

**Årsrapport til Miljødirektoratet
2014 - Snorre A og Snorre B**

AU-SN-00002

Årsrapport til Miljødirektoratet
 2014 - Snorre A og Snorre B

 Dok. nr.
 AU-SN-00002
 Trer i kraft
 2015-03-15

Rev. nr.

Tittel:		
Årsrapport til Miljødirektoratet 2014 - Snorre A og Snorre B		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt:
AU-SN-00002		

Gradering:	Distribusjon:
Open	Fritt for distribusjon
Utløpsdato:	Status
2025-03-15	Final

Utgivelsesdato:	Rev. nr.:	Eksemplar nr.:
2015-03-15		

Forfatter(e)/Kilde(r):	
Cecilie Surdal, Alexander Dahlsrud, Ingvild Eide-Haugmo	
Omhandler (fagområde/emneord):	
Utslipp til sjø og luft, kjemikalier, akutt forurensning og avfall	
Merknader:	
Trer i kraft:	Oppdatering:
2015-03-15	
Ansvarlig for utgivelse:	Myndighet til å godkjenne fravik:
DPN SSU ENV	

Fagansvarlig (organisasjonsenhet):	Fagansvarlig (navn):	Dato/Signatur:
DPN SSU ENV EC	Ingvild Eide-Haugmo for	<i>Cecilie Surdal 11/3-15</i>
Utarbeidet (organisasjonsenhet):	Utarbeidet (navn):	Dato/Signatur:
DPN SSU ENV EC	Cecilie Surdal	<i>11/3-15 Cecilie Surdal</i>
TPD SSU D&W ENV	Alexander Dahlsrud	<i>10/3-15 Alexander Dahlsrud</i>
Anbefalt (organisasjonsenhet):	Anbefalt (navn):	Dato/Signatur:
DPN SSU OS	Marie K. Aarsland	<i>11.03.2015 Marie Aarsland</i>
DPN OS SN SNA	Einar J. Skjerven	<i>11/3-15 E. J. Skjerven</i>
DPN OS SN SNB	Einar Kvale	<i>11/3-15 Einar Kvale</i>
Godkjent (organisasjonsenhet):	Godkjent (navn):	Dato/Signatur:
DPN OS SN	Rune Nedregaard	<i>11/3-15 Rune Nedregaard</i>

Innhold

Innledning	5
1 Status	6
1.1 Generelt.....	6
1.2 Utslippstillatelser 2014.....	8
1.3 Kommentarer fra Miljødirektoratet til årsrapport 2013.....	8
1.4 Overskridelser av utslippstillatelsen.....	8
1.5 Status forbruk.....	9
1.6 Status nullutslippsarbeidet.....	12
1.6.1 Olje i produsert vann.....	16
1.6.2 EIF.....	17
1.6.3 Farlig avfall.....	19
1.7 Kjemikalier som skal prioriteres for utfasing.....	19
2 Utslipp fra boring	23
2.1 Boring med vannbasert borevæske.....	23
2.2 Boring med oljebasert borevæske.....	25
2.3 Boring med syntetisk borevæske.....	26
2.4 Borekaks importert fra andre felt.....	26
2.5 Boreaktiviteter.....	26
3 Utslipp av oljeholdig vann	27
3.1 Utslipp av olje.....	27
3.1.1 Utslipp av olje med produsertvann.....	27
3.1.1.1 Renseanlegg på Snorre A og Vigdis	29
3.1.1.2 Renseanlegg på Snorre B	30
3.1.1.3 Analyse og prøvetaking av produsert vann	31
3.1.2 Drenasjevann.....	31
3.1.3 Sandspyling (Jetting).....	31
3.1.4 Usikkerhet i utslipp av oljeholdig vann.....	32
3.1.4.1 Usikkerhet i analysen.....	32
3.1.4.2 Usikkerhet i prøvetaking og antall prøver.....	32
3.1.4.3 Usikkerhet i vannmengdemåler.....	33
3.2 Utslipp av naturlige komponenter i produsert vann – Miljøanalyser.....	33
3.2.1 Usikkerhet i miljøanalyser.....	40
4 Bruk og utslipp av kjemikalier	41
4.1 Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier.....	42
5 Evaluering av kjemikalier	46
5.1 Klassifisering og substitusjon.....	46
5.2 Usikkerhet i kjemikalierrapportering.....	47

5.3	Samlet forbruk og utslipp	48
6	Bruk og utslipp av miljøfarlig stoff.....	50
6.1	Kjemikalier som inneholder miljøfarlige forbindelser.....	50
6.2	Forbindelser som står på Prioritetslisten, St.melding.nr 25 (2002-2003), som tilsetninger og forurensninger i produkter.....	50
6.3	Brannskum.....	51
7	Utslipp til luft.....	52
7.1	Utslipp fra forbrenningsprosesser	52
7.2	Utslipp ved lagring/lasting av råolje	55
7.3	Diffuse utslipp og kaldventilering	56
7.4	Bruk av gassporstoffer	56
8	Utsiktede utslipp	57
8.1	Utsiktede utslipp av oljer	57
8.2	Utsiktede utslipp av kjemikalier og borevæsker	58
8.3	Utsiktede utslipp ved Snorrefeltet.....	62
8.4	Utsiktede utslipp til luft.....	63
9	Avfall	64
9.1	Farlig avfall.....	65
9.2	Næringsavfall.....	67
10	Vedlegg.....	69

Innledning

Rapporten dekker utslipp til sjø og luft, samt håndtering av avfall fra Snorre i år 2014, og er bygd opp i henhold til Miljødirektoratets retningslinjer for årsrapportering fra Petroleumsvirksomheten (Opplysningspliktforskriften). Utslipp fra Vigdis som skjer fra Snorre er også inkludert i rapporten.

Det er laget egen årsrapport til Miljødirektoratet for Vigdis, ref dokument nr AU-VIG-00001, som dekker utslipp i forbindelse med boreaktiviteter på feltet, samt utslipp av hydraulikkvæske. Denne tilsettes fra Snorre A-plattformen, men går til utslipp på bunnrammen ved operasjon av ventiler. Alle utslipp knyttet til prosessering av olje og gass fra Vigdis som finner sted på Snorre A inngår i rapporten for Snorre. Det er laget egen årsrapport til Miljødirektoratet for Tordis, ref dokument nr AU-TORDIS-00001.

Rapporten er utarbeidet av Ytre Miljø under enhet for Bærekraft og Klima i Utvikling og Produksjon Norge (DPN SSU ENV) og registrert i EEH til 15. mars.

Kontaktperson hos operatørselskapet:

Cecilie Surdal, telefon: 915 89 201, e-postadresse: csur@statoil.com.

1 Status

1.1 Generelt

Tampenområdet, som ligger om lag 150 kilometer vest for Florø, er fra naturens side en av de rikeste olje- og gassprovinsene på norsk sokkel. I tillegg til Snorre-feltet hører også Gullfaks-, Statfjord- og Visund-feltene til Tampenområdet. Selv om Tampen er et viktig produksjonsområde, byr feltene på store utfordringer. Snorre-reservoaret omtales eksempelvis som krevende og sammensatt. Sandsteinslagene ligger på 2300–2700 meters dyp og har oljebelter med varierende utvinningsgrad.

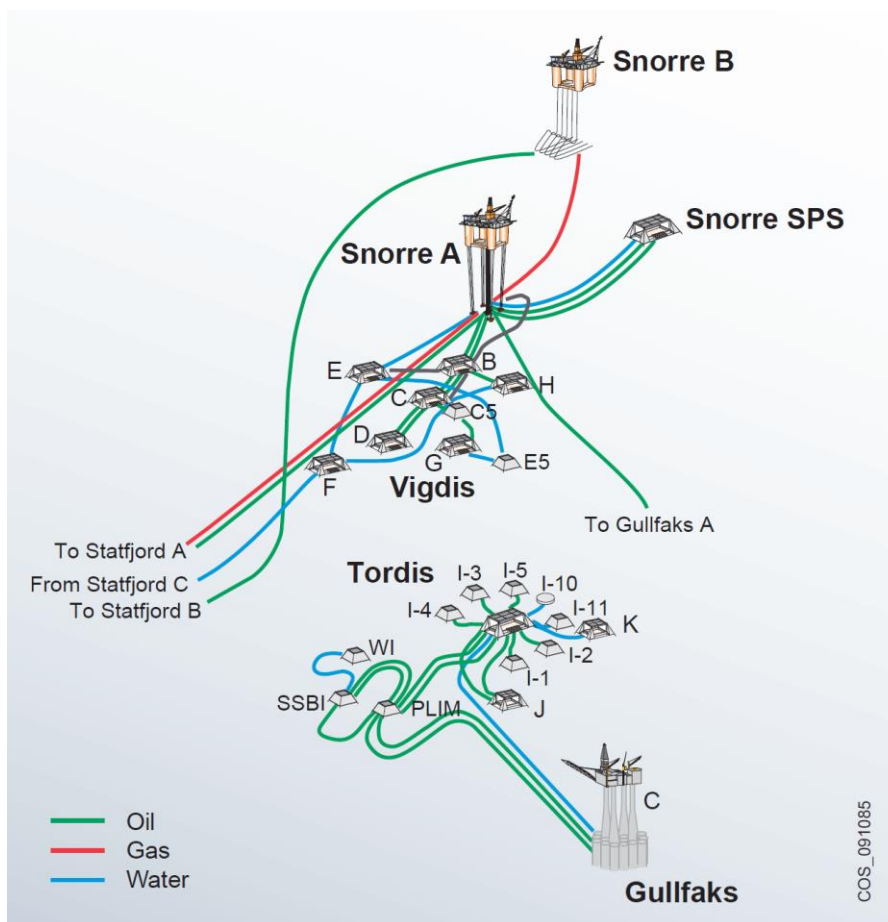
Snorre RE består av lisensene Snorre Unit og PL089. Feltet ble først bygget ut med strekkstagsplattformen Snorre A i 1992. Snorre B, en halvt nedsenkbar bore-, produksjons- og boligplattform, ble satt i produksjon i 2001. Tordis er bygget ut med alt utstyr på havbunnen knyttet til Gullfaks C, og har produsert siden 1994.

Snorre omfatter blokkene 34/4 og 34/7 og har produsert olje og gass siden august 1992. Snorrefeltet ble utviklet og operert av Saga Petroleum fram til Norsk Hydro overtok 1. januar 2000. Statoil overtok operatørskapet for Snorrefeltet fra 1. januar 2003. Feltene Tordis, Vigdis og Borg i PL089 hører inn under Snorre organisasjonsmessig i tillegg til Snorre A og Snorre B (Figur 1.1).

Reservoaret er krevende og sammensatt med mange store forkastninger. Sandsteinslagene, som ligger på 2.300–2.700 meters dyp, har oljebelter med varierende utvinningsgrad. For å opprettholde trykket i reservoaret nyttes både vann-, gass- og alternerende vann- og gassinjeksjon (VAG). I deler av reservoaret har det er også vært nyttet skumassistert injeksjon (FAWAG).

Snorre A er utbygd med to prosessanlegg, ett for egenprosessering og ett som tar i mot produksjonsstrømmen fra Vigdis. Et undervannsproduksjonsanlegg (UPA) er plassert på havbunnen rundt seks kilometer nordøst for plattformen (Snorre A UPA). Vanddypet i området er 300-350 meter. Delvis stabilisert olje og gass fra Snorre A transporteres i rørledning til Statfjord A-plattformen for endelig prosessering. Gassen fra Vigdis injiseres på Snorre A og brukes til drift av kompressorturbiner for Snorre A og Vigdis. Stabilisert olje fra Vigdis går til Gullfaks A for lasting og lagring. Oljen føres om bord i tankskip, mens gassen sendes videre til kontinentet via rørsystemet Statpipe.

Snorre B ligger rundt sju kilometer nord for A-plattformen. Stabilisert olje fra Snorre B sendes gjennom en 45 kilometer lang rørledning til Statfjord B for lagring og utskipping. En del av gassen injiseres i reservoaret, resten transporteres i rørledning via Snorre A til Statpipe-systemet.



Figur 1.1: Snorre-feltets grensesnitt mot andre felt.

Nøkkeldata – Snorre A og Snorre B

Beliggenhet	Snorre A: Blokk 34/7 Snorre B: Blokk 34/4
Rettighetshavere	Petoro 30,00 % Statoil Petroleum AS 33,28 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 17,45 % Idemitsu Petroleum AS 9,60 % RWE Dea Norge AS 8,57 % Core Energy AS 1,11%
Produksjonsstart	Snorre A: 1992 Snorre B: 2001
Gjenværende res. (pr 31.12.2014, OD fakta)	63,5 millioner Sm ³ olje 0,3 milliarder Sm ³ gass 0,1 millioner tonn NGL

Tabell 1.1: Sentrale utslippstall for Snorre.

Utslippstype	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Produsert vann til sjø (1000 x m ³)	5 882	9 066	11 951	10 819	9 673	10 565	11446	12082	13341	14001
Olje fra oljeholdig vann til sjø (tonn)	153	160	150	157	128	112	95,7	79,9	138,4	102,5
CO ₂ (inkl rigger) (1000 x tonn)	531	514	506	506	491	458	476	494	444	479
Akutte utslipp av olje, mengde (m ³)	0,1	0,06	21,18	0,03	0,417	5,08	0,518	0,142	0,01	0,001

Se Tabell 1.1 for sentrale utslippstall for Snorre fra 2005 til 2014.

Det var i 2014 revisjonsstans ved Snorre A. Hele produsertvannssystemet ble fullstendig rengjort (med unntak av CFU-enhetene som ble rengjort høsten 2013). Det var ikke revisjonsstans i 2014 ved Snorre B.

1.2 Utslippstillatelser 2014

Gjeldende utslippstillatelser er gitt i Tabell 1.2. Utslippstillatelsen for Snorre-feltet inkluderer også Vigdisfeltet samt bore- og brønnaktivitet på Tordis feltet. Siste endring av utslippstillatelsen for boring og produksjon på Snorrefeltet i 2014 er datert 24. oktober 2014, og er en oppdatering av utslippstillatelse etter forurensningsloven (ref: 2013/142).

Tabell 1.2: Gjeldende utslippstillatelser i 2014 – Miljødirektoratet

Type tillatelse	Dato gitt	Referanse
Tillatelse etter forurensningsloven for Snorrefeltet og Vigdisfeltet pr 24. oktober 2014	24.10.2014	2013/142
Tillatelse etter forurensningsloven for Snorrefeltet og Vigdisfeltet pr 6. desember 2013	06.12.2013	2013/142
Tillatelse til bruk av vannsporstoff på Snorrefeltet	12.08.2014	2013/142

1.3 Kommentarer fra Miljødirektoratet til årsrapport 2013

Miljødirektoratet sendte kommentarer vedrørende årsrapport for 2013 til Statoil den 25. juni 2014 (2013/142). Det ble bedt om tilbakemelding på bruk av kjemikaliet natriumhypokloritt ved Snorrefeltet, da kjemikaliet ikke var deklartert. Det vises til svar sendt til Miljødirektoratet den 14. oktober 2013 (vår referanse AU-DPN OS SN-00048, deres referanse 2013/142).

1.4 Overskridelser av utslippstillatelsen

Snorre A har i 2014 hatt ett varslingspliktig tilfelle av forhøyet olje i vann (se Tabell 1.3). Hendelsen er registrert i Synergi og varslet iht. arbeidsprosess *Sikkerhet- og bærekraft rapportering og prestasjonsstyring* (SF100 – Sikkerhet- og bærekraftsstyring i ARIS). Snorre B har ikke hatt varslingspliktige utslipp. Det arbeides kontinuerlig for å forbedre olje i vann, samt å unngå forhøyet olje i vann.

Tabell 1.3: Overskridelser utslippstillatelser/avvik

Ref.	Myndighetskrav	Avvik
Synergi nr. 1393918	Utslippsstillatelse, utslipp av oljeholdig vann	Forhøyede verdier av olje i produsert vann fra Vigdis i januar 2014. Havbunnsbrønn D-01 skulle startes opp etter å ha vært nedstengt. Ved oppstart av brønnen mistet vi separasjonen i Vigdis 1.-trinn-separator. Tap av separasjon medførte et betydelig forhøyet utslipp av olje i produsertvannet. Samlet døgnutslipp er estimert til 7520 kg. Oljemengden tilsvarende 30mg/l, i vårt tilfelle 1110kg, er fratrukket slik at det forhøyede produsertvannsutslippet rapporteres som 6410kg.

1.5 Status forbruk

Tabell 1.4 og Tabell 1.5 oppsummerer forbruks- og produksjonsstatus for feltet for rapporteringsåret. Forbruks- og produksjonsdata er gitt av Oljedirektoratet (OD). Det gjøres oppmerksom på at oppdatering av data kan ha blitt utført etter innrapportering til OD, og at data i tabellene av den grunn ikke nødvendigvis er de offisielle forbruks- og produksjonstallene for feltet.

