusere behov for prøvetaking.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alderen på utstyret har ingen betydning for utslippene.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Muligens, men løsning vil kreve betydelig innsats fra operatør.

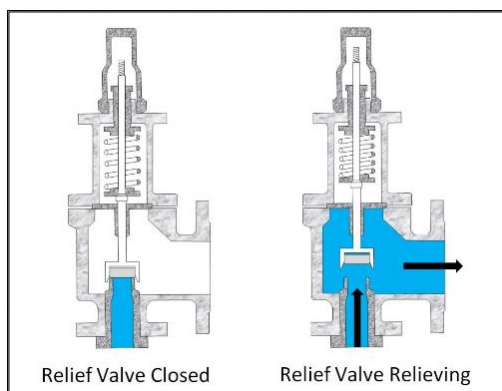
6.3.8.4 Utslipp fra inertgasspylt åpen fakkel

Det er normal praksis ved åpen fakkel å spyle fakkelheader og fakkelrør med brenngass. I tillegg til å holde fakkelsystemet fritt for luft (eksplosjonsfarlig), sørger brenngasspylingen for at fakkelen alltid brenner. Dette medfører også at det vil være kontinuerlig flamme i fakkelen i en reell faklingssituasjon.

Under kartleggingen ble det registrert 4 innretninger som opererer med åpen fakkel med nitrogen som spylegass i fakkelsystemet. Det er også flere innretninger som nå er i utbyggingsfasen som planlegges for slik fakkelløsning.

På den ene av innretningene som er i drift (som er en stigerørplattform) forekommer av og til trykkavlastningssituasjoner som medfører at gass slippes ut gjennom fakkelen i korte tidsperioder. Ved trykkavlastning av rørelementer og komponenter på innretningen slippes gassen ut uten å tennes, dvs. all metan og NMVOC som frigjøres slippes direkte til atmosfæren. Mengde gass måles i fakkelmåleren og rapporteres til myndighetene som utslipp av metan, henholdsvis NMVOC i operatørens årlige utslippsrapport. Ved faklingssituasjoner som medfører større utslippsmengder (som trykkavlastning av transportrørssystemer) tennes fakkelen og HC-gassene forbrennes og rapporteres som CO₂-utslipp. Slike utslipp forekommer svært sjelden (mange år mellom hver gang). Under normal drift er det ingen fakling eller venting av gass.

I en nødfaklingssituasjon vil sikkerhetsventiler som beskytter utstyr og rørseksjoner åpne og gassen strømmer ut gjennom fakkelheader til fakkel. Prinsippet er illustrert i Figur 5.



Figur 5 Sikkerhetsventil, prinsippskisse (kilde: myChemE –Your Chemical Engineering Portal)

Det kan forekomme at slike ventiler lekker gass ut til fakkelfheader mens ventilen er i stengt posisjon. I fakkelsystemer som spyles med brenngass er ikke dette noe problem, fordi gassen blandes med spylegassen og brennes i fakkelfheader eller (for lukket fakkelfheader) resirkuleres til prosessen. Dette medfører også at det ikke er tilsvarende streng kontroll med slike lekkasjer som med lekkasjer direkte ut til atmosfæren. Slike lekkasjer i inertgasspylt åpen fakkelfheader kan imidlertid være kilde til direkteutslipp av metan og NMVOC. Fordi gassmengdene er små om de er tilstede og fordi det går en kontinuerlig nitrogenstrøm gjennom rørsystemene vil de normalt ikke fanges opp av fakkelfheadermåleren. For små innretninger med få sikkerhetsventiler, forventes ikke dette å være noe stort problem, men for innretninger med store omfattende prosessanlegg og hundrevis av sikkerhetsventiler kan situasjonen være annerledes. Hovedproblemet er at en pr. i dag vet svært lite om omfang og størrelsesorden av slike lekkasjer eller hvordan de kan detekteres.

Tabell 26 Utslipp fra inertgasspylt åpen fakkelfheader - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Kontinuerlig om utslipp forekommer.
c. Årsak/begrunnelse	Lekkasje gjennom sikkerhetsventiler.
d. Disponeringsmuligheter	Ingen alternative disponeringsmuligheter for gassen er funnet. Grunnet nitrogenspyling vil brenning i fakkelfheader ikke være noe alternativ.
e. Valgte løsninger	Direkteutslipp gjennom fakkelfheader.
f. Kvantifisering hittil	Ikke inkludert.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Fakkelfheadermåler
h. Påvirkende faktorer	Først og fremst sikkerhetsventilenes kvalitet.
i. Muligheter for prøvetaking	Det kan muligens tas prøver av gassen i tilknytning til væskeutskilleren ved foten av fakkelfheaderbommen.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alderen på utstyret kan definitivt påvirke lekkasjegrاد og utslippsmengde grunnet slitasje.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Direkteutslipp ifm. trykkavlastning av rør og komponenter på innretningen kan elimineres ved at fakkelfheader tennes under slike situasjoner. Dersom mengde gass som skal trykkavlastes er liten, kan tidsforløp for å tenne fakkelfheader gjøre dette vanskelig. Utslipp ifm. lekkasje gjennom sikkerhetsventiler lar seg neppe fullt ut eliminere.

6.3.9 Lekkasjer i prosessanleggene

Lekkasjer av hydrokarbongass fra prosessanleggene bør ikke forekomme, men all erfaring viser at det er svært vanskelig å få et prosessanlegg 100% lekkasjetett.

Lekkasjer av HC-gasser representerer et betydelig sikkerhetsrisiko på en offshore produksjonsinnretning og har høy fokus både hos myndighetene og hos operatørselskapene på grunn av de betydelige konsekvensene lekkasjer kan få dersom de leder til brann og eksplosjon på innretningen. Dette har medført at alle innretninger har stasjonære gassdetektorer som initierer alarm og nedstenging av produksjonen ved deteksjon av gass. Norsk Standard S001, som det refereres til i Innretningsforskriftens veiledning, gir detaljerte krav til plassering og alarm grenser. Normalt gir såkalt LLA (Low Level Alarm) ved 20 % LEL (lower explosion limit som er 4,4% for metan) og HLA (High Level Alarm) ved 30% LEL. Det er en del avvik fra dette, avhengig av plassering. Standarden gir også krav til nedstenging av produksjonen som resultat av alarmer.

I tillegg til de faste gassdetektorene foretar operatørene regelmessige inspeksjonsturer på innretningene, enkelte operatører daglig. Under disse inspeksjonene søkes det også etter lekkasjer. Identifiseres det en lekkasje sjekkes denne med sniffer. Alle detekterte lekkasjer føres på «svetteliste» og blir gjenstand for evaluering utfra sikkerhetsrisiko. Avhengig av evalueringen kan lekkasjen føre til nedstenging av deler eller hele prosessen. Viser lekkasjemålingen over 0,1 kg/sekund 10 cm. nedstrøms (vindretning) fra lekkasjepunktet, blir dette karakterisert som en stor lekkasje.

Mindre lekkasjer kvantifiseres ikke.

Det er derfor naturlig å sortere gasslekkasjer i to grupper:

- Større lekkasjer
- Mindre lekkasjer og diffuse utslipp

6.3.9.1 Større lekkasjer

Dette er lekkasjer hvor utslippsraten er målt til minimum 0,1 kg/sek ved hjelp av håndholdte eller stasjonære detektorer. Disse lekkasjene vil normalt føre til øyeblikkelig nedstenging av prosessanlegget eller deler av dette og blir gjenstand for granskning. Som et ledd i granskningsarbeidet, blir utslippsmengden beregnet (ofte ut fra volumer og varighet til stenging). Utslippene rapporteres i den årlige utslippsrapporten til Miljødirektoratet som «Utsiktede utslipp», jf. rapportens punkt 8.

Det har de siste årene vært i størrelsesorden 6 til 12 utslippshendelser (over 0,1 kg/sek) årlig fra produksjonsinnretninger på norsk sokkel, Tendensen de siste årene har vært svakt nedadgående. Utslippsmengden varierer fra år til år, men har de siste årene vært mellom 2 og 100 tonn/år HC-gass samlet for sokkelen.

Fra kartleggingen og samtaler med prosjektleder for hydrokarbonlekkasjer i Norsk olje og gass fremgikk det at menneskelige feil var årsak til mange av de større lekkasjene (Ref: 9).

Tabell 27 Større lekkasjer - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels.
b. Utslippstype	Tilfeldig.
c. Årsak/begrunnelse	Delvis menneskelige feil, delvis tekniske årsaker.
d. Disponeringsmuligheter	Kun direkte utslipp.
e. Valgte løsninger	Ingen alternativ disponeringsmulighet.
f. Kvantifisering hittil	Kvantifiseres som et element i granskning.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Som i dag.
h. Påvirkende faktorer	Operatørtrening, kanskje også forbedret vedlikehold.
i. Muligheter for prøvetaking	I praksis ikke.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Kanskje i mindre grad.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Nei, bare reduseres.

6.3.9.2 Mindre lekkasjer

Disse består av detekterte lekkasjer som kommer på selskapenes svettelister pluss mindre lekkasjer som ikke detekteres og som ikke kommer på denne listen. Under kartleggingen kom det fram at de enkelte innretningene hadde fra noen få opp til 10-15 lekkasjer på svettelisten sin årlig.

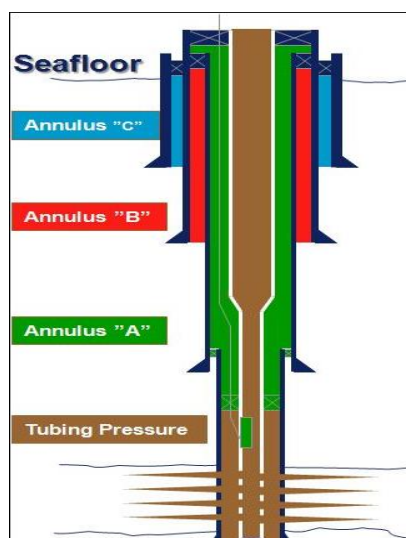
Det er også kjent at mindre molekyler som metan kan diffundere gjennom elastomere, slik som pakninger, pakkbokser, slanger, etc. Det er lite kjent hvor stort bidraget er fra slike diffuse utslipp.

Det gikk fram av kartleggingen at kontrollventiler og skrudde forbindelser (smørenippler, etc.) var komponenter som ofte gikk igjen som årsak til lekkasjer som havnet på «svettelisten».

Tabell 28 Mindre lekkasjer - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Ukjent.
b. Utslippstype	Tilfeldig.
c. Årsak/begrunnelse	Tekniske årsaker, menneskelige feil.
d. Disponeringsmuligheter	Kun direkte utslipp.
e. Valgte løsninger	Ingen alternativ disponeringsmulighet.
f. Kvantifisering hittil	Ihht. NOROG sine retningslinjer. Gjennom utslippsfaktor som funksjon av prosessert mengde gass.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Ser på andre muligheter. Ingen klar kandidat.
h. Påvirkende faktorer	Grundigere inspeksjoner ved bruk av moderne detektorer kan muligens medføre at flere lekkasjer oppdages tidlig slik at varigheten av lekkasjene kan reduseres.
i. Muligheter for prøvetaking	I praksis ikke.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Kanskje i mindre grad.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Nei, bare reduseres.

6.3.10 Trykkavlastning av ringrom i produksjonsstigerør



Det kan lekke inn gass i ringrommet (mellomrommet) mellom produksjonsstigerøret og foringsrør i lete- og produksjonsbrønner. For å forhindre trykkoppbygging er brønnhodet forsynt med en trykkavlastningsventil. Kartleggingen viste at frigjort gass enten gjenvinnes, sendes til fakkell for avbrenning eller slippes direkte til luft. Det fremgikk av kartleggingen at frigjort gassmengde ikke måles. I følge operatørene skjer slik trykkoppbygging sakte over tid og utslippsmengdene er små. Uttrykk som at «trykket må blås av en gang i blant» ble benyttet av flere. Det har ikke kommet fram noe under kartleggingen som indikerer at dette er en signifikant utslippskilde. Det er derfor god grunn til å tro at det her er snakk om små utslipp, men dokumentasjon på dette har ikke vært tilgjengelig.

Figur 6 Ringrom i produksjonsbrønner (kilde: Emerson Process management)

Kilder til slik gasslekkasje kan være lekkasje gjennom sementering eller fra brønnen, lekkasjer i foringsrør grunnet korrosjon, etc. Lekkasjemengdene inn til ringrommet vil derfor kunne avvike fra innretning til innretning og fra brønn til brønn.

