

Årsrapport Åsgardfeltet 2023

2024-021279

Innhold

1	Feltets status	3
1.1	Innretninger, brønner, havbunnsanlegg og grenseflater mot andre felt og landanlegg	3
1.2	Aktiviteter i rapporteringsåret	4
1.3	Endringer knyttet til installasjonene i forhold til forrige årsrapport	4
1.4	Forventede større endringer kommende år	4
1.5	Opphold i produksjon i rapporteringsåret.....	5
1.6	Forbedringer og endringer av betydning for miljøet.....	5
1.7	Oversikt over gjeldende tillatelser etter forurensningsloven	5
2	Boring	6
2.1	Boreaktiviteter	6
2.2	Pluggeoperasjoner.....	7
3	Olje og oljeholdig vann	7
3.1	Oljeholdig vann	7
3.1.1	Risikovurdering	7
3.1.2	Utslippsmengder	8
3.1.3	Utslippsstrømmer, rensetrinn og analysemetoder	9
3.1.4	Utslipp fra feilsøking/vedlikehold på TEG-anlegg	10
3.1.5	Interne målsetninger for innhold av olje i vann	11
3.1.6	Verifikasjoner og ringtester	12
3.2	Komponenter i produsert vann.....	12
3.3	Olje på kaks, sand eller faste partikler	13
4	Bruk og utslipp av kjemikalier	14
4.1	Substitusjon	14
4.2	Felttesting av kjemikalier.....	15
5	Evaluering av kjemikalier	16
6	Forurensning i kjemikalier	18
7	Energi og utslipp til luft	18
7.1	Utslipp til luft.....	18
7.1.1	Forbrenning.....	18
7.1.2	Utslipp til luft av komponenter det er fastsatt grenseverdier for i tillatelsen	20
7.2	Brønntest	22
7.3	Produksjon og utnyttelse av mekanisk/elektrisk energi	22
7.4	Energi og utslippsreducerende tiltak.....	23
8	Utsiktede utslipp og øvrige avvik	24
8.1	Utsiktede utslipp og øvrige avvik.....	24
8.2	Utsiktede utslipp til luft.....	28
8.3	Avvik som ikke er definert som utsiktede utslipp.....	29
8.4	Beredskapsøvelser med tema akutt forurensning	30
9	Avfall	31

1 Feltets status

1.1 Innretninger, brønner, havbunnsanlegg og grenseflater mot andre felt og landanlegg

Rapporten er utarbeidet i henhold til Miljødirektoratets retningslinjer for årsrapportering for petroleumsvirksomheten. I tillegg er det tatt utgangspunkt i Offshore Norges «Anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering». Rapporten dekker utslipp til sjø og til luft, samt håndtering av avfall fra Åsgard med tilknyttede satellittfelt i 2023. Henvendelser vedr. årsrapporten merkes med referanse 2024-021279 og sendes til Equinors myndighetskontakt for Drift Nord: hnom@equinor.com.

Åsgard er et olje- kondensat- og gassproduserende felt lokalisert på Haltenbanken om lag 200 km fra kysten av Trøndelag. Havdybden i området varierer mellom 210 – 310 meter. Feltet ble påvist i 1981, PUD ble godkjent i 1996 og produksjonen startet opp i 1999.

Faste innretninger	Åsgard A - produksjons- og lagerskip for olje (FPSO) Åsgard B - gassplattform Åsgard C - lagerskip
Flytende innretninger på feltet i rapporteringsåret	Transocean Encourage AKOFS Seafarer Island Wellserver Seven Viking (IMR) North Sea Giant (IMR)
Hovedfelt og tilknyttede felt	Smørbukk, Smørbukk Sør, Midgard, Blåbjørn, Smørbukk Nord Mikkel, Morvin, Trestakk, Halten øst (Gamma/Harepus)
Grenseflater mot andre felt	Åsgard A og B prosesserer brønnstrømmene fra hovedfelt og tilknyttede felt. Åsgard leverer løftegass til Tyrihans (Equinor) og gass til trykkstøtte til Maria (Wintershall). Produksjon av olje og kondensat som prosesseres over Kristin plattform lagres på Åsgard C. Topside installasjoner i nærheten av Åsgard er Kristin og Heidrun.
Transport av produkter	Olje og kondensat lagres på Åsgard A og Åsgard C, og pumpes over i tankskip for levering til raffinerier på land. Gass sendes gjennom rørledningen Åsgard Transport til gassbehandlingsanleggene på Kårstø
Kort oppsummering av milepæler	1999: Oppstart produksjon Åsgard A 2000: Oppstart produksjon Åsgard B 2003: Produksjonsstart Mikkelfeltet 2005: Produksjon fra Kristinfeltet til Åsgard C 2009: Produksjonsstart Yttergryta (nedstengt i 2013) 2010: Produksjonsstart Morvinfeltet 2015: Oppstart Åsgard subsea kompresjon 2019: Produksjonsstart Trestakk 2023: Oppstart Blåbjørn. Lavtrykksproduksjon Åsgard A

1.2 Aktiviteter i rapporteringsåret

Produksjon	Det har vært normal drift på Åsgardfeltet i rapporteringsåret.
Boring og Brønn	Boreriggen Transocean Encourage var på feltet i tre perioder. Jan – mars, juni – september og november – desember. Det ble ferdigstilt to produsenter og en grunn gass pilot (Halten Øst Gamma/Harepus), samt at det ble utført permanent plugging av fem Smørbukkbrønner.
Andre aktiviteter	Intervensjonsfartøyene Island Wellserver og AKOFS Seafarer har i 2023 operert på flere brønner på Åsgard. Island Wellserver var på feltet i juni og juli, og Akofs Seafarer var på feltet i april, mai, juni, juli og oktober. Det er utført kveilerørsoperasjoner, flere forberedende brønnpluggingoperasjoner, produksjonslogging, perforeringsjobber m.m. IMR fartøyene North Sea Giant og Seven Viking har utført serviceoppdrag på feltet i rapporteringsåret.

1.3 Endringer knyttet til installasjonene i forhold til forrige årsrapport

Lavtrykksproduksjon på Åsgard A startet opp i april. En kompressorturbin som tidligere ble brukt til gassinjeksjon er ombygd og brukes nå som booster kompressor. Lavtrykksproduksjon bidrar med økt produksjon fra eksisterende brønner, men medfører også høyere utslipp til luft. Produksjon fra Blåbjørnfeltet startet opp i september. Brønnen er boret som et sidesteg fra en eksisterende havbunnsramme og feltet ble inkludert i Åsgard enhet i november 2022. Den første av to nye subsea kompressorer ble installert og startet opp i august 2023 i Åsgard subsea kompresjons (ÅSC) tog #2. De nye subsea kompressorene vil ta trykket ytterligere ned på brønnene på Midgard og Mikkel. De nye subsea kompressorene vil ikke kreve mer kraft eller endre på utslipp til luft eller sjø.

1.4 Forventede større endringer kommende år

Åsgard A:

Det pågår studier mot Åsgard A for å ta innløpstrykkene ytterligere ned på eksisterende brønner etter oppstart av LWP (lavtrykksproduksjon)(disse studiene omtales som ULWP = ultralavtrykk). Disse kan tidligst realiseres etter revisjonsstansen i 2028. Det kreves ombygginger i anlegget for å få realisert disse prosjektene.

Åsgard B:

Åsgard B lavtrykksprosjektet (LPP3) startes opp i 2026. Prosjektet er utsatt i tid for å gi prioritet på ÅSGB til Smørbukk Nord og Halten Øst prosjektene. LPP3 Prosjektet bygger om gassinjeksjonsmaskinen til en lavtrykks kompressor som vil levere gass både for injeksjon /gassløft og eksport. Lavtrykksprosjektet bidrar med økt produksjon fra eksisterende brønner, og vil medføre noe økt utslipp til luft ved lavtrykks booster.

Det planlegges studier mot ÅSGB for å ta innløpstrykkene ytterligere ned på eksisterende brønner etter oppstart av LPP3 (disse studiene omtales som LPP4 eller ULP = ultralavtrykk og LPP5). Disse kan tidligst realiseres etter revisjonsstansen i 2028. Det kreves større ombygginger i anlegget for å få realisert disse prosjektene.

Delelektrifisering av ÅSGB studeres som ledd i å nå CO2 målene på nors sokkel. Det pågår studier for elektrifisering av ÅSGB i to faser. Første del er å elektrifisere en hovedkraft generator med land strøm fra 2030, og del to er elektrifisering av en gass eksport kompressor på et senere tidspunkt.

Det pågår boring av en brønn på Smørbukk Nord feltet. Brønnen bores fra en ny bunnramme som knyttes til en eksisterende bunnramme. Produksjonsstart er forventet i Q1/Q2 - 2024. Smørbukk Nord feltet ble inkludert i Åsgard enhet i november 2022.

Halten Øst er et 3.parts tie-in felt som består av totalt 8 ulike mindre gassfelt som får felles utbygging som fases inn til Åsgard B. Halten øst vil utnytte kapasitet i eksisterende subsea produksjonslinjer på Åsgard. Oppstart er forventet i 2024-2025 med 6 brønner, og de siste 4 brønnene kommer i en bore-fase II i 2029. Halten Øst vil bidra med økt gassproduksjon over Åsgard B, og en kan forvente at eksisterende gasseksportkompressorer vil få forlenget driftstid med Halten Øst enn med kun dagens produksjon. Dette kan bidra til økte utslipp til luft.

Berling (tidl. Iris Hades) er et 3. parts tie-in felt som fases inn til Åsgard B og vil utnytte ledig produksjonskapasitet toside på Åsgard B. Oppstart av produksjon er forventet i 2028. Som for Halten Øst kan det forventes at eksisterende gasseksportkompressor vil få forlenget driftstid, og det kan bidra til økte utslipp til luft.

For å forsere gjennomføringen av prosjektene som er nevnt over vurderes det å bruk av flotell i tilknytning til Åsgard B fra Q2/Q3 2025 og ca ett år fremover.

1.5 Opphold i produksjon i rapporteringsåret

På Åsgard A har det har ikke vært opphold i produksjonen utover kortere stans i forbindelse med planlagt vedlikehold. På Åsgard B har det vært stans i produksjonen ett døgn (28/9) i tillegg til kortere stans i forbindelse med planlagt vedlikehold.

1.6 Forbedringer og endringer av betydning for miljøet

Tabell 1.6.1 viser en oversikt over forbedringer og endringer av betydning for miljøet og eventuelle endringer i forhold til planer og tiltak for nullutslippsarbeidet. For forbedringsarbeid knyttet til EIF, kjemikaliesubstitusjon og utslipp til luft/energioptimalisering vises det til kap. 3, 4 og 7.

Tabell 1.6.1: Forbedringer og endringer av betydning for miljøet		
Område	Beskrivelse av forbedring	Miljøeffekt
Utsiktede utslipp og brudd på tillatelser	Økt fokus på og tettere oppfølging av utsiktede utslipp og brudd på tillatelser. Oppfølging i feltmøte.	Ønsket effekt er færre utslipp og brudd på tillatelser

1.7 Oversikt over gjeldende tillatelser etter forurensningsloven

Tabell 1.7.1 viser en oversikt over gjeldende tillatelser i rapporteringsåret.

Tabell 1.7.1: Oversikt over gjeldende tillatelser etter forurensningsloven			
Tillatelse	Dato	Tillatelsesnummer/ Endringsnummer	Årsak til endring
Tillatelse til boring, produksjon og drift på Åsgard	18.08.2023	2008.1115.T/10	Omklassifisering av kjemikalie til svart kategori. Se endringslogg for endringer gjort i løpet av rapporteringsåret.
Tillatelse til kvotepliktige utslipp av klimagasser for Åsgard v. 10	30.08.2022	2013.0359.T	Oppdatering av prosedyrer

Tillatelse til boring av pilothull 6407/6-U-7 Halten Øst	12.05.2023	2023.0423.T	Tillatelse til boring av grunn gass pilot Gamma/Harepus
---	------------	-------------	--

2 Boring

2.1 Boreaktiviteter

Tabell 2.1.1 gir en oversikt over boreaktiviteter på feltet i rapporteringsåret. Flyteriggen Transocean Encourage har vært på Åsgard i tre perioder i 2023.

To brønner ble boret og ferdigstilt på Åsgard/Smørbukk Sør i rapporteringsåret. Oljebasert borevæske ble benyttet i samtlige seksjoner i disse brønnene. I tillegg ble en grunn gass pilot (6407/6-U-7) boret og plagget på Åsgard/Halten Øst. Denne brønnen besto av 1 seksjon og ble boret uten stigerør slik at borevæsken gikk i retur til havbunnen. Den ble boret med sjøvann og viskøse væskepilller. Mengde utslipp av borekaks fra denne brønnen er større enn anslått utslipp i tillatelsen. Grunnen til dette er at det ble benyttet en større hulldimensjon (9 7/8") enn det som lå til grunn i søknaden (8 1/2") samt at det ble boret ~70m lenger. Miljødirektoratet burde vært informert om dette på tidspunktet for boring, dette ble beklageligvis ikke gjort.