Tabell 1.4 omfatter ikke diesel brukt på flyttbare innretninger (dvs. ikke avgiftspliktig diesel). Dieselmengder i Kapittel 7 angir mengder lastet i 2014 som korrigeres for lagerbeholdning ved årets start og slutt. Avvik mellom dieselmengder i Kapittel 1 og 7 kan dermed forekomme. Den korrekte mengden er angitt i Kapittel 7 samt i kvoterapporten.

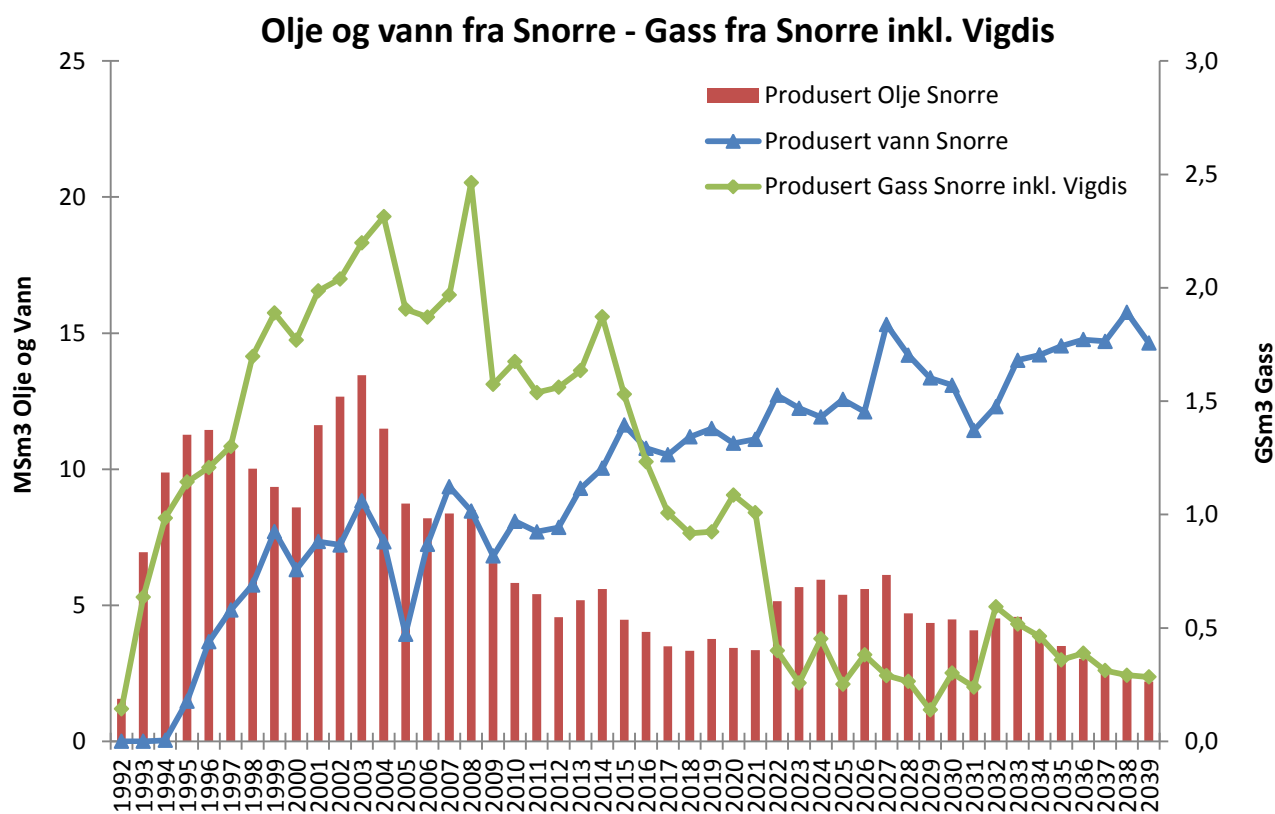
Figur 1.2 viser historiske data for produksjon av olje fra oppstart i 1992, samt prognoser ut feltets levetid. Prognosene er hentet fra innrapportering til revidert nasjonalbudsjett for 2015.

Tabell 1.4 Status forbruk.

Måned	Injisert gass (m ³)	Injisert sjøvann (m ³)	Brutto faklet gass (m ³)	Brutto brenngass (m ³)	Diesel (l)
januar	165 302 000	979 199	1 153 953	11 474 456	-
februar	145 568 000	1 085 021	1 597 735	10 982 567	-
mars	140 551 000	993 688	1 051 168	11 768 070	-
april	118 170 000	925 368	3 213 160	9 806 503	-
mai	107 635 000	986 104	1 304 067	10 176 542	-
juni	56 176 000	529 587	1 134 952	4 865 975	2 760 000
juli	143 477 000	1 182 008	1 060 780	11 113 202	-
august	161 448 000	1 100 186	1 081 110	11 719 108	-
september	175 848 000	1 008 930	1 172 195	11 314 352	-
oktober	158 931 000	1 136 493	1 348 422	11 527 224	-
november	139 480 000	1 201 444	932 544	11 153 168	649 000
desember	152 052 000	1 351 348	902 081	12 044 332	-
	1 664 638 000	12 479 376	15 952 167	127 945 499	3 409 000

Tabell 1.5 Status produksjon.

Måned	Brutto olje (m ³)	Netto olje (m ³)	Brutto kondensat (m ³)	Netto kondensat (m ³)	Brutto gass (m ³)	Netto gass (m ³)	Vann (m ³)	Netto NGL (m ³)
januar	531 358	531 097	-	-	164 120 000	-	937 503	-
februar	422 889	422 889	-	102	140 734 000	5 621 000	830 308	3 580
mars	448 643	447 025	-	-	156 731 000	-	793 970	-
april	447 276	447 264	-	-	124 466 000	-	870 184	-
mai	425 810	425 799	-	-	109 265 000	2 895 000	792 235	1 345
juni	301 393	301 430	-	-	58 958 000	-	402 035	-
juli	539 203	551 910	-	-	142 985 000	-	904 587	-
august	554 346	572 883	-	69	161 984 000	463 000	943 931	869
september	528 655	519 966	-	-	177 605 000	-	1 036 621	-
oktober	512 710	514 051	-	-	158 686 000	-	908 918	-
november	452 299	452 621	-	-	139 322 000	-	-	-
desember	432 335	432 488	-	-	151 327 000	-	-	-
	5 596 917	5619423	-	171	1 686 183 000	8 979 000	8 420 292	5 794



Figur 1.2 Historiske data for produksjon av olje fra oppstart i 1992, samt prognoser ut feltets levetid (iht RNB2015 med faktiske tall for 2014).

1.6 Status nullutslippsarbeidet

Tabell 1.6 viser de viktigste fokusområdene på Snorre med gjennomførte, pågående og planlagte tiltak.

Tabell 1.6: Status på nullutslippsarbeidet – oljeholdig vann, akutte utslipp og boreavfall.

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 15.03.2014	Forventet tidsplan for gjennomføring
Alle	Optimalisering av kjemikaliebruk og utskiftning av kjemikalier. Økt gjenbruk av borevæsker og redusert kjemikalieforbruk.	Pågår kontinuerlig. Ref kap 1.7 for substitusjon av kjemikalier	
Snorre A/Vigdis	<p>Reduksjon av dispergert olje fra utslippsvann</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ny innmat separatorer (2007; skiftet i avg.tank samt nytt skimme-arrangement) - Re-design og ombygging av SNA avgassingstank - Nye hydroyklonlinere - Ny avgassingstank på SNA - Gjennomgang av produksjonsanleggene på SNA av ekstern ekspertise for å kartlegge effektive muligheter for forbedringer av vannrenseanleggene. - Økt ledelsesfokus med konkrete målsetninger og daglig oppfølging. - Online oiv-målere på SNA og Vigdis avgassingstanker - Kurs i teori og anlegg for produsert vann på alle skift - Vask av produsertvann renseanlegg 	<ul style="list-style-type: none"> Gjennomført 2007 Gjennomført 2008 Gjennomført 2009 Gjennomført 2010 Mator har gjennomført tur i 2014. Utført 2008, 2010, 2011, 2012 og 2013. Gjennomføres kontinuerlig Implementert 2009 Gjennomført 2011 Oppfølging 2012 Gjennomført 2013 for Vigdis og for Snorre A og Vigdis under revisjonsstans 2014 	<ul style="list-style-type: none"> Utført Utført Utført Utført Gjennomføres ved behov. Utført Utført Planlagt rengjøring av Vigdis 1. og 2. trinn høsten 2015 (forutsetter piggestopp Vigdis produksjonslinjer).

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 15.03.2014	Forventet tidsplan for gjennomføring
	Dosering korrosjonsinhibitor redusert for å forbedre separasjon (renere vann) på Vigdis. Renseanlegg - Epcon-anlegg for Vigdis 2. trinn (kap. 10 000 Sm ³ /d) - Nytt Epcon CFU Vigdis 2. trinn - C-Tour Snorre 1.trinn - C-Tour Vigdis	Gjennomført 2014 Implementert 2003 Implementert 2006 Ferdigstilt 2011. C-Tour ikke i bruk pga for lave kondensatmengder. Velger Snorre eller Vigdis C-Tour som gir best HMS-effekt. Test og oppstart utført 2014.	Utført Utført Utført Utført
Snorre A	Introdusere ny H ₂ S-fjerner	Implementert 2005	Utført
Snorre B	Reduksjon av dispergert olje fra utslippsvann bl.a. vha onlinemåling, drift- og kjemikalieoptimalisering og automatisk skimmeprosess av avgassingstank	Implementert 2010, kontinuerlig oppfølging	Utført Ekstra optimalisering og effekt av flokkulant i 2010
Snorre B	Gjennomgang av produksjonsanleggene på SNB av ekstern ekspertise for å kartlegge effektive muligheter for forbedringer av vannrenseanleggene.	Gjennomføres ved behov	Mator har gj.ført flere turer.
Snorre B	Nye linere med forbedret teknologi installert i hydrocycloner	Implementert	Utført
Snorre B	Reinjeksjon av vann (sammen med vanninjeksjon) ved brønnopprensning.	Implementert 2007	Utført
Snorre B	Reduksjon av dispergert olje fra utslippsvann bl.a. vha IOR-modifikasjoner som medfører installering av ny hydrosyklon med mer optimal operasjon av linere, ekstra on-line oiw måler, utvidet/forbedret flokkulant injeksjon, re-routing av overbordlinje for å minske prosessforstyrrelser.	Implementert 2010	Utført

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 15.03.2014	Forventet tidsplan for gjennomføring
SNA & SNB (D&W DWS SNDW)	<p>Akutte utslipp:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Etablere tiltaksplan for doble barrierer til sjø og for å redusere akutte utslipp fra boring. Odfjell utførte gjennomgang av teknisk utstyr og operasjonelle forhold i 2005. - Tiltak vurdert og deler tatt med under modifikasjoner av "Snorre A Drilling Facilities". - Oppfølging etter "Tett rigg" for Snorre A samt vurdering av om tiltak kan inngå som del av prosjektet "Snorre A Drilling Facilities". Var på planen i desember 2010, men måtte utsettes til 2011. - Etablert kameratsjekkrutine (SNB) og økt bemanning (SNA) i pumperom ved overføring av væsker - Agitering og overløp av slurry holding tanker (SNB) - Div. modifikasjoner, primært optimalisering av dren rundt rotasjonsbord (SNB) - BOP -> modifikasjoner - Studie mht bruk av doble barrierer og nye modifikasjoner (SNA + SNB) - Hindre utslipp fra rørrenne (chute, SNB) 	<p>Systemgjennomgang utført 2005, ny gjennomgang i 2007.</p> <p>Noe er allerede utført som mindre modifikasjonsprosjekt.</p> <p>Denne oppfølgingen av "Tett Rigg" ble gjennomført i 2011. Synergi 1320717 opprettet, og alle tiltak er nå lukket.</p> <p>Implementert 2006</p> <p>Anbefalt i beslutningsmøte</p> <p>Godkjent i Anleggsråd</p> <p>Gjennomført 2007</p> <p>2008</p> <p>Studie gjennomført i 2013</p>	<p>Utført</p> <p>2013-2014</p> <p>Utført</p> <p>Utført</p> <p>Ikke anbefalt videre</p> <p>Utført</p> <p>Utført</p> <p>Vurdert</p> <p>Under vurdering</p>
SNA & SNB (D&W DWS SNDW)	<p>Redusere avfallsmengder fra boring:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Total Fluid Management Plan; KPI for gjenbruk av borevæsker. SNB; - Separat brønn for injeksjon av kaks og slop. - Kontrollere borehastighet for å minimerer skip-bruk (volum kaks til land red. ca 60-90% avh.) 	<p>Implementert</p> <p>Implementert, men stanset</p> <p>Gjennomført 2006</p>	<p>Utført</p> <p>Utført sommer 2004 Stanset des. 2009</p> <p>Utført</p>

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 15.03.2014	Forventet tidsplan for gjennomføring
	- Slop verifikasjon	Gjennomført 2012	Utført
	- Installere slop unit	Evalueres i 2014	2014
	SNA; - Installere kakstørkeanlegg (inkl. bulksystem for transport).	Installert 2006. I bruk i hele 2009. Gått over til å benytte våt kaks ved overføring til båt.	Utført
	- Nye tankvasker (reduere volum vaskevann)	Gjennomført – installert Q1 2007	Utført
	- For å bedre drenering fra mudpiter i forbindelse med tankvasking skal utløpsarrangementet mot drainmanifolden i hver pit utbedres. En ser her for seg en løsning med ei slags renne som vil ta vaskevannet unna på en bedre måte enn hva tilfellet er i dag.	Tatt inn i prosjektet SNA DF (Drilling Facilities)	2014
	- Etablere strategi for håndtering av slop	Strategi etablert 2008/2009	Utført
	- Prosjektet Snorre A Drilling Facilities (SNA DF) har planer om å installere et slopenseanlegg på Snorre A i forbindelse med oppgraderingen av boreanlegget. Dette krever teknologikvalifisering, og det er ønskelig å gjennomføre testing på SNA vinter/vår 2010. Det ble ikke utført testing som planlagt på SNA. Det ble vurdert å ta inn et slopenseanlegg fra Halliburton, men det ble ikke installert grunnet at dedikert plass ikke var klargjort.	Vurdert, men ble ikke installert grunnet dedikert plass ikke var klargjort. Slopenseanlegg ble installert på SNA i mai 2013, med positive resultater.	Utført

1.6.1 Olje i produsert vann

Med prognosene for økt vannproduksjon de kommende årene, har Snorre fortsatt høy prioritet på arbeidet med å redusere oljeinnholdet i produsert vann. Produsertvannkvaliteten er bedret gjennom de siste årene ved optimalisert kjøring av anleggene samt optimalisert bruk av kjemikalier i tillegg til tekniske forbedringer.

Det blir avholdt daglige møter med faste møtetidspunkter for hver av plattformene på feltet, såkalte produksjons-optimaliseringsgruppemøter (POG-møter). Dette er et møtested for samhandling mellom land- og havpersonell. Erfaringen er svært god, og møtene har fortsatt daglig siden oppstart. Det er mulig å få direkte tilgang til plattformens kontrollroms nåtidsdata fra land og dette er en viktig forutsetning for forberedelse og oppfølging av saker fra POG-møtene. I møtene er det fokus på optimalisering av produksjon samt miljø. Utslipp til sjø og til luft blir diskutert og tiltak iverksatt for om mulig å redusere utslippene.

Forbedret erfaringsutveksling og bedre kommunikasjon mellom bore- og brønnmiljøet og drift har også vist seg nyttig. Aktiviteter som oppkjøring av nye brønner og noen typer brønnoperasjoner kan føre til separasjonsproblemer slik at noe av oljen følger med produsert vann til utslipp. Det arbeides kontinuerlig med samhandling og identifikasjon av tiltak for å redusere utslipp til sjø, og i forkant av operasjoner med potensielt forhøyet utslipp diskuteres tiltak.

I 2014 så man en nedgang i olje i vann-verdiene på Snorre A. Årssnittet for Snorre A/Vigdis endte på 8,1 mg/l for 2014 mot 12,1 mg/l for 2013. Oljekonsentrasjonen i produsertvannet fra Snorre B endte på 5,0 mg/l for 2014, mot 4,9 mg/L for 2013. Resultat for 2014 er videre kommentert i Kapittel 3.1.

Tabell 1.7 viser utvikling av rapporterte mengder olje til sjø med tilhørende oljekonsentrasjoner fra Snorre i årene 2005 til og med 2014. Det refereres til Kapittel 3.1.1.3 for analysemetode og prøvetaking av produsert vann.

Tabell 1.7: Utvikling av olje til sjø fra produsert vann fra Snorre A og Snorre B.