Tabell 29 Trykkavlastning av ringrom i produksjonsstigerør - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Tilfeldig og ikke-kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Ukontrollerte smålekkasjer inn til ringrommet.
d. Disponeringsmuligheter	Direkte utslipp til atmosfære eller fakling.
e. Valgte løsninger	Både direkteutslipp og fakling.
f. Kvantifisering hittil	Ihht. NOROG sine retningslinjer. Ved bruk av utslippsfaktor som funksjon av prosessert mengde gass.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Kan grovberegnes ut fra utstrømningshastighet og ventilåpning.
h. Påvirkende faktorer	Bedre kvalitet i kompletteringsprosessen.
i. Muligheter for prøvetaking	Dersom det kan tas prøve nedstrøms av avblødningsventil.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Kanskje i mindre grad, f.eks. lekkasjer som skyldes korrosjon av foringsrør.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, ved å arrangere avblødning til fakkel.

6.3.11 Utslipp fra boring

Utslipp av metan og MNVOC fra boring kan komme fra to kilder:

- Fordampning av oljebasert borevæske
- Gass fra hydrokarbonholdig formasjon som det bores gjennom

Oljebasert borevæske brukes ofte ved boring av de nedre seksjonene av brønnen. Dette er olje med lavt innhold av metan og andre flyktige forbindelser. Det er følgelig lite gass som kan dampes av.

Brukt borevæske og utboret kaks returneres til plattformen fra brønnen, der borevæsken gjenvinnes og kaksen skilles fra i kakssikter. Noe gass damper av i kakssiktene. Denne samles normalt ikke opp, men slippes direkte til luft. Borevæsken går deretter til borevæske avgassingstank (mud separator). Gassinholdet måles (trendes) under boringen som en del av sikkerhetskontrollen. Dersom gassmengden øker, er det en indikasjon på at borevæsken er underbalansert og gass trenger inn i brønnen fra formasjonen det bores gjennom. Dette kompenseres ved å øke tettheten på borevæsken. Normalt vil gassinholdet være stabilt. Gassen fra avgassingstanken blir sendt til fakkel fra noen innretninger, mens den på andre innretninger sendes direkte til atmosfæren via et ventrør som ofte har sitt utslippspunkt på toppen av boreriggen.

Ettersom det er to avgasskilder, og bare den ene måles, er det vanskelig å få en god oversikt over avgassmengden. For å få et begrep om størrelsesorden, ble det gjennomført en teoretisk overslagsberegning, basert på noen forutsetninger (konservative):

- Ingen innstrømning av gass til brønnen (pga. overtrykk i borevæsken). Dette begrenser gassmengden til volumet av borehullet i hydrokarbonførende lag.
- Diameter på brønnen 8 ½" (0,216 m)
- Utvaskningsfaktor: 30%
- Reservoartrykk: 300 barg (ca. 3000 meters dyp)
- Porevolum: 30% (gass fyller hele porevolumet)

Dette gir en total gassmengde (metan pluss NMVOC) på ca. 4,3 kg/meter brønn gjennom hydrokarbonførende lag. Dersom en brønn borer 500 meter gjennom en hydrokarbonførende formasjon (antar horisontal brønn), vil utslippene bli i størrelsesorden 2-3 tonn. Sammenlignet med andre utslippskilder er dette en liten bidragsyter.

Utslipp fra kakssikter

Tabell 30 Utslipp fra kakssikter - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Kun under boring og primært ved penetrering av hydrokarbonførende lag.
c. Årsak/begrunnelse	Gass absorbert i borevæsken nede i brønnen.
d. Disponeringsmuligheter	Direkte utslipp til atmosfære.
e. Valgte løsninger	Kun direkteutslipp.
f. Kvantifisering hittil	Ihht. NOROG sine retningslinjer (inngår i totalfaktor for boring).
g. Kvantifiseringsmuligheter	Vanskelig. Utslippene pr. brønn vil være mindre enn teoretisk totalutslipp.
h. Påvirkende faktorer	Lengde av brønn i HC-førende lag, porøsitet, nedihullstrykk og utvaskingsfaktor.
i. Muligheter for prøvetaking	Ingen muligheter funnet.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alder har ingen betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Nei.

Utslipp fra avgassingstank for borevæske (mud separator)

Tabell 31 Utslipp fra avgassingstank for borevæske - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Kun under boring og primært ved penetrering av hydrokarbonførende lag.
c. Årsak/begrunnelse	Gass absorbert i borevæsken nede i brønnen.
d. Disponeringsmuligheter	Direkte utslipp til atmosfære. Brenning i fakkel og gjenvinning er teknisk mulig på innretninger som har produksjonsanlegg. På flyttbare borerigger foreligger ikke disse mulighetene.
e. Valgte løsninger	Både direkteutslipp (og brenning i fakkel på noen produksjonsinnretninger).
f. Kvantifisering hittil	Ihht. NOROG sine retningslinjer (inngår i totalfaktor for boring).
g. Kvantifiseringsmuligheter	Vanskelig. Utslippene pr. brønn antas å være mindre enn teoretisk totalutslipp.
h. Påvirkende faktorer	Lengde av brønn i HC-førende lag, porøsitet, nedihullstrykk og utvaskingsfaktor.
i. Muligheter for prøvetaking	Det bør være mulig å ta prøver av avgassen ut fra avgassingstanken.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alder har ingen betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Bare mulig på innretninger med produksjonsanlegg. På rene borerigger er det ikke mulig å eliminere utslippene.

6.3.12 Startgass for gassturbiner

Startgass for gassturbiner er en av de 13 utslippskildene som står på NOROG sin avkrysningsliste over kilder som bidrar til direkte metan- og NMVOC-utslipp. Det ble under kartleggingen ikke funnet noen gassturbiner i drift på innretningene som anvender høytrykks HC-gass for å rotere gassturbine i forbindelse med oppstart. På de kartlagte innretningene brukes andre metoder. Det veksler mellom trykkluft, hydraulikk og elektrisk start.

I forbindelse med nedstenging av gassturbiner må en avstengt trykksatt gassmengde (mellom to blokkventiler) blås av. Dette skjer for mange turbiner mot fakkel, mens det er noen som blør av trykket mot atmosfærisk vent. Volumet er på noen liter, eller noen titalls standardliter pr. gang. Dette tilsvarer om lag samme antall gram i masseenheter. Det er følgelig en neglisjerbar kilde som ikke er fulgt opp videre i prosjektet.

6.3.13 Utslipp fra MEG Regenerering

MEG (MonoEtylenGlykol) er en absorpsjonsvæske som delvis benyttes for tørking av gass på lik linje med TEG (se kap. 6.3.1). Dette foregår på et fåtall innretninger på norsk sokkel. Regenereringsprosessen her ligner på regenerering av TEG.

MEG brukes imidlertid først og fremst for å hindre hydratdannelse i flerfase rørledninger. MEG er fullt blandbart med vann og hindrer dannelse av hydrater som kan plugge rørledningen. Typisk anvendelsesområde er strømningsrør for brønnstrøm fra satellitter til behandlingsinnretning. Enkelte steder holder det å tilsette MEG bare dersom transporten stenges ned med flerfaseblandingen stående i røret. I andre anlegg kreves det kontinuerlig tilførsel av MEG under drift.

På enkelte innretninger sendes vannrik MEG til land for regenerering, mens andre regenererer MEG på innretningen. Prosessen kan variere noe, men følger i hovedsak følgende prinsipper:

- a. Vann/MEG-blandingen skilles fra olje/gass i 1 eller 2 trinn i olje-/gass-/vannseparatorer.
 - Vann/MEG-blandingen, som kan være ca. 50/50 av hver, pluss oppløst gass sendes til en trykkavlastningstank, der oppløst gass skilles ut.
 - Utskilt gass går til gjenvinning, til fakkell eller til utslipp gjennom atmosfærisk vent.
 - Vann og MEG går til lagertanker for våt (rik) MEG og videre til regenerator.
- b. I regeneratoren, som opererer under vakuum og høy temperatur, koker all væske av.
 - Det som ikke koker av er kun faste partikler som skilles fra.
 - Avgassen, som består av MEG+H₂O+restgass, går til en destillasjonskolonne der gassen kjøles av rennende væske i motstrøm og MEG-løsningen og vann skilles. MEG-fasen går til lagertank for tørr MEG, mens vannet måles og slippes til sjø.
 - Gassen som tas ut fra toppen av destillasjonskolonnen via vakuumpumper, sendes til atmosfærisk vent, fakkell eller gjenvinning. Mengdene av HC-gass lar seg simulere, men resultatene er usikre.

Det er få innretninger på norsk sokkel som har regenerering av MEG.

Fra MEG avgassingstank

Tabell 32 Gass fra MEG avgassingstank - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Noe HC-gass løses i vann/MEG fasen under de aktuelle trykk og temperaturforhold.
d. Disponeringsmuligheter	Direkte utslipp til atmosfære, brenning i fakkell eller gjenvinning.
e. Valgte løsninger	Både gjenvinning og brenning i fakkell.
f. Kvantifisering hittil	Ikke inkludert i NOROG sine retningslinjer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Kan simuleres, men lite aktuelt om gassen ikke slippes ut. Alternativt, måling, simulering, analyse av HC-gasser i MEG oppstrøms og nedstrøms av avgassingstank.
h. Påvirkende faktorer	Mengde vann i røret og mengde MEG som er brukt.
i. Muligheter for prøvetaking	Det bør være mulig å ta prøver av avgassen ut fra avgassingstanken.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alder har ingen betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, ved å rute gassen til fakkell eller gjenvinning.

Fra MEG regenerator

Tabell 33 Avgass fra MEG regenerator - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Noe HC-gass løses i vann/MEG fasen under de aktuelle trykk og temperaturforhold
d. Disponeringsmuligheter	Direkte utslipp til atmosfære, brenning i fakkel eller gjenvinning.
e. Valgte løsninger	Utslipp til atmosfæren.
f. Kvantifisering hittil	Ikke inkludert i NOROG sine retningslinjer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Måling, simulering, analyse av HC-gasser i MEG nedstrøms av avgassingstank (antar neglisjerbar mengde HC-gass i MEG etter regenerering). Kan også simuleres, men kvaliteten på simuleringen er usikker.
h. Påvirkende faktorer	Mengde vann i røret og mengde MEG som er brukt.
i. Muligheter for prøvetaking	Dersom prøvepunkt ikke er installert, vil installasjon av slikt prøvepunkt kunne avhenge av tilkomst på den enkelte innretning.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alder antas å ha liten betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, ved å rute gassen til fakkel eller gjenvinning.

6.3.14 Regenerering av Amin

På to av innretningene på norsk sokkel produseres det gass som inneholder så store mengder CO₂ og H₂S, at innholdet av disse komponentene må reduseres for å møte kravspesifikasjonene til kjøper av gassen og for å unngå korrosjonsskader på prosessutstyr. Begge innretningene på norsk sokkel som har dette problemet benytter en alkylaminløsning for å trekke CO₂ og H₂S ut av naturgassen. Det finnes også en rekke andre prosesser som kan benyttes til samme oppgave. Her beskrives kun amin.

- Naturgassen føres gjennom en kontaktor i motstrøm mot aminløsningen som absorberer H₂S og CO₂. I tillegg til H₂S og CO₂, vil også noe metan og NMVOC fra gassen bli absorbert i aminløsningen. Renset gass blir sendt videre til gasseksportsystemet, mens rik aminløsning regenereres.
- Rik amin blir sendt til en (eller flere) amin avgassingstanker som opererer ved noen bars overtrykk. Her vil mesteparten av metan- og NMVOC-innholdet flashe av som et resultat av trykkreduksjonen. Flashgassen sendes til fakkel, resirkuleres til prosessen eller slippes til atmosfæren ved normal drift.
- Aminløsningen blir videre ført til en amin regenerator. Her kokes H₂S og CO₂ og rester av HC-gass av. Denne gassen kan sendes til vent eller reinjiseres (deponeres) i egnet, sikkert deponi i undergrunnen. Begge løsninger er benyttet på norsk sokkel.
- Avgassen fra regeneratoren vil ikke kunne gjenvinnes fordi det vil medføre en akkumulering av CO₂ og/eller H₂S i prosessen. Den er også normalt uegnet som fakkeltgass på grunn av at innholdet av spesielt CO₂ kan være så høyt at gassen ikke er brennbar.