I henhold til vilkår i tillatelsen til boring av pilothull 6407/6-U-7 Halten Øst Gamma/Harepus, ble det gjennomført visuell kartlegging av havbunnsfauna rundt borelokasjonen før boring av pilothullet, under survey-nr EQ23904. Survey ble pga ikke tilgjengelig survey-fartøy innenfor tidsrammen gjennomført med rigg-ROV før boring. Pga begrensning i rigg-ROVens rekkevidde ble det gjennomført 4 transecter a' 125 m ut fra borelokasjon. Dette ble vurdert som tilstrekkelig for å dekke det området som var forventet å bli påvirket av boreutslippet. Et større havbunns-survey ble gjennomført med fartøy i henhold til plan av alle de 5 templatene/borelokasjonene for produksjonsboring på Halten Øst, inkludert Gamma/Harepus, under survey-nr EQ23906 høsten 2023. Biolog fra DNV deltok på toktet, EQ23906, samt har analysert videomaterialet fra EQ23906 og EQ23904. Resultater fra toktet og analyser av funn er rapportert samlet av DNV på vegne av Equinor i uke 9 2024, via MDir's rapporteringsportal for visuelle havbunnsundersøkelser. Skriftlig rapport med oppsummering av funn kan hentes fra MDir's database. DNV oppsummerer funn relevant for lokasjonen for pilotbrønnen på Gamma/Harepus i rapporten Visual assessment of environmental resources at Halten Øst, Survey EQ23906, DNV Report no.: 2023-1060 slik: *The fauna at Gamma Harepus consisted mainly of softbottom sponges up to high distribution. Single Paragorgia on boulders were found four times during the survey. Single seapens were found on 12 occasions at survey EQ23906 and once from the EQ23904 survey data. Burrowing megafauna up to scattered distribution was registered.*

En brønn (6506/12-NC-1 H) ble påbegynt på slutten av rapporteringsåret. Resten av denne brønnen vil omtales i årsrapport for 2024.

Kaks og boreslam blir returnert til riggen via stigerør og separert over shaker. Resterende borevæske og all kaks benyttet i seksjoner med oljebasert slam blir sendt til land for deponering. Slam som ikke kan gjenbrukes fra seksjon boret med vannbasert slam, samt kaks fra disse seksjonene slippes til sjø. Gjenbruksandelen av borevæske var 44,5% for oljebasert og 53,2% for vannbasert.

Tabell 2.1.1: Boreaktiviteter		
Brønn	Type borevæske (oljebasert eller vannbasert)	Borekaks utslipp [tonn]
6506/12-P-4 BH	OIL	0

6506/12-P-3 BH	OIL	0
6407/6-U-7	WATER	60
6506/12-NC-1 H	WATER	1321

2.2 Pluggeoperasjoner

I 2023 ble det utført fem permanente pluggeoperasjoner på Åsgard fra Transocean Encourage. Det ble også utført forberedelsesaktivitet før plugging i flere brønner fra fartøyet AKOFS Seafarer og Island Wellserver.

I forbindelse med pre-P&A blir det kuttet/trukket produksjons- og foringsrør, som ofte medfører utsirkulering av gammel brønnvæske. Denne væsken sjekkes opp mot rammene i virksomhetstillatelsen, før det avgjøres om den må samles opp og sendes til deponering eller kan slippes til sjø. I 2023 ble det sirkulert ut flere volum som ble sluppet til sjø i henhold til feltets tillatelse (se tabell 2.2.1).

Tabell 2.2.1 Håndtering av gamle brønnvæsker på Åsgard feltet				
Fartøy	Brønn	Mengde utslipp (tonn)	Mengde injisert (tonn)	Mengde sendt til land (tonn)
Island Wellserver	6506/12-L-1 H	0,56*	-	-
AKOFS Seafarer	6506/11-G-3 H	0,74*	-	-

*Utsirkulert ferskvann og sjøvann er utelatt

3 Olje og oljeholdig vann

3.1 Oljeholdig vann

3.1.1 Risikovurdering

Status for nullutslippsarbeidet

Tabell 3.1.1 gir en oversikt over risikovurdering av produsert vann. For en samlet forståelse av miljøskadelige utslipp fra produsertvann som inkluderer både utslipp av dispergert olje, løste organiske komponenter og tungmetaller samt tilsatte kjemikalier, er det gjennomført beregning av Environmental Impact Factor (EIF) basert på 2023-data. Resultatene vises i tabell 3.1.1.

EIF-simuleringer blir gjennomført etter metode beskrevet i Offshore Norge 084 «Recommended Guideline for standard EIF calculations for Produced Water Discharges». Denne ble revidert i 2022 med bl.a. forbedrede input-verdier for nedbrytbarhet for naturlige løste organiske stoff, samt anbefalt bruk av ny høyoppløselig strømmmodell. Fra og med 2022-rapportering rapporteres EIF etter de oppdaterte retningslinjene. Sammenligninger med tidligere års simuleringer viste at EIF-simuleringene for 2022 fikk et signifikant økt EIF for enkelte felt som følge av større bidrag fra spesielt «lette» organiske naturlige komponenter (BTEX og C0-C3 Alkylfenoler). Simuleringene i 2022 vil derfor være det beste sammenligningsgrunnlaget for 2023 og frem til eventuelle nye metodeendringer inntreffer.

For Åsgard A er EIF for 2023 null, det er samme resultat som i 2022. Mengde produsert vann er redusert, og oljekonsentrasjonen er lavere enn i 2022. Naturlige forekommende stoffer utgjør 100 % av EIF-en til Åsgard A.

For Åsgard B er EIF 4, som er en økning fra 2 i 2022. Naturlige forekommende stoffer utgjør ca 85 % av EIF-en til Åsgard B, det relative bidraget til BTEX har økt noe og bidrar med 57 %, mot 50 % i 2022. Bidrag fra dispergert olje er på 1 %. De resterende bidragene kommer fra hydrathemmere og gasstørkekjemikalie.

Tabell 3.1.1: Risikovurderinger av produsert vann			
Installasjon	Stoff som gir største bidrag til risiko	EIF _{ti}	Tiltak implementert
Åsgard A	BTEX	0	-
Åsgard B	BTEX	4	-

3.1.2 Utslippsmengder

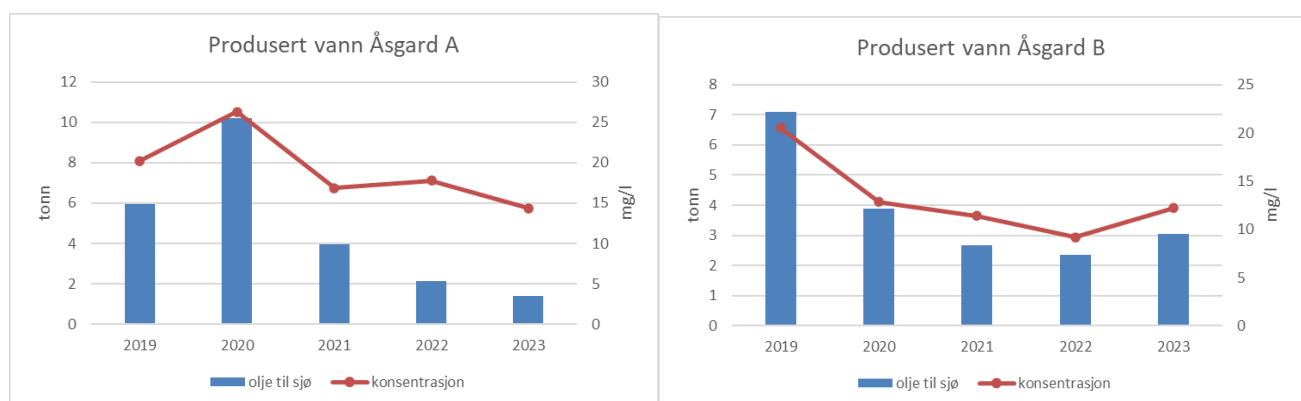
På Åsgard A er produsert vann volumet redusert med ca 20 % sammenliknet med 2022. Reduksjonen kommer av at to store vannprodusenter er stengt ned og at feltet er i haleproduksjon. Olje-konsentrasjonen i produsertvannet gikk ned fra 17,8 mg/l i 2022 til 14,4 mg/l og oljeutslippene gikk ned fra 2,1 til 1,4 tonn.

På Åsgard B er produsert vann volumet omtrent på samme nivå som i 2022. Den gjennomsnittlige oljekonsentrasjonen gikk opp fra 9,2 mg/l til 12,2 mg/l, og mengde olje til sjø økte fra 2,4 til 3,0 tonn.

For drenasjevann er det liten endring i vannvolumene, men oljeutslippene på Åsgard A ca 25 % lavere enn foregående år og på Åsgard B er de halvert. Åsgard B hadde utfordringer med sentrifugen i 2022 og det er årsaken til at det var høyere utslipp.

Jetting

På Åsgard A går jettevannet (som i utgangspunktet er rensert produsert vann) etter rensing til sjø i samme utløp som produsertvannet. Det tas vannprøve når utslippet pågår. Utslipp rapporteres som jetting i tabell 3.1.2 og vannvolumet fra jetting trekkes fra døgnvolumet for produsert vann for å unngå dobbelrapportering. På Åsgard B går det meste av jettevannet ut sammen med produsertvannet og oljemengden er inkludert i døgnprøven. Vann som brukes til utspyling av sandvaskepakken går til sjø i eget løp. Det tas vannprøve ved utspyling og utslipp rapporteres som jetting i tabell 3.1.2. Utslippene er lavere enn i 2022, og innenfor rammen i tillatelsen. Åsgard har unntak fra Aktivitetsforskriftens krav om maks 30 mg/l for jettevann og har i stedet en mengdebegrenset tillatelse.



Figur 3.1: Utvikling i oljekonsentrasjon og utslipp av olje fra produsert vann siste 5 år

Tabell 3.1.2 viser oljeholdig vann sluppet ut fra de faste installasjonene på Åsgardfeltet og den mobile riggen Transocean Encourage i rapporteringsåret.

Tabell 3.1.2: Oljeholdig vann fra faste installasjoner på Åsgardfeltet og riggen Transocean Encourage					
Vanntype	Totalt vannvolum [m3]	Midlere oljeinnhold [mg/l]	Olje til sjø [tonn]	Injisert vann [m3]	Vann til sjø [m3]
Produsert	345 710	12,80	4,43		345 710
Drenasje	17 593	11,67	0,21		17 593
Fortrengning					
Annet oljeholdig vann*	1 420	0,98	0,001		1 420
Jetting	1 265	60,95	0,077		1 265
Sum	365 988	12,87	4,71		365 988

*Annet oljeholdig vann er vaskevann fra rengjøring av TEG-anleggene på Åsg B (94,2 m3) og utilityvann som brukes til å løse opp salter som akkumuleres i MEG-regenereringsanlegget (1 325,8 m3) på Åsgard B.

3.1.3 Utslipsstrømmer, rensetrinn og analysemetoder

Tabell 3.1.3 viser en oversikt over utslipsstrømmer og rensetrinn for Installasjonene på feltet.

Det er rapportert import av 175 m3 vann fra Kristinfeltet til Åsgard C. Det er volum produsert vann som overstiger spesifikasjonen til maks produsertvann i oljen (0,5 %). Det er ingen separasjon av olje og vann på Åsgard C, hele volumet følger derfor lasten til mottaksanlegg på land.

Utslipsstrømmer og rensetrinn faste installasjoner

Det er ikke gjort endringer i renseprosessen på Åsgard A, B eller C i løpet av rapporteringsåret. På Åsgard A skilles produsert vann fra oljen i en 3-trinns separasjonsprosess med separatore, hydroykloner og avgassingstank. På Åsgard B renses produsert vann fra Smørbukk innløpsseparatorer på tilsvarende måte som på Åsgard A, mens rejekt fra hydroykloner og vannfasen fra 2. trinns separatore går via avgassingstank og sentrifuge til sjø. Drenasjevann fra begge installasjonene renses ved sentrifugering før det går til sjø. På Åsgard C går drenasjevannet via oppsamlingstank og lensevannseparator til sjø. På Åsgard B var det i 2022 og starten av 2023 noen utfordringer med sentrifugene både for den ene produsertvann strømmen, og for drenasjevann. I april ble den ene sentrifugen erstattet med en nyoverhelt sentrifuge og etter det har rensegraden vært god.