År	SNB Vann sjø [m ³ x1000]	SNB Olje til sjø [tonn]	SNB Oljekons. [mg/l]	SNA & Vigdis Vann sjø [m ³ x1000]	SNA & Vigdis Olje til sjø [tonn]	SNA & Vigdis Oljekons. [mg/l]	SN RE Olje til sjø [tonn]	SN RE Oljekons. [mg/l]	Måltall
2005	429	6,5	15	5 453	146	27	153	26	29
2006	1 863	19	10	7 203	141	20	160	18	25
2007	3 178	19,6	6	8 772	130	15	150	12,5	16,7
2008	2 435	10,7	4	8 384	142	17	153	14,2	14,0
2009	1 379	9,6	7	8 294	116	14	126	13,0	12,0
2010	2 902	14,9	5	7 663	94	12	109	10,3	11
2011	1 808	5,7	3,2	9 637	90	9,3	95,7	8,4	9
2012	2 253**	9,7**	4,3**	9 829	70	7,1	79,9	6,6	8
2013	3 149	15,5	4,9	10 192	123	12,1	138,5	10,4	8
2014	3466	17,5	5,0	10536	85	8,1	102,5	7,3	9

* Snorre B-plattformen ble satt i produksjon i juni 2001. Snorre B kunne reinjisere produsert vann frem til april 2006. Fra år 2007 er det rapportert oljeindeks (alifatiske HC fra C7-C40) i stedet for dispergert olje.

** Inkl utslipp av oljeholdig vann i forbindelse med utskifting av stigerør.

1.6.2 EIF

For en samlet forståelse av miljøskadelige utslipp fra produsert vann som inkluderer både utslipp av dispergert olje, løste organiske komponenter og tungmetaller samt tilsatte kjemikalier, foretas beregning av Environmental Impact Factor (EIF) for Snorre. EIF er en miljøindeks som kvantifiserer risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann. EIF-verdien beregnes ut fra sammensetning og mengde produsert vann som slippes ut. I tillegg til et kvantitativt tall på miljørisikoen får man en oversikt over hvilke komponenter som bidrar til miljørisikoen, som indikerer hvor man bør sette inn tiltak.

Operatørene på norsk sokkel har forpliktet seg til å gjennomføre EIF-beregninger for alle installasjoner på norsk sokkel innen den 31. desember 2014 iht. de valgte scenariene for EIF beregninger. Dette inkluderer beregning med både gammel og ny EIF-metodikk. I den nye metodikken er blant annet nye PNEC verdier for naturlige forekommende komponenter (f.eks PAH) i produsert vann implementert. Disse er oppdatert i henhold til OSPAR retningslinjer, som er i tråd med retningslinjer for marine risikovurderinger. Opprinnelig PNEC metode er basert på retningslinjer for ferskvannsmiljø.

Endringer som vil gjelde fra og med 2014:

- Implementering av nye PNEC-verdier for naturlige forekommende komponenter (f.eks PAH) iht. OSPAR retningslinjer.
- Benytte tidsintegret EIF istedenfor maks EIF i rapporteringen/presentasjonen av resultatene, men inkludere både maksimum EIF (som før) og tidsintegret EIF i rapporteringen til operatør og Miljødirektoratet.
- Fjerne vektning av enkeltkomponenter.

Følgende tre scenarier er beregnet i 2014 (for 2013-tall):

1. «Opprinnelig» EIF-metode: Gamle PNEC verdier for naturlige forekommende stoffer, inklusive vektning og maksimum EIF (+ tidsintegret EIF).
2. PNEC-verdier erstattet med nye OSPAR PNEC-verdier for naturlige forekommende stoffer, med vektning
3. Ny EIF-tilnærming: Nye OSPAR PNEC-verdier for naturlige forekommende stoffer, tidsintegret og maksimum EIF, uten vektning.

Sammenlikner vi de ulike metodene som er brukt i 2014 for Snorre A (se Tabell 1.8a) viser ny tilnærming en økning av EIF sammenliknet med gammel tilnærming, men når man tar bort vektningen er det en reduksjon i EIF.

Tabell 1.8a Utvikling av EIF-verdier på Snorre A.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EIF gammel metode, maks	90	125	105	104	176	145	166
EIF gammel metode, tidsintegret							102
EIF ny metode, vektning, maks							179
EIF ny metode, med vektning, tidsintegret							117
EIF ny metode, uten vektning, maks							157
EIF ny metode, uten vektning, tidsintegret							103

Sammenlikner man de ulike metodene som er brukt i 2014 for Snorre B (se Tabell 1.8b) viser ny tilnærming en økning av EIF sammenliknet med gammel tilnærming, men når man tar bort vektingen blir denne økningen litt redusert.

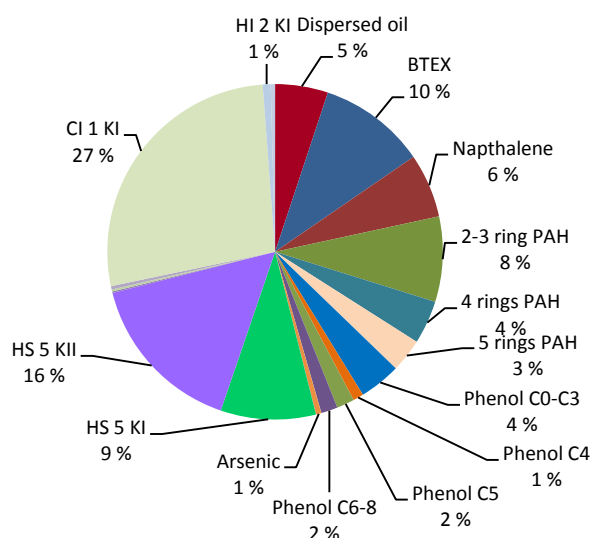
Tabell 1.8b Utvikling av EIF-verdier på Snorre B.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EIF gammel metode, maks	19	14	11		13	20	18
EIF gammel metode, tidsintegret							9
EIF ny metode, vekting, maks							35
EIF ny metode, med vekting, tidsintegret							15
EIF ny metode, uten vekting, maks							31
EIF ny metode, uten vekting, tidsintegret							14

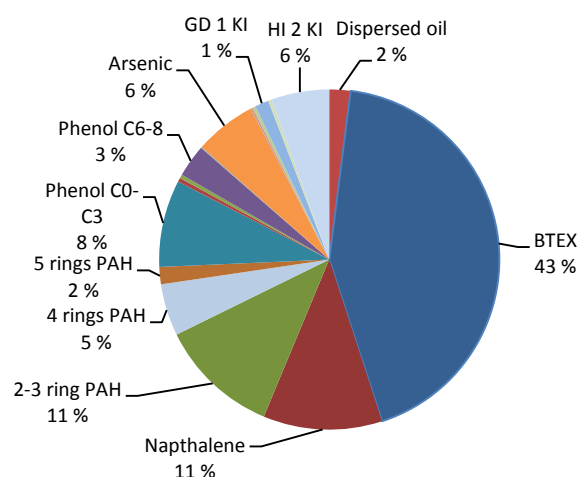
Fra og med 2014 rapporteres EIF tidintegret uten vekting, og det vil for Snorre A og Snorre B si en EIF på henholdsvis 103 og 14.

Figur 1.4 gir en oversikt over hvilke komponenter som bidrar til EIF for Snorre A og Snorre B basert på kjemikalieutslipp i 2013.

Snorre A ny 2013 EIF_{max} = 157 EIF_{ti} = 103



Snorre B ny 2013 EIF_{max} = 31 EIF_{ti} = 14



Forkortelser:

CI 1 KI	KI-3343
HI 2 KI	Methanol
GD 1 KI	TEG
HS 5 KI/KII	HR-2737

Figur 1.4: Komponenter som bidrar til EIF for Snorre A og Snorre B (basert på kjemikalieutslipp i 2013).

På Snorre A/Vigdis har bidraget fra naturlige komponenter økt med 7% fra 2012 til 2013 som følge av økt mengde produsert vann (7%). Konsentrasjon av CI 1 har økt med 8%., noe som fører til en økning i EIF-bidrag fra 31 til 40 Hovedbidragsyttere til EIF (utenom naturlige komponenter) er HS 5 og CI 1.

På Snorre B har utslipp av produsert vann økt fra 6 173 til 8 927 tonn per dag, dvs 1/3 mer. Hovedbidraget til EIF kommer fra de naturlige komponentene. Konsentrasjonene varierer litt fra komponent til komponent, men både i 2012 og 2013 utgjør summen av naturlige komponenter ca 90 % av bidraget til EIF. Bidraget fra HI 2 øker litt pga høyere konsentrasjon i 2013, mens bidrag fra SI 8 og GD 1 er stabilt. EIF-verdien er på samme nivå i 2013 som i 2012.

1.6.3 Farlig avfall

Farlig avfall er et betydelig miljøaspekt på Snorre. På Snorre A prøvde man i 2007 et nytt kakstørkeanlegg for om mulig å redusere mengden farlig avfall. Etter en lang oppstartsfase fungerte anlegget godt ved normale kaksmengder, men det viste seg at anlegget hadde flere svakheter. Oppsamling i tanker for frakt til land er derfor den primære løsningen per i dag.

Ut ifra miljøhensyn og stort potensial for kostnadsbesparelser anses injeksjon å være det beste alternativet, men dessverre viser simuleringer at Utsira-formasjonen under Snorre A er dårlig egnet. Utsira-formasjonen er bare rundt 15 meter tykk i området, og da det heller ikke er noen sandlag over denne formasjonen vil risikoen for kontakt til havbunn være betydelig. Heller ikke Hordaland-formasjonen har egenskaper som gjør at boring av en injeksjonsbrønn kan anbefales. Snorre B boret en egen brønn for injeksjon av kaks og slop i 2004, men på grunn av en havbunnslekkasje ble denne stengt ned i desember 2009 (viser til Dybdestudie Snorre B - Leakage from cuttings injector, AU-EPN OWE SN-00209). Følgelig blir all oljebasert kaks og slop fra Snorre A og Snorre B nå sendt til land for behandling, og dette anses som å være beste alternativ tatt i betraktning de begrensede mulighetene for injeksjon.

1.7 Kjemikalier som skal prioriteres for utfasing

Tabell 1.9 viser hvilke kjemikalier som er substituert på Snorre i 2014, og Tabell 1.10 viser hvilke kjemikalier som skal prioriteres for substitusjon i henhold til Miljødirektoratets krav. Det jobbes med å finne mer miljøvennlige substitutter - dette gjelder både flokkulant, emulsjonsbryter og avleiringshemmere. Kjemikalier i lukkede system er inkludert i Tabell 1.10.

Alle røde og svarte produksjonskjemikalier ble utfaset i 2005, og bruk av skumdemper og friksjonshemmer til SNA UPA ble stanset. Rød skumdemper måtte tas i bruk igjen i vanninjeksjon i februar 2006 på grunn av store viskositetsproblemer.

Tabell 1.9: Kjemikalier substituert i 2014.

Substitusjonskjemikalier	Klassifisering	Nytt kjemikalie	Klassifisering	Kommentar
Produksjonskjemikalier				
WT-1099	102	WT-1378	102	Utfaset på Snorre A. Samme virkestoff, men lavere konsentrasjon. Redusert mengde forbruk og utslipp av gul Y2
SI-4573	102	SI-4613	101	Utfaset i løpet av 2014.

Tabell 1.10: Kjemikalier som prioriteres for substitusjon i 2014.

Substitusjonskjemikalier	Klassifisering	Vilkår stilt	Status utfasing	Nytt kjemikalie/Kommentar
Produksjonskjemikalier				
*Dyno DF-522-C**	8	23.12.02 tatt inn på ny	2019	Ikke benyttet i 2014.
EB-8580	102		2019	Gul kategori, klassifisert som Y2.
EB-8065	102			
SI-4470	102		2015	Gul kategori, klassifisert som Y2. Utgjør liten miljøpåvirkning pga lavt volum.
Vanninjeksjonskjemikalier				
DF-550	8	tatt inn på ny februar 2006	2019	Det har pågått en del testing av gule skumdempere på Snorre A og Snorre B de siste årene, og et av produktene fungerte tilfredsstillende. Men basert på en helhetlig vurdering av HMS-egenskaper til kjemikaliene, kom produktet som er rødt med hensyn til ytre miljø bedre ut enn det gule som ikke var akseptabelt mht helse.
Hjelpekjemikalier				
Oceanic HW 443 v2 (SNB)	8			Lavt forbruk. Erstatning med Oceanic HW 443ND utsatt da det er ønskelig med fargestoff for å kunne identifisere eventuelle lekkasjer.
IC Dissolve	8		Dato ikke fastsatt	Vaskekjemikalie for bruk til rensing av produsertvann anlegg. Ingen utslipp fra bruk, kjemikaliene samles opp og sendes i land for regenerering. Ikke benyttet i 2014.
Anti Freeze	8		Dato ikke fastsatt	Arbeid med å finne erstatningsprodukt pågår sammen med leverandør (Statoil Norge)
Stack Magic ECO-F	102		Dato ikke fastsatt	Stack-Magic ECO-F er en hydraulikkvæske som brukes på Snorre A og som er miljøklassifisert som gul Y2. Foreløpig er ingen substitusjonsprodukt identifisert.
Solberg Arctic Foam 201 AF AFFF 1 %	4		2015	Solberg RF1
Brønnoperasjoner m.m.				

Substitusjonskjemikalier	Klassifisering	Vilkår stilt	Status utfasing	Nytt kjemikalie/Kommentar
Statoil Marine Gassolje Avgiftsfri (diesel)	0	09.03.07	Dato ikke fastsatt	Inneholder 15 ppm lovpålagt miljøsvart indikator for å skille produktet fra vanlig avgiftspliktig diesel. Resten er gul. Produktet går ikke til utslipp og er ikke prioritert for utfasing
Oljebasert borevæske				
BDF-578	102		Dato ikke fastsatt	Brukt på både Snorre A og Snorre B i 2014, men uten utslipp til sjø. Produktet er en viskositetsendrer i gul miljøfarekategori - klassifisert som 100% Y2. R&D pågår, men har foreløpig ikke identifisert noen bedre miljømessige alternativ.
BDF-513	102		2016	BDF-513 brukes for å redusere tap i oljebaserte systemer, og vil typisk kunne redusere tapene med inntill 30 %. Dette gir betydelig reduksjon i avfallshåndtering, kranhåndtering, manuell håndtering av skipper, mindre kjemikalie miksing etc. Et gult alternativ, BDF-610, har blitt identifisert, men usikkert hvorvidt den vil dekke alle bruksområder og det er behov for å få verifisert teknisk ytelse.
Bentone 38			2016	Produkt basert på organoleire. En leirefri borevæske, BaraECD, er på utviklingsstadiet. BDF-568, gult produkt, vil i enkelte tilfeller kunne bli brukt som erstatning.
Duratone E	102		2015	Dette er et gult Y2-kjemikalie som brukes som Filtration Control Agent i OBM – ikke utslipp til sjø. Det er identifisert mulige substitusjonsprodukter, både i fast og flytende form. Kvalifikasjonstester både miljømessig og teknisk pågår.
Geltone II	102	2011	Dato ikke fastsatt	Brukt som viskositetsendrende kjemikalie, men uten utslipp til sjø. Det foreligger så langt ikke alternative organoleirer med reelle miljøforbedringer sammenlignet med dagens produkter. Kjemikaliet brukes i oljebasert slam og slippes normalt ikke til sjø.
Suspentone	102	2011	2015	Brukes som viskositetsendrer i OBM. Har identifisert et mulig substitusjonsprodukt som er gul Y1, nemlig BDF-568. Dette produktet har vært felttestet i 2014.
Beredskapskjemikalie				
Arctic Foam 201 SF AFFF 1 %	4		Utgang 2015	Det er utført en fullskala test offshore i 2012 og resultatene fra denne testingen er tilfredsstillende. I 2013 er produktet fasett inn på enkelte installasjoner i UPN og dette arbeidet vil fortsette i årene som kommer. Utskifting ved Snorre-feltet vil skje i løpet av 2015.
MS-200	8	Intern vurdering	Dato ikke fastsatt	Fargestoff, brukes kun v/ lekkasje. Alternativer er ikke tilgjengelige per dags dato. Ikke brukt 2014.