Fra amin avgassingstank

Tabell 34 Gass fra amin avgassingstank - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Uavklart, men tilsynelatende stor.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Noe HC-gass løses i aminløsningen sammen med CO ₂ og H ₂ S.
d. Disponeringsmuligheter	Direkte utslipp til atmosfære, brenning i fakkel eller gjenvinning.
e. Valgte løsninger	Gjenvinning i prosessen.
f. Kvantifisering hittil	Ikke inkludert i NOROG sine retningslinjer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Kan simuleres, men lite aktuelt når gassen ikke slippes ut.
h. Påvirkende faktorer	Mengde CO ₂ og H ₂ S i gassen og resirkulasjonsrate for amin.
i. Muligheter for prøvetaking	Ikke aktuelt på norske innretninger pga. null utslipp.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alder har ingen betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja. Blir gjort ved å rute gassen til fakkel eller gjenvinning.

Fra amin regenerator

Tabell 35 Avgass fra amin regenerator - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Stor.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Noe HC-gass løses i aminløsningen sammen med CO ₂ og H ₂ S.
d. Disponeringsmuligheter	Direkte utslipp til atmosfære eller deponering i undergrunnen. Brenning i fakkel eller gjenvinning er ingen løsning på denne utfordringen.
e. Valgte løsninger	Utslipp til atmosfæren og deponering i undergrunnen.
f. Kvantifisering hittil	Ikke inkludert i NOROG sine retningslinjer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Kan simuleres, men kvaliteten på simuleringen er usikker.
h. Påvirkende faktorer	Mengde CO ₂ og H ₂ S i gassen og resirkulasjonsrate for amin. Carry-under av gass med amin fra kontaktor kan også påvirke avgassmengden.
i. Muligheter for prøvetaking	Dersom prøvepunkt ikke er installert, vil installasjon av slikt prøvepunkt kunne avhenge av tilkomst på den enkelte innretning.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alder antas å ha liten betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Vanskelig oppgave da innhold av CO ₂ (og H ₂ S) umuliggjør fakling (brenning) av hele avgassen. Utskilling av HC-gassen fra avgassen vil kreve meget stort, omfattende og kostbart anlegg. Reinjeksjon i undergrunnen blir gjort på en innretning.

6.3.15 Strippegass for injeksjonsvann

Injeksjon av sjøvann for vedlikehold av reservoartrykk krever at vannet er oksygenfritt for å forebygge korrosjon i rør og utstyr i injeksjonsbrønnen. Flere metoder benyttes for å oppnå dette, både kjemikalier og utstripping av oksygen ved hjelp av en strippegass. Både nitrogen og naturgass er mulige strippegasser.

Som en del av kartleggingen ble det undersøkt om hydrokarbon strippegass blir benyttet på noen av innretningene på sokkelen. Ingen av de innretninger som var omfattet av primærkartleggingen brukte HC-gass som strippegass. Dette ble ikke fulgt opp i sekundærkartleggingen.

6.3.16 Utslipp fra gassanalysatorer og prøvestasjoner

Alle innretningene har en del faste gassanalysatorer. Gass som går gjennom analysatorene for analyse slippes i de fleste tilfeller til luft. Analysene tas ikke kontinuerlig, men i løpet av korte tidsintervaller. Gassmengdene som går til analyse er små, for de fleste analysatorer måles mengden i ml/min. På en del innretninger tas gassen som skal analyseres fra en liten sidestrøm, som i enkelte tilfeller også slippes til luft. I noen tilfeller går sidestrømmen kontinuerlig. Gassmengden i sidestrømmen er langt høyere enn den som går i analysatoren (opptil 1000 ganger analysemengden). I disse tilfellene kan utslippsmengden komme opp i noen tonn/år.

Det tas også en del gassprøver som analyseres, enten i innretningens laboratorium eller i laboratorium på land. I begge tilfellene går gassen i avtrekk som ledes til luft. Her er det snakk om noen liter trykksatt gass pr. prøveflaske. Frekvensen på prøvetakingen kan variere, men i flere tilfeller er det snakk om to parallelle prøver en gang i måneden pluss noen ekstraordinære prøver. Utslippsmengdene blir uansett små.

For alle innretningene som var med i primærkartleggingen, med unntak av tre, ble det innhentet en detaljert oversikt over analyser og prøver og tilhørende utslipp fra operatørselskapene. For 8 av disse ble de årlige utslipp beregnet til mellom 1 og 20 kg. For fire av innretningene ble utslippene beregnet til å være vesentlig høyere (opptil 1000 ganger så høye). Dette var innretninger der analysene tas fra sidestrøm som slippes kontinuerlig til atmosfæren.

Med utgangspunkt i resultatet fra primærkartleggingen, ble det ikke spurt om utslipp fra prøvetaking og analyser i sekundærkartleggingen.

6.3.17 Utslipp fra turret på FPSO'er

Alle produksjonsskip er forankret til havbunnen via en «turret». Dette er en rotasjonsskive som er plassert midtskips i skipet. Rotasjonsskiven er stasjonær i forhold til havbunnen, mens skipet kan roterer rundt rotasjonsskiven. Dette er vist skjematisk i Figur 7.

For at dette skal virke må alle rør mellom havbunnen og skipet tilkoples skipet over rotasjonsskiven. Dette kan gjøres på to måter, enten ved hjelp av slangekoplinger eller ved hjelp av svingler.

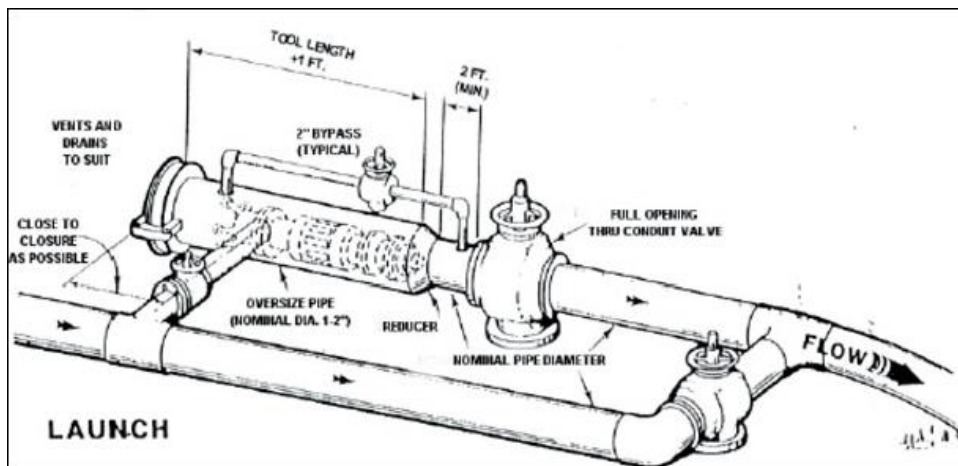


Figur 7 Alvheim FPSO. Skisse av turretopplegget
(Kilde: Oljefakta.no)

I starten av studien ble turret på FPSO'er ansett å være en potensiell kilde for direkteutslipp av HC-gasser. Totalt 10 FPSO'er inngikk i studien, hvorav 3 er i planleggings- / byggefasen. For en av FPSO'ene som er i drift, og som er utstyrt med svingler, ble gasslekkasjene samlet opp og ledet til fakkell. For de andre FPSO'ene ble turret inspisert for lekkasjer som en del av de øvrige prosessanleggene. Det er lokalisert gasslekkasjer her. Gasslekkasjer i turret behandles derfor på linje med gasslekkasjer ellers på innretningene.

6.3.18 Utslipp fra piggsluser

Piggsluser var ansett å være en potensiell utslippskilde for HC-gasser. En piggsluse er et sendekammer eller et mottakskammer for pigger. Pigger er verktøy/instrumenter som sendes gjennom rørledninger for utskraping av avsetninger på rørveggen, for å trykke ut væskeansamlinger, for å identifisere svekkelse av veggtykkelse, etc. Et eksempel er skissert i Figur 8.



Figur 8 Skisse av piggsluse (Kilde: Sweco Fab. Inc.)

Når en pigg skal settes inn i eller tas ut av en sluse må slusen være trykløs og fri for HC-gass. For de fleste innretninger som deltok i primærkartleggingen og som brukte piggsluser, ble prosedyrene gjennomgått. Disse var som følger:

- Slusen blir trykkavlastet mot fakkell. For innretninger med lukket fakkell innebar dette at gassen ble resirkulert til prosessen.
- Slusen ble så gassfridd med N₂ mot åpen, tent fakkell.

Denne prosedyren medfører at det ikke blir utslipp av metan og NMVOC under operasjon av piggslusene. To av innretningene i primærkartleggingen ble gassfridd med utslipp til atmosfæren. Utslippene fra disse ble beregnet til 8-10 kg (metan + NMVOC) pr. år, basert på volumet av piggslusene.

Det antas at tilsvarende prosedyrer også gjelder de andre innretningene som bruker pigger på norsk sokkel. Ettersom utslippene er svært små, ble det ikke spurt om dette i sekundærkartleggingen.

6.3.19 Utslipp ved trekking av korrosjonskupper

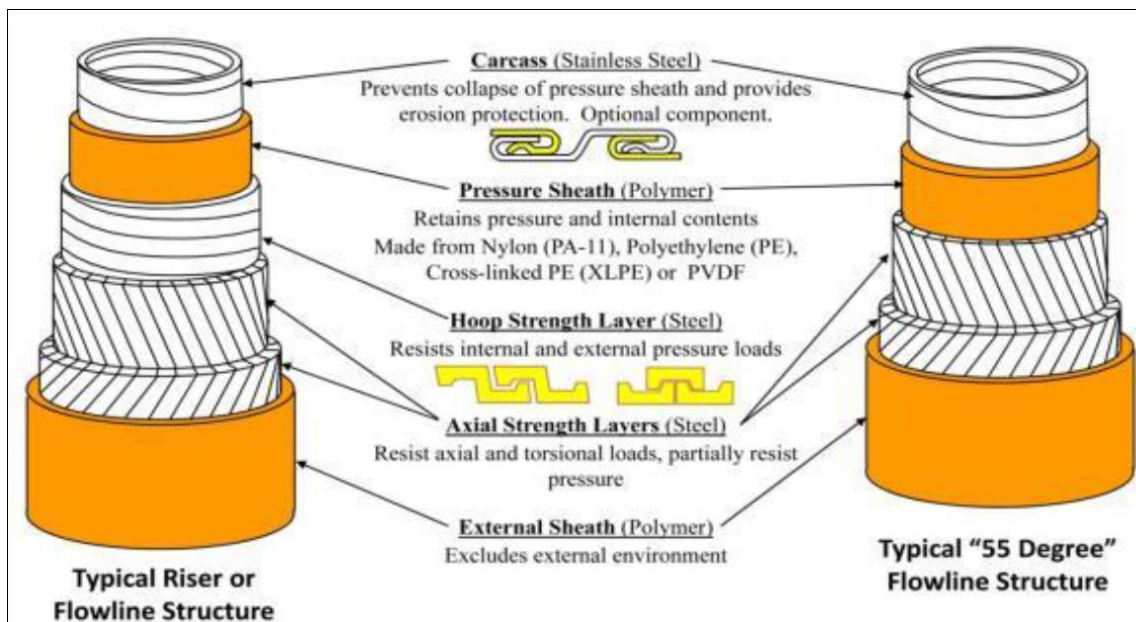
En korrosjonskupper er et enkelt og effektivt verktøy som overvåker korrosjonsrater i rør og utstyr. De viser også hvilken type korrosjon som forekommer. Korrosjonskupperne består av metallstykker av varierende form, størrelse og materialer. De installeres på innsiden av utstyret og utsettes for samme korrosjon som utstyret som skal overvåkes.

Direkteutslipp av HC-gass kan forekomme når korrosjonskupper skal trekkes for inspeksjon. Primærkartleggingen viste at trekking av korrosjonskupper foregår i svært liten grad, på enkelte innretninger sjeldnere enn et par operasjoner pr. år. Avhengig av metode og verktøy, varierer utslippene pr. operasjon fra null til kanskje et par liter gass under trykk. På mange av innretningene benyttes moderne verktøy som gjør det mulig å trekke kupper, mens utstyret eller rørsystemet er i drift, uten at dette medfører utslipp til luft.

Observasjonene fra kartleggingen indikerte at utslipp av HC-gasser til luft for samtlige innretninger på norsk sokkel neppe overskrider et par kilo pr. år. Ut fra dette ble videre kartlegging av denne kilden ikke utført i sekundærkartleggingen.