Utslipsstrømmer og rensetrinn mobile enheter

Transocean Encourage

Transocean Encourage har et innebygd slopenseanlegg fra Westfalia som renses oljeholdig drenasjevann fra «rene» områder (dvs utenfor boreområdene) på riggen. Systemet var opprinnelig konstruert med en 5 ppm målecelle, altså designet for å slippe ut vann med 5ppm oljeinnhold eller lavere. Pga utfordringer med anlegget ble målecellen byttet ut med en 15 ppm celle, dvs at vann som nå inneholder mindre enn 15 ppm olje slippes til sjø fra dette systemet. Endringene er omsøkt og godkjent av DNV GL slik at riggens «Clean Design Notification» er ivaretatt. I tillegg ledes drenasjevann fra motorrom til en IMO rense-enhet. Her skilles olje fra vann, og renses vann under 5 ppm slippes til sjø. IMO rense-enheten var ute av drift i en periode fra august 2020 og drenasjevann fra motorrom ble da samlet opp og sendt til land for deponering på avfallsanlegg. Den ble imidlertid byttet ut i år og satt i drift medio oktober 2023.

Analysemetode

På Åsgard A og Åsgard B benyttes GC for analyse av innhold av oljeholdig vann. Referansemetode er OSPAR 2005-15. Vannprøver fra Åsgard C sendes til Åsgard B for analyse. For dispergert olje er det usikkerhet knyttet til analysemetoden som dominerer i den totale usikkerheten. Usikkerheten til målt konsentrasjon av OIW vil være i overkant av 25 %. For å sikre best mulig presisjon på OIW målerne på Transocean Encourage tas det separate prøver på kvartalsvis basis som sendes til eksternt laboratorium for å analyseres iht. OSPARS referansemetode (2005-15 standard). Resultatene fra analysene sammenliknes med avleste målinger på OIW monitorene. Dette følges opp i CMMS (Digitalt vedlikeholdssystem) basert på anbefalinger og prosedyrer fra laboratorier.

Onlinemålere

Onlinemåler for utslippsstrømmen fra avgassingstanken på Åsgard B ble tatt i bruk til rapportering i 2022. På Åsgard A er det konkludert med at onlinemåler, som er en annen type enn på Åsgard B, ikke er egnet til bruk i rapportering pga at den ikke fungerer tilfredsstillende ved varierende vannkvalitet, samt at plasseringen ikke er optimal.

3.1.4 Utslipp fra feilsøking/vedlikehold på TEG-anlegg

I forbindelse med vedlikehold av TEG-anleggene er det drenert brukt TEG (lean) og vaskevann fra rengjøring av anleggene til sjø. Vaskevannet ble rutet til sjø og rensert via 56-systemet (drenasjevann). Volumet er rapportert som annet oljeholdig vann i tabell 3.1.2. Utslipp av TEG er inkludert i kjemikalieutslipp rapportert i kap.4 og 5. Både vaskevann og TEG ble analysert for kvikksølvinnhold før utslipp og mengden ble vurdert som miljømessig akseptabel. Kvikksølvkonsentrasjonen i TEG er < 10 ppb og for vaskevann ca 100 ppb. Total mengde kvikksølv som er sluppet ut er beregnet til < 10 g.

Tabell 3.1.3: Oversikt over utslippsstrømmer og rensetrinn			
Installasjon	Utslippsstrøm (TAG)	Opprinnelse	Rensetrinn
Åsgard A	Produsert vann avgassingstank	Produsertvann som tas ut fra 2. trinn separator	Separatorer – hydroykloner - avgassingstank
	Produsert vann sump (Ikke i regulær bruk i 2023. Vannet pumpes i stedet tilbake til 2. trinn separator og går til sjø via avgassingstank)	Produsertvann fra 3. trinn separator og rejekt fra hydroykloner	Separatorer – sloptank - sentrifuge
	Jettevann	Rensert produsert vann fra avgassingstank som brukes til å spyle separatorene	Sandvaskepakke – hydroykloner - avgassingstank
	Drenasjevann	Vann fra åpne systemer (haz og non-haz)	Oppsamlingstanker - sentrifuge
Åsgard B	Produsert vann avgassingstank	Produsert vann fra Smørbukk innløpsseparator	Separatorer – hydroykloner - avgassingstank
	Produsert vann sentrifuge	Rejekt fra hydroykloner og vann fra 2. trinn separator	Separator – sump - sentrifuge

	Jettevann	Renset produsert vann fra avgassingstank som brukes til å spyle separatorene	Sandvaskepakke
	Drenasjevann	Vann fra åpne systemer (haz og non-haz). Skytevann fra rensing (skyting) av syklonene.	Oppsamlingstanker - sentrifuge
	Utility vann	Ferskvann om brukes til utspyling av salt som akkumuleres i MEG regenereringsanlegget ved produksjon fra brønner med formasjonsvann	Utslipp via sjøvannscaison
Åsgard C	Drenasjevann	Vann fra rengjøring og evt lekkasjer fra vannførende systemer	Oppsamlingstank - lensevannseparator
Transocean Encourage	Sloprensing (drenasjevann)	Drenasjevann fra åpne systemer	Separator, sentrifuge
	IMO renseunit	Drenasjevann fra maskinrom	Separator, emulsjonsbryter

3.1.5 Interne målsetninger for innhold av olje i vann

Tabell 3.1.3 gir en oversikt over interne målsetninger og grad av måloppnåelse for oljeinnhold i utslippsvann.

Tabell 3.1.4: Oversikt over måloppnåelse for oljeinnhold i vann			
Innretning	Utslipsstrøm	Internt mål	Måloppnåelse/avviksforklaring
Åsgard A	Produsert vann avgassingstank	16 mg/l	God, årsresultat 14,4 mg/l. Fem måneder over internt mål
Åsgard A	Produsert vann sentrifuge	25 mg/l	Det har ikke vært regulære utslipp til sjø via dette utløpet i 2023. Det har vært gjennomført noen korte tester med en flotasjonsenhet som rensetrinn, men testene er nå avsluttet.
Åsgard A	Drenasjevann	12 mg/l	God. Årsresultat 7,1 mg/l. Ingen måneder over internt mål.
Åsgard B	Produsert vann avgassingstank	16 mg/l	God. Årsresultat 14,6 mg/l. Tre måneder over internt mål.
Åsgard B	Produsert vann sentrifuge	10 mg/l	God. Årsresultat 7,8 mg/l. Tre måneder over internt mål.
Åsgard B	Drenasjevann	12 mg/l	OK, litt over internt mål. Årsresultat 12,3 mg/l. Fire måneder over internt mål.
Åsgard C	Drenasjevann	15 mg/l	God. Årsresultat 0,3 mg/l. Stabilt lavt nivå.
Transocean Encourage	Drenasjevann	15 mg/l	Under eller på intern målsetning hele 2023. Stabilt nivå.
	IMO renseunit	5 mg/l	Under eller på intern målsetning. Enheten har vært ute av drift i en periode fra august 2020 og avfallsvann har da blitt samlet opp og deponert. Den ble byttet ut i år og satt i drift medio oktober 2023.

3.1.6 Verifikasjoner og ringtester

Åsgard A hadde revisjon av prøvetaking og analyse av olje i oljeholdig vann i oktober 2023. Revisjonen ble utført digitalt. Hovedinntrykket fra revisjonen var at analyse og prøvetaking utføres tilfredsstillende på Åsgard A. Resultatene mellom Åsgard A og CP-laboratoriet samsvarte innenfor måleusikkerheten til metoden. Det ble ikke gitt avvik i revisjonen, men det ble gitt er anbefalinger.

Åsgard B hadde revisjon av prøvetaking og analyse av olje i oljeholdig vann i august 2023. Revisjonen ble utført digitalt. Hovedinntrykket fra revisjonen var at analyse og prøvetaking utføres tilfredsstillende på Åsgard B. Resultatene mellom Åsgard B og CP-laboratoriet samsvarte innenfor måleusikkerheten til metoden. Det ble ikke gitt avvik eller anbefalinger i revisjonen.

Det er gjennomført en tredjeparts revisjon av Equinors olje i vann audit av 27 installasjoner (inkl Åsgard A og B) i desember 2023. Revisjonen ble utført hos Nemko Norlab. Hovedinntrykket etter revisjonen er positiv. Oppsett og innhold i Equinors auditrapporter er oversiktlig og inneholder de viktigste kontrollpunktene for å sikre kvaliteten på analysene. Gjennomgangen og resultatene ved de forskjellige installasjonene er god. Revisor har funnet 1 avvik og foreslått 7 tiltak. Avviket gjelder Åsgard A: «Blind ikke godkjent 16.02, og ingen ny igjen før 28.02, ikke lagt inn avvik på dette i auditrapport». Avviket følges opp av Laboratoriestøttefunksjonen i Equinor. Tiltakene er enten generelle eller anbefalt for andre installasjoner enn Åsgard A og B.

Åsgard A og Åsgard B deltok i ringtest for olje i vann i 2023 med tilfredsstillende resultat for alle deltakerne.

3.2 Komponenter i produsert vann

Prøver for analyse med hensyn på aromater, fenoler, organiske syrer og metaller ble tatt ut to ganger fra hvert prøvepunkt som var i regulær drift i 2023 i henhold til Offshore Norge sine anbefalinger i retningslinje 044 og 085.. Prøvene er tatt under normale driftsbetingelser og resultatene anses derfor å være representative for de faktiske utslippene. Gjennomsnittlig konsentrasjon er brukt for beregning av årlig utslipp, og der konsentrasjonen ligger under deteksjonsnivå benyttes halve konsentrasjonen av deteksjonsgrensen.

For utslippskomponenter som slippes til sjø via vannstrømmer er det normalt usikkerhet knyttet til analysemetoden som dominerer den totale usikkerheten i rapporterte data. Usikkerhet knyttet til prøvetaking og vannmengdemåling, gitt at prosedyre og bransjestandarder følges, er vurdert å være liten/neglisjerbar sammenliknet med analyseusikkerhet.

Åsgard A: Vannproduksjonen var 20 % lavere i 2023 sammenliknet med 2022. Utslippene av BTEX, fenoler og PAH-forbindelser er i samme størrelsesorden eller litt lavere enn foregående år. Utslippene av organiske syrer og tungmetaller er redusert med henholdsvis 60 og 84 %. For organiske syrer er det eddiksyre som bidrar mest til reduksjonen, mens det for tungmetallene er av jern som bidrar mest. For kvikksølv er det en liten økning i konsentrasjon og utslipp, men som kommentert i tidligere rapporter er kvikksølv i vannfase i partikkelform, og resultatet kan påvirkes av hvor mange partikler som «rives» med under prøvetakingen.

Åsgard B: Vannproduksjonen var på samme nivå i 2023 som i 2022. Utslippene av komponentgruppene, med unntak av organiske syrer er omtrent i samme størrelsesorden eller litt høyere enn foregående år. For organiske syrer er det en reduksjon på 40 % og i likhet med Åsgard A eddiksyre som bidrar mest. For kvikksølv er det en økning i konsentrasjon og utslipp, se kommentar til utslippene på Åsgard A.



Fig 3.2.: Konsentrasjon og utslipp av kvikksølv fra produsert vann siste fem år

Kvikksølv

Før utslipp av glykoler og vaskevann som kan være kvikksølvkontaminert tas det prøve som analyseres for kvikksølvinnhold. Prøvene som er tatt av glykol (lean TEG) viser svært lave konsentrasjoner av kvikksølv. Se også kap 3.1.4

3.3 Olje på kaks, sand eller faste partikler

Oljevedheng på sand

Det er tatt hhv åtte og fire sandprøver på Åsgard A og B. Det rapporteres oljevedheng som gram olje per kg sand. To av prøvene på Åsgard A har høyere oljevedheng enn 1 %. Prøvene er tatt under normal drift, og er derfor et brudd på Aktivitetsforskriftens § 68, se kap 8.3. For å unngå gjentakelse har Åsgard A innført en prøveordning der sanden holdes i sandvaskepakken til analysen er klar. Hvis analysen viser oljevedheng over 1 % sendes sanden til land. Så langt har alle prøvene som er tatt etter ny rutine ble innført hatt < 1 % oljevedheng og sanden har derfor gått til sjø.

Det var ikke overskridelser på Åsgard B. På Åsgard B er det ikke teknisk mulig å holde igjen sanden til analysen er klar. Tabell 3.3.1 viser oljevedheng (g/kg) på sandprøver analysert på eksternt laboratorium.

Det har ikke vært utslipp av kaks med basevæske i organisk borevæske (oljebasert eller syntetisk) i rapporteringsåret. Kaks slippes kun ut i forbindelse med vannbasert boring. All annen generert kaks er samlet opp og sendt til land for deponering ved avfallsanlegg.

Tabell 3.3.1a: Olje på kaks eller faste partikler			
Aktivitet	Brønn	Olje på kaks eller sand (g/kg)	Olje til sjø [kg]
Boreaktivitet	6506/12-P-4 BH	-	-
Boreaktivitet	6506/12-P-3 BH	-	-
Boreaktivitet	6407/6-U-7	-	-
Boreaktivitet	6506/12-NC-1 H	-	-
Jetteoperasjoner		9,10	-

Olje til sjø (kg) fra jetteoperasjoner er rapportert i tabell 3.1.2.