Substitusjonskjemikalier	Klassifisering	Vilkår stilt	Status utfasing	Nytt kjemikalie/Kommentar
Kjemikalier i lukkede system				
Hydraway HMA-32	3		Dato ikke fastsatt	Hydraulikkolje som forbrukes i lukket system. slippes ikke ut til sjø eller grunn. Sendes i land som farlig avfall/injiseres i brønn eller sendes med oljelast.
HydraWay HVXA 15	4		Dato ikke fastsatt	Hydraulikkolje som forbrukes i lukket system. slippes ikke ut til sjø eller grunn. Sendes i land som farlig avfall/injiseres i brønn eller sendes med oljelast.
HydraWay HVXA 22	3		Dato ikke fastsatt	Hydraulikkolje som forbrukes i lukket system. slippes ikke ut til sjø eller grunn. Sendes i land som farlig avfall/injiseres i brønn eller sendes med oljelast.
HydraWay HVXA 32	3		Dato ikke fastsatt	Hydraulikkolje som forbrukes i lukket system. slippes ikke ut til sjø eller grunn. Sendes i land som farlig avfall/injiseres i brønn eller sendes med oljelast.
HydraWay HVXA 46	3		Dato ikke fastsatt	Hydraulikkolje som forbrukes i lukket system. slippes ikke ut til sjø eller grunn. Sendes i land som farlig avfall/injiseres i brønn eller sendes med oljelast.
HydraWay HVXA 46 HP	3		Dato ikke fastsatt	Hydraulikkolje som forbrukes i lukket system. slippes ikke ut til sjø eller grunn. Sendes i land som farlig avfall/injiseres i brønn eller sendes med oljelast.
Erifon 818 TLP	6		Dato ikke fastsatt	Hydraulikkolje som forbrukes i lukket system. slippes ikke ut til sjø eller grunn. Sendes i land som farlig avfall/injiseres i brønn eller sendes med oljelast.

2 Utslipp fra boring

2.1 Boring med vannbasert borevæske

Tabell 2.1 nedenfor gir en oversikt over data relatert til forbruk og utslipp av vannbaserte borevæsker på feltet.

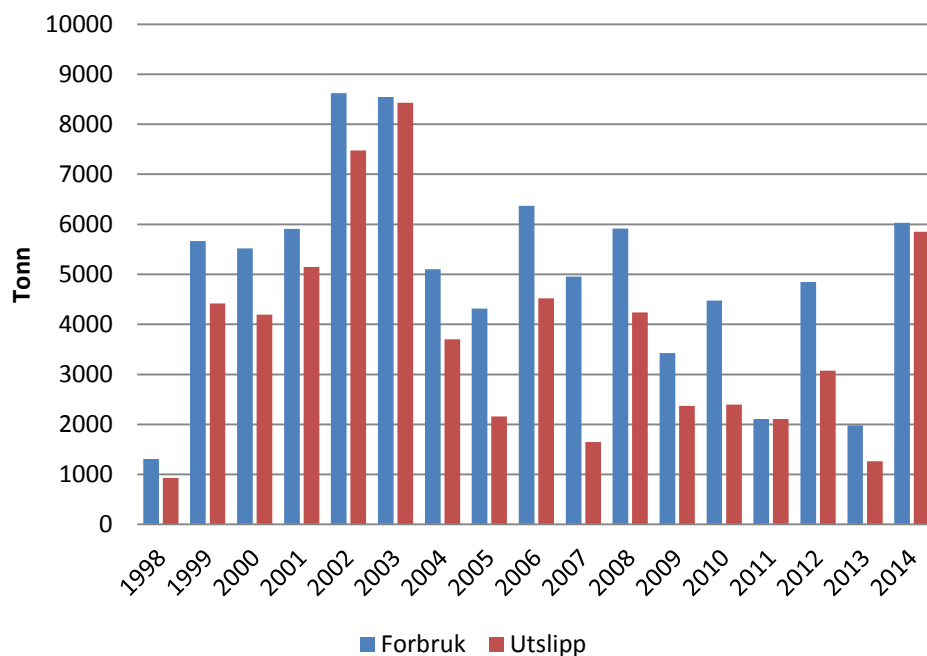
Tabell 2.1: Bruk og utslipp av vannbasert borevæske.

Brønnbane	Utslipp av borevæske til sjø (tonn)	borevæske injisert (tonn)	borevæske til land som avfall (tonn)	borevæske etterlatt i hull eller tapt til formasjon (tonn)	Totalt forbruk av borevæske (tonn)
34/4-D-5 H	5119,2	0	0	0	5119,2
34/4-K-3 H	733,7	0	72,5	101,5	907,7
	5852,9	0	72,5	101,5	6026,9

I rapporteringsåret har vannbasert borevæske blitt benyttet under boring av 34/4-D-5 H og Permanent Plug and Abandonment-operasjon (PP&A) av brønn 34/4-K-3 H; begge brønner på Snorre B.

Historisk utvikling av forbruket av vannbasert borevæske er vist i Figur 2.1. Utviklingen reflekterer i hovedsak endring i boreaktivitet og hvilke seksjoner som bores.

Figur 2.1 på neste side gir en sammenligning av tidligere års forbruks- og utslippstall for vannbasert borevæske på Snorre.



Figur 2.1: Forbruk og utslipp av vannbasert borevæske i perioden 1998 – 2014.

Disponering av kaks ved boring med vannbasert borevæske er vist i Tabell 2.2.

Tabell 2.2 Disponering av kaks ved boring med vannbasert borevæske.

Brønnbane	Lengde (m)	Teoretisk hullvolum (m ³)	Total mengde kaks generert (tonn)	Utslipp av kaks til sjø (tonn)	Kaks injisert (tonn)	Kaks sendt til land (tonn)	Eksportert kaks til andre felt (tonn)
34/4-D-5 H	947	276,4	718,6	718,6	0	0	0
34/4-K-3 H	0	0	0,0	0	0	0	0
	947	276,4	718,6	718,6	0	0	0

For brønnen 34/4-K-3 H har det blitt brukt vannbasert borevæske i forbindelse med P&A-operasjoner, og således er det ikke generert kaks.

2.2 Boring med oljebasert borevæske

Oljebasert borevæske ble i rapporteringsåret benyttet under boring av 12 ¼"-, 8 ½"- og 6"-seksjonene av brønn 34/7-P-19 A på Snorre A, samt under boring av 16"x17 ½"-, 12 ¼"- og 8 ½"- seksjon av 34/4-D-5 H og 12 ¼"- og 8 ½"- seksjon av brønn 34/4-K-3 AH på Snorre B.

Tabell 2.3 gir en oversikt over data relatert til oljebasert borevæske i 2014, mens Tabell 2.4 gir en oversikt over tilhørende kaksmengde og disponering av denne.

Tabell 2.3: Boring med oljebasert borevæske.

Brønnbane	Utslipp av borevæske til sjø (tonn)	borevæske injisert (tonn)	borevæske til land som avfall (tonn)	borevæske etterlatt i hull eller tapt til formasjon (tonn)	Totalt forbruk av borevæske (tonn)
34/4-D-5 H	0	0	723,3	518,9	1 242,2
34/4-K-3 AH	0	0	465,7	60,0	525,8
34/7-P-19 A	0	0	1 528,7	988,1	2 516,8
	0	0	2 717,8	1 567,0	4 284,8

Under boring av 8 ½"-seksjon i brønn 34/7-P-19 A på Snorre A, ble det registrert tap til formasjonen, brønnen ble plugget og sidesteg boret.

Tabell 2.4: Disponering av kaks ved boring med oljebasert borevæske.

Brønnbane	Lengde (m)	Teoretisk hullvolum (m ³)	Total mengde kaks generert (tonn)	Utslipp av kaks til sjø (tonn)	Kaks injisert (tonn)	Kaks sendt til land (tonn)	Eksportert kaks til andre felt (tonn)
34/4-D-5 H	4787	394,2	1 024,8	0	0	1 024,8	0
34/4-K-3 AH	3321	200,4	520,9	0	0	520,9	0
34/7-P-19 A	7178	493,5	1 306,0	0	0	1 306,0	0
	15286	1 088,0	2 851,8	0	0	2 851,8	0

All mengde generert kaks med oljebasert vedheng ble sendt til land for sluttbehandling i 2014. Det har ikke vært injeksjon av kaks på Snorre siden 2009, da det ble oppdaget lekkasje av kaks til havbunnen og kaksinjektoren på Snorre B umiddelbart ble nedstengt. En dybdestudie ble i 2010 utført for å kartlegge årsakene til lekkasjen, og denne er også oversendt til myndighetene (ref. AU-EPN OWE SN-00209 "Dybdestudie Snorre B - Leakage from cuttings injector").

Halliburton, som er borevæskekontraktøren på Snorrefeltet, har fokus på gjenbruk av borevæske for hver brønn som bores. En oversikt over gjenbruk av oljebasert borevæske på Snorre er vist i tabell 2.4a.

Tabell 2.4a: Gjenbruksprosent for oljebasert borevæske på Snorre i 2014.

Installasjon	Gjenbruksprosent av oljebasert borevæske
Snorre A	65,1 %
Snorre B	88,7 %

Gjenbruksfaktorer påvirkes av brønndesign. Lange «intermediate sections», typisk 17 ½" og 12 ¼", har ofte høyere gjenbruksfaktor enn reservoarseksjoner iom at operasjonsvindu tillater det, samt at reservoar ikke stiller ekstra krav til mud-egenskaper. I reservoarseksjonene er gjenbruksfaktor lavere, ikke pga behov for å vedlikeholde mud, men pga krav om backup av nymikset/uveid mud i tilfelle statistisk tap i depletet reservoar – med andre ord av hensyn til brønnkontroll. Dette er noen av årsakene til at gjenbruksfaktor kan variere en del når man sammenligner brønner/seksjoner, eller tall fra år til år.

2.3 Boring med syntetisk borevæske

Det ble ikke benyttet syntetisk borevæske på Snorrefeltet i 2014 – tabeller er utelatt.

2.4 Borekaks importert fra andre felt

Det ble ikke importert borekaks fra andre felt i 2014 – tabell er derfor utelatt.

2.5 Boreaktiviteter

Tabell 2.5 viser en oversikt over boreaktivitetene på Snorre A og B i 2014.

Tabell 2.5: Oversikt over bore- og brønnaktiviteter i 2014.

Installasjon	Brønn	Type	Vannbasert	Oljebasert
Snorre A	34/7-P-19 A	Boring		12 ¼" 8 ½" 6"
Snorre B	34/4-K-3 H		P&A	
	34/4-K-3 AH	Boring		12 ¼" 8 ½"
	34/4-D-5 H	Boring	24" 16"x17 ½"	16"x17 ½" 12 ¼" 8 ½"

3 Utslipp av oljeholdig vann

3.1 Utslipp av olje

Det har blitt utarbeidet beste praksis for håndtering av produsert vann for Snorre A og Snorre B. Dokumentene beskriver hvordan produsertvannsanlegget bør opereres for å sikre god miljøprestasjon, og inneholder generelle sjekkpunkter samt en utstyrsgjennomgang. I tillegg er det etablert en erfaringslogg.

Oljeholdig vann fra produksjonsplattformene kommer fra følgende hovedkilder:

- Produsert vann (formasjonsvann og tilbakeprodusert injeksjonsvann (sjøvann))
- Drenert vann (oljeholdig avfallsvann)
- Oljeforurenset vann i forbindelse med sandspyling (jetting)

Tabell 3.1 gir en oversikt over utslipp av oljeholdig vann fra feltet i 2014.

Tabell 3.1: Utslipp av olje og oljeholdig vann.

Vannstype	Totalt vannvolum (m ³)	Midlere oljeinnhold (mg/l)	Midlere oljevedheng på sand (g/kg)	Olje til sjø (tonn)	Injisert vann (m ³)	Vann til sjø (m ³)	Eksportert prod vann (m ³)	Importert prod vann (m ³)
Produsert	14 040 422	7		102,5	-	14 001 245	39 177	-
Drenasje	25 266	17,02		0,4	-	25 266	-	-
Jetting			1	4,7				
	14 065 688			107,6	-	14 026 511	39 177	-

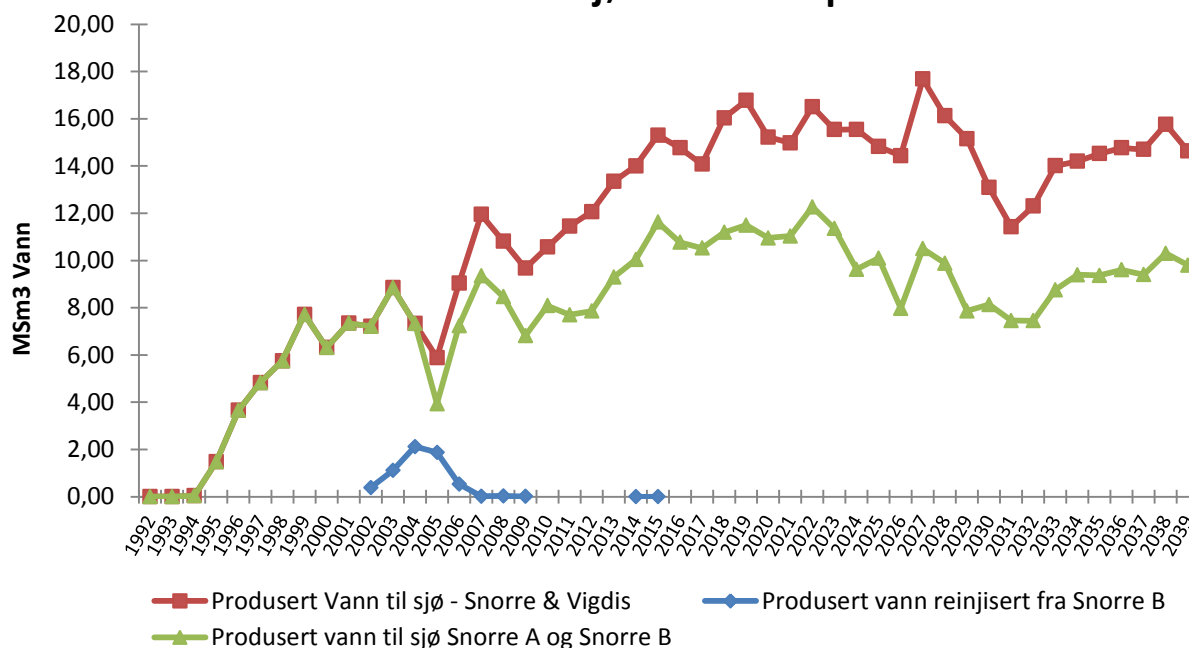
3.1.1 Utslipp av olje med produsertvann

Nesten all olje til sjø fra oljeholdig vann kommer fra produsertvannet, og utgjorde 95% i 2014. Høye olje i vann-verdier oppstår oftest i forbindelse med oppstart etter produksjonsstanser, ustabile forhold i prosessanlegget, forhold rundt kjemikaliedosering og ustabilitet ved oppkjøring av nye brønner og etter brønnoperasjoner..

Historiske utslipp av produsert vann til og med 2014 og prognoserte tall for kommende år er hentet fra RNB2015 er vist i Figur 3.1. Vigdis er en vesentlig bidragsyter til produsertvannmengdene, der feltets levetid er gitt til 2029. Det er også vist mengder vann til reinjeksjon på Snorre B i årene 2002 til 2006. Som det går frem av Figur 3.1 vises en "dump" i kurven for produsert vann til sjø i årene 2004 og 2005. Det skyldes lavere vannproduksjon i tillegg til reinjeksjon av produsert vann på Snorre B. Historiske utslipp av olje fra produsert vann sammen med tilhørende vannmengder og oljekonsentrasjoner er vist i Figur 3.2

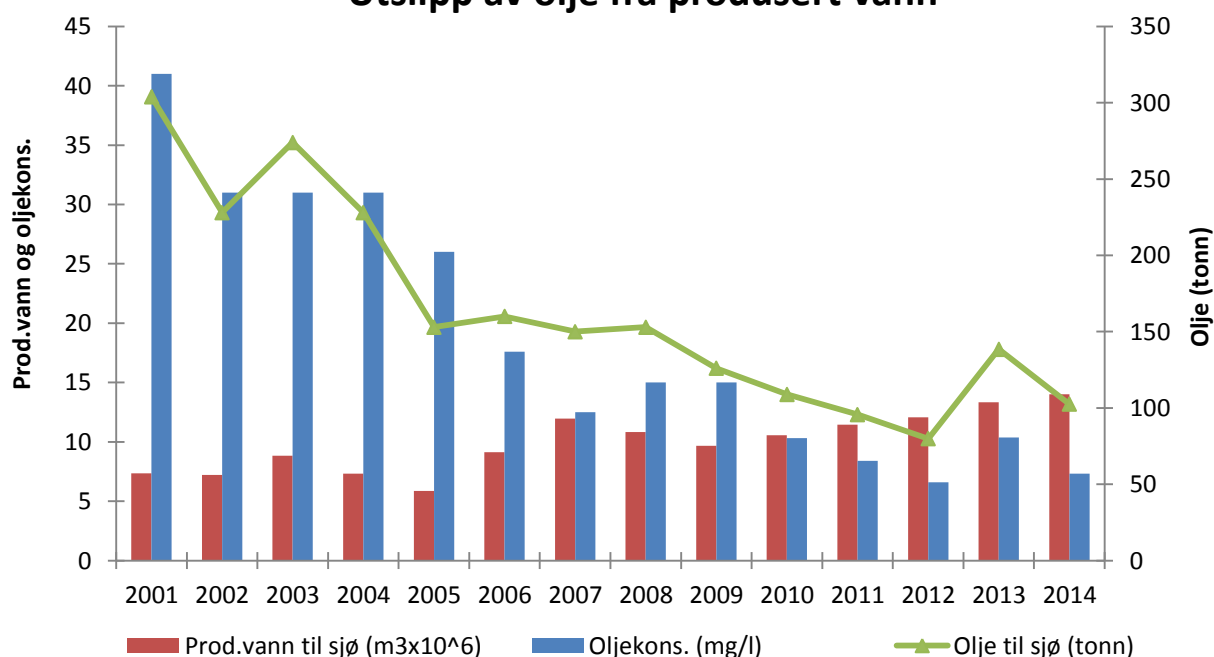
Utslipp av produsert vann til sjø fra Snorre A, Vigdis og Snorre B økte med 621 000 m³ fra 2013 til 2014. Oljeutslippet ble imidlertid redusert med 35 tonn. Dette skyldes i all hovedsak høye oljekonsentrasjoner i 2013 som følge av utfordringer med dårligere separasjon og redusert ytelse av produsertvannsanlegget ved Snorre A og Vigdis. Rengjøring av anlegget høsten 2013 og under revisjonsstans sommeren 2014 forbedret ytelsen av anlegget, noe som reflekteres i oljeutslippet for 2014 (se også Figur 3.2).