6.3.20 Utslipp fra fleksible stigerør

I forbindelse med flytende produksjonsinnretninger og havbunnskompletterte brønner, er det installert en rekke fleksible stigerør på norsk sokkel siden 1990-tallet. Fleksible stigerør består av vekselvise lag med stål og elastomerer som vist i Figur 9.



Figur 9 Eksempel på oppbygging av fleksible stigerør - prinsippskisse (Kilde: 4Subsea AS (fra internett)).

Stållagene sørger for styrke og er ikke gasstette. Polymerlagene skal sørge for at gass og olje ikke lekker til sjø.

En viss grad av gasslekkasje skjer likevel gjennom polymerlagene ved diffusjon. Statisk trykk på utsiden av stigerøret (vanstrykket) motvirker at gassen lekker videre til sjø. Diffundert gass samles opp i stål-laget, som fungerer som et ringrom og leder gassen til en ventilstasjon på innretningen, der gasstrykket avlastes. Ringrommet er normalt trykkovervåket og trykket avlastes ved et gitt settpunkt for trykket.

Teknologien for fleksible stigerør er stadig i utvikling. På de mest moderne systemene samles innlekket gass opp, måles og sendes til fakkell eller gjenvinning, mens det ikke er målinger på de eldste systemene på sokkelen. På en del innretninger slippes gassen også til atmosfærisk vent.

Elastomerer degraderer over tid. Dette gjelder også polymerlagene i de fleksible stigerørene og medfører at diffusionsratene øker ettersom rørene eldes. Sammen med andre forhold bidrar dette til at rørene må skiftes ut etter et visst antall år i drift. På nyere stigerør vil målingene av diffusionsrater over tid gi trenddata som brukes i tilstandsovervåkingen av stigerørene.

Det ble under primærkartleggingen samlet inn diffusionsdata for metan og NMVOC fra innretninger der slike data forelå. Dette bidro til en viss innsikt i størrelsen av utslippene av metan og NMVOC fra fleksible stigerør.

Tabell 36 Avgass fra fleksible stigerør - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten.
b. Utslippstype	Kontinuerlig og ikke-kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Diffusjon gjennom elastomerlag i stigerøret.
d. Disponeringsmuligheter	Fakkel, gjenvinning og utslipp.
e. Valgte løsninger	Både fakkell, gjenvinning og utslipp.
f. Kvantifisering hittil	Ikke inkludert i dagens retningslinjer.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Måles på nyere stigerør. Leverandørdata kan innhentes for eldre utstyr, men disse data er usikre grunnet elding og degradering av elastomere lag.
h. Påvirkende faktorer	Diffusjonsmotstand i elastomerkomponent i stigerørene og disponeringsvalg for avgassen.
i. Muligheter for prøvetaking	Muligheter ved trykkavlastningsstasjon på innretningen.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Elastomere lag degraderes over tid. Dette medfører at diffusjonsraten øker og at gamle rør må skiftes ut etter en del års bruk.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Ja, ved fakling og/eller gjenvinning.

6.3.21 Utslipp fra lagertanker for råolje

Lagertanker for råolje finnes på alle FPSO'er (og på flytende produksjonsinnretninger av Spar-typen). Fordi disse også har produksjonsanlegg for olje og gass og fordi regelverket tillater det, brukes det brenngass som teppegass på disse. Teppegassen gjenvinnes ved resirkulasjon til prosessen, noe som medfører at dette ikke fører til utslipp under normal drift. Dette er behandlet i kapittel 6.3.6.

Råoljetanker på flytende produksjonsinnretninger vil gi utslipp til atmosfæren i forbindelse med inspeksjon av tankene og kan også forekomme under unormale driftssituasjoner.

Det er også 4 rene stasjonære lagerskip for råolje knyttet til produksjonsinnretninger med havbunnsinstallerte rørsystemer. Disse har hverken tilgang til brenngass eller annen naturgass for teppegass eller mottaksmuligheter for teppegass etter bruk. Derfor benyttes såkalt nøytralgass som er eksosgass fra støkiometrisk forbrenning av olje til teppegass.

6.3.21.1 Tankinspeksjon av råoljetankene på FPSOer

Lagertanker for råolje på flytende produksjonsinnretninger skal inspiseres hvert 5 år i henhold til regelverket. Dette gjøres normalt ved at 1/5 av tankene inspiseres årlig.

Ved tankinspeksjon må tankene tømmes for olje og gassfries. Gassfriingen foregår ved at tankene spyles med nøytralgass eller N₂. Blandingen av nøytralgass/N₂ og brenngass kan ikke returneres til prosessen på grunn av at nøytralgassen vil forurense gassen som skal eksporteres og må derfor slippes ut gjennom et ventilasjonsutløp som tankene er tilknyttet.

Ettersom lagertankene opererer ved atmosfæretrykk, og all brenngass i tom tank skal fjernes, vil utslippet mengde HC-gass (målt som Sm³) være tilnærmet lik volumet av tankene som gassfries. Tettheten og sammensetningen på gassen er tilnærmet lik tilsvarende parametere for brenngass. Med en total lagerkapasitet for råolje på 600 000 – 700 000 m³ (anslag) og en antatt tetthet på ca. 0,7 kg/Sm³, vil de årlige utslippene for alle FPSO'er på norsk sokkel være i størrelsesorden 100 – 150 tonn metan og NMVOC samlet.

Tabell 37 Utslipp fra tankinspeksjon av råoljetanker på FPSOer - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Middels.
b. Utslippstype	Kun kort tid ved årlig tankinspeksjon.
c. Årsak/begrunnelse	Regelverkskrav om inspeksjon og blanding av nøytralgass i teppegassen.
d. Disponeringsmuligheter	Kun utslipp til atmosfære.
e. Valgte løsninger	Utslipp til atmosfære.
f. Kvantifisering hittil	Ikke inkludert i NOROG sine retningslinjer. Heller ikke rapportert.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Kan beregnes konservativt utfra tankvolum
h. Påvirkende faktorer	Dersom avgassen ledes til fakkel, vil noe kunne brennes
i. Muligheter for prøvetaking	Teknisk sett ja, men sammensetningen vil kunne variere over tid. Sammensetning basert på brenngass-sammensetning vil kunne være like representativ.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Alder har ingen betydning.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Utslippene kan reduseres noe dersom avgassen rutes mot lavtrykksfakkel. Kondensasjonsanlegg på alle FPSO'er vil kunne redusere utslippene.

6.3.21.2 Unormal driftssituasjon på FPSOer

Dersom VRU kompressor⁸ er ute av drift, kan ikke teppegassen resirkuleres. Tilførselen av teppegass må da reduseres eller opphøre og avhengig av hvor lenge en slik driftssituasjon varer, vil maksimaltrykk i tanken kunne nås og gassen må slippes ut. Dette vil i praksis si til atmosfæren.

Dette vil være en spesialsituasjon. Utslippsmengder vi avhenge av hvor lenge situasjonen varer.

Tabell 38 Utslipp ved unormal driftssituasjon på FPSOer - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Liten til middels.
b. Utslippstype	Enkeltilfeller.
c. Årsak/begrunnelse	Utstyrssvikt.
d. Disponeringsmuligheter	Direkteutslipp til atmosfære, kanskje til fakkel dersom dette er tilrettelagt for, men lavt tanktrykk gjør dette vanskelig.
e. Valgte løsninger	Utslipp til atmosfæren.
f. Kvantifisering hittil	Ikke tatt hensyn til i dagens retningslinjer for utslippsrapportering.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Må avklares etter situasjonen. Vanskelig å bruke generelle metoder her.
h. Påvirkende faktorer	Utstyrspålitelighet.
i. Muligheter for prøvetaking	Teknisk sett ja, men sammensetning vil avvike lite fra brenngass-sammensetning.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	VRU-kompressorens driftssikkerhet er essensiell.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Kanskje. To parallelle VRU-kompressorer vil kunne redusere sannsynligheten betydelig for at en slik hendelse oppstår.

⁸ VRU kompressoren (også kalt VOC-kompressor) rekomprimerer teppegassen etter bruk og resirkulerer den til gassprosessen for gjenvinning.

6.3.21.3 Stasjonære lagerskip for råolje

Det er i dag 4 rene råolje lagerskip (FSO) på norsk sokkel.

Tabell 39 Utslipp fra stasjonære lagerskip for råolje - nøkkelinformasjon

a. Potensiell avgassmengde	Stor , spesielt NMVOC. Utslippene av metan kan være store selv om gjenvinningsanlegg er installert.
b. Utslippstype	Kontinuerlig.
c. Årsak/begrunnelse	Avdamping av gass fra råoljen. Lagerskipene bruker nøytralgass som dekk-gass.
d. Disponeringsmuligheter	Gjenvinningsanlegg reduserer utslippene av NMVOC.
e. Valgte løsninger	Tre av de fire FSO'ene har absorpsjonsanlegg med 90 % «designvirkningsgrad».
f. Kvantifisering hittil	I henhold til VOC Industrisamarbeidets metoder* for skytteltankere.
g. Kvantifiseringsmuligheter	Her kan det være rom for bedre beregningsmetoder, men dette er et komplisert felt, noe som illustreres ved det omfattende forskningsarbeid som Marintek la ned i forkant av tiltakene som ble gjennomført for skytteltanker.
h. Påvirkende faktorer	Installasjon av gjenvinningsanlegg.
i. Muligheter for prøvetaking	NA.
j. Teknologistatus/alders betydning for utslippene	Ikke undersøkt.
k. Kan direkteutslipp elimineres	Nei, bare reduseres.

*VOC Industrisamarbeidet (VOCIS) er et samarbeid mellom operatørselskaper som har ansvar for lasting av olje på feltet til skytteltankere.

Den tekniske situasjonen for rene lagerskip er analog med skytteltankere. Det må benyttes nøytralgass som teppegass, ingen adgang til nok HC-gass som teppegass eller avtaksmuligheter for brukt HC og de samme forutsetninger og mangel på forutsetninger for gjenvinning og reduksjon av utslippene. Utslippsmengdene beregnes etter samme metoder som utslipp fra skytteltankere som laster på feltet og samme teknologier for gjenvinning av fordampet HC-gass anvendes.

6.3.22 Tanker for diesel og andre oljeprodukter

Dieseltanker og noen andre lagertanker for oljeprodukter bruker i de fleste tilfeller ikke teppegass og er utstyrt med lokal vent som «puster» mot luft. Dette er akseptert praksis også på landbaserte lagertanker av denne typen.

Utslippene av HC-gasser fra slike tanker er vanskelig å anslå. Innholdet av metan i dieselolje er i praksis tilnærmet lik null. Det er også svært lite av andre flyktige HC-gasser. Under normal drift anslås derfor utslippene å ha mindre betydning. Men når tankene fylles vil innholdet av gass over væskeoverflaten i tankene bli fortrent og slippes ut. En viss andel av dette er HC-gasser og tilnærmet alt er NMVOC grunnet fravær av metan i slik olje. Hvor mye som er HC-gass er vanskelig å anslå.

Dieselforbruket varierer betydelig fra innretning til innretning. Utslippenes størrelse er delvis avhengig av oljeforbruket. Kartleggingen viste at en del av de store innretningene bruker (og etterfyller) mellom 10 000 og 100 000 m³ diesel pr. år. Etterfyllingsvolumet av andre oljeprodukter som hydraulikkolje og smør-olje er betydelig lavere.

6.3.23 DBB-ventiler

Kartleggingen viste at «Double block and bleed» ventiler er en potensiell kilde for direkteutslipp av metan og NMVOC. I forbindelse med vedlikehold, reparasjoner, etc. blir utstyrsenheter isolert fra resten av prosessen ved hjelp av to avstengingsventiler (double block). Gassen mellom avstengingsventilene blir blødd av ved hjelp av en liten ventilasjonsventil. Avgassen kan enten sendes til gjenvinning eller til lavtrykkfakkel eller den kan slippes til luft lokalt eller gjennom atmosfærisk fellesvent. Dersom det skjer gasslekkasje gjennom den første trykksatte blokkventilen, vil gassen også bløse av gjennom bleedventilen.