4 Bruk og utslipp av kjemikalier

Tabeller i FOOTPRINT gir oversikt over forbruk og utslipp av rapporteringspliktige kjemikalier på produktnivå.

Det har vært forbruk over 3000 kg av hydraulikkoljer i lukkede system på Åsgard A og Transocean Encourage.

For de faste installasjonene er det en reduksjon i det totale forbruket og utslippet av kjemikalier sammenliknet med 2022. Den største reduksjonen er bruk og utslipp av hydrathemmere.

For de mobile enhetene varierer kjemikalieforbruket med aktivitetsnivået, og er derfor høyere i 2023 sammenliknet med 2022.

Usikkerhet i kjemikaliemengder

Usikkerhet i rapporterte kjemikaliemengder som overføres mellom base og båt, båt og offshoreinstallasjoner, samt usikkerhet på faste lagertanker utgjør normalt inntil $\pm 3\%$.

4.1 Substitusjon

Tabell 4.1.1. viser en oversikt over status for kjemikalier som i henhold til Aktivitetsforskriftens § 65 skal prioriteres for substitusjon. Farlige kjemikalier fases ut i takt med strengere krav, ny kunnskap og ny teknologi. Isoleroilje, brannskum og gjengefett er eksempler på det. Andre kjemikalier har vist seg vanskelige å fase ut til tross for årtier med substitusjonsfokus. For syntetiske polymerer og andre komplekse kjemiske strukturer brukt i både boring og produksjon, har det så langt ikke vist seg mulig å erstatte med bionedbrytbare kjemikalier. Derfor preges flere produktgrupper av substitusjonskandidater i miljøklasse rød eller gul-kategori 2. Avdeling for kjemikaliestyling er involvert i vurdering av nye kjemikalier der man også stopper forslag med uheldig miljøprofil. Eksempler på dette er fiber i sement, mikroplast i flytforbedrer, giftige hydrathemmere og PFAS i brønn. Flokkulanter er syntetiske polymerer i rød miljøklasse. Selv om de renser noe olje ut av produsertvannet, må gevinst måles opp mot ulempe og i mange tilfeller er utslipp av olje bedre enn tilsvarende utslipp av flokkuleringspolymerer.. Årlig møtes operatør og leverandører for å se på muligheter for bytte til mer miljøvennlige kjemikalier. I tilfeller der det ikke finnes miljøvennlige løsninger og der krav til sikker produksjon krever bruk, vil det bli brukt kjemikalier på substitusjonslisten. Alle substitusjonskandidater vurderes jevnlig, men i mangel på konkret tidsfrist vil man i slike tilfeller føre opp utløpsdato for kjemikalikontrakter. For hydraulikk i lukka system er det en omstendelig og lite formålstjenlig prosess å bytte oljer og installasjonens levetid føres opp.

Tabell 4.1.1.: Oversikt over kjemikalier som i henhold til aktivitetsforskriften § 65 skal prioriteres for substitusjon			
Handelsnavn	Fargekategori	Sannsynlig tidsramme*	Vurdering / alternativer
Alpacon Altreat 400	Rød	2038	Avleiringshemmer i drikkevannsystemet. Det er per i dag ikke identifisert et mer miljøvennlig produkt med tilfredsstillende tekniske egenskaper.
Amerel 2000	Rød	2026	Skumdemper brukt i aminanlegget med svært små utslipp til sjø. Identifisering av alternativt kjemikalie starter i 2024
BaraFLC IE-513	Rød	2026	BDF-610 er et gult alternativ, men er ikke teknisk kvalifisert i de fleste tilfeller.
Biotreat Sodium Hypochlorite 13-15%	Rød	2027	Klor er nødvendig for å holde vannførende systemer fri for begroingsorganismer. Ingen reelle alternativer.
Castrol Transaqua HT2-N	Rød	2038	Benyttes for ventilstyring av bunnrammer. Erstatningsprodukt er ikke identifisert.
Duratone E	Gul underkategori 2	2026	Benyttes i oljebasert slam for å hindre tapt sirkulasjon. Erstatningsprodukt ikke identifisert.
GELTONE II	Rød	2026	Benyttes i OBM. Det er foreløpig ikke identifisert substitusjonsalternativ som oppfyller tekniske krav.

Glythermin P 44-00	Rød	2023	Produktet er erstattet av mer miljøvennlig kjemikalie
HOUGHTO-SAFE NL1	Rød	2038	Hydraulikkvæske som benyttes i lukket system. Substitusjonsalternativ er ikke identifisert.
HydraWay HVXA 46	Svart	2038	Hydraulikkolje i lukket system. Ingen planlagt substitusjon.
JET-LUBE® HPHT ₂ THREAD COMPOUND	Gul underkategori 2	2026	Gjengefett. Erstatningsprodukt med tilfredstillende tekniske egenskaper er ikke identifisert.
KI-302C	Svart	2027	Produktet har tilnærmevis ingen miljørisiko ved vanlig bruk eller utslipp, men klassifiseres som svart grunnet innholdet av bor. Prioriteres ikke for substitusjon siden erstatningsstoff vil være mindre miljøvennlig.
Klor	Rød	2034	Egenprodusert klor. Nødvendig kjemikalie for å hindre begroing, ingen planer for substitusjon.
Klüberbio LG 39-700 N	Gul underkategori 2	2034	Tatt i bruk i Q4 2019 og har erstattet et svart produkt. På grunn av klassifisering står den på substitusjonslisten, men dette er det mest miljøvennlig produktet for denne kjemikaliekategorien som er på markedet. Selve grease-fraksjonen er basert på en planteolje og kunne vært klassifisert som Y-101, men leverandør står på Y-102.
MB-549	Rød	2027	Klor som brukes i drikkevannsystemer. Erstatningsprodukt ikke tilgjengelig.
OCEANIC HW 443 ND	Gul underkategori 2	2038	Subsea hydraulikkvæske. Det er ikke identifisert substitusjonsprodukter med bedre miljøklassifisering.
Plantogear 100 HVI	Svart	2034	Plantogear 100 HVI er substitusjonsproduktet for 8 thrustere og ble byttet til i 2021. Den basert på en mettet syntetisk ester med høy aldringsstabilitet, god bæreevne og slitasjebeskyttelse. Baseoljen er bionedbrytbar og molekylvekten er såpass høy at den ikke kan akkumulere i miljøet. Det er additive på 3% som gjør at oljen ikke er 100 % gul i miljøkategori, da de har ukjent innhold og ingen økotox-verdier. Er det mest miljøvennlige alternativet som er tilgjengelig.
RE-HEALING ₂ RF1, 1% Foam	Rød	2025	Brannskum. Det finnes i dag ikke et mer miljøvennlige alternativ som tilfredsstiller tekniske og sikkerhetsmessige krav.
RE-HEALING ₂ RF3, 3% Low Viscosity Freeze Protected Foam Concentrate	Rød	2025	Brannskum. Det finnes i dag ikke et mer miljøvennlige alternativ som tilfredsstiller tekniske og sikkerhetsmessige krav.
SCAVTREAT 1221	Gul underkategori 2	2027	Brukes som H2S-fjerner i aminerlegget. Lav giftighet. Erstatningsprodukt ikke identifisert.
SI-4470	Gul underkategori 2	2027	Benyttes ved produksjon av ferskvann. Mer miljøvennlig produkt med gode nok egenskaper er ikke identifisert.
SI-4610	Gul underkategori 2	2027	Scaleinhibitor som brukes ca en gang per uke for å redusere scale som følge av MEG regenerering. Mer miljøvennlig erstatningsprodukt er ikke identifisert.
Shell Tellus S2 VX 46	Svart	2038	Hydraulikkolje i lukket system. Ingen planlagt substitusjon.

* For kjemikalier som ikke har reelle erstatninger, er tidsrammen satt til kontraktens utløp for bore- og driftskjemikalier og til installasjonens levetid for hydraulikkoljer i lukka system. I de tilfellene kjemikalier brukes på flere installasjoner som er omfattet av tillatelsen, og tidsrammen som er brukt er installasjonens levetid, er det året til installasjonen med lengst levetid benyttet. I footprint er sluttår per installasjon tilgjengelig.

4.2 Felttesting av kjemikalier

Det er ikke gjennomført felttest av kjemikalier i 2023. Planlagt test av CFU-enhet som ble nevnt i årsrapport for 2022 ble gjennomført uten bruk av kjemikalier. Videre testing av CFU-enheten er foreløpig satt på hold.

5 Evaluering av kjemikalier

Åsgardfeltets totale kjemikalieforbruk og utslipp på stoffnivå er gitt i tabell 5.1.1 til 5.1.3. Stoffmengder fra eventuelle overskridelser av tillatelser er inkludert i tabellene, mens stoffmengder fra utilsiktede utslipp rapporteres i kap. 8 i FOOTPRINT. Forbruk og utslipp av kjemikalier utenom borekjemikalier, sammenliknes med tidligere år og rammer tillatelsen for hver fargekategori. For borekjemikalier er rammene basert på året med høyest aktivitet, og vil for alle andre år se høye ut sammenliknet med de rapporterte mengdene.

Usikkerhet i stoffmengder

Mengdeusikkerheten for komponentdata i HOCNF vurderes å være inntil 10 %. Årsaken til den høye usikkerheten er at komponentinnholdet oppgis i intervaller, og rapporterte mengder beregnes ut fra intervallenes gjennomsnitt. Usikkerhet fra mengdemålere eller volum fra leverandører er ubetydelige sammenliknet med feilmarginene i HOCNF.

Tabell 5.1.1: Sum 'ÅSGARD' felt - Bruk og utslipp av stoff i svart kategori						
Handelsnavn	Bruks- område	Funksjons- gruppe	Bruk som krever tillatelse iht §66 (kg)	Bruk lovlig iht §66 (kg)	Utslipp som krever tillatelse iht §66 (kg)	Utslipp lovlig iht §66 (kg)
KI-302C	F	2	5,17	0	1,67	0
Shell Tellus S2 VX 46	F	10	0	695,39	0	0
Plantogear 100 HVI	F	24	4,73	0	4,73	0
HydraWay HVXA 46	F	37	0	3 749,95	0	0
Totalt svart kategori			9,91	4 445,34	6,40	0

Sammenlikning med forrige år og rammer for svart stoff i tillatelsen

Forbruk og utslipp av Plantogear 100 HVI er litt lavere enn i 2022, men anses som naturlig variasjon som følge av tidspunkt for etterfylling. KI-302 er omklassifisert til svart og rapporteres for første gang i denne kategorien. Det er rapportert forbruk av kjemikalier i lukkede systemer over 3000 kg på Åsgard A og Transocean Encourage. Forbruk og utslipp av svart stoff er innenfor rammene i tillatelsen.

Tabell 5.1.2: Sum 'ÅSGARD' felt - Bruk og utslipp av stoff i rød kategori					
Bruksområde	Funksjons- gruppe	Bruk som krever tillatelse iht §66 (kg)	Bruk lovlig iht §66 (kg)	Utslipp som krever tillatelse iht §66 (kg)	Utslipp lovlig iht §66 (kg)
A	17	4 441	0	0	0
A	18	24 832	0	0	0
E	4	454	0	0	0
F	1	3 587	0	1 836	0
F	3	527	0	527	0
F	9	251	0	251	0
F	10	153	10 838	152	0
F	28	0	492	0	228
F	37	0	2 576	0	0
F	40	45 553	0	13 288	0
Totalt rød kategori		79 799	13 907	16 053	228

Sammenlikning med tidligere år og rammer i tillatelsen

Samlet forbruk av rødt stoff er høyere enn i 2022, og kommer av høyere boreaktivitet (f.g. 17 og 18) og forbruk av kjemikalier i lukkede systemer. Utslipp av røde stoffer er på samme nivå som i 2022. Det er i ingen overskridelse av rammene i virksomhetstillatelsen, unntatt for funksjonsgruppe 9 som gjelder kjemikallet Glythermin P44-00 som brukes på Åsgard subsea compression. Dette kjemikallet er substituert med et mer miljøvennlig kjemikalie som ble tatt i bruk fra september 2023. Det står imidlertid et restvolum igjen i tilførselslinjene som det ikke er teknisk mulig å drenere ut. Restvolumet vil derfor gå til utslipp etter hvert som det etterfylles med det nye kjemikallet. Utslippet vil skje over lang tid, men hele volumet rapporteres som utslipp i 2023. Miljødirektoratet har blitt informert om substitusjonsarbeidet og er kjent med at det rapporteres en overskridelse av rammen.

Produksjon og utslipp av hypokloritt (f.g. 40) er lavere enn 2022 pga klorinatoren har vært ute av drift siden starten av november.

Rammer som er urimelig høye sammenliknet med dagens forbruk og utslipp er justert i søknad om revidert virksomhetstillatelse som er under behandling.

Halten Øst: Transocean Encourage var på feltet i 3 døgn, og det er ikke rapportert forbruk av røde kjemikalier.