Produsert vann til sjø fra Snorre-plattformene



Figur 3.1: Produsertvannmengder; historikk tom 2014 og prognoser (iht RNB2015) .

Utslipp av olje fra produsert vann



Figur 3.2: Utslipp av olje fra produsert vann fra Snorre (fra 2007 er det rapportert oljeindeks)

3.1.1.1 Renseanlegg på Snorre A og Vigdis

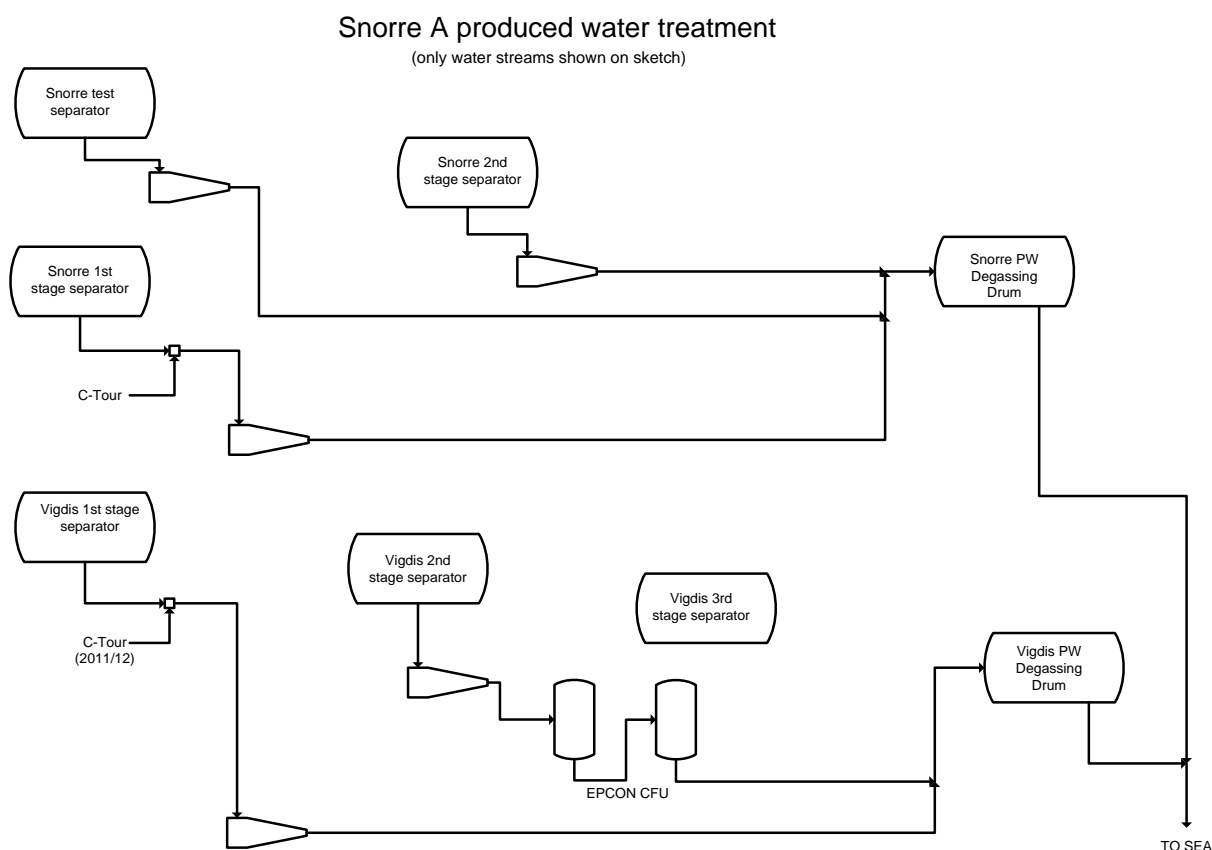
Andelen av vann fra Vigdis som slippes ut med produsertvannet fra Snorre A-plattformen utgjorde 38 % i 2014. Det er separate renseanlegg for Snorre A og Vigdis. Vannrensesystemet på Snorre A-plattformen håndteres for øvrig under ett med krysstilkoblinger i flere ledd, noe som gjør driftsmessig tilpasning og optimalisering mulig, se Figur 3.3.

Rensesystemet for produsert vann fra Snorre A består av hydrosyklonanlegg nedstrøms første trinns-, andre trinns - og testseparator. Fra hydrosyklonanlegget går produsertvannet videre til en avgassingstank, for så å bli sluppet ut til sjø. C-Tour benyttes for tiden ikke på Snorre A pga for lite kondensat til å kjøre både på Snorre A- og Vigdis-reanseanlegg.

Rensesystemet for Vigdis-feltet inkluderer et hydrosyklonanlegg nedstrøms første- og andretrinnsseparator og en avgassingstank. Vannet fra andretrinnsseparator renses ytterligere ved hjelp av Epccon CFU-reanseanlegg. C-Tour benyttes på førstetrinnsseparator.

Snorre A og Vigdis har fått til en mye bedre sandkontroll etter installering av sanddetektorer på alle brønner. Det er etablert sandstrategier for både Snorre A og Vigdis som gir kriterier for akseptabel sandrate i produksjonen.

Det er online-målere installert på Snorre A og Vigdis, og ved kontinuerlig informasjon bidrar disse til en ytterligere bedring av produsertvannkvaliteten.



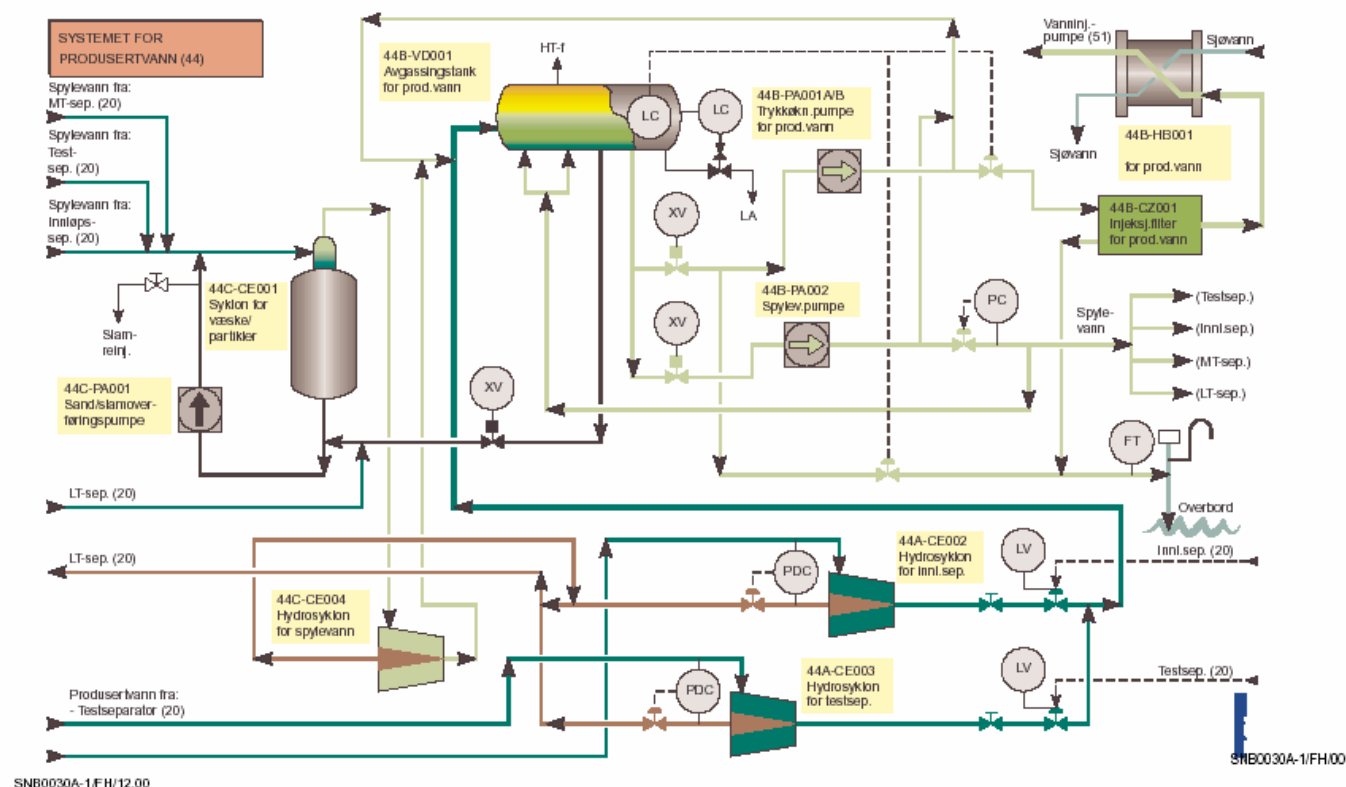
Figur 3.3: Renseanlegg for Snorre A og Vigdis.

3.1.1.2 Renseanlegg på Snorre B

Rensesystemet på Snorre B består av hydrosyklonanlegg nedstrøms første trinn- og testseparator, se Figur 3.4. Frem til 1. april 2006 gikk produsertvannet videre til avgassingstanken for så primært å bli reinjisert sammen med injeksjonsvannet (avsluttet på grunn av forsuring av reservoar og korrosjon i strømningsrør for brønn).

Viktigste bidrag til bedre produsertvannkvalitet er bedret drift av hydrosykloner, hyppig skimming og riktig nivå på avgassingstank. I tillegg til kjemikalieoptimalisering har Snorre B installert nye linere med forbedret teknologi. Online-målere har vært til god hjelp ettersom man raskt får deteksjon hvor man har problemer i prosessen og tiltak iverksettes raskere. I 2014 har hydrosyklonene blitt vasket ca hver tredje måned for å kunne opprettholde effekt av hydrosyklonene. Den hyppige rengjøringen skyldes innmat i første trinnseparator (Mellapak) som løsner og fører til problemer i renseprosessen. Innmaten er planlagt skiftet ut i revisjonsstans 2015.

Som jetvann på Snorre B brukes produsert vann fra avgassingstank som resirkuleres. Jetvannet går etter jetting gjennom en sandsyklon (med oppsamling) og deretter gjennom en væskesyklon før det ledes til avgassingstanken. Renset vann går til sjø, oljeholdig vann ledes inn i prosessen og sanden vaskes før den går til sjø.



Figur 3.4: Renseanlegg for Snorre B.

3.1.1.3 Analyse og prøvetaking av produsert vann

Prøve for olje i vann analyser samles opp 3 ganger i døgnet på Snorre A og 4 ganger i døgnet på Snorre B til en døgnp prøve. Analyser av prøven utføres av laboratorietekniker på plattformlaboratoriet og benyttes til beregning av oljemengde til sjø på døgnbasis. På Snorre benyttes IR flatcelle (Infracal) som deretter korreleres mot GC (iht. OSPAR 2005-15, C7-C40) for å bestemme oljekonsentrasjon.

3.1.2 Drenasjevann

Total oljemengde som går til sjø fra drenasje fremkommer i Tabell 3.1. Det tas ukentlige målinger av drenasjevannet på Snorre A som brukes som daglige verdier. Prøvene analyseres og registreres i Snorres miljørapporteringssystem.

For 2014 er det ikke registrert drenasjevann på Snorre B.

3.1.3 Sandspyling (Jetting)

Total oljemengde som går til sjø ved jetting fremkommer i Tabell 3.1, og omfatter både olje som er dispergert i vannet og olje som vedheng på sand.

Generelt er mengde sand som produseres fra reservoarene vanskelig å måle. Statoil har installert flere sandmålere på produksjonsrørledninger. Disse målerne brukes i forbindelse med tilstandsovervåkning og produksjonsoptimalisering. De ulike teknologiene er i hovedsak basert på erosjonsprober og akustiske sensorer. Statoil sin erfaring over flere år, tilsier at disse teknologiene ikke anbefales ved myndighetsrapportering for å angi nøyaktig sandmengde. Den sanden som kommer med brønnstrømmen vil fordele seg videre i produksjonsanlegget. En andel av sanden vil følge med produsert vann til sjø; både gjennom produsert vanns renseanlegg og gjennom jettesystemer.

På Snorre A blir det estimert totale oljeutslipp ved jetting av enkelttanker basert på en serie målinger, som jevnlig oppdateres. Mens på Snorre B blir oljeinnhold fra produsert vann analysert ved hver jetting, og oljemengde til sjø beregnes ut fra oljekonsentrasjon og vannmengde.

Ved Snorre tas det normalt årlige prøver for analyse av oljevedheng på sand, som sendes til Intertek West lab for olje i sand analyse (ikke akkreditert analyse). Det er derfor ikke oppgitt oljevedheng på sand per måned i Tabell 10.4.5. For 2014 er det gjennomført prøvetaking og analyse av oljevedheng på sand for Snorre A, hvor resultatet er innenfor kravet på én vektprosent. Det er ikke gjennomført prøvetaking av oljevedheng på sand ved Snorre B.

Ved Snorre B tas det normalt prøver i forbindelse med vasking av sanden, men vaskesyklonen har ikke fungert og det har vært problemer med å få tilstrekkelig sand til prøve. Det arbeides med å få tatt prøve for å sende inn til analyse.

Historisk har både Snorre A og Snorre B ligget innenfor én vektprosent, grunnet godt fungerende sandvasker. Det kan dermed antas med stor sikkerhet at oljevedheng på sand ligger innenfor Aktivitetsforskriftens § 68.

3.1.4 Usikkerhet i utslipp av oljeholdig vann

3.1.4.1 Usikkerhet i analysen

PTC (Product Technology and Customer Service), Statoil laboratoriet på Mongstad, har på vegne av EPN HMS deltatt i en JIP arrangert av TUV NEL. Formålet med dette prosjektet var å finne ytelse til olje i vann referansemetode (OSPAR 2005-15). Resultatet ble at repeterbarhet ble funnet til 15 % og reproduserbarhet ble funnet til 20 %.

I forbindelse med akkreditering, har PTC internt funnet repeterbarhet og reproduserbarhet til å være 4 % og 15 %. Deteksjonsgrense for denne analysen er 0,2 mg/L, som er i henhold til referansemetoden.

Snorre bruker Infracal for å analysere olje i vann. Fra 2008 begynte Statoil med korrelasjonskurver som beskrevet etter OSPAR Guideline for correlation. Da rapporterte plattformene oljeindeks direkte etter OSPAR 2005-15. Kurven er laget slik at resultatene ligger innfor en konfidensgrense på 95 %.

Alle korreleringer mot referansemetode (OSPAR 2005-15) er gjort av PTC. Prøvene er opparbeidet og analysert på Infracal offshore og på GC hos PTC, PTC har sendt ut korrelasjonsdata til installasjonene. Usikkerhet ved analyse på Infracal er funnet til 15 % (måleverdier over 5 mg/L) og 50 % (måleverdier under 5 mg/L). Deteksjonsgrense på Infracal er 2 mg/L.

For dispergert olje er det usikkerhet knyttet til analysemetoden som dominerer i den totale usikkerhetsheten. Usikkerhet vil variere mellom 15 og 50 % avhengig av konsentrasjonen i målt prøve. Siden det normalt er konsentrasjoner >5 mg/l ved Snorre A og Vigdis er total usikkerhet fra disse vurdert å være 15%. For Snorre B er konsentrasjonen normalt <5 mg/L, og usikkerhet er vurdert å være 50%.