De fleste operatørselskaper i primærkartleggingen hadde ikke oversikter tilgjengelig som gjorde det mulig å beregne eller anslå utslippsmengder. Det forelå imidlertid informasjon fra 3 innretninger som kunne danne grunnlag for utslippsberegninger. Disse viste utslipp mellom 0,01 og 0,15 tonn/år metan pluss NMVOC-utslipp, basert på volum gass som slippes ut pr. DDB som stenges og antall slike operasjoner årlig. Dette er svært lite i forhold til flere av de andre utslippskildene (~1‰). Det er grunn til å anta at dette er representativt for de fleste innretninger. Ettersom det er relativt mye arbeid å fremskaffe nødvendig underlagsinformasjon ble utslipp fra DBB-ventiler ikke etterspurt i sekundærkartleggingen.

6.4 Utslippspunkter

Kartleggingen av utslippskilder viste at direkteutslipp av metan og NMVOC foregår fra forskjellige utslippspunkter;

- Fra fakkel (som ikke brenner)
- Fra dedikert atmosfærisk fellesvent
- Fra lokale dedikerte venter på innretningen
- Direkte fra utstyrsenheter og komponenter på innretningen i form av diffuse utslipp.

Kartleggingen viste at løsningene som er valgt i stor grad er innretningsspesifikke, men det er også en del typiske fellesnevne.

6.4.1 Fakkalgass som ikke brenner

Direkteutslipp fra fakkel kommer fra følgende kilder:

- a) Sluknet fakkel
- b) Utslipp ifm. forsinket tenning av fakkel
- c) Ikke brennbar fakkalgass
- d) Utslipp fra inertgasspylt åpen fakkel

Utslipp fra sluknet fakkel og utslipp ifm tenning av fakkel forekommer på alle innretninger med fakkel.

Utslipp av ikke brennbar fakkalgass er et spesialtilfelle begrenset til én innretning på norsk sokkel. Årsaken er for lav konsentrasjon av HC-gass i fakkalgassen.

Utslipp fra inertgasspylt åpen fakkel er også begrenset til et fåtalls innretninger (bare fire ble identifisert under kartleggingen).

Alle fakler er utstyrt med fiskale fakkalgassmålere. Problemer kan imidlertid oppstå når det gjelder kilde d) fordi gassmengdene her i perioder kan være så små at de knapt fanges opp av måleren og i så fall med meget lav nøyaktighet.

6.4.2 Utslipp fra atmosfærisk fellesvent

Kartleggingen viste at nesten alle innretningene hadde en eller i noen tilfeller to fellesventer for direkte utslipp av HC-gasser. På enkelte innretninger er det lagt opp slik at det bare er et fåtalls kilder som er knyttet mot fellesvent. Noen innretninger har målere som registrerer strømningsraten til enhver tid.

På de fleste innretninger benyttes N₂ som spylegass i atmosfærisk fellesvent. I tillegg kommer det ofte bidrag med inertgasser fra kilder som tømmes inn i fellesventen. Dette er først og fremst nitrogen, men også vanndamp (H₂O) og CO₂ forekommer. Kartleggingen viste at det på noen innretninger kan være betydelige variasjoner i både strømningsrate og sammensetning over tid i utslippene fra atmosfærisk fellesvent. Dette gjør det vanskelig å kvantifisere både mengde HC-gass som strømmer ut til enhver tid og fordeling av gassene i metan og NMVOC, også på innretninger med strømningsmålere.

Disse forholdene varierer i stor grad fra innretning til innretning og medfører at innretningsspesifikke forhold og forutsetninger må legges til grunn dersom et måleopplegg skal implementeres. På noen innretninger benyttes målerne som grunnlag for fastsettelse av kvotepliktige utslipp. På grunn av de forhold som er nevnt, blir mengde kvotepliktige utslipp bestemt sjablonmessig. Kartleggingen har vist at det kan være store forskjeller mellom utslippsmengden av HC-gasser som blir fastsatt gjennom sjablonmetoden og de reelle utslippene av disse gassene, der sjablonmetoden gir konservativt (høyest) tall. Kartleggingen viste at avvikene kan være så store at de utgjør over 10% av totale rapporterte utslipp av direkteutsluppet metan og NMVOC fra norsk sokkel. Dette tilsier at sjablonmetoden kan være lite egnet som grunnlag for å fastsette de reelle metan og NMVOC-utslippene fra sokkelen.

På de fleste innretninger er utslippet fra fellesvent ca. halvveis oppe i fakkelbommen. Installasjon av målere og prøvetakingspunkter på atmosfæriske fellesventer bør gjøres nær foten av fakkelbommen. Det er vurdert å være teknisk mulig, men tilkomst og kostnader vil kunne variere betydelig fra innretning til innretning.

6.4.3 Utslipp fra lokale venter

Et typisk kjennetegn for en lokal vent (utslippspunkt) er at den bare er knyttet til én utslippskilde.

Kartleggingen viste at det er lokale venter for utslipp av avgasser til atmosfære på alle innretningene. Ventene kan slippe ut alle typer avgasser og blandinger, fra rent nitrogen til ren HC-gass. Ventene er normalt ikke utstyrt med målere. Mens enkelte innretninger bare har lokale venter, har langt de fleste innretninger en kombinasjon av en (eller to) fellesventer og en del lokale venter. Det kan være flere forhold som har styrt denne fordelingen og det er ikke funnet noen fellesnevner for dette.

Installasjon av strømningsmålere og prøvetakingspunkter vil nok kunne gjennomføres på de fleste lokale venter, men det har ikke vært tid og ressurser til å kartlegge dette. En må regne med at kostnadene for slike installasjoner kan bli betydelige. Mange av de lokale venter kommer fra kilder som er av en slik art at utslippene kan kvantifiseres enklere og nøyaktig nok på andre måter enn ved måling og analyser av prøver, som for eksempel ved beregninger.

Noen av de lokale ventene er svanehalser fra dieseltanker og andre typer oljer. Her puster tanken mot atmosfæren. Dvs. når tanken fylles presses gassfasen ut gjennom den lokale venten og ved oljeforbruk fylles gassfasen i tanken opp automatisk med luft gjennom svanehalsen.

6.4.4 Utslipp direkte fra utstyrsenheter og komponenter på innretningen

Noen av utslippene av HC-gasser skjer direkte fra utstyrsenheter til atmosfæren. Dette gjelder det en kan kalle for diffuse utslipp. Lekkasje og utslipp fra trykkavlastning av lokale instrumenter, etc. ifm. vedlikehold kan henføres til denne gruppe. Dette er utslipp som ikke måles. Måling og prøvetaking av utslipp i denne gruppe anses ikke praktisk gjennomførbart.

7 Sammenfatning av kartleggingen

Kartleggingen viste at direkteutslipp for metan og NMVOC er langt mer kompleks, komplisert og omfattende enn det en tidligere har hatt oversikt over. En rekke nye prosesser og delprosesser som produserer avgasser med metan og NMVOC er funnet og kartleggingen har vist at mange av de 13 kildene som det tidligere er rapportert fra består av flere delprosesser som må kvantifiseres hver for seg for å gi pålitelige utslippsdata og som må håndteres hver for seg når utslippsreducerende tiltak skal vurderes. Totalt er 68 faste innretninger for produksjon/transport av olje og gass på norsk sokkel blitt gjennomgått. Dette har resultert i at 48 avgassproduserende prosesser og delprosesser er identifisert og behandlet i denne rapporten.

Dette kapitlet gir en oppsummering og evaluering av de funn som er gjort under kartleggingen.

7.1 Omfang og begrensninger

Med 68 innretninger og 48 identifiserte prosesser/delprosesser som produserer avgasser, har omfanget vært betydelig. Det ble under kartleggingen funnet prosesser med avgassproduksjon som ikke kunne evalueres i særlig grad grunnet manglete tilgjengelig informasjon. Dette var i stor grad prosesser som genererer lite eller svært lite avgass, eksempelvis utslipp ifm. tenning av fakkell, utslipp fra boring. Det ble for mange av disse vurdert at arbeidsmengden både for add novatech og for operatørselskapet med fremskaffelse av god underlagsinformasjon ikke ville stå i forhold til avgassmengdenes potensielle bidrag til totalutslippene. Slike forhold har medført at prosesser med små potensielle avgassmengder er behandlet mindre grundig enn de dominerende bidragsytere.

Kartleggingen viste at det er en rekke prosesser som produserer HC-holdig avgass utover de som inngår i dagen rapporteringsformat. Dette er prosesser/utslippskilder som til en viss grad har gått under radaren hos operatørselskapene, med det resultat at det var mindre relevant informasjon tilgjengelig fra operatørselskapene for evaluering enn for de «eksisterende» utslippskilder, noe som til en viss grad har påvirket resultatet av kartleggingen. Utslipp ifm. tenning av fakkell er eksempel også på dette.

7.2 Kartleggingens funn sett opp mot dagens kvantifiseringsmetode

Som vist til i kapittel 5 er dagens kvantifiseringsmetode for 11 av de predefinerte «utslippskildene» basert en gitt utslippsfaktor som funksjon av prosessert mengde gass. Kartleggingen har vist at prosessert gassmengde er ubrukt som aktivitetsfaktor for bestemmelse av utslippene fra disse kildene. Utslippene er først og fremst et resultat av andre forhold. Dette vil bli nærmere redegjort for i delrapporten for Modul 2.

Disse forhold medfører at de reelle utslippene fra noen av de «gamle» kildene kan avvike substansielt fra det som er rapportert opp til nå. Kartleggingen så langt gir derimot ingen indikasjon på at de totale direkteutslipp av metan og NMVOC vil være av en annen størrelsesorden enn det som er rapportert hittil.

Kvantifiseringsmetodikk og utslippsmengder inngår i Modul 2 av oppdraget og vil bli redegjort for i delrapporten for den modulen.

7.3 Bidragsandel fra prosesser og delprosesser

Kartleggingen viste at de potensielle avgassmengdene fra de enkelte prosesser og delprosesser som genererer avfallsgassene varierer enormt. Mens de dominerende bidragsyterne har potensiale til å

produsere avgassmengder i området 100 -1000 tonn/år for enkelte innretninger, er det enkelte prosesser som har en avgassproduksjonspotensial på noen kilo pr år eller mindre. Med totalt 48 identifiserte prosesser og delprosesser er det viktig å ha fokus på de som dominerer utslippene, både for å få så riktige utslippstall som mulig og for å sette inn avbøtningstiltak der det betyr med.

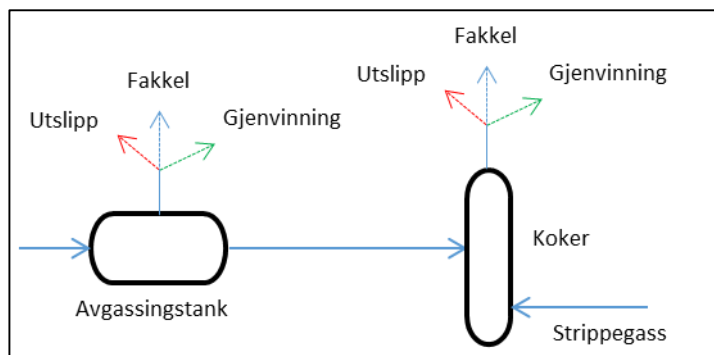
En oversikt over bidraget fra de enkelte prosesser og delprosesser skal vurderes i Modul 2 av prosjektet, men det fremgår allerede klart fra kartleggingen at ca. et dusin av prosessene og delprosessene står for langt over halvparten av utslippene, mens et stort antall prosesser og delprosesser bidrar med mindre enn 1%.

7.4 Hvorfor dele opp hovedprosesser i delprosesser

Kartleggingen har vist at det er både fornuftig og nødvendig å dele opp noen av hovedprosessene i delprosesser. Dette er skjematisk vist for en TEG (glykol) regenereringsprosess som består av tre delprosesser:

- Avgassingstank: Avgass kan rutes til enten til utslipp, til fakkel der avgassen brennes, eller resirkuleres tilbake til prosessen (gjenvinning). På de aller fleste innretninger går gassen fra avgassingstanken til fakkel eller gjenvinning.
- Koker: Avgassen kan prinsipielt sett disponeres på samme måte som fra avgassingstanken, men det er forhold som kan gjøre dette mer komplisert, som lavt trykk og mye vann i avgassen. På de aller fleste innretninger sendes avgassen herfra til utslipp
- Strippegass: Det brukes brenngass som strippegass på noen av innretningene som har TEG regenerering. Strippegassen slippes ut sammen med avgass fra koker.

Utslippene fra TEG er derfor helt avhengig av hvordan avgassen fra de to kildene disponeres og hvorvidt det brukes HC-strippegass.