Tabell 5.1.3a: Sum 'ÅSGARD' felt - Bruk og utslipp av stoff i gul og grønn kategori				
Underkategori	Bruk som krever tillatelse iht §66 (kg)	Bruk lovlig iht §66 (kg)	Utslipp som krever tillatelse iht §66 (kg)	Utslipp lovlig iht §66 (kg)
Uten kategori (NEMS 100 og 104)	1 248 301	2 819	186 761	1 395
Underkategori 1 (NEMS 1)	280 706	91	233 486	43
Underkategori 2 (NEMS 2)	27 379	0	1 518	0
Underkategori 3 (NEMS 3)	0	0	0	0
Totalt gul kategori	1 556 386	2 910	421 765	1 438
Grønn kategori	14 364 327	16 405	10 608 789	5 642

Tabell 5.1.3b: Sum 'MORVIN' felt - Bruk og utslipp av stoff i gul og grønn kategori				
Underkategori	Bruk som krever tillatelse iht §66 (kg)	Bruk lovlig iht §66 (kg)	Utslipp som krever tillatelse iht §66 (kg)	Utslipp lovlig iht §66 (kg)
Uten kategori (NEMS 100 og 104)	563	0	563	0
Underkategori 1 (NEMS 1)	130	0	121	0
Underkategori 2 (NEMS 2)	107	0	54	0
Underkategori 3 (NEMS 3)	0	0	0	0
Totalt gul kategori	800	0	737	0
Grønn kategori	194 500	0	194 027	0

Tabell 5.1.3c: Sum 'HALTEN ØST' felt - Bruk og utslipp av stoff i gul og grønn kategori				
Underkategori	Bruk som krever tillatelse iht §66 (kg)	Bruk lovlig iht §66 (kg)	Utslipp som krever tillatelse iht §66 (kg)	Utslipp lovlig iht §66 (kg)
Uten kategori (NEMS 100 og 104)	11	0	6	0

Underkategori 1 (NEMS 1)	878	0	69	0
Underkategori 2 (NEMS 2)	0	0	0	0
Underkategori 3 (NEMS 3)	0	0	0	0
Totalt gul kategori	888	0	75	0
Grønn kategori	163 070	0	122 094	0

For kjemikalier som trenger tillatelse iht §66 er forbruk og utslipp i grønn kategori litt lavere enn i 2022. Det skyldes først og fremst at det har vært lavere forbruk av hydrathemmere. For utslipp av gule kjemikalier er det reduksjon på ca 15 % til tross for høyere boreaktivitet. Reduksjonen er størst for gassbehandlingskjemikalier (TEG) og kommer av det høye forbruket på Åsgard B i 2022. Det er en liten overskridelse av rammen for underkategori 101, men virksomhetstillatelsen tillater mindre overskridelser i denne kategorien.

Halten Øst: Operasjonen på feltet tok 3 døgn som er kortere enn pånlagt, og kjemikalieforbruket ble mye lavere enn rammen i tillatelsen.

6 Forurensning i kjemikalier

Forurensning i kjemikalier er rapportert i FOOTPRINT. Det er giftige metaller som følger mineraler som baritt og bentonitt i vektmateriale eller andre borekjemikalier. Andre forurensninger i andre produkttyper er ikke relevant siden dette er spesialprodukter med strenge krav til renhet.

7 Energi og utslipp til luft

7.1 Utslipp til luft

Kapitlet gir en oversikt over utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten på Åsgardfeltet i rapporteringsåret. En oversikt over de feltspesifikke utslippsfaktorene som benyttes for å beregne utslipp er gitt i tabell 7.1.1c) og 7.1.1d). Olje lastes på feltet, og feltet er omfattet av VOC-industrisamarbeid. Utslipp ved lastning av olje blir målt/beregnet av VOC industrisamarbeidet og er rapportert i deres årsrapport i tillegg til FOOTPRINT.

7.1.1 Forbrenning

Tabell 7.1.1a) gir utslipp til luft fra forbrenning på de faste installasjonene på Åsgardfeltet i rapporteringsåret. Utslippene av CO₂ fra turbiner på samme nivå som i 2022. Utslippene av NO_x fra turbiner er imidlertid litt høyere, og årsaken er at SAC turbinene har stått for en litt større andel av kraftproduksjonen enn i 2022.

Fra og med rapporteringsåret 2022 er faktorer for utslipp av metan og nmVOC fra turbiner og fakler endret i samsvar med retningslinje 044 fra Offshore Norge. Faktorer for turbiner er turbinspesifikke, mens det for fakler er nye standardfaktorer. Det gir en betydelig reduksjon i nmVOC og metanutslipp fra forbrenning.

Det er et lite avvik mellom årsrapporten og kvoterapporten for rapporterte aktivitetsdata og utslipp av CO₂ for fakler. Det kommer av at kvoterapporten stiller strengere krav til konservatisme ved korrigerings av data.

Tabell 7.1.1a): Utslipp til luft fra forbrenning på faste innretninger							
Kilde	Mengde flytende brennstoff [tonn]	Mengde brenngass [Sm ³]	CO ₂ [tonn]	NO _x [tonn]	SO _x [tonn]	CH ₄ [tonn]	nmVOC [tonn]
Fakkell		12 591 372	40 148	17,63	51,80	41,55	36,51
Turbiner (SAC)	1 341	43 639 352	108 449	520,14	2,26	5,13	2,62
Turbiner (DLE)		249 227 325	596 208	415,17	4,20	17,45	7,48
Turbiner (WLE)							
Motorer	4 895		15 506	296,34	4,89		24,47
Fyrte kjeler	728		2 306	2,62	0,73		
Urea scrubbing			21,8				
Andre kilder							
Sum alle kilder	6 964	305 458 049	762 639	1 251,90	63,89	64,12	71,09

Tabell 7.1.1.b) gir utslipp til luft fra forbrenning fra flyttbare enheter som har vært på feltene i rapporteringsåret. Det er en økning i utslippene sammenliknet med 2022 på grunn av høyere aktivitet i 2023.

Tabell 7.1.1.c) og 7.1.1.d) viser en oversikt over innretningsspesifikke faktorer som er brukt for å beregne utslipp til luft i rapporteringsåret fra hhv faste og flyttbare innretninger på feltet.

PEMS for beregning av NO_x har vært i full drift hele rapporteringsåret med unntak av januar måned på Åsgard A, der opptiden var 98,5 %. For denne måneden er det brukt faktor for å beregne utslippene i perioden PEMS ikke var i drift.

Tabell 7.1.1b1): Utslipp til luft fra forbrenning på flyttbare innretninger Åsgard (inkl Morvin og Halten Øst*)							
Kilde	Mengde flytende brennstoff [tonn]	Mengde brenngass [Sm ³]	CO ₂ [tonn]	NO _x [tonn]	SO _x [tonn]	CH ₄ [tonn]	nmVOC [tonn]
Fakkell							
Motorer	9 153		28 995	363,55	9,14		45,76
Fyrte kjeler							
Brønntest							
Brønn-opprensning							
Avblødning over brennerbom							
Urea scrubbing			22				
Sum alle kilder	9 153		29 016	363,55	9,14		45,76

*Utslipp til luft fra Halten Øst er rapportert direkte på Åsgard i footprint

Tabell 7.1.1.c: Innretningsspesifikke (og std.) utslippsfaktorer for faste innretninger på feltet					
Kilde	CO ₂	NO _x	CH ₄	nmVOC	SO _x
Turbin (brenngass) Åsg A	0,002382** tonn CO ₂ /Sm ³ 59,95 tonn CO ₂ /TJ	Lav-NO _x : 1,8 g/Sm ³ Lav-NO _x : 1,08 g/Sm ³ (HGA) Konvensjonell: 9 g/Sm ³ ****	0,07 g/Sm ³	0,03 g/Sm ³	0,027 g/Sm ³
Turbin (brenngass) Åsg B	0,002399** tonn CO ₂ /Sm ³ 59,12 tonn CO ₂ /TJ	Lav-NO _x : 1,8 g/Sm ³ Konvensjonell: 14,0 g/Sm ³ ****	Lav-NO _x : 0,06 g/Sm ³ Konv: 0,19 g/Sm ³	Lav-NO _x : 0,04 g/Sm ³ Konv: 0,12 g/Sm ³	0,0108 g/Sm ³
Turbin (diesel) Åsg A og B	3,16785 tonn/tonn	0,016 tonn/tonn	-	0,00003 tonn/tonn	0,000999 tonn/tonn
LP fakkel Åsg A	0,003929*** tonn CO ₂ /Sm ³ 63,55 tonn CO ₂ /TJ	1,4 g/Sm ³	3,3 g/Sm ³	2,9 g/Sm ³	0,027 g/Sm ³
HP fakkel Åsg A	0,002511*** tonn CO ₂ /Sm ³ 60,45 tonn CO ₂ /TJ	1,4 g/Sm ³	3,3 g/Sm ³	2,9 g/Sm ³	0,027 g/Sm ³
LP fakkel Åsg B	0,00372* tonn CO ₂ /Sm ³ 61,2 tonn CO ₂ /TJ	1,4 g/Sm ³	3,3 g/Sm ³	2,9 g/Sm ³	8,1 g/Sm ³
HP fakkel Åsg B	0,002811*** tonn CO ₂ /Sm ³ 60,72 tonn CO ₂ /TJ	1,4 g/Sm ³	3,3 g/Sm ³	2,9 g/Sm ³	0,0079 g/Sm ³
Motor Åsg A	3,16785 tonn/tonn	0,045 tonn/tonn	-	0,005 tonn/tonn	0,000999 tonn/tonn
Motor Åsg B	3,16785 tonn/tonn	0,045 tonn/tonn	-	0,005 tonn/tonn	0,000999 tonn/tonn
Motor Åsg C	3,16785 tonn/tonn	0,070 tonn/tonn	-	0,005 tonn/tonn	0,000999 tonn/tonn

*I kvoterapporten benyttes det energibasert faktor

** Fastsettes på grunnlag av veid snitt (ut fra ukentlige brenngassanalyser Åsg A og døgnanalyse på Åsg B)

*** Fastsettes på grunnlag av fiskal måling/CMR-metodikk

**** NO_x-utslipp beregnes med PEMS, faktorer ligger som fall-backverdier dersom PEMS faller ut

Tabell 7.1.1.d: Innretningsspesifikke utslippsfaktorer for mobile enheter på feltet	
Kilde	NO _x (tonn/tonn)
Motor Transocean Encourage	0,04375
Motor Island Wellserver	0,04358
Motor AKOFS Seafarer	0,00544

Usikkerhet

For usikkerhetsvurderinger knyttet til måling av brenngass, fakkeltgass og diesel, vises det til kvoterapport for Åsgardfeltet for rapporteringsåret.

Ved beregning av NO_x utslipp fra konvensjonelle gassturbiner benyttes NO_xTool (PEMS), med usikkerhet på maksimalt 15 %.

7.1.2 Utslipp til luft av komponenter det er fastsatt grenseverdier for i tillatelsen

Kaldventilering og diffuse utslipp

Det er en reduksjon i kaldventilering sammenliknet med foregående år. Den største reduksjonen gjelder målte utslipp fra atmosfærisk vent/LP-fakkel på Åsgard B. Reduksjonen skyldes dels at aminanlegget er kjørt med redusert rate deler av

året, og dels av at en større andel av volumet er rapportert som forbrent (kvotepliktig) i LP-fakkel, og gjelder metan, nmVOC og uforbrent CO₂ fra gasstripping. En annen kilde til reduksjon er gassfriing av lagertanker på Åsg A (avh av antall tankinspeksjoner).

Utslipp fra lagring på Åsgard C

Det vises til omtale i tidligere årsrapporter. Nye målere ble installert (for andre gang) i midten av april 2023. Men målingene viste fortsatt bare 50- 60 % av forventet volum. Vi forventer at tilført mengde inertgass under eksport må tilsvare eksportert oljevolum og at målte volum derfor skal være i overkant av 100 % av eksportvolum. Vi har hatt flere møter med leverandør av nmVOC-anlegget, og de har gått gjennom programvare og gjort justeringer uten at å oppnå forventer resultat. I siste gjennomgang av programvaren som ble gjort i desember, ble det avdekket en feil i basisberegningene mellom lydshastighet og VOC-konsentrasjon. Ny oppdatering av PLC-program og SCADA system ble utført begynnelsen av mars 2024. Vi har derfor ikke tilstrekkelige måleresultater til å konkludere om målingene nå er korrekte.

Rapporterte utslipp for 2023 er som i 2022 beregnet/estimert ved å ta utgangspunkt i totalt volum losset for å beregne hvor mye inertgass (eksos) som er tilført. Og i tillegg beregne et snitt for % inertgass (sum O₂, N₂, CO₂ og H₂O) ut av nmVOC anlegget basert på GC-analysene. Ut fra det beregnes/estimeres totalvolum for metan og nmVOC ut av anlegget. Lagret volum i 2023 er ca 25 % lavere enn i 2022, og reduksjonen i de beregnede utslippene av metan og nmVOC er omtrent i samme størrelsesorden.