3.1.4.2 Usikkerhet i prøvetaking og antall prøver

Hovedelementene som kan bidra til usikkerhet ved prøvetaking av oljeholdig vann er ivaretatt på Snorre ved følgende:

- Skriftlig prøvetakingsprosedyre er i hht OLF 085 Anbefalte retningslinjer for Prøvetaking og analyse av produsert vann. Skriftlig prosedyre tilfredsstillende krav. Snorre etterlever skriftlig prosedyre og usikkerhet i fbm prøvetakingsprosedyre vil være neglisjerbart.
- Prøvetakingskompetansen heves og vedlikeholdes ved at det arrangeres eksterne kurs for personell som tar prøver, og at prosedyren har blitt gjennomgått i detalj på labteknikerseminar. Labteknikerseminar arrangeres årlig.

Gitt at prosedyre og standard for prøvetaking følges, så vurderer Statoil at usikkerhet knyttet til prøvetaking er neglisjerbar. Antar derfor at prøvene som tas ut på Snorre er representative og at konsentrasjon i prøven er tilnærmet lik konsentrasjonen i røret.

Dispergert olje måles daglig i produsertvann. Ved måling av oljekonsentrasjon i vann tas det ut henholdsvis 3 og 4 spotprøver pr dag for Snorre A /Vigdis og Snorre B, som til sammen utgjør en døgnprøve. Fordi det tas så mange prøver pr år er usikkerhet knyttet til antall prøver marginal.

3.1.4.3 Usikkerhet i vannmengdemåler

Produsert vannmengder måles kontinuerlig, oppgitt usikkerhet i datablad for vannmengdemåler er gitt i Tabell 3.2. Usikkerhet i måling er antatt høyere enn usikkerhet oppgitt i datablad.

Tabell 3.2: Usikkerhet i vannmengdemålere.

Utslipp	Type	Usikkerhet oppgitt i datablad
Produsertvann SNA – Til sjø	Electromagnetic flowmeter, KROHNE	Usikkerhet: +/- 0,2 %
Produsertvann Vigdis – Til sjø	Electromagnetic flowmeter, KROHNE	Usikkerhet: +/- 0,2 %
Produsert vann SNB – Til sjø	Ultralydmåler (Danfoss Ultrasonic)	Usikkerhet: +/- 0,6 %
Produsert vann SNB* – Til sjø	Electromagnetic flowmeter, KROHNE	Usikkerhet: +/- 0,2 %

* Elektromagnetisk måler er hovedmåler for Snorre B

3.2 Utslipp av naturlige komponenter i produsert vann – Miljøanalyser

Prøver for analyse med hensyn på aromater, fenoler, organiske syrer og metaller ble tatt ut to ganger fra hvert prøvepunkt i 2014 etter avtale med Miljødirektoratet. Gjennomsnittlig konsentrasjon er brukt for beregning av årlig utslipp, og der konsentrasjon ligger under deteksjonsnivå benyttes halve konsentrasjonen av deteksjonsgrensen. Tabell 3.3 oppgir oversikt over metoder og laboratorier benyttet for miljøanalyser i 2014.

Tabell 3.4 viser oljeutslipp målt etter GC/ FID, og angitt utslipp er et veid gjennomsnitt for de to årlige miljøanalysene av produsert vann. Mengde olje i vann gitt i Tabell 3.4 vil derfor ikke stemme overens med mengde olje gitt i Tabell 3.1.

Tabell 3.5 til Tabell 3.14 gir en oversikt over utslipp av oppløste naturlige stoffer til sjø fra produsert vann fra Snorre B og Snorre A inklusiv Vigdis. Oversikt over alle komponentene i produsert vann er vist i Vedlegg 10 (tabellene 10.7.1 til 10.7.6).

Tabell 3.3: Oversikt over metoder og laboratorier benyttet for miljøanalyser 2014.

Komponent:	Akkreditert	Komponent / teknikk	Metode	Laboratorie
Fenoler /alkylfenoler (C1-C9)	Nei	Fenoler/alkylfenoler i vann, GC/MS	Intern metode	Intertek West Lab AS
PAH/NPD	Ja	PAH/NPD i vann, GC/MS	Intern metode	Molab AS
Olje i vann	Ja	Olje i vann, (C7-C40), GC/FID	Mod. NS-EN ISO 9377-2 / OSPAR 2005-15	Molab AS
BTEX	Ja	BTEX i avløps- og sjøvann, HS/GC/MS	ISO 11423-1	Molab AS
Organiske syrer (C1-C6)	Ja	Organiske syrer i avløps- og sjøvann, HS/GC/MS	Intern metode	ALS Laboratory AS
Kvikksølv	Ja	Kvikksølv i vann, atomfluorescens (AFS)	EPA 200.7/200.8	Molab AS
Elementer	Ja	Elementer i vann, ICP/MS, ICP-OES	EPA 200.7/200.8	Molab AS

Forkortelser:

BTEX: Benzen, Toluen, Etylbenzen og Xylener
 Alkylerte fenoler: Fenoler fra C0 til og med C9
 PAH: Polysykliske Aromatiske Hydrokarboner
 VOC: Volatile Organic Compounds – Flyktige Organiske Stoffer
 SVOC: Semi-Volatile Organic Compounds – Delvis Flyktige Organiske Stoffer

As: Arsen
 Ba: Barium
 Cd: Kobber
 Cu: Bly
 Cr: Krom
 Fe: Jern
 Ni: Nikkel
 Pb: Bly
 Zn: Sink

Tabell 3.4 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Olje i vann).

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Olje i vann	Olje i vann (Installasjon)	48 499

Tabell 3.5: Prøvetaking og analyse av produsert vann (BTEX).

Gruppe	Stoff	Utslipp (kg)
BTEX	Benzen	77 476
BTEX	Toluen	54 594
BTEX	Etylbenzen	3 715
BTEX	Xylen	6 972
		142 756

Tabell 3.6 Prøvetaking og analyse av produsert vann (PAH).

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
PAH	Naftalen	3 949,20
PAH	C1-naftalen	2 939,35
PAH	C2-naftalen	1 855,06
PAH	C3-naftalen	882,24
PAH	Fenantren	135,91
PAH	Antrasen*	2,95
PAH	C1-Fenantren	147,32
PAH	C2-Fenantren	162,34
PAH	C3-Fenantren	57,35
PAH	Dibenzotiofen	38,29
PAH	C1-dibenzotiofen	68,19
PAH	C2-dibenzotiofen	69,12
PAH	C3-dibenzotiofen	37,95
PAH	Acenaftalen*	9,27
PAH	Acenaften*	12,31
PAH	Fluoren*	66,19
PAH	Fluoranten*	0,97
PAH	Pyren*	1,81
PAH	Krysen*	6,06
PAH	Benzo(a)antrasen*	0,81
PAH	Benzo(a)pyren*	0,35
PAH	Benzo(g,h,i)perylene*	0,07
PAH	Benzo(b)fluoranten*	0,32
PAH	Benzo(k)fluoranten*	0,10
PAH	Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	0,07
PAH	Dibenz(a,h)antrasen*	0,07
		10 443,68

Tabell 3.7: Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum NPD).

Utslipp (kg)
10 345

Tabell 3.8: Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum 16 EPA-PAH (med stjerne)).

Utslipp (kg)	Rapporteringsår
101,3	2014

Tabell 3.9: Prøvetaking og analyse av produsert vann (Fenoler).

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Fenoler	Fenol	16 383,3
Fenoler	C1-Alkylfenoler	16 148,1
Fenoler	C2-Alkylfenoler	2 996,7
Fenoler	C3-Alkylfenoler	1 073,0
Fenoler	C4-Alkylfenoler	207,5
Fenoler	C5-Alkylfenoler	114,8
Fenoler	C6-Alkylfenoler	0,7
Fenoler	C7-Alkylfenoler	23,7
Fenoler	C8-Alkylfenoler	0,5
Fenoler	C9-Alkylfenoler	0,6
		36 948,8

Tabell 3.10: Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum Alkylfenoler C1-C3).

Alkylfenoler C1 - C3 Utslipp (kg)
20 218

Tabell 3.11 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum Alkylfenoler C4-C5).

Alkylfenoler C4 - C5 Utslipp (kg)
322,3

Tabell 3.12: Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum Alkylfenoler C6-C9).

Alkylfenoler C6 - C9 Utslipp (kg)
25,5

Tabell 3.13: Prøvetaking og analyse av produsert vann (Organiske syrer).

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Organiske syrer	Maursyre	174 664
Organiske syrer	Eddiksyre	3 612 211
Organiske syrer	Propionsyre	243 080
Organiske syrer	Butansyre	14 001
Organiske syrer	Pentansyre	14 001
Organiske syrer	Naftensyrer	14 001
		4 071 959

Tabell 3.14: Prøvetaking og analyse av produsert vann (Andre).

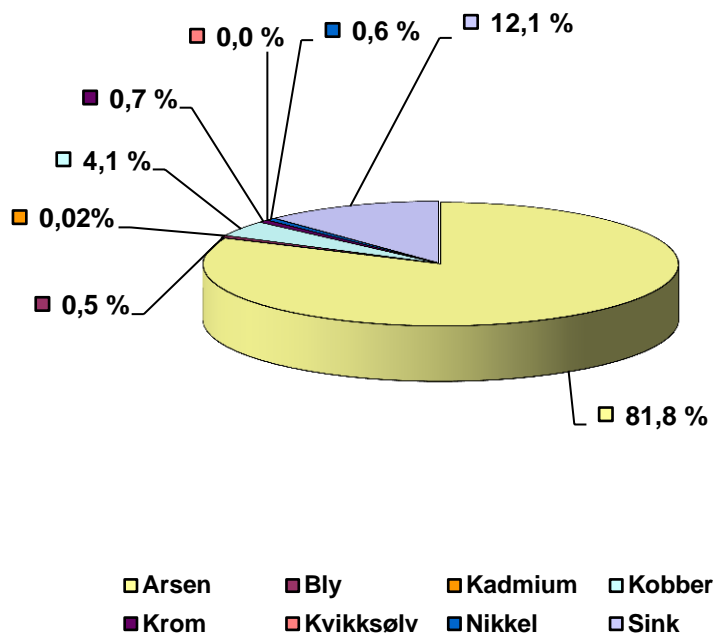
Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Andre	Arsen	542,0
Andre	Bly	3,6
Andre	Kadmium	0,1
Andre	Kobber	27,3
Andre	Krom	4,6
Andre	Kvikksølv	0,3
Andre	Nikkel	4,0
Andre	Zink	80,3
Andre	Barium	103 085,5
Andre	Jern	35 621,8
		139 369,6

Figur 3.5 og Figur 3.6 viser oversikter over fordeling av tungmetaller og fordelingen av aromater og alkylfenoler i produsert vann for 2014. I tillegg er det gitt oversikter over utvikling i utslipp av tungmetaller og aromater og alkylfenoler de siste årene i Figur 3.7 og Figur 3.8.

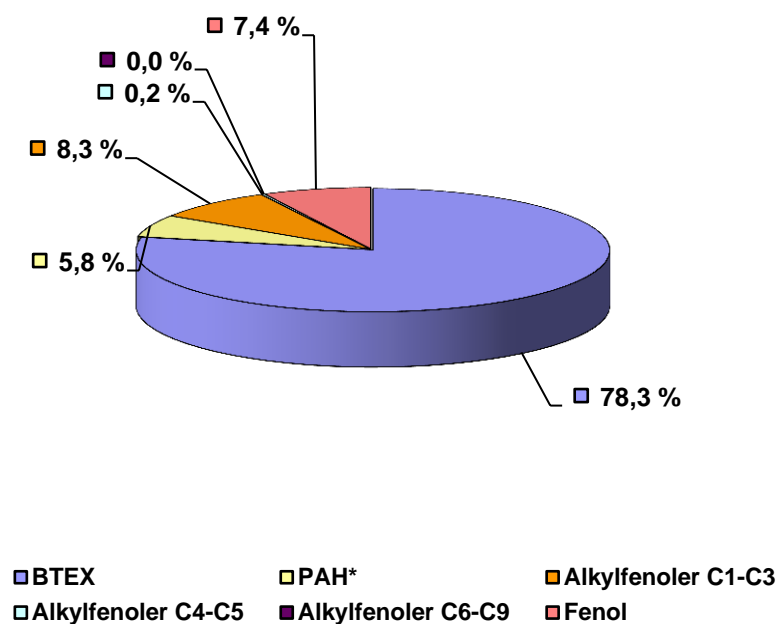
Flere forhold knyttet til produksjon og alder av felt medvirker til variasjoner i innhold av tungmetaller. Ved første vanngjennombrudd i nye brønner vil produsertvannet kunne bestå av tilnærmet rent formasjonsvann. Ved injeksjon av sjøvann som trykkstøtte vil man i tillegg til formasjonsvann få gjennombrudd av sjøvann og innholdet av tungmetaller i produsert vannet avtar. Andelen sjøvann vil etter hvert bli dominerende og overta helt.

I tillegg til at mengden vann fra de ulike innretningene varierer i de samlede utslippene av løste komponenter fra feltet, så vil også andelen vann fra de ulike brønnene samt vann fra de ulike sonene i brønnen variere. Nye brønner med høyere konsentrasjoner vil komme til igjen etter hvert, samtidig som gamle brønner med høyt vannkutt stenges inne. Innhold av tungmetaller vil dermed være ulikt i vannstrømmen fra de ulike prøvepunkt, innretninger og felter fra år til år (reinjeksjon av produsert vann gir ikke de samme fortyningseffektene som ved bruk av sjøvann.)

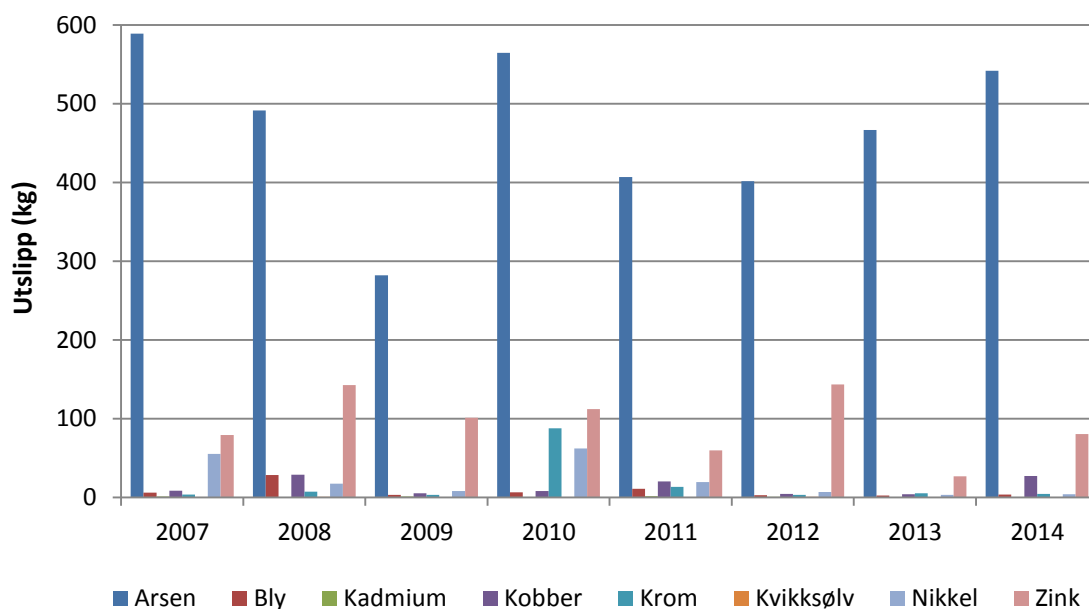
For øvrig varierer stort sett utslippsmengder av aromater og alkylfenoler fra Snorre-feltet i forhold til mengde produsert vann til sjø. I tillegg har man at innhold av løste komponenter avtar som en effekt av forbedret produsertvann kvalitet. Statoil har dokumentert denne sammenhengen.