Figur 10 Skisse av delprosesser i TEG regenerering

Tilsvarende forhold har en ved behandling av produsertvann tetningsoljesystemer for kompressorer og tørre kompressortetninger for å nevne noen av de «gamle» utslippskildene.

Det er mange operasjoner som må deles opp slik i delprosesser for å få en reell oversikt over utslippssituasjonen og for å kunne sette inn tiltak på riktig sted. Flere av disse delprosessene er potensielt betydelige bidragsyttere til totalutslippene.

7.5 Faktorer som påvirker utslippene

De fleste direkteutslipp har en årsak som påvirker eller «driver» utslippene. Den viktigste påvirkningsfaktoren er for mange delprosesser hvordan avgassene blir disponert. For flere av de potensielt store bidragsytende delprosessene er det flere disponeringsmuligheter tilgjengelig (utslipp, fakling eller gjenvinning). Kartleggingen har vist at for alle delprosesser der gjenvinning eller fakling er mulig, er det en eller flere innretninger der disse alternativene er valgt. Det er også noen innretninger

som nokså gjennomgående har valgt disse disponeringsmulighetene for alle delprosesser der muligheten er tilgjengelig.

Kartleggingen har også vist at det er noen innretninger som har valgt utslippsalternativet (dvs. venting) for en dominerende del av delprosessene der en har hatt valget. Det er ikke funnet klare sammenhenger mellom valg av disponeringsløsning og alder av innretning. På noen av de eldre innretningene (fra 1970/1980-tallet) er det i stor grad valgt utslippsvennlige disponeringsløsninger (gjenvinning og faking), mens en finner noen relativt nye innretninger der utslippsalternativet er valgt for mange av delprosessene.

Et annet vesentlig forhold som påvirker utslippene er trykknivå i avgassingstanker. I stor grad er avgassene fra disse tankene rutet til gjenvinning eller faking, mens gjenværende metan og NMVOC som skilles ut nedstrøms i prosessen ofte rutes til utslipp. Typiske prosesser med en slik konstellasjon er glykol (TEG) regenerering og produsertvannbehandling. Jo lavere trykk en har i avgassingstank, dess mindre avgass er det igjen i TEG-løsningen og i produsertvannet og jo mindre metan og NMVOC går det til utslipp.

For en av hovedprosessene, kompressortetninger, er teknologivalg viktig. Velges tørre tetninger fremfor oljetetninger kan en i praksis eliminere utslipp fra denne prosessen. Det samme kan en oppnå ved å bruke annen teknologi som erstatter HC-stripegass eller ved å bruke en ikke-HC-holdig stripegass, for eksempel N₂. Tilsvarende løsninger brukes i forbindelse med flotasjonsanlegg for rensing av produsertvann. Brenngass er en vanlig brukt flotasjonsgass, men på mange innretninger brukes nå nitrogen. En bør her være oppmerksom på at nitrogengassen bør ha en høy grad av renhet fordi små oksygenforurensninger kan skape korrosjonsproblemer.

For følgende delprosesser kan alternativ eller ny teknologi bidra til å redusere/eliminere avgassmengde og derved også potensielle utslipp (mindre kilder ikke tatt med).

Tabell 40 Muligheter for utslippsreduksjon ved bruk av ny eller alternative teknologi

Delprosess	Tiltak	Kommentar
TEG regenerator	Senke trykket i avgassingstank.	Reduserer avgassmengde.
HC-stripegass til TEG regenerator	Unngå stripegass eller bruke ren N ₂ .	Der er viktig av nitrogenet er rent. 99,5% N ₂ inneholder så mye O ₂ at TEG oksideres.
Produsertvann utslippsrør	Senke trykket i avgassingstank.	Reduserer avgass fra utslippsrør.
Produsertvann flotasjon	Erstatte brenngass med N ₂ .	Vanlig løsning.
Kompressor tetningsolje oppholds- og lagertank	Senke trykket i avgassingspotter.	Reduserer avgassmengde.
Utslipp fra kompressor tetningsolje	Erstatte tetningsolje med tørre tetninger.	Best practice. Brukes gjennomgående på innretninger bygget etter 1995.
Tenning av fakkel	Utvikle mer effektivt tenningssystem.	Forsinket tenning kan være en ikke ubetydelig utslippskilde

Kartleggingen viste også at det er få delprosesser der slitasje påvirker utslippene og godt preventivt vedlikehold er en utslippsreducerende faktor. Men det er registrert én:

Tabell 41 Prosesser der slitasje kan medføre økte utslipp

Delprosess	Årsak
Tørre kompressortetninger	Tetninger slites, spesielt dersom tetningsgassen ikke er ren. Viktigste vedlikeholdselementer er: ren tetningsgass, skifte tetninger når slitasjen blir stor.
Kompressor tetningsolje	Ved bruk av tetningsolje, vil økende slitasje på tetningene medføre at mer olje kommer i kontakt med gassen og medføre høyere utslipp.

For de fleste andre prosesser og delprosesser påvirker ikke teknologivalg utslippene. For mange av prosessene er utslippene en direkte følge av hvor mye metan og NMVOC som er løst i vann, olje eller absorpsjonsmidler. Dette styres av fysikkens lover og kan ikke løses med teknologi.

7.6 Utslipp som kan elimineres helt

For følgende delprosesser kan utslipp elimineres helt ved å gjenvinne fakkeltgass eller å brenne gassen i fakkelt:

Tabell 42 Prosesser der utslipp kan elimineres ved alternative disposisjon av avgass

Delprosess	Tiltak	Kommentar
TEG avgassingstank	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Brukes på nesten alle innretninger.
TEG regenerator	Avgass til fakkelt eller gjenvinning	Gassen inneholder mye H ₂ O som kan skape problemer. Lavt trykk i regenerator kan være en utfordring.
TEG strippegass	Avgass til fakkelt eller gjenvinning	Som over.
Produsertvann avgassingstank	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Brukes på nesten alle innretninger.
Prod.vann CFU/flotasjonstank	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Brukes på noen innretninger.
Kompressor tetningsolje avgassingstanker	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Brukes på de fleste innretninger m/tetningsolje.
Kompressor tetningsolje holding- og lagertank	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Lavt trykk i tanken kan være en utfordring.
Kompressor primær tetningsgass	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Brukes på de fleste kompr. m/tørre tetninger.
Kompressor sek. tetningsgass	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Mulig dersom brenngass brukes som tetn. gass. Ved N ₂ som tetn.gass blir det ikke utslipp dersom tetning har intern labyrint.
Stempelkompressorer separorkammer	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Brukes på én eller flere innretninger.
MEG avgassingstank	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Samme prinsipp som for TEG.
Amin avgassingstank	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Samme prinsipp som for TEG.
Fleksible stigerør	Avgass til gjenvinning eller fakkelt	Brukes på noen innretninger.

7.7 Delprosesser som finnes på alle innretninger

Mange av delprosessene finnes bare på en del av innretningene på sokkelen. Men det er noen prosesser og delprosesser som kan eller vil medføre utslipp og som finnes på alle innretninger som behandler olje og naturgass.

Tabell 43 Delprosesser som finnes og gir utslipp på alle produksjonsinnretninger

Delprosess	Årsak
Gassfriing ved trykkavlastning ifm. revisjonsstans	Alle prosessanlegg må gjennom en del revisjonsstanser med jevne mellomrom (2-4 år).
Spyling og vedlikehold av instrumenter	Alle prosessanlegg har instrumenter som må vedlikeholdes og i noen grad skiftes ut i løpet av innretningens levetid.
Sluknet fakkelt	Alle prosessanlegg er tilknyttet en fakkelt. Selv om sluknet fakkelt har vist seg å være en sjelden hendelse, vil den kunne forekomme på alle fakler.
Forsinket tenning av fakkelt	Alle fakler må tennes en gang i blant. Kartleggingen har vist at det «alltid» tar litt tid før gassen fra fakkeltippen tennes.
Lekkasjer i prosessanleggene	Forekommer på alle prosessanlegg.
Gassanalytatorer og prøvestasjoner	Dette finnes på alle prosessanlegg. Selv om utslippene er små, forekommer de.

7.8 Utslipp som ikke lar seg eliminere

Kartleggingen viste at det er noen utslipp som ikke lar seg eliminere og noen av disse lar seg heller ikke redusere i noen særlig grad. Tabellen under gir en oversikt.

Tabell 44 Utslipp som ikke lar seg eliminere

Delprosess	Årsak
Trykkavlastning/gassfriing av prosessanlegg	Gassfriing ifm. revisjonsstans vil medføre direkteutslipp av metan og NMVOC fra og med det tidspunkt fakkelen slukner på grunn av for lav konsentrasjon av metan og NMVOC i avgassen. Disse utslippene kan ikke elimineres. Utslippene er relativt små.
Inspeksjon av råoljetanker på FPSO'er	Ved gassfriing av råoljetankene slippes en blanding av inertgass og HC-gass til atmosfæren. Rekondenseringsanlegg vil kunne gjenvinne noe metan og noe mer NMVOC, men ikke eliminere utslippene fullstendig. Rekondenseringsanlegg er kostbare.
Sluknet fakkell	Dersom fakkelen slukner strømmer fakkellgassen utent til atmosfæren. Historisk små utslippsmengder. Utslippene kan la seg redusere ved tiltak som reduserer muligheten for at fakkelen slukner, men ikke elimineres.
Utslipp fra inertgassfylt åpen fakkell	Utslipp som skyldes lekkasje gjennom stengte sikkerhetsventiler lar seg ikke eliminere 100%. Delprosessen forekommer bare på et par innretninger og bidraget til direkte metan- og NMVOC-utslipp er ytterst lite. Utslippene kan reduseres ved godt vedlikehold av sikkerhetsventilene.
Lekkasje i prosessanleggene	Lekkasjene kan reduseres, men ikke elimineres.

7.9 Fellesvent som brenner

Dette er en spesiell situasjon som ble funnet under kartleggingen. På en av innretningene er utslippspunktet for kaldventen lokalisert ved siden av fakkelen, noe som medfører at utslippene fra kaldventen periodevis tennes (avhengig av vindforhold, konsentrasjon av HC-gass i kaldventen, etc.), men det er ikke mulig med den konstruksjon systemene har i dag å ha kontroll med når den er tent. Konsekvensen er at all avgass gjennom kaldventen rapporteres som utslipp. Det er under sekundærkartleggingen ikke undersøkt om andre innretninger kan være i tilsvarende situasjon.

7.10 Vanskelige utslipp

Det er noen få utslippstyper som er spesielt vanskelige eller umulige å gjøre noe med. De er problematiske fordi mengdene av metan og MNVOC som slippes ut kan være betydelige. Dette er utslippsstrømmer som inneholder svært store mengder inertgasser eller ikke brennbare gasser. Slike utslipp kommer fra noen få delprosesser og finnes bare på noen få innretninger på norsk sokkel. Utfordringene er som følger:

- Avgassen kan ikke gjenvinnes. Årsaken er at det høye innholdet av inerte gasser (N₂, CO₂, H₂S) kan forurense eksportgassen (hensikten er å redusere CO₂ i gassen før eksport, da kan en ikke injisere den tilbake igjen).
- Det lave innholdet av HC-gasser i avgassen medfører at den ikke brenner i fakkell.
- Totale avgassmengder kan være store, slik at metan- og NMVOC-utslippene blir betydelige til tross for de lave konsentrasjonene.

Slike problemstillinger kommer først og fremst på innretninger som har høyt CO₂- (og H₂S) innhold i naturgassen.

Bidragstere her er avgasser fra amin regenerering som kan inneholde mye CO₂. Fellesventer som tilføres mye nitrogen kan også havne også i denne gruppen. Dersom fellesventen spyles med nitrogen og i tillegg tilføres sekundær tetningsgass fra kompressortetninger (som kan inneholde dominerende mengder nitrogen), vil avgassen være vanskelig både å gjenvinne i prosessen og å brenne i fakkell.

7.11 Strømningsmåling og prøvetaking

En stor utfordring ved direkteutslipp av metan og NMVOC er at utslippsmengdene i mange tilfeller ikke blir målt. Strømningsmålere er installert på alle fakler. Målingene brukes som grunnlag for avgifter. Dette medfører at det stilles strenge krav til målenøyaktighet. En del atmosfæriske fellesventer er også utstyrt med nøyaktige strømningsmålere, mens det er en rekke mindre utslippsstusser som ikke har målere. Ettersom størrelsesordenen av utslippene varierer betydelig, er det de største utslippene som det er viktig å kunne kvantifisere med en viss nøyaktighet.