For 2023 er det rapportert utslipp til luft fra unormal driftssituasjon på Åsgard C. Normalt kan vedlikehold av nmVOC-anlegget gjennomføres med stengt ventil, dvs uten utslipp til luft. Men høsten 2023 ble det byttet glykolpumpe på anlegget. Det er en jobb som krever flere dagers stans og derfor må utføres med åpen ventil. Utslippene er rapportert med kilde ID 130.2 under kaldventilering og diffuse utslipp

Tabell 7.1.2a viser sum av utslipp fra faste innretninger Åsgard og tabell 7.1.2b viser sum av utslipp fra mobile enheter på Åsgard. For rapportering av NO_x-konsentrasjon fra DLE-turbiner er det lagt til grunn garantiverdi på 25 ppm, tilsvarende 51,4 mg/Nm³. Marginalt høyere konsentrasjon enn tillatelsens grense på 50mg/Nm³ skyldes konvertering fra ppm til mg/Nm³ og er ikke et resultat av forhøyede utslipp som sådan.

For å beregne utslippene av NO_x er det benyttet PEMS. Det har ikke vært gjennomført akkrediterte verifikasjonsmålinger i rapporteringsåret.

Det er ikke overskridelse av rammene som er gitt i virksomhetstillatelsen. NO_x-utslippene (tonn) er ca 75 % av rammene i virksomhetstillatelsen. nmVOC-utslippene er rundt 25 % og metanutslippene under 10 % av rammene i virksomhetstillatelsen, i søknad om revidert virksomhetstillatelse er rammene justert. For de flyttbare innretningene er utslippene mye lavere enn rammene i virksomhetstillatelsen, som er basert på høyaktivitetsår.

Tabell 7.1.2a: Sum 'ÅSGARD' faste installasjoner - Utslipp til luft av komponenter det er fastsatt grenseverdier for i tillatelsen			
Komponent	Kilde	Enhet	Verdi
NO _x	Åsgard A SAC generator	mg/Nm ³	285,45
NO _x	Åsgard B SAC generator	mg/Nm ³	377,86
NO _x	Åsgard A og B DLE generatorer	mg/Nm ³	51,34
NO _x	Åsgard A og B DLE kompressorer	mg/Nm ³	51,34
NO _x	Energianlegg	tonn/år	1234,27
SO _x	Energianlegg	tonn/år	12,08

CH4	Uforbrent energianlegg Åsg A, B, C (turbiner og motorer)	tonn/år	22,57
nmVOC	Uforbrent energianlegg Åsg A, B, C (turbiner og motorer)	tonn/år	34,58
nmVOC	Lagring av råolje på Åsgard C	kg/Sm ³	0,007
CH4	Kaldventilering og diffuse utslipp	tonn/år	667,44
nmVOC	Kaldventilering og diffuse utslipp	tonn/år	792,90

Tabell 7.1.2b: Utslipp til luft av komponenter det er fastsatt grenseverdier for i tillatelsen for mobile enheter på Åsgard (Transocean Encourage, AKOFS Seafarer, Island Wellserver)			
Komponent	Kilde	Enhet	Verdi
NO _x	Energianlegg	tonn/år	363,55
SO _x	Energianlegg	tonn/år	9,14
CH ₄	Kaldventilering og diffuse utslipp	tonn/år	0,75
nmVOC	Kaldventilering og diffuse utslipp	tonn/år	0,75

7.2 Brønntest

Det har ikke vært utslipp fra brennerbom på feltet i rapporteringsåret

Tabell 7.2.1: Utslipp av olje og sot fra brennerbom		
Aktivitetstype	Oljenedfall til sjø (kg)	Utslipp av sot (kg)
Brønntest	-	-
Brønnprensning	-	-
Avblødning over brennerbom	-	-
Sum	-	-

7.3 Produksjon og utnyttelse av mekanisk/elektrisk energi

Tabell 7.3.1 og 7.3.2 gir en oversikt over produksjon og utnyttelse av mekanisk og elektrisk energi for feltet. Det er ikke installert nye turbiner i rapporteringsåret, og driftsmønster for turbinene er omtrent som foregående år. Produksjon av elektrisk energi er i hovedsak produksjon av elektrisitet fra generatorturbiner. I tillegg er diesel til motorer definert som produksjon av elektrisk energi. Rapportert egenprodusert mekanisk energi er kun tilknyttet kompressor-turbiner. Det er ikke målinger for energi produsert fra motorer og kompressorturbiner, her er produsert energi beregnet ved hjelp av virkningsgrad.

Det er ingen eksport/import av elektrisitet utenfor feltet.

Tabell 7.3.1: Produksjon av mekanisk/elektrisk energi	
Produksjon	GWh/år
Egenprodusert mekanisk/elektrisk energi	1 073,81
Elektrisk energi som eksporteres til annet felt	0

Tabell 7.3.2: Utnyttelse av mekanisk/elektrisk energi	
Utnyttelse	GWh/år
Egenprodusert mekanisk/elektrisk energi som brukes på feltet	1 073,81
Importert elektrisk energi fra land	0
Importert elektrisk energi fra havvind	0
Importert elektrisk energi fra annet felt	0
Totalt utnyttet mekanisk/elektrisk energi på feltet	1 073,81

7.4 Energi og utslippsreducerende tiltak

Tabell 7.4.2 og 7.4.2 viser en oversikt over hhv gjennomførte og besluttede energi- og utslippsreducerende tiltak. Det er kun gjennomført beregning av CO2 reduksjon, dette utelukker ikke reduksjon av andre komponenter.

Tabell 7.4.1: Gjennomførte energi- og utslippsreducerende tiltak						
Type tiltak	Tiltaksbeskrivelse	CO2 Estimert utslippsreduksjon (tonn/år)	Metan Estimert utslippsreduksjon (tonn/år)	NMVOC Estimert utslippsreduksjon (tonn/år)	CO2ekv. Estimert utslippsreduksjon (tonn/år)	Estimert energi-reduksjon (MWh/år)
6. Kompressorer	Injeksjons og eksportstrategi 2023	49 928,16			49 928,16	
2. Brønndesign	Oppstart NB-1 og stoppkriterier	2,19			2,19	
6. Kompressorer	Test av 26 kompressor på 3 ringer for å ta ned trykket/øke produksjon	2,74			2,74	
5. Pumper	Energiltak pumper MEG anlegg	499,32			499,32	
99. Annet	Antiicing - redusere innløpstemperatur på turbiner	998,64			998,64	
99. Annet	Vurderinger rundt kjøring av AMIN anlegget of sparte avgifter	1 793,40			1 793,40	
3. Maskin (Kraftgenerering)	Fjerne hard 38 MW grense på HGB	1 373,57			1 373,57	
3. Maskin (Kraftgenerering)	Vurderinger rundt kjøring av 2 HG opp mot 1 HG og 1 EG	3 726,31			3 726,31	
99. Annet	Vurdering av strømningspotensiale for Q-1 og trykkoppbyggingstest før PLT	86,88			86,88	
99. Annet	Tuning av prosessanlegget på Åsgard A etter oppstart LWP	9 180,78			9 180,78	

Tabell 7.4.2: Besluttede energi- og utslippsreducerende tiltak							
Type tiltak	Tiltaksbeskrivelse	CO2 Estimert utslippsreduksjon (tonn/år)	Metan Estimert utslippsreduksjon (tonn/år)	NMVOC Estimert utslippsreduksjon (tonn/år)	CO2ekv. Estimert utslippsreduksjon (tonn/år)	Estimert energi-reduksjon (MWh/år)	Tidsplan
99. Annet	Maksimalisere injeksjon når RIA er i drift	400			400		2024
7. Fakling	Optimalisere fakling ved utfall av excessgass og oppstart av RIA/RIB	700			700		2024
2. Brønndesign	Fjerne resteksjon i Trestakk injeksjonsbrønn	10000			10000		2024

99. Annet	Bullheading med injeksjonsgass fase 2	2600			2600		2024
99. Annet	Oppdatering av treningssimulator	2500			2500		2024
99. Annet	Oppdatering av treningssimulator	2500			2500		2024
99. Annet	Stans av amin-anlegget - test i mars	40000			40000		2024
6. Kompressorer	Rebundling 1. trinn 23-kompressor	10000			10000		2024
4. Waste heat recovery	Improved heat tracing control, Transocean Encourage	1811			1811		2024
5. Pumper	Variable frequency drive (VFD) sirkulasjonspumper, Transocean Encourage	1485			1485		2024

Status for besluttede tiltak for gjennomføring i 2023, ref tabell 7.4.2a i årsrapport for 2022

Det var to besluttede tiltak i tabell 7.4.2a i fjorårets rapport. Status for disse er:

- Injeksjonsstrategi på Åsgard A: Gjennomført, beregnet CO₂-reduksjon er ca 49 000 tonn, dvs betydelig mer enn det som ble estimert.
- Økt kapasitet på hovedgenerator B på Åsgard A: Gjennomført, beregnet CO₂-reduksjon er ca 1 400 tonn, som er en del mindre enn det som ble estimert.

8 Utviklede utslipp og øvrige avvik

Kapittelet gir en oversikt over utviklede utslipp og annen ulovlig forurensning på feltet i rapporteringsåret.

8.1 Utviklede utslipp og øvrige avvik

Tabell 8.1.1 gir en oversikt over utviklede utslipp til sjø i rapporteringsåret.

Det har vært hele 14 utviklede utslipp til sjø på Åsgardfeltet i 2023, to olje og tolv kjemikalie. Det kan bemerkes at seks av kjemikalieutslippene skjedde under samme ROV-operasjon fra North Sea Giant, og fem av utslippene er veldig små, estimert til 0,1 l hver. For de faste installasjonene er antall utviklede utslipp til sjø det samme som foregående år, og fordelingen mellom olje og kjemikalier er den samme. Det har vært utslipp av både svarte og røde kjemikalier og olje. Volumet som har gått til sjø er nesten identisk med volumet foregående år, både for olje og kjemikalier. De største utslippene er to utslipp av brannskum fra Åsgard A, hhv 5 m³ og 1,4 m, og et utslipp av 800 l hydraulikkvæske på Åsgard B.

Diffuse gasslekkasjer subsea

I tabell 8.1.1 er det rapportert diffuse gasslekkasjer til sjø fra brønner. Dette er små gasslekkasjer som ikke utgjør en sikkerhetsrisiko og som er kostnadskrevenne å utbedre. Disse er omfattet av Equinors interne krav til håndtering av små lekkasjer fra subsea XT ventiler, der det blant annet kreves intern unntaksbehandling og vurdering av miljøeffekter.

For disse lekkasjene er det ofte utfordrende å estimere lekkasjerater, da utslippene kan være diskontinuerlig og/eller det kan være utfordrende å gjennomføre ratemåling eller bobletelling. Derfor er det stor usikkerhet knyttet til de rapporterte

volumene, som må anses som konservativt estimert. Rapporterte volum er det beregnede volumet (Sm^3) gassen vil ha dersom den når havoverflaten.