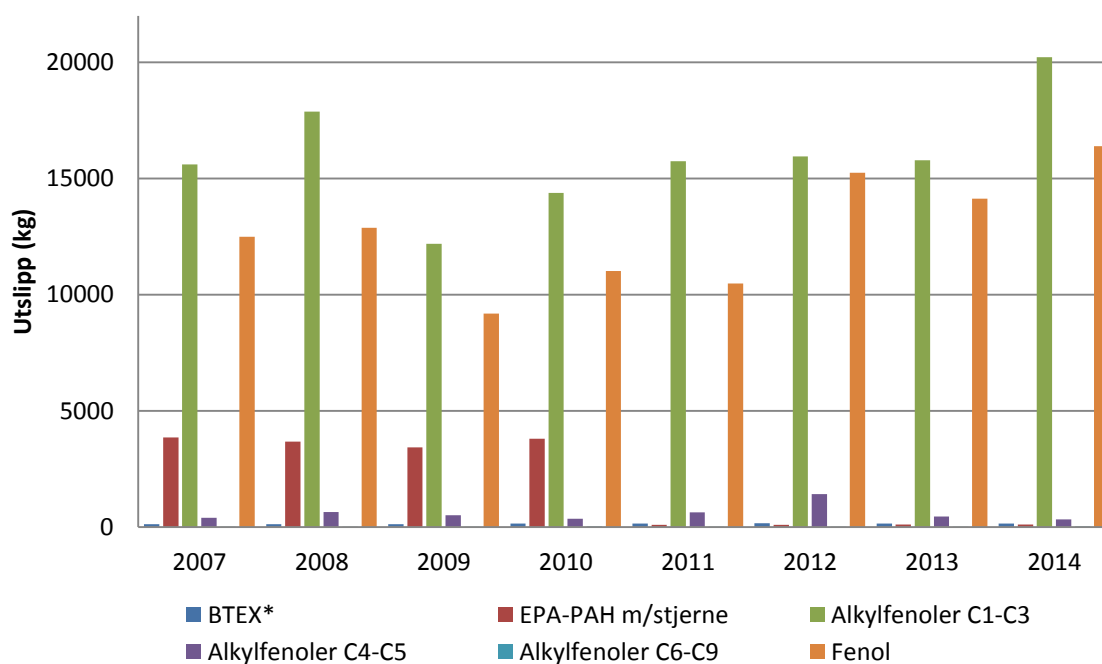
Figur 3.5: Fordeling av tungmetaller i produsert vann til sjø.



Figur 3.6: Fordeling av aromater og alkylfenoler i produsert vann til sjø.



Figur 3.7: Utvikling i utslipp av tungmetaller fra Snorre-feltet.



*BTEX er gitt i tonn, mens de andre stoffene er gitt i kg.

Figur 3.8: Utvikling i utslipp av aromater og alkylfenoler fra Snorre-feltet.

3.2.1 Usikkerhet i miljøanalyser

Løste komponenter blir analysert to ganger pr år. Det lave antall prøver kan bidra til usikkerhet i rapporterte utslipp. Hvor stor denne usikkerheten er vil avhenge av hvilken metode som benyttes for beregning. Usikkerhet knyttet til antall vil være høyere jo lavere konsentrasjonen er.

Usikkerhet i analyse for hver gruppe er vist i Tabell 3.15; den er satt ut fra høyeste usikkerhet for komponent i hver gruppe.

Tabell 3.15: Usikkerhet i analyse for utslipp av oppløste naturlige stoffer til sjø.

Gruppe	Usikkerhet
BTEX	50 %
PAH/NPD	70 %
Organiske syrer	18 %
Fenoler	60 %

4 Bruk og utslipp av kjemikalier

Bruk og utslipp av kjemikalier som rapporteres i dette kapitlet stammer fra bore- og brønnoperasjoner, samt produksjon på Snorre hovedfelt (Snorre A og Snorre B). I tillegg inngår brønnbehandlingskjemikalier og kjemikalier som tilsettes i forbindelse med produksjonen fra Vigdis som produseres inn til Snorre A-plattformen.

Hydraulikkvæske som tilsettes fra plattform, slippes ut på bunnramme ved operasjon av ventiler, og utslipp av denne inngår i årsrapporten for Vigdis. Forbruk av eksportstrømkjemikalier rapporteres på Snorre plattformene, mens utslippene inngår i Staffjord sin årsrapport. Utslippene fra Vigdis eksport inngår i Gullfaks sin årsrapport.

Forbruk og utslipp av bore- og sementkjemikalier er basert på miljøregnskapet etter ferdigstilling av hver boret seksjon eller sementjobb. Utslipp av kjemikalier er beregnet på bakgrunn av massebalanser av borevæske og mengde kaks som er sluppet ut. Kjemikalier som benyttes ved komplettering er også basert på rapportert forbruk for hver enkel jobb.

På Snorre A har det i 2014 blitt gjennomført brønnintervensjoner på 17 brønner, mens det på Snorre B har blitt utført brønnintervensjoner på 7 brønner

Videre har det blitt gjennomført 7 lette brønnintervensjoner (LWI) med fartøyet Island Wellserver på Vigdis i 2014. Kjemikalier som pumpes mot brønnrammene under disse operasjonene tilbakestrømmes og slippes ut via separasjonsanlegget på Snorre A. Utslipp til sjø fra disse operasjonene registreres derfor under Snorre A, og er inkludert i denne årsrapporten.

Også på Tordis har det blitt utført LWI-operasjoner i 2014; Island Wellserver har totalt gjennomført 7 intervensjoner. For disse operasjonene blir kjemikalieforbruk og –utslipp rapportert på Tordis. Tordis produseres tilbake til Gullfaks C, som vil rapportere utslipp av kjemikalier som blir tilbakeprodusert der.

Kjemikalier benyttet til de ulike bruksområder er registrert i UPNs miljøregnskapssystem, TEAMS. I Vedlegg 10 (tabellene 10.5.1-10.5.9) er det vist massebalanse for kjemikaliene innen hvert bruksområde, etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.

4.1 Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier

Tabell 4.1 gir en oversikt over samlet forbruk og utslipp av kjemikalier fra Snorrefeltet i 2014, og Figur 4.1 viser den historiske utviklingen i perioden 2005-2014. Forbruk og utslippsmengder er oppgitt med vann.

Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier i 2014 ligger noe over nivået i 2013. Totalt er forbruket økt med 3153 tonn mens utslippet er økt med 507 tonn. Dette skyldes økt forbruk og utslipp av bore- og brønnbehandlingskjemikalier som følge av økt aktivitet (se også Kapittel 2). I 2014 ble det benyttet vannsporstoff for resevoarstyring, noe som gjenspeiles i bruksområde K. Det har vært en reduksjon i forbruk og utslipp av kjemikalier i de øvrige bruksområdegruppene.

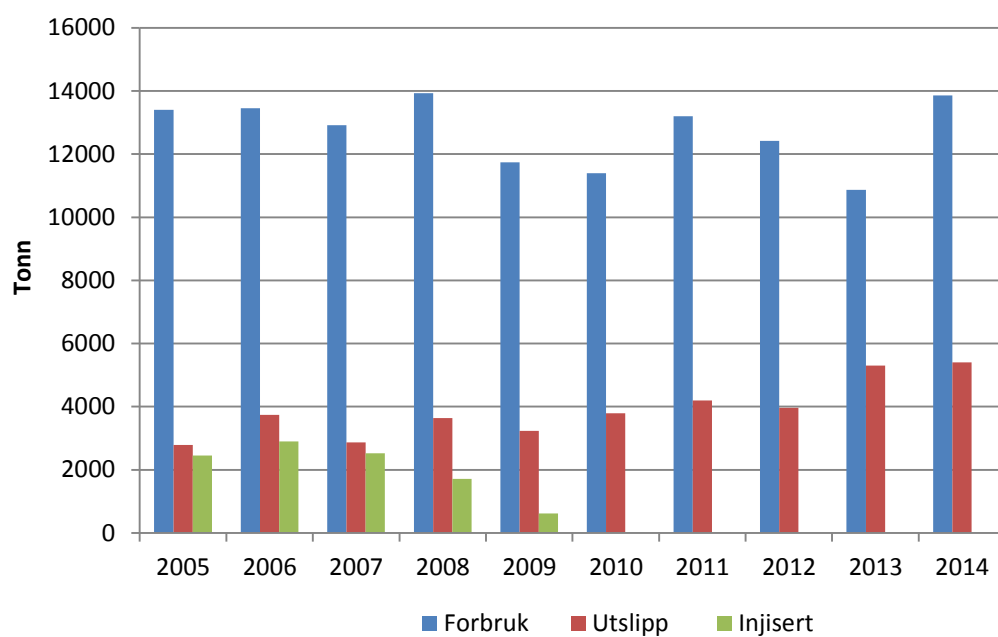
Tabell 4.1: Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier.

Bruksområdegruppe	Bruksområde	Forbruk (tonn)	Utslipp (tonn)	Injisert (tonn)
A	Bore- og brønnbehandlingskjemikalier	8 788,0	2 937,5	16,022
B	Produksjonskjemikalier	2 085,9	1 962,9	0,004
C	Injeksjonsvannkjemikalier	1 659,5	5,5	-
E	Gassbehandlingskjemikalier	943,8	802,3	-
F	Hjelpekjemikalier	224,1	94,9	-
G	Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen	311,3	-	-
K	Kjemikalier for resevoarstyring	3,1	2,5	-
		14 015,7	5 805,5	16,026

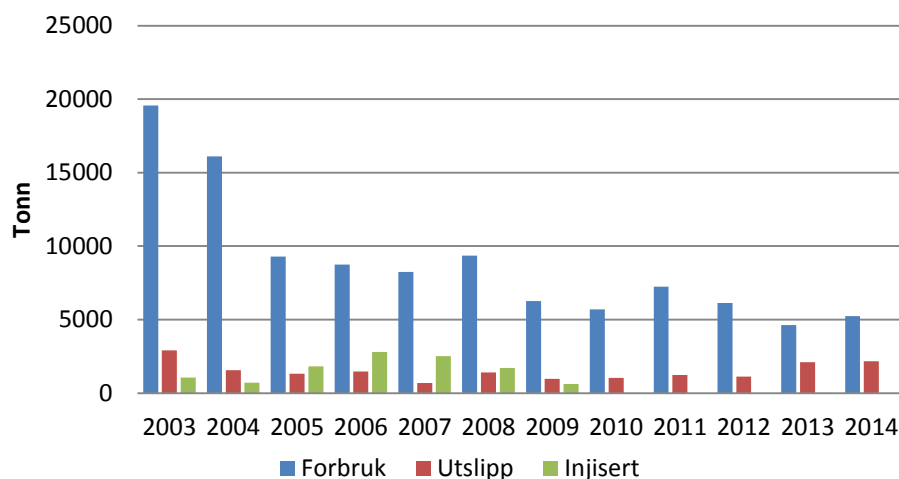
Nedgangen i produksjonskjemikalier skyldes hovedsakelig en reduksjon i bruk av avleiringshemmer (maursyre) som følge av optimalisert doseringsrate. Nedgangen i forbruk i injeksjonskjemikalier skyldes lavere doseringsrate samt kutt av nitratinjeksjon ved Snorre A høsten 2014. Økning i utslipp av injeksjonskjemikalier skyldes økt utslipp av metanol som følge av lekkasje på «annulus bleed»-systemet på Vigdis B- og C-bunnramme (se Årsrapport Vigdis, ref. AU-VIG-00001, Kapittel 8 for nærmere beskrivelse).

Nedgangen i hjelpekjemikalier skyldes i hovedsak reduksjon i forbruk av hydraulikkoljer hvor behovet for påfylling og utskifting vil variere fra år til år. Nedgangen i kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen skyldes hovedsakelig reduksjon i nødvendig mengde tilsats korrosjonsinhibitor (KI-3343) på Snorre A og at man i 2014 avsluttet bruk av voks-inhibitor (Flexoil CW288) på Snorre B. Mengde H₂S-fjerner som tilsettes vil være avhengig av mengder gass som eksporteres, og har i 2014 også hatt en nedgang fra 2013. Se Figur 4.2-4.7 for historisk utvikling på de ulike bruksområdegruppene.

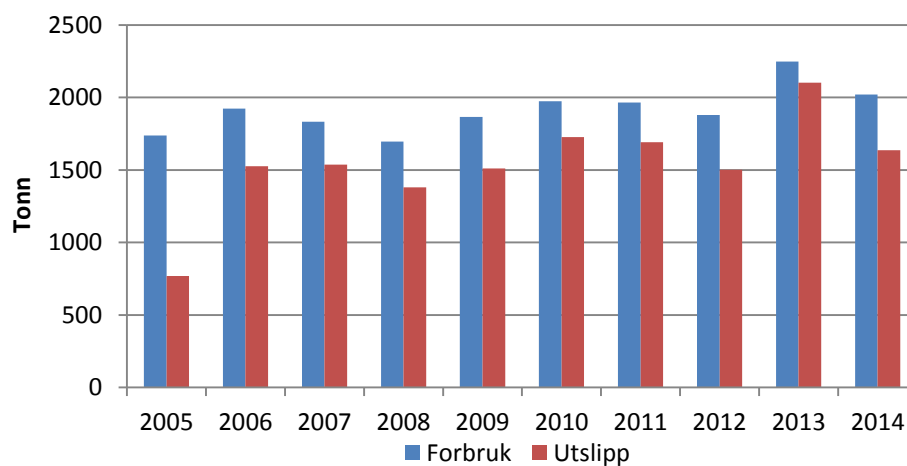
Ved vanninjeksjonsrørledning mellom Snorre A og Vigdis E-bunnramme, samt Vigdis E-F-bunnramme har det vært økte korrosjonsrater. For å forlenge levetid og fjerne mikrobakterier har det vært oppstart av batchvis injeksjon av biocid høsten 2014. Biocidet som er brukt, MB-5111, er gult og kun en liten andel vil gå til utslipp. Injeksjon av nitrat er samtidig stoppet. Konsekvensen av å ikke starte biocidbehandling vil være akselerert reduksjon av styrken til rørledningen, behov for bytte av rørledning og reduksjon av injeksjonstrykk på vanninjeksjon mye tidligere.



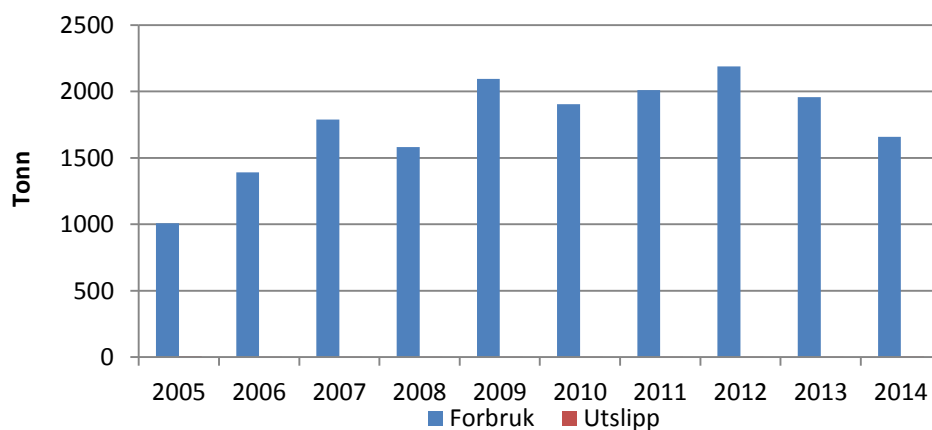
Figur 4.1: Samlet oversikt over forbruk og utslipp av kjemikalier i perioden 2005 til 2014.