I prinsippet er det teknisk mulig å installere målere på de fleste utslippsstrømmer, men innretnings-spesifikke forhold tilsier at kompleksitet og kostnader kan variere i meget stor grad.

Direkteutslippene av hydrokarbongasser rapporteres som to komponenter, metan og NMVOC i henhold til krav i regelverk og internasjonale avtaler. Fordeling av utslippene mellom metan og NMVOC, kan i enkelte tilfeller være problematisk. Det er flere måter å gjøre dette på, men uansett er det viktig først å se dette i forhold til hvor gassen kommer fra og dessuten på størrelsen på utslippene.

En del av avgassene fra prosesser og delprosesser er ren eller tilnærmet ren brenngass eller eksportgass. Dette er tilfellet med noen av større "avgassprodusentene". Det tas regelmessig prøver og analyser av både brenngass- og eksportgass-sammensetning.

For en del av avgassene slippes det ut små mengder i forhold til de større bidragsyterne på samme innretning. En mer sjablonmessig fordeling av metan og NMVOC for mindre utslipp bør være tilfredsstillende, fordi fordelingen vil ha liten påvirkning på fordelingsprosenten for innretningsens totale utslipp av metan og NMVOC.

En utfordring ved enkelte utslipp, spesielt utslipp gjennom felles atmosfærisk vent, er at det på enkelte innretninger kan være variasjoner i sammensetningen over tid. Dette kan medføre at prøver og analyser må tas med en viss frekvens for å sikre representativitet.

Fra de fleste atmosfæriske fellesventene slippes det også ut andre gasser enn metan og NMVOC, først og fremst nitrogen (N_2). N_2 brukes som spylegass i ventilasjonsrøret og kan utgjøre en betydelig andel av avgassen. I tillegg kan det være signifikante bidrag av vanndamp og CO_2 . Dette må hensyntas når mengde metan og NMVOC skal bestemmes. Kartleggingen viste at dette representerer et stort problem for kvantifisering av metan- og NMVOC-utslippene på enkelte innretninger.

Kartleggingen viste at det vil være behov for bedre kvantifiseringsmetoder og bedre fordelingsmetoder enn det en har i dag. Dette gjelder spesielt de fellesventer som bidrar med vesentlige utslippsmengder. Prøvetaking og analyse av avgassene er en metode som kan brukes for å kartlegge fordeling av metan og NMVOC i utslippene. Det er imidlertid også andre metoder:

- Prosessberegninger og prosess-simuleringer. Selv om slike metoder også kan ha stor usikkerhet for noen av de prosessene som er aktuelle her, kan det være prosesser der fordeling mellom metan og NMVOC kan beregnes med akseptabel nøyaktighet.
- Prøvetaking av væske med oppløst gass. Dette gjelder spesielt absorpsjonsmidler som TEG, MEG og amin, der restmengder av metan og NMVOC i stor grad slippes ut fra siste steg i regenereringsprosessen. Forutsettes det at all tilstedeværende metan og C_2 til C_5/C_6 (som representanter for NMVOC) i prøven havner i avgassen, er det sannsynligvis en god og fullt akseptabel antakelse. Slike prøver kan tas nedstrøms avgassingstank. For TEG-anlegg vil filtre nedstrøms av avgassingstanken normalt ha et prøvetakingspunkt. Tilsvarende prøver kan tas av kompressor tetningsolje nedstrøms av avgassingspotter.

Ut fra dette anbefales det at etablering av eventuelle prøvetakingspunkter vurderes innretning for innretning når bedre utslippstall vil foreligge etter at Modul 2 av prosjektet er ferdig. Videre anbefales det at prøvetaking og analyse vurderes for og begrenses til utslippspunkter som bidrar med signifikante utslippsmengder, der tilfredsstillende sammensetning ikke kan fremskaffes på annen måte.

7.12 Eksisterende innretninger kontra nye

Kartleggingen har vist at noen innretninger i praksis har eliminert utslipp fra prosesser og delprosesser der dette er mulig. Dette er gjort i designfasen av prosjektet og går i stor grad ut på å tilrettelegge forutsetninger og praktiske løsninger slik at avgasser kan rutes til gjenvinning eller fakkell der dette er mulig. Det er lite som tyder på at valg av disse utslippsreducerende løsninger har vært kostnadsdrivende.

Det kan imidlertid være forhold på enkelte innretninger som gjør det vanskelig å velge gjenvinnings- eller faklingsløsningen. Innretninger som har mye CO₂ i avgassene møter slike problemer, som vist i denne rapporten. For å oppnå dette er det vesentlig at operatøren har en klar målsetning ved starten av utbyggingsprosjektet om å eliminere direkteutslipp av alle avgasser der dette er mulig.

For innretninger som er i drift kan det være både vanskelig og kostnadsdrivende å bygge om til en nullutslippsløsning (dvs. føre avgassene til gjenvinning eller fakling der dette er mulig. Det er her to barrierer:

1. Legge om rørsystemer. Dvs. kople avgass-strømmene til lavtrykksfakkell. Dette kan se ut som en relativt enkel sak, men arbeid og kostnader vil kunne variere substansielt fra en innretning til en annen.
2. Omruting av avgasser fra atmosfærisk vent til lavtrykksfakkell kan komme i konflikt med forutsetninger som ligger til grunn for systemdesign av innretningen. Eksempelvis kan trykknivåer som er valgt i prosessen være til hinder for slik ombygging, trykknivået i lavtrykksfakkellen kan være så høye at de utsetter kildene for HC-avgass for tilbakestrømming fra fakkell. Slik sett kan det kanskje på enkelte innretninger være enklere å gjenvinne avgassen ved resirkulering til prosessen. Innretninger som har VRU-kompressorer (vanlig på FPSO'er), vil gjerne ha bedre forutsetninger for dette enn andre innretninger. En annen utfordring er representert ved avgasser som inneholder store mengder forurensinger av N₂ og CO₂. Slike avgasser er uønsket i prosessen og vil kunne vanskeliggjøre både gjenvinning og brenning ved fakling.

Disse forholdene medfører at generiske løsninger på tilsynelatende samme avgassproblem ikke nødvendigvis fungerer. Dette betyr at problemstillingene for hver innretning på løses separat.

7.13 Uheldig eller dårlig design

Som nevnt ovenfor, avgjøres i praksis alt i designfasen. Kartleggingen har vist at det for enkelte innretninger er valgt dårlige løsninger i designfasen som operatøren sliter med i driftsfasen. Et par eksempler viser dette:

- Brenning av avgasser i incinerator og i fakkell med et så lavt innhold av HC-gasser at avgassen ikke er brennbar.
- Ruting av brukt HC-tetningsgass fra kompressorer til atmosfærisk vent i stedet for å velge gjenvinning eller fakkell.

Dette understreker hvor viktig det er å ha en klare retningslinjer på plass før planleggingen starter.

7.14 Nye kilder

Kartleggingen viser at nye delprosesser som vi ikke har oversikt over i dag og som genererer avgasser av metan og NMVOC kan bli/blir tatt i bruk. Denne kartleggingen viser at det har skjedd flere ganger i løpet av de siste 20 årene og det kan skje igjen. Det er derfor viktig at rapporteringsrutiner og retningslinjer blir tilrettelagt for inkludering av nye delprosesser/utslippskilder og utslipp.

7.15 Implementerte tiltak og tiltak under planlegging

Kartleggingen viste at det på flere av de nye innretningene tydelig var planlagt løsninger som minimaliserte utslipp av metan og NMVOC. På den annen side hadde operatørselskapenes deltakerne i primærkartleggingen i stor grad liten kjennskap til de opprinnelige planene.

Det fremkom under kartleggingen at få tiltak for å redusere utslippene av metan og NMVOC er blitt etter at innretningene ble tatt i bruk. Et tiltak som likevel fremkom på flere innretninger var ombygging av lagertankene på FPSO'er fra bruk av eksosgass (nøytralgass) til bruk av brenngass som teppegass. Dette tiltaket medførte installasjon av VRU-kompressor på innretningene og muliggjør full gjenvinning av teppegassen og eliminering av HC-gassutslipp fra operasjonen.

Et tilsvarende lite antall tiltak under vurdering ble nevnt. Dette kan være en indikasjon på at reduksjon av direkte metan- og NMVOC-utslipp har liten fokus hos operatørselskapene.

7.16 Kaldventileringsstrategi

Operatørselskapenes strategi for å unngå direkteutslipp av hydrokarbonsgasser ble etterspurt under kartleggingen. Et par av de større operatørselskapene har fremlagt sin selskapsstrategi som sier at systemene på innretningene skal konstrueres og opereres slik at direkteutslipp av hydrokarbonsgasser unngås. Det pekes bl.a. spesifikt på flere av de større potensielle utslippskildene som er nevnt i denne rapporten. Imidlertid fremkom det under primærgjennomgangen med driftsenhetene for innretningene at de overordnede selskapsstrategiene på området var lite kjent. Dette viser at selskapene bare i begrenset grad har lyktes med å formidle sine strategier på området til de operative enheter.

På den annen side viste observasjonene som ble gjort at eliminering/reduksjon av direkteutslipp har hatt fokus under planlegging og prosjektering av flere av innretningene. Når det gjelder de innretningene som i dag er under planlegging og bygging, viste kartleggingen at eliminering og reduksjon av direkteutslipp blir tatt seriøst. Det er også tydelig at der alternativer til direkteutslipp er tilgjengelig, blir gjenbruk med resirkulasjon til prosessen ofte foretrukket.

8 Konklusjoner og oppsummering

Kartleggingen viste at det er en rekke prosesser som produserer hydrokarbonholdig avgass som kan føre til utslipp av metan og NMVOC, utover de som inngår i dagens rapporteringsformat. Dette er prosesser/utslippskilder som til en viss grad har gått under radaren hos operatørselskapene, noe som kan forklare at det var mindre relevant informasjon tilgjengelig fra operatørselskapene for evaluering av disse utslippskildene, enn for de som tidligere har hatt fokus. Dette har i noen grad påvirket resultatet av kartleggingen. Totalt 48 prosesser/delprosesser som produserer hydrokarbonholdige avgasser ble identifisert under kartleggingen.

Kartleggingen har vist at prosessert gassmengde er ubrukelig som aktivitetsfaktor for bestemmelse av utslippene fra de fleste kildene/prosessene. Utslippene er først og fremst et resultat av andre forhold. Disse forhold medfører at de reelle utslippene fra noen av de «gamle» kildene kan avvike substansielt fra det som tidligere er rapportert.

De potensielle avgassmengdene fra de enkelte prosesser og delprosesser som genererer hydrokarbonholdig avfallsgass varierer enormt. Mens de dominerende bidragsyterne har potensiale til å produsere avgassmengder i området 100 -1000 tonn/år for enkelte innretninger, er det enkelte prosesser som har en avgassproduksjonspotensial på noen kilo pr år eller mindre på de samme innretninger. Dette tilsier at det er viktig å ha fokus på de prosesser og kilder som dominerer utslippene.

Kartleggingen har vist at den viktigste faktoren som påvirker utslippene er hvordan avgassene fra de enkelte delprosessene blir håndtert eller disponert. For mange av delprosessene er både gjenvinning og faking av avgassene mulig. Dette er alternativer som er valgt for mange av innretningene. På disse innretningene er valget tatt i tidlig prosjekteringsfase. Kartleggingen viste at ombygging av innretninger i drift til gjenvinning eller faking av avgasser bare i mindre grad har forekommet. Dette kommer av at slike ombygginger er kostnadscrewende.

Kartleggingen har vist med tydelighet at det er mulig å eliminere utslipp fra mange av de avgassproduserende prosessene, også fra prosesser som er vesentlige bidragsytere til direkteutslipp av metan og NMVOC på sokkelen. Dette er også blitt gjort på flere av innretningene. Grunnlaget legges i den tidlige designfasen. Velges utslippsalternativet i designfasen, er det vanskelig og dyrt å rette dette opp seinere.

Kartleggingen viste også at noen typer utslipp ikke kan elimineres, for noen heller ikke reduseres i vesentlig grad.

Muligheter for å kunne ta prøver og analysere sammensetningen av utslippsgassene ble bare overflattisk kartlagt i prosjektet. Det anbefales:

- At eventuelle prøvetakingspunkter vurderes innretning for innretning når bedre utslippstall foreligger etter at Modul 2 av prosjektet er ferdig
- At prøvetaking og analyse vurderes for og begrenses til utslippspunkter som bidrar med signifikante utslippsmengder, der tilfredsstillende sammensetningsdata ikke kan fremskaffes på annen og enklere måte.