Tabell 8.1.1: Utslippede utslipp til sjø Åsgard					
Dato for hendelse	Utslipps-type	Kategori	Volum [m3]	Årsak	Iverksette tiltak
2023-01-07	Olje	Råolje	0,005	Under rutinejobb med jetting av produsertvann ut av 3. sep, ble som planlagt avgasstank drenert ned til Closed Drain (CD), for å sikre reneest mulig vann. Viste seg at vi ikke hadde skimmet godt nok, og en liten mengde olje sammen med vann lå igjen i rør.	Stenge av for vann. Vurdering av mengde. Læringspunkt i laget. Gjennomgang av "beste praksis-dokument OIW på skift.
2023-01-15	Kjemikalie	Kjemikalier	0,240	Utslipp av heating medium (pH-regulert vann) fra WHRU på HGA. Brudd på rør i varmeveksler.	Stengte av Heating Medium for å stoppe lekkasje.
2023-02-28	Kjemikalie	Kjemikalier	0,001	Transocean Encourage: Når man kjørte HXT trolley under rotary ble en lekkasje fra en løs kobling observert. Et estimat på 1-2 l hydraulikkolje lekket til sjø. Oljetype: HVXA 46 SE. 2 l lekket ut i løpet av 5 minutter, 1 l ble samlet opp med oljematte.	1. Koblingen ble tettet og lekkasjen stoppet. 2. Oppsamling med oljematte.
2023-02-28	Kjemikalie	Kjemikalier	1,400	Ifm månedlig kjemikalierrevisjon og logging av nivå på tanker, oppdaget kontrollrom at det var forsvunnet endel skum fra tank i akterskipet. Etter en god runde på tankdekk ble en åpen skumventil funnet. 1400liter skum har da lekket inn i ringmain. Ventilen er sannsynligvis berørt ifm håndtering av stillasmateriell.	Varsle Ptil om uhellsutslippet Henstille alle ombord til å varsle/melde ifra når man har vært borti ventiler eller annet utstyr for å sikre at utstyret står i riktig posisjon Etablere bedre låsing av ventiler i stengt posisjon på tankdekk, slik at sannsynlighet for tilsvarende hendelse blir mindre
2023-05-10	Kjemikalie	Kjemikalier	5,000	I følge trend på aktre RF-3 tank så er det ca. 5m^3 som er lekket ut mellom 15.04 og 09.05. Etter å ha sjekket hele skipet for lekkasjer tok vi en prøve av brannvannet. Den viste skum i vannet. Vi har da sendt brannvann med skum i seg til sjø.	Umiddelbart tok ned trykket på skum (under brannvannstrykket). Opprettet M2 for feilsøk mulig lekkasjepunkt. Etterlevelse av rutine for sjekk av trykk skum ligger under trykk brannvann. Utslipp meldt til myndigheter.
2023-08-17	Kjemikalie	Kjemikalier	0,0001	I forbindelse med operasjon av hydraulisk torque tool ble det observert lekkasje fra fittings mellom slange og stab med trykksetting. ROV med stab ble tatt til dekk for tiltrekking/sikring av fittings samt lekkasjetest.	Trekke til fittings. Lekkasjetestet.
2023-08-17	Kjemikalie	Kjemikalier	0,0001	I forbindelse med frakobling av KC4-3 cap ble det observert lekkasje fra Hot-stab når det ble satt trykk på linje for å åpne cap. ROV med stab ble tatt til dekk for feilsøking. Hydraulisk tilkobling til stab ble demontert og fittings erstattet da det ble antatt at lekkasjen var her. Ved test av ny tilkobling på dekk var det fremdeles lekkasje. Det viste seg at "sleeve" montert på stab var av feil type, slik at ikke stab kom helt inn i receptical på stab. Dermed kom ikke tetninger på stab i inngrep.	Montert korrekt type sleeve.

2023-08-21	Kjemikalie	Kjemikalier	0,0001	ROV var i ferd med å betjene et klasse 7-torque tool på glidespolene på scrubberseksjonen til den eksisterende kompressormodulen. Ved operasjon av torque tool, ble det observert noen bobler av hydraulisk væske fra hot-stab. Slange med tatt til dekk, rengjort og inspisert, og testet på nytt.	Stab tatt til dekk, rengjort og inspisert og lekkasjetestet.
2023-08-22	Kjemikalie	Kjemikalier	0,0001	Ved trykksetting av breakout-verktøyet (BOT) ble notert at trykkmåleren på breakout-verktøyet (BOT) hadde sunket fra 160 bar til 105 bar.. Det ble også observert at små bobler av hydraulikkvæske lekket fra BOT hot stab-beholderen.	Stab reinserted into receptacle Re pressurised with hope that pressure would hold and inserted dummy stab
2023-08-23	Kjemikalie	Kjemikalier	0,0001	Under inntrekkning av HV-bro til subsea kompressor ble det oppdaget noen bobler med olje fra stroke tool. Det så ut som bobler kom fra slange som er koblet til med hot-stabs. Denne ble byttet, men det kom bobler fortsatt. Det viste seg at det var en løs fittings på piping internt i stroke tool.	Byttet jumper, da lekkasje ble først lokalisert til denne. Viste seg at det ikke var tilfelle. Byttet stroke tool til back-up tool Reparere og teste tool på dekk
2023-08-25	Kjemikalie	Kjemikalier	0,002	Under tie-in av ny kompressor, ble det oppdaget en liten lekkasje fra Enova ROV skid. Det ble oppdaget at olje kom fra port 1 på ROV skid på grunn av en lekk ventil, og en skadet o-ring på dummy hot stab.	ROV og ROV-skid til dekk for reoperasjon
2023-09-27	Olje	Råolje	0,060	Oljeutslipp til sjø QA23 under NAS/PAS test. Pga tennkildetkobling under NAS/PAS test mistet ventil hydraulikktrykk og pga av overtrykk i rørlinje for lossing ble det lekkasje av olje til dekk og videre til sjø	Stoppet lekkasje ved å åpne drenering til BB Slop. Tørket opp oljesøl. Sikre læring til neste NAS/PAS-test Drenering oppstrøms EV til BB slop før test må inn i sjekklisten for NAS/PAS-test.
2023-10-12	Kjemikalie	Kjemikalier	0,800	Onsdag 11.10.23 ca kl. 06:00 registrerte SKR et større forbruk av hydraulikk på sys 87 912HPU, SSIV på H-101. Feilsøking topside konkluderte med subsea lekkasje til sjø.	Oppfølging via Blålys møte, videre oppfølging i PEPR H-101 ble inhibert og H1, H2, og H3 ble stengt ned
2023-11-24	Kjemikalie	Kjemikalier	0,008	Utslipp av hydraulikkolje grunnet lekkasjer i lagerbukker HVXA46. Det meste av oljen var samlet opp i oppsamlingstrau under lagerbukker, men det er estimert at mellom 1 - 8 liter har gått til sjø.	Sugd opp olje som var samlet i oppsamlingstrau under lagerbukker. Trekke til oss jobber på lagerbukker med mest lekkasje. 4 identifisert.
2023-01-01	Gass	Gass	879	Diffus lekkasje fra X-4 H. Brønnen kan produsere videre med diffus lekkasje til sjø med godkjent dispensasjon iht I-108168. Det lekekr mest sannsynlig brine/MEG, men ved en liten lekkasje over XOY vil det gå HC til sjø.	Tiltak: - Fremtidig re-entry med rigg, LWI eller IMR - Ved re-entry trekkes HP cap og da vil ventiler i XMT utgjøre sekundærbarrieren mot reservoaret, og tubing med BSV og prod.packer vil utgjøre primærbarriere. Ved fremtidige brudd/lekkasje i en av disse barriereelementene vil man være i en en-barriere situasjon når HPC er trukket inntil BOP/LWI stack er installert og testet. Status på WOV vil være ukjent når HPC er

					installert og det kan ikke utelukkes API lekkasje til sjø ifbm ifbm trekking av HPC. Kompenserende tiltak for å redusere HC lekkasje til sjø vil være å trykke opp XMT kryss med MEG for å skape en veskelås inntil BOP/LWI stack er installert og testet. Rigg har utstyr tilgjengelig til å utføre BOP oppkoblingstest uavhengig av status på XT ventiler.»
2023-01-01	Gass	Gass	61	Diffus lekkasje fra N-4 AH. Brønnen står stengt pga sand/scale restriksjon og dårlig produksjon.	Det planlegges en LWI-operasjon for å fjerne restriksjon slik at brønnen kan produseres videre.
2023-01-01	Gass	Gass	2 178	Diffus lekkasje fra Q-3 H. Brønnen kan produsere videre med diffus lekkasje til sjø med godkjent dispensasjon iht I-108168.	Det planlegges en ROV-operasjon for manuell operering av ventil i september 2023. Det skal også mobiliseres for å installere en trykkett cap på ventiltreet. Fremtidig re-entry med rigg, LWI eller IMR: Installasjon av HP cap kan medføre utfordringer knyttet til fremtidig re-entry på brønnen. Ved re-entry trekkes HP cap og da vil ventiler i XMT utgjøre sekundærbarrieren mot reservoaret, og tubing med BSV og prod.packer vil utgjøre primærbarriere. Ved fremtidige brudd/lekkasje i en av disse barriereelementene vil man være i en en-barriere situasjon (ref TR3507) når HPC er trukket inntil BOP/LWI stack er installert og testet. Status på WOV vil være ukjent når HPC er installert. Ved trekking av HPC vil dermed en lekkasje til sjø i størrelsesorden inntil API, ikke kunne utelukkes, men vurderes lite sannsynlig da forhold for videre utvikling av en lekkasje vil stanses ved installasjon av HPC.
2023-01-01	Gass	Gass	620	Diffus lekkasje fra G-1 H. Volum beregnet ut fra ratemåling. Brønnen kan produsere videre med diffus lekkasje til sjø med godkjent dispensasjon iht I-108168.	Det er utført en egen risikojennomgang. Ut fra risikovurdering er følgende kompenserende tiltak foreslått: - Etablere 6mnd FV program for måling av lekkasje - Avklare om ekstern lekkasje er aktiv ved åpen/stengt MIV - Etablere lekkaselogg for brønn - Stenge inne brønn om lekkasjerate overstiger 1% av API Ingen lekkasjer observert ved inspeksjon i 2023.
2023-01-01	Gass	Gass	146	Diffus lekkasje fra R-4 H. Volum bergnet ut fra siste bobletelling.Brønnen kan produsere	Det er utført en egen risikojennomgang Ut fra risikovurdering er følgende

				videre med diffus lekkasje til sjø med godkjent dispensasjon iht I-108168.	kompenserende tiltak foreslått: - Etablere 6mnd FV program for måling av lekkasje - Etablere lekkaselogg for brønn - Måle lekkasjerater etter oppstart av gassinjeksjon - Stenge inne brønn om lekkasjerate overstiger 1% av API.
2023-01-12	Gass	Gass	1 110	Diffus lekkasje fra P-1 CH. Observerer svakt trykkfall på annulus. Det antas å lekke fra annulus via WOV og ut til sjø via THISL. Brønnen kan produsere videre med diffus lekkasje til sjø med godkjent dispensasjon iht I-108168.	Overvåking av lekkasje inntil utbedring. Brønnen vil bli stengt ved eskalering av lekkasjerate.
2023-02-09	Gass	Gass	879	Diffus lekkasje fra L-4 H. Ratemåling ikke mulig. Volum bergnet ut fra siste bobletelling. Brønnen kan produsere videre med diffus lekkasje til sjø med godkjent dispensasjon iht I-108168.	Tiltak: - Fremtidig re-entry med rigg, LWI eller IMR - Ved re-entry trekkes HP cap og da vil ventiler i XMT utgjøre sekundærbarrieren mot reservoaret, og tubing med BSV og prod.packer vil utgjøre primærbarriere. Ved fremtidige brudd/lekkasje i en av disse barriereelementene vil man være i en en-barriere situasjon når HPC er trukket inntil BOP/LWI stack er installert og testet. Status på WOV vil være ukjent når HPC er installert og det kan ikke utelukkes API lekkasje til sjø ifbm ifbm trekking av HPC. Kompenserende tiltak for å redusere HC lekkasje til sjø vil være å trykke opp XMT kryss med MEG for å skape en veskelås inntil BOP/LWI stack er installert og testet. Rigg har utstyr tilgjengelig til å utføre BOP oppkoblingstest uavhengig av status på XT ventiler.»
2023-02-24	Gass	Gass	890	Diffus lekkasje fra J-4 H. Observerer trykkfall over annulus som stabiliserer seg på sjøvanntrykk. Brønnen kan produsere videre med diffus lekkasje til sjø med godkjent dispensasjon iht I-108168.	Fremtidig re-entry med rigg, LWI eller IMR: Installasjon av HP-cap kan medføre utfordringer knyttet til fremtidige re-entyrer på brønnen.

8.2 Utilsiktede utslipp til luft

Tabell 8.2.1 gir en oversikt over utilsiktede utslipp til luft i rapporteringsåret. Det var tre utilsiktede utslipp i 2023, et HC-gass på Åsgard A og et F-gass på hver av Åsgard A og Åsgard B. Det er totalt et mindre enn foregående år. Pga gjentakende utilsiktede utslipp av F-gass har det vært høy fokus på oppfølging av vedlikehold av anleggene. Konklusjonen er så langt at vedlikehold er gjennomført i henhold til kravene som gjelder for de aktuelle anleggene. Det ble heller ikke avdekket avvik i F-gassoppfølgingen under intern miljøverifikasjon i januar 2023.

Tabell 8.3.2: Utviktede utslipp til sjø Åsgard				
Dato for hendelse	Gasstype	Volum [kg]	Årsak	Iverksette tiltak
2023-04-05	HYDROKARBON-GASS	32,30	<p>Det ligger ingen forrigling på brenngassventil. Dette gjør at det er mulig å ha åpen ventventil samtidig som fakkventil er åpen.</p> <p>Ved hendelsen greidde ikke logikken å se at ventil 26HV8225 sto i midtposisjon delvis åpen. Ventiler planlagt byttet iht. FV 72 mnd i juni 23. System og ventiler vært ute av drift siden 2020 grunnet LTB prosjekt.</p> <p>Den ene ventilen har sannsynligvis stått i midtposisjon og dermed muliggjort gass ut fra vent.</p>	<p>Bytte ut 26HV8225 og 26HV8226 med nye ventiler før ny oppstart LTB</p> <p>Robustgjøre/ teste logikk for å forhindre at 26HV8225 åpner mot turbin før 26HV8226 er stengt mot vent.</p>
2023-05-01	HFK	151,60	Utslipp av F-gass ved lekkasje, totalt 151,6 kg R407C	Utbedre lekkasjen. Vurdere frekvens og innhold på FV program
2023-08-02	HFK	14,00	Tekniske feil eller svikt på komponent/ system/snlegg - svikt/feil i teknisk system/utstyr. Trolig lekkasje i kondensordel. Normal levetid er ca. 10 år i vårt miljø. Alder på denne er ca.10år.	Anlegget tømmes for kjølegass i den tilhørende DX-Unit 1191-77GB900B enhet. Vurdere reparasjon opp mot nyanskaffelse. Sjekk tilsvarende unit DX-Unit 1191-77GB900A for lekkasje.