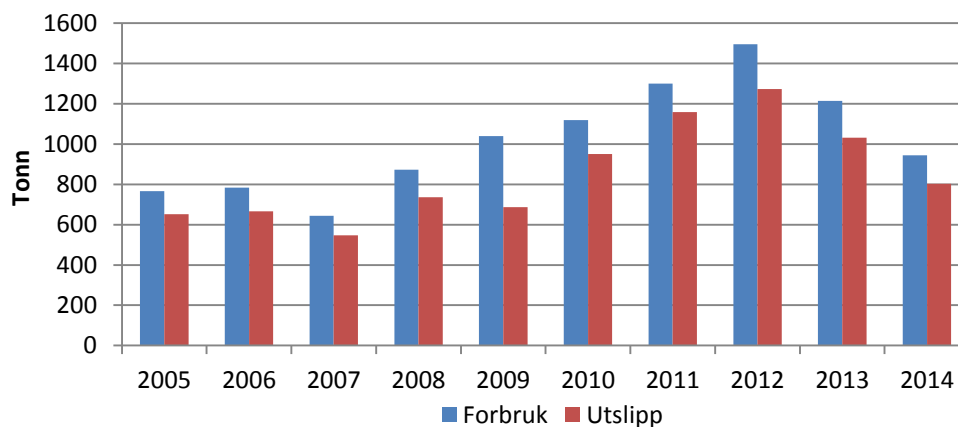
Figur 4.2 Forbruk og utslipp av bore- og brønnkjemikalier i perioden 2003-2014



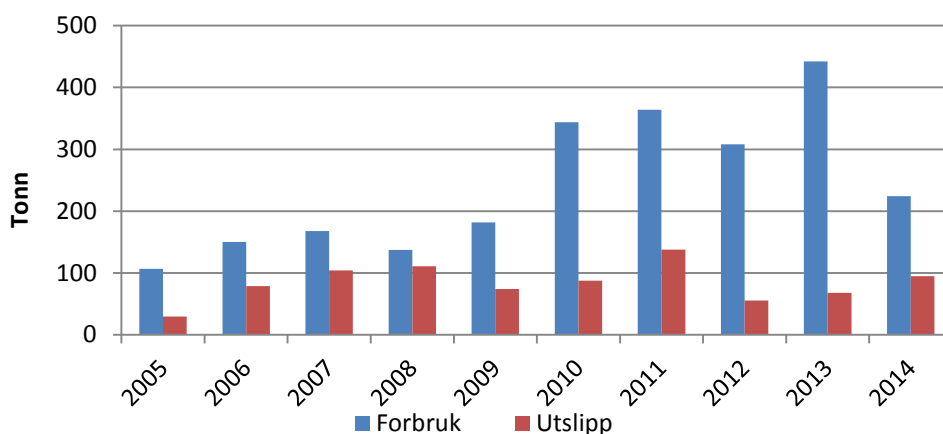
Figur 4.3 Forbruk og utslipp av produksjonskemikalier



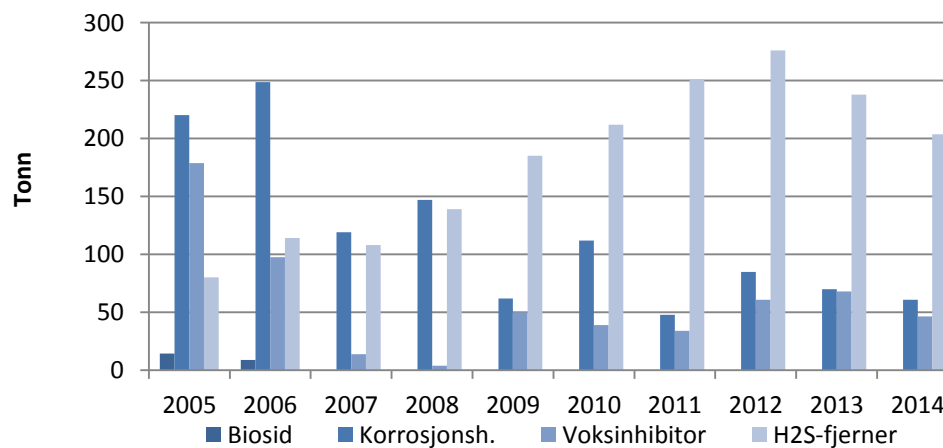
Figur 4.4 Forbruk og utslipp av injeksjonskemikalier



Figur 4.5 Forbruk og utslipp av gassbehandlingskjemikalier



Figur 4.6 Forbruk og utslipp av hjelpekjemikalier



Figur 4.7: Forbruk av eksportstrømkjemikalier.

5 Evaluering av kjemikalier

5.1 Klassifisering og substitusjon

Klassifiseringen av kjemikalier og stoff i kjemikalier er gjort i henhold til gjeldende forskrifter og dokumentert i datasystemet NEMS. I NEMS-databasen finnes HOCNF-datablad for de enkelte kjemikalier der komponentene er klassifisert ut fra følgende egenskaper:

- Bionedbrytning
- Bioakkumulering
- Akutt giftighet
- Kombinasjoner av punktene over

Basert på stoffenes iboende egenskaper er de gruppert som følger:

- Svarte: Kjemikalier som det kun unntaksvis gis utslippstillatelse for (gruppe 1-4)
- Røde: Kjemikalier som skal prioriteres spesielt for substitusjon (gruppe 5-8)
- Gule: Kjemikalier som har akseptable miljøegenskaper ("Andre kjemikalier")
- Grønne: PLONOR-kjemikalier og vann

De ulike bruksområdene for kjemikaliene er oppsummert med hensyn til mengder av miljøklassene gule, røde og svarte stoffgrupper (ref. Aktivitetsforskriften).

Kjemikalier som benyttes innenfor Aktivitetsforskriftens rammer skal miljøklassifiseres i henhold til HOCNF og vurderes for substitusjon etter iboende fare og risiko ved bruk. Kjemikalier som har svart, rød, gul Y3 og/eller Y2 miljøfare skal identifiseres og inngå i selskapets substitusjonsplaner. Bruk av slike produkter kan forsvares i tilfeller der utslipp til sjø er lite, produktet er kritisk for drift eller integritet til et anlegg og/eller det ut fra en helhetlig vurdering av et anlegg ser at det er en netto miljøgevinst i å ta i bruk disse kjemikaliene. Årlig avholdes substitusjonsmøter mellom Statoil og leverandører/kontraktører. Her presenteres produktporteføljen og bruksområder der HMS-egenskapene er synliggjort. På møtene diskuteres behovet for de enkelte kjemikaliene og muligheten for substitusjon. Aksjoner for substitusjon vedtas og følges opp på kontraktsmøter gjennom året. Statoil vil særlig prioritere substitusjonskandidater som følger vannstrømmen til sjø. Substitusjonsplanene er lett tilgjengelige for lokal miljøkoordinator samt andre relevante som er knyttet til drift eller kontrakter.

Rutiner for oppdatering av HOCNF-dokumentasjon i NEMS-databasen medfører at alle HOCNF-datablad skal oppdateres hvert 3. år. Miljøegenskaper for kjemikalier (inklusive gul og grønn miljøfarekategori) blir dermed vurdert minimum hvert 3. år. Alle gule kjemikalier omfattet av rammetillatelsene er inkludert i substitusjonslistene og substitusjonsmøtene. Grønne/PLONOR kjemikalier vurderes normalt ikke for substitusjon basert på miljøegenskapene, men disse kjemikaliene er inkludert i helhetlige vurderinger som tar hensyn til de ulike HMS-egenskapene. Iboende egenskaper (Helse, Miljø, Sikkerhet), bruksmønster/eksponeringsrisiko og mengder er blant variablene som vurderes. En risikobasert tilnærming i de helhetlige HMS-vurderingene ligger til grunn for endelig valg av kjemikalier sett i lys av det faktiske behovet som kjemikaliene skal dekke.

Kjemikalier i kategori 99 (Stoff dekket av REACH Annex IV og V) er rapportert som *gule* kjemikalier i Statoil i 2014, dette er i henhold til tidligere retningslinjer for rapportering fra petroleums virksomhet til havs. Fra og med rapporteringsåret 2014 ble kategori 99 satt til *grønn* fargekategori av Miljødirektoratet, men denne endringen ble ikke gjennomført i underliggende systemer, blant annet NEMS Chemicals som inneholder grunnlagsdataene for alle rapporteringspliktige

kjemikalier. I møter i SKIM (Samarbeidsforum offshorekjemikalier, industri og myndigheter) 2014/2015 ble det diskutert hvordan kjemikalier ihht. REACH Annex IV skal kategoriseres. I henhold til rapporteringsretningslinjen som ble offentliggjort 3.2.2015 skal stoff dekket av REACH Annex IV og V rapporteres i kategori 204/205. Denne endringen vil først bli implementert fra og med rapporteringen for 2015.

Fra og med rapporteringsåret 2014 er forbruk/utslipp av brannskum inkludert i rapportering til Environmental Hub (EEH). Brannskum rapporteres for 2014 som hjelpekjemikalie med funksjonsgruppe 28 (brannslukke-kjemikalier). Denne endringen medfører at rapportert forbruk/utslipp svarte kjemikalier tilsynelatende vil øke i forhold til foregående år dersom feltet benytter fluorbasert AFFF brannskum, men dette skyldes rapporteringsmetoden og ikke reell endring av operasjonell praksis/rutiner. Før 2014 er også brannskum rapportert inn, men da utenfor EEH-databasen. Utslipp av brannskum søkes minimert i størst mulig grad og rutiner/testprosedyrer er etablert for å ivareta både miljø og sikkerhetsaspekter.

Tabell 5.1 viser oversikt over Snorre-feltets totale kjemikalieutslipp fordelt etter kjemikalienes miljøegenskaper.

5.2 Usikkerhet i kjemikalierrapportering

Basert på undersøkelser er det fremkommet at usikkerhet i kjemikalierrapportering hovedsakelig kan knyttes til to faktorer – usikkerhet i produktsammensetning og volumusikkerhet.

Størst usikkerhet i kjemikalierrapporteringen er knyttet til HOCNF hvor to forhold er identifisert. Kjemiske produkter rapporteres på komponentnivå og HOCNF er kilden til disse data der produktenes sammensetning oppgis i intervaller. Rapporterte mengder beregnes ut fra intervallenes gjennomsnitt, mens faktisk innhold i produktene kan være forskjellig fra midten i intervallet. Dette er et resultat av organiseringen av miljødokumentasjonen, og operatør kan ikke påvirke dette usikkerhetsmomentet i henhold til dagens regelverk. Det andre forholdet er at komponenter i enkelte tilfeller har blitt oppgitt med vanninnhold i HOCNF, noe som medførte overestimering av aktiv kjemikaliemengde i forhold til vann når totalforbruket ble rapportert. SKIM (Samarbeidsforum offshorekjemikalier, industri og myndigheter) anbefalte på sitt møte den 9. september 2010 at "stoffer oppføres i seksjon 1.6 i HOCNF uten vann, og at giftighetsresultatene justeres for å vise giftigheten til stoffet uten vann". Denne presiseringen har Statoil formidlet til sine leverandører og implementert praksis med rapportering av produkter der stoffene rapporteres som konsentrater og vannandelen i stoffene slås sammen med resten av vannet i produktet. Mengdeusikkerheten for komponentdata i HOCNF anslås til $\pm 10\%$.

Volumusikkerhet relatert til de totale mengdene av kjemikalier som overføres mellom base og båt, båt og offshoreinstallasjon, samt målenøyaktighet på transport- og lagertanker er normalt i størrelsesorden $\pm 3\%$.

5.3 Samlet forbruk og utslipp

Tabell 5.1 gir en oversikt over Snorrefeltets totale kjemikalieforbruk og -utslipp i 2014 fordelt etter kjemikalienes miljøegenskaper.

Tabell 5.1: Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier

Utslipp	Kategori	Miljødirektoratets fargekategori	Mengde brukt (tonn)	Mengde sluppet ut (tonn)
Vann	200	Grønn	3 044,31	1 340,11
Stoff på PLONOR listen	201	Grønn	8 327,01	3 738,56
Stoff som mangler test data	0	Svart	0,75	-
Bionedbrytbarhet < 20% og log Pow ≥ 5	3	Svart	23,16	-
Bionedbrytbarhet <20 % og giftighet EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	4	Svart	0,01	0,01
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet <60%, logPow ≥ 3, EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	6	Rød	9,19	0,003
Bionedbrytbarhet <20%	8	Rød	13,59	0,22
Stoff dekket av REACH Annex IV og V	99	Gul	4,00	1,99
Stoff med bionedbrytbarhet > 60%	100	Gul	2 166,52	506,60
Gul underkategori 1 – forventes å biodegradere fullstendig	101	Gul	283,27	199,52
Gul underkategori 2 – forventes å biodegradere til stoff som ikke er miljøfarlige	102	Gul	143,90	18,47
			14 015,72	5 805,49

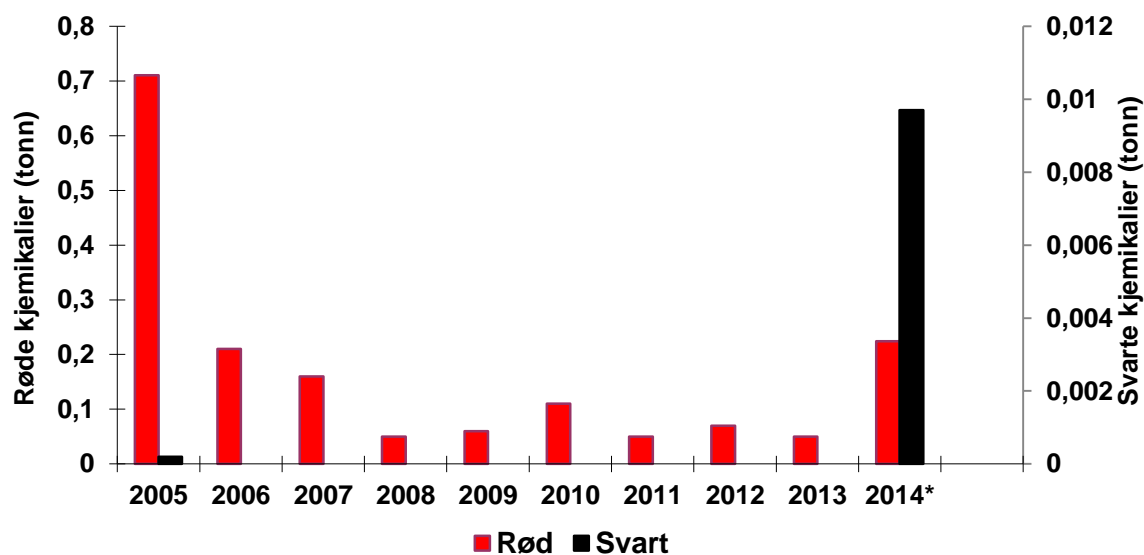
Utslipp av 0,01 tonn svart stoff i 2014 skyldes bruk av brannslukkekjemikaliet Arctic foam 603 EF ATC 3%. Som følge av endret praksis rapporteres forbruk og utslipp av brannskum nå som hjelpekjemikalie. I realiteten har det ikke vært en økning i utslipp av svart stoff. Forbruk på 24 tonn skyldes i all hovedsak hydraulikkoljer. For 2014 var det kun «Statoil Marine gassolje» av bore- og brønnekjemikalier som inneholder svart stoff. Dette ble brukt i forbindelse med brønnbehandling på 37/7-H-4 H, 34/7-P-24, 34/4-D-4 H, 34/4-K-3 H, og ingenting gikk til utslipp.

Det var et forbruk på 23 tonn rødt stoff i 2014, en nedgang fra 59 tonn i 2013. Forbruk av røde kjemikalier i bore og brønnekjemikalier stammer fra bruk av BDF-513 i oljebasert borevæske på brønn 34/7-P-19 A på Snorre A og bruk av Bentone 38 og Geltone II i oljebasert borevæske på brønn 34/4-D-5 H og 34/4-K-3 AH på Snorre B. Viser til Kapittel 1.7 for status på utfasing av disse kjemikalierne.

Rødt utslipp er økt fra 52 kg i 2013 til 224 kg i 2014. Utslipet skyldes hovedsakelig bruk av vannsporstoff (176 kg rødt) samt bruk av skumdemper og fluorescerende fargestoff i hydraulikkvæske.

Figur 5.1 viser den historiske utviklingen i perioden 2005-2014 for utslipp av kjemikalier som kommer i kategori 0-4 (svart) og 5-8 (rød). Forbruk og utslipp av kjemikalier i rød og svart miljøkategori er innenfor rammene i utslippstillatelsen for rapporteringsåret.

Utslipp av kjemikalier i rød og svart kategori



*Fra og med 2014 inkluderes brannslukkekjemikalier i hjelpekjemikalier, og svart komponent blir dermed inkludert i samlet forbruk og utslipp.

Figur 5.1: Utslipp av rødt og svart stoff i tonn i perioden 2005-2014.

6 Bruk og utslipp av miljøfarlig stoff

6.1 Kjemikalier som inneholder miljøfarlige forbindelser

Kapittelet gir en samlet oversikt over bruk og utslipp av alle kjemikalier som inneholder miljøfarlige forbindelser i henhold til kategori 1-8 i Tabell 5.1. Datagrunnlaget er etablert i Environmental Hub (EEH) på stoffnivå. Siden informasjonen er unndratt offentlighet er Tabell 6.1. ikke vedlagt rapporten.

6.2 Forbindelser som står på Prioritetslisten, St.melding.nr 25 (2002-2003), som tilsetninger og forurensninger i produkter

Tabell 6.2 og 6.3 viser oversikt over miljøfarlige forbindelser som henholdsvis tilsetning og forurensning i produkter. I tabellene inngår ikke nikkell og sink da disse ble utelatt fra 2004. Organohalogener som er tilsatt kjemikalier i bruk kommer fra perfluorete forbindelser i AFFF brannskum.

Mengdene i Tabell 6.3 er basert på elementanalyser av produktene og utslippsmengder av det enkelte produkt. Forbindelsene her stammer fra kjemikalier innen bruksområde bore- og brønnekjemikalier.

Tabell 6.2: Miljøfarlige forbindelser som tilsetning i produkter.

Stoff/ Komponentgruppe	A (kg)	B (kg)	C (kg)	D (kg)	E (kg)	F (kg)	G (kg)	H (kg)	K (kg)	Sum (kg)
Organohalogener	0	0	0	0	0	12,5	0	0	0	12,5
	0	0	0	0	0	12,5	0	0	0	12,5

Tabell 6.3: Miljøfarlige forbindelser som forurensning i produkter.

Stoff/ Komponentgruppe	A (kg)	B (kg)	C (kg)	D (kg)	E (kg)	F (kg)	G (kg)	H (kg)	K (kg)	Sum