For mange av utslippspunktene kan det foreligge like gode og mer kostnadseffektive metoder for å fastsette fordeling mellom metan og NMVOC enn prøvetaking og analyse av utslippsgassen, for eksempel gjennom beregninger ut fra andre tilgjengelige parametere.

Dette viser viktigheten av at operatørselskapene har en klar filosofi og strategi når det gjelder eliminering og minimalisering av direkteutslipp av metan og NMVOC, spesielt i forbindelse med oppgradering av eksisterende og planlegging av nye innretninger og nye delprosesser. Det var få av operatørselskapene som kunne fremlegge en slik strategi under kartleggingen, men gjennomgangene viste tydelig at dette hadde vært på plass for flere av de gjennomgåtte innretningene.

Referanseliste

- (Ref: 1: «044 Anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering», Norsk olje og gass 09.01.2014.
- Ref: 2: “Screening study - Direct emissions of CH₄ and nmVOC – Status and mitigation opportunities“, add novatech for Norsk olje og gass 2013.
- Ref: 3: “Utslippsfaktorer for CH₄ and nmVOC fra glykol regenerering og produsert vann“, add novatech for Norsk olje og gass 2014.
- Ref: 4 “Pilotstudie - Vurdering av direkte utslipp av metan og NMVOC fra 5 anlegg/innretninger“, add novatech for Norsk olje og gass 2014.
- Ref: 5 Foreløpig Sektorrapport - Underlagsrapport til Forslag til handlingsplan for norske utslipp av kortlevde klimadrivere.
- Ref: 6 Miljøstatus.no (pr.12.02.2015).
- Ref: 7 Norsk olje og gass: «044 Anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering» (siste utgave 09.01.2014).
- Ref: 8 Aker Engineering: “Direct Hydrocarbon Emissions”, 1993.
- Ref: 9 Samtale 21.01.2015 med Jan Erik Vinnem, innleid prosjektleder for lekkasjeprosjektet i Norsk olje og gass

Vedlegg

- Vedlegg 1 *Innretninger som ble omfattet av primær og sekundær kartlegging*
- Vedlegg 2 *Spørreskjema, sekundær gjennomgang*

Vedlegg 1 - Innretninger som er inkludert i gjennomgangen

Listen av innretninger på de neste to sidene omfatter alle som omfattes av kartleggingen.

Innretninger som er markert med uthevet skrift bidro i den primære gjennomgangen. I rapporten står det 15 innretninger, mens listen inkluderer 16. Grunnen til dette er at det var Sleipner Vest som ble gjennomgått. Denne består av brønnhodeplattformen Sleipner B og gassbehandlingsplattformen Sleipner T.

De flytende lagerskipene for råolje (SFOer) som står nederst på listen deltok ikke i kartleggingen gjennom utfylling av spørreskjema. Informasjonen om disse er innhentet fra VOC Industrisamarbeidets årsrapport.

Innretning inkludert i studien	Kommentar
Aasta Hansteen	
Alvheim FPSO	
Balder FPU	
Brage	
Draugen	
Draupner E og S	Inkluderer Draupner S og Draupner E
Edvard Grieg	
Ekofisk B	
Ekofisk C	
Ekofisk J	
Ekofisk K	
Ekofisk M	
Ekofisk X	
Ekofisk Z	
Eldfisk A	
Eldfisk B	
Eldfisk E	
Eldfisk S	
Embla	
Gina Krog	
Gjøa	
Goliat	
Grane	
Gudrun	
Gullfaks A	
Gullfaks B	
Gullfaks C	
Gyda	
Heidrun	
Heimdal	
Ivar Aasen	
Johan Castberg	
Johan Sverdrup_P1	
Johan Sverdrup_RP_DP	Johan Sverdrup RP og Johan Sverdrup DP
Jotun A	Inkluderer Jotun A og Jotun B
Knarr	
Kristin	
Kvitebjørn	
Martin Linge	
Njord A	
Norne	

Innretning inkludert i studien	Kommentar
Oseberg C	
Oseberg F	Inkluderer Oseberg A, Oseberg B og Oseberg D
Oseberg SØR	
Oseberg Øst	
Ringhorne	
Skarv	
Sleipner A	
Sleipner B	
Sleipner T	
Snorre A	
Snorre B	
Statfjord A	
Statfjord B	
Statfjord C	
Tor	
Troll A	
Troll B	
Troll C	
Ula	Inkluderer Ula DP og Ula PP
Valemon	
Valhall	Inkluderer Valhall PH, Valhall IP, Valhall WP og Valhall DP
Varg	
Veslefrikk	Inkluderer Veslefrikk A og Veslefrikk B
Visund	
Volve	
Åsgard A	
Åsgard B	
Heidrun FSO	FSO- Informasjon er hentet fra VOC Industrisamarbeidet årsrapport
Navion Saga (Volve) SFO	FSO- Informasjon er hentet fra VOC Industrisamarbeidet årsrapport
Njord B SFO	FSO- Informasjon er hentet fra VOC Industrisamarbeidet årsrapport
Åsgard C SFO	FSO- Informasjon er hentet fra VOC Industrisamarbeidet årsrapport

Vedlegg 2 - Spørreskjema, sekundær gjennomgang

INFORMASJON OM INNRETNING OG KONTAKT PERSON
Operatør selskap
Felt
Innretning
Navn på kontakt person
e-postadresse til kontakt person
Telefon til kontakt person

Spørsmål:

1. FAKKEL og VENTSYSTEMER
1.1. HP- fakkell
a. Er fakkell lukket eller tent?
b. Hvilken spylegass benyttes?
c. List eventuelle kontinuerlige bidragsyttere/kilder av HC-gass til HP-fakkell
1.2. LP- fakkell
a. Er fakkell lukket eller tent?
b. Hvilken spylegass benyttes?
c. List eventuelle kontinuerlige bidragsyttere/kilder av HC-gass til HP-fakkell
d. Forekommer det at fakkellen er åpen og ikke tent over lengre tidsperioder? Kommenter
1.3. Atmosfærisk vent
a. Har anlegget en felles atmosfærisk vent?
b. Hvilken spylegass benyttes?
c. List de viktigste bidragsytende kilder til fellesventen.
d. Blir utslippsmengde og sammensetning målt?
e. Dersom ikke, kan måling implementeres? Kommenter
1.4. Andre utslippspunkter av HC-gass
a. Angi alle utslippspunkter for direkteutslipp av metan og NMVOC
2. SPYLE- og TEPPEGASS
a. Hvilken gass benyttes? Brenngass eller inertgass?
b. Hvor rutes gassen etter bruk?

3. TEG REGENERERING
a. Benyttes det konvensjonelt anlegg, Coldfinger eller Drizo (eller et annet konsept)?
3.1. Avgassingstank
a. Hvor rutes avgassen fra avgassingstank?
b. Hva er driftstrykket i avgassingstanken? [barg]
c. Kan det tas prøve av TEG nedstrøms av avgassingstank for analyse av metan og NMVOC-innhold? Kommenter
d. Hvis utslipp angi mengde av CH ₄ og nmVOC utslipp [tonnes/år] og brukt kvantifiseringsmetode
3.2. TEG regenerator/koker
a. Benyttes naturgass som strippegass i regenereringsprosessen?
b. Hva er strippegassraten? [Sm ³ /h]
c. Hvor rutes brukt strippegass og avgassen fra TEG regenerator?
d. Måles avgassmengden? Hvis ja: Hva er raten [Sm ³ /h]?
e. Kan avgassmengden måles?
f. Kjennes sammensetningen av avgassen fra TEG regenerator? Hvis ja: Gi sammensetning
g. Kan utslippene beregnes ved hjelp av simuleringer? Hvis ja: Hvilken simuleringsprogram?
h. Hvis utslipp angi mengde av CH ₄ og nmVOC utslipp [tonnes/år] og brukt kvantifiseringsmetode
4. MEG REGENERERING (kun dersom MEG regenereres på anlegget)
a. Beskriv/skisser anlegget med angivelse av avgassings- / utslippspunkter.
b. Hvilke avgasspunkter finnes? Beskriv
c. Hvor rutes avgassene?
d. Kan avgassmengde måles og analyseres eller simuleres (ved direkteutslipp)?
e. Hvis utslipp angi mengde av CH ₄ og nmVOC utslipp [tonnes/år] og brukt kvantifiseringsmetode
5. PRODUSERTVANN BEHANDLING
a. Beskriv/skisser anlegget med angivelse av avgassings- / utslippspunkter.
b. Hvor rutes avgass fra avgassingstank?
c. Hvor rutes avgass fra eventuelt flotasjonsanlegg?
d. Hvor rutes avgass fra utslippscaisson for produsertvann?
e. Hvor rutes avgass fra andre kilder?
f. Hva er driftstrykk i avgassingstank og evt. flotasjonsanlegg? [barg]
g. Benyttes naturgass som flotasjongass og hvor mye?
h. Måles flotasjongassmengden? Hvis ja: Hva er raten [Sm ³ /h]?

6. KOMPRESSOR FOR NATURGASS
a. Angi samtlige gasskompressorer på innretningen og angi service
b. Angi trykknivåer og kompressortype for hver kompressor
c. Angi valgt tetningssystem for hver kompressor
7. KOMPRESSORER SOM BRUKER TETNINGSLJE
a. Gi en kort beskrivelse av tetningssystemet med angivelse av pottar og tanker der avgassing av brukt tetningssolje skjer
b. Hva er trykknivå i disse pottene og olje tankene? [barg]
c. Angi hvor avgassen fra de enkelte tankene rutes
d. Angi hvor avgassen fra de enkelte pottene rutes
e. Ved kald vent (fellesvent eller lokal vent): kan utslippsratene måles? Kan sammensetning måles?
f. Hvordan kan utslipp kvantifiseres hvis utslipp ikke kan måles? Operatøren gir estimat på utslippsmengde [tonnes/år] og brukt kvantifiseringsmetode.
8. KOMPRESSORER SOM BRUKER TØRRE KOMPRESSORTETNINGER
a. Hvilken barrieregass benyttes ved de forskjellige barrierer? (HC, Nitrogen?)
b. Hvor rutes primærbarrieregassen etter bruk?
c. Hvor rutes sekundærbarrieregassen etter bruk?
d. Ved kald vent: går avgass utslippene til felles vent utslipp og kan utslippsratene og sammensetning måles eller beregnes? Hvordan beregnes de?
e. Angi tetningsskassrate inn på tetning for alle kompressorer som brukar HC-gass som primær barrieregass.
9. STEMPELKOMPRESSORER/ANDRE KOMPRESSOR TYPER
a. Er det stempelkompressorer eller andre kompressortyper enn sentrifugalkompressorer på innretningen? Angi kompressortype
b. I så fall, hvordan håndteres lekkasjer gjennom tetning og hvor rutes lekkasjegassen?
c. Kan utslippsmengde måles eller beregnes?
d. Hvis utslipp kan beregnes: Beskriv utslippberegningssmetode og angi mengde utslipp

10. STRIPPEGASS FOR SJØVANN TIL VANNINJEKSJON
a. Benyttes HC-gass til oksygenfjerning (stripping) av sjøvann for vanninjeksjon?
b. I så fall: Hvor rutes avgassen?
c. I så fall: Hvordan styres strømningsraten?
d. I så fall: Hva er strømningsraten? [Sm ³ /h]
11. RINGROM I PRODUKSJONSSTIGERØR
a. Trykkavlastes ringrommet kontinuerlig eller batchvis?
b. Hvor rutes avblødd/trykkavlastet gass?
c. Måles mengden eller kan den kvantifiseres på annen måte? Forklare
12. RINGROM I FLEKSIBLE STIGERØR (kun for innretninger som har slike)
a. Trykkavlastes ringrommet kontinuerlig eller batchvis?
b. Hvor rutes avblødd/trykkavlastet gass?
c. Måles mengden eller kan den kvantifiseres på annen måte? Forklare
13. BOREOPERASJONER
a. Foregår det boring fra innretningen?
b. Planlegges det boring fra innretningen ila. de nærmeste år?
c. Hva er gjennomsnittlig utslipp av CH ₄ og nmVOC [tonnes/well]?
14. TURRET PÅ FPSO'er
a. Trykkavlastes gassen kontinuerlig eller batchvis?
b. Hvor rutes avblødd/trykkavlastet gass?
c. Måles mengden eller kan den kvantifiseres på annen måte? Forklare