8.3 Avvik som ikke er definert som utviktede utslipp

Tabell 8.3.1 gir en oversikt over avvik som ikke er definert som utviktede utslipp.

Tabell 8.3.1: Avvik fra krav i tillatelse eller forskrift (gjelder ikke utviktede utslipp)			
Installasjon	Avvik fra tillatelse eller forskrift	Beskrivelse	Tiltak
ÅSGARD A	Aktivitetsforskriften §68	Overskridelse oljevedheng på sand ved jetting Åsg A jan 23.	Endre prosedyre for prøvetaking av sand før dumping til sjø Økt fokus og kompetanse på uhells- utslipp i lederlaget ASGA
ÅSGARD A	Aktivitetsforskriften §68	Overskridelse oljevedheng på sand ved jetting Åsg A aug 23	Oppdatere prøvetakingsplan i Docmap med at prøvesvar skal foreligge før vi dumper sandrensepakken og at den blir testet ved behov og ikke på tidsintervall. Dette er en mer krevende rutine for prosess. Det har ikke vært innvendig inspeksjon på sandrensepakken det siste tiåret. Opprette M2 på innvendig inspeksjon for sjekk av innmat.
ÅSGARD A	Aktivitetsforskriften §60	For februar ble månedssnittet for slopsentrifugen 43,4 mg/l. Regelverkskravet (AF § 60) er 30 mg/l.	Ta opp saken for læring i lagmøte

8.4 Beredskapsøvelser med tema akutt forurensning

Beredskapsøvelser med tema akutt forurensning (DFU 01 og 02) gjennomført i rapporteringsåret er oppsummert i tabell 8.4.1.

I 2023 deltok Equinor på Øvelse Draugen, der OKEA var arrangør og aksjonsleder. Øvelsen gikk over 4 dager og kystverket deltok som tilsynsmyndighet.

I tillegg avholdt Equinors sentrale beredkapsorganisasjon en oljevernøvelse for alle vaktlagene, der det bl.a. ble øvd på samhandling med NOFO, utarbeiding av Aksjonsplan 1 og 2, innledende dialog og koordinering med fartøy og vurdering av hvilket oljevertiltak som var best egnet.

Tabell 8.4.1 Beredskapsøvelser med tema akutt forurensning					
Innretning	Dato	Målsetting	Organisasjon	Erfaringer	Oppfølging og tiltak
Åsgard A	07.05	DFU01	Beredskapsorganisasjon	Trent på olje utslipp fra Cow Header. Trent på stedfortredere.	YK oppnådd. Læring: Vurderer om man kunne gått til innsats tidligere
Åsgard A	21.05	DFU01	Beredskapsorganisasjon	Trent på olje utslipp fra Cow Header. Personskade under mønstring	Øvelsen gikk fint. Læring: Be mønstrede være i ro slik at kommunikasjon / PA når frem.
Åsgard A	04.06	DFU01	Beredskapsorganisasjon	Trent på olje utslipp fra Cow Header. Skadet personell.	YK oppnådd. God gjennomføring.
Åsgard B	05.02	DFU01	Beredskapsorganisasjon	Trent på stedfortreder	YK oppnådd
Åsgard B	03.09	DFU01	Beredskapsorganisasjon	Gasslekkasje. Trent på stedfortredere.	YK oppnådd.
Åsgard B	01.10	DFU01	Beredskapsorganisasjon	Gasslekkasje. Trent på stedfortredere	YK oppnådd. Læring: Kommunikasjonsutstyret må vurderes
Åsgard B	29.10	DFU01	Beredskapsorganisasjon	Gasslekkasje. Trent på stedfortredere	YK oppnådd.
Åsgard B	26.11	DFU01	Beredskapsorganisasjon	Trent på ny alternativ beredskapssentral	
Transocean Encourage	17.03.2023 09.06.2023 21.07.2023 26.08.2023 01.09.2023 01.12.2023	DFU 01 Olje/gasslekkasje / DFU 02 Akutt forurensning	Alle ombord	-Radio i beredkapsrom har for lavt volum. -Lagleder på teknisk lag var fjernet (som del av scenario) men han ble ikke meldt savnet. -Det var ikke printede lister for hvert beredskapslag tilgjengelig. -Søk i innredning kunne med fordel blitt startet tidligere.	Følge opp læringspunkter.

9 Avfall

Avfall kildesorteres offshore, håndteres og rapporteres i henhold til Offshore Norge's anbefalte retningslinjer.

Equinor har kontrakt med avfallskontraktører for å sikre optimal håndtering og sluttbehandling av avfallet. Kontraktørenes nedstrøms løsninger skal godkjennes av Equinor. I tillegg benyttes avfallskontraktørene som rådgivere i tilrettelegging av avfallssystemer ute på plattformene. Avfall som kommer til land og ikke tilfredsstillende sorteringskategoriene blir avvikshåndtert og ettersortert på land.

Alt næringsavfall og farlig avfall bortsett fra fraksjonene som defineres som farlig avfall fra bore- og brønnaktiviteter, er i 2023 håndtert av avfallskontraktøren SAR. Kaks, brukt og kassert oljeholdig borevæske og oljeholdig slop fra boresystem håndteres i dag av Wergeland Halsvik for avfall som kommer inn til Mongstad Base og av SAR for avfall som kommer inn til alle andre baser.

Equinor inngikk nye avfallsavtaler med SAR, Wergeland Halsvik og Franzefoss for håndtering av boreavfall i 2023. Avtalene vil sørge for miljøvennlig og sikker behandling av boreavfall hos lokale nedstrømsaktører i de ulike geografiske regioner.

Høy boreaktivitet har gjort det utfordrende å sikre nasjonal behandlingskapasitet for alt boreavfall som er blitt produsert. Noe boreavfall har derfor blitt eksportert til utenlandske anlegg for behandling. Alle eksportene har blitt foretatt med utgangspunkt i gyldige eksporttillatelser hvor Equinor har vært benevnt som produsent.

For å redusere graden av eksport fremover, undersøker Equinor hvilke muligheter det er for å stimulere til å øke den nasjonale behandlingskapasiteten.

Tabell 9.1, 9.2a og 9.2b gir oversikt over henholdsvis kildesortert vanlig avfall og farlig avfall generert på Åsgard i 2023.

Endringer sammenliknet med foregående år for Åsgard

For de faste installasjonene er total mengde kildesortert vanlig avfall på samme nivå som forrige år. Det er en økning i mengde fra de mobile enhetene som kan forklares med høyere aktivitet.

For farlig avfall er det en økning i totalmengden fra de faste installasjonene sammenliknet med 2022, og det meste av økningen er i kategoriene oljeforurensset slam, avfall fra tankvask og oljeholdig vann. For de mobile enhetene er det en betydelig økning i mengde i kategoriene kaks, boreslam og oljeholdige emulsjoner pga høyere boreaktivitet.

Tabell 9.1: Kildesortert vanlig avfall Åsgard	
Type	Mengde [tonn]
Matbefengt avfall	68,47
Våtorganisk avfall	6,62
Papir	35,57
Papp (brunt papir)	3,82
Treverk	96,50
Glass	5,01
Plast	28,68
EE-avfall	34,45
Restavfall	123,63

Metall	246,32
Blåsesand	
Sprengstoff	
Annet	72,09
Sum	721,16

Tabell 9.2.a: Farlig avfall Åsgard				
Avfallstype	Beskrivelse	EAL-kode	Avfallstoffnr.	Tatt til land [tonn]
Annet	Brukt aktivt kull	06 13 02	7152	2,00
Annet	KFK (Freon)	16 05 04	7240	0,03
Annet	Oil based cuttings with organic cement components to combustion	16 50 74	7143	22,36
Annet	Oppladbare lithium	16 02 13	7094	0,19
Annet	Prosessvann og vaskevann	16 10 01	7165	1,28
Annet	Saline completion fluid/brine, salt content > 5%	16 50 73	7097	747,93
Annet	Tungmetallholdig avfall	06 04 05	7091	0,56
Annet avfall	Amine filters	15 02 02	7135	1,99
Annet avfall	Gass i trykkbeholdere som inneholder farlige stoffer	16 05 04	7261	0,17
Annet avfall	Rengjøringsmidler	07 06 01	7133	1,44
Batterier	Blyakkumulatorer, ("bilbatterier")	16 06 01	7092	7,48
Batterier	Ikke sorterte småbatterier	20 01 33	7093	0,19
Batterier	Kadmiumholdige batterier, oppladbare, tørre	16 06 02	7084	1,23
Blåsesand	Forurenset blåsesand	12 01 16	7096	1,78
Borerelatert avfall	Baseolje	13 08 99	7142	12,90
Borerelatert avfall	Kaks med oljebasert borevæske	16 50 72	7143	2 070,81
Borerelatert avfall	Oljebasert boreslam	16 50 71	7142	3 087,28
Borerelatert avfall	Oljeholdige emulsjoner fra boredekk	13 08 02	7031	2 686,00
Borerelatert avfall	Vannbasert borevæske som inneholder farlige stoffer, inkl forurenset brine	16 50 73	7144	273,69
Brønnrelatert avfall	Avfall fra brønnoperasjoner som er forurenset med råolje/kondensat	13 08 02	7025	1,19
Kjemikalier	Basisk avfall, organisk (eks. blanding av basisk organisk avfall)	16 05 08	7135	0,04
Kjemikalier	Basisk avfall, uorganisk (eks. blanding av uorg.baser)	16 05 07	7132	0,10
Kjemikalier	Kjemikalierester, organiske	16 05 08	7152	9,33

Kjemikalier	Laboratoriekjemikalier og blandinger herfra (med halogen)	16 05 06	7151	0,41
Kjemikalier	Spilloil-packing w/rests	15 01 10	7012	5,30
Kjemikalier	Surt avfall, organisk (eks. blanding av surt organisk avfall)	16 05 08	7134	1,84
Kjemikalier	Surt avfall, uorganisk (eks. blandinger av uorg.syrer)	16 05 07	7131	0,06
Lysstoffrør	Lysstoffrør, UV-lamper, sparepærer	20 01 21	7086	1,59
Løsemidler	Glycol containing waste	16 05 08	7042	22,47
Løsemidler	Organiske løsemidler uten halogen (eks. blanding med organiske løsemidler)	14 06 03	7042	4,25
Maling, alle typer	Fast ikke-herdet malingsavfall (inkludert fugemasse, løsemiddelholdige filler)	08 01 17	7051	2,83
Maling, alle typer	Flytende malingsavfall	08 01 11	7051	9,32
Oljeholdig avfall	Annet oljeholdig vann fra motorrom og vedlikeholds-/prosess system	16 10 01	7030	255,06
Oljeholdig avfall	Drivstoffrester (eks. diesel, helifuel, bensin, parafin)	13 07 03	7023	0,01
Oljeholdig avfall	Oljefilter m/metall	15 02 02	7024	1,49
Oljeholdig avfall	Oljeforurenset masse	13 08 99	7022	4,46
Oljeholdig avfall	Oljeforurenset masse - blanding av filler, oljefilter uten metall og filterduk fra renseenhet o.l.	15 02 02	7022	26,92
Oljeholdig avfall	Smørefett, grease (dope)	12 01 12	7021	3,36
Oljeholdig avfall	Spillolje, div. blanding	13 08 99	7012	8,06
Prosessrelatert avfall	Oljeforurenset slam/sedimenter/avleiringer, utenom borerelatert avfall	13 05 02	7025	13,51
Spraybokser	Spraybokser	16 05 04	7055	0,93
Tankvask-avfall	Avfall fra tankvask, oljeholdig emulsjoner fra boredekk	16 07 08	7031	77,77
Tankvask-avfall	Sloppvann rengj. tanker båt	16 07 08	7030	17,18
Tankvask-avfall	Waste from cleaning tanks prev cont water-based drill fluids and brine	16 07 09	7144	11,00
Sum				9 397,77

Tabell 9.2.b: Farlig avfall Morvin				
Avfallstype	Beskrivelse	EAL-kode	Avfallstoffnr.	Tatt til land [tonn]
Kjemikalier	Surt avfall, organisk (eks. blanding av surt organisk avfall)	16 05 08	7134	1,77
Kjemikalier	Surt avfall, uorganisk (eks. blandinger av uorg.syrer)	16 05 07	7131	1,76
Oljeholdig avfall	Annet oljeholdig vann fra motorrom og vedlikeholds-/prosess system	16 10 01	7030	15,30
Sum				18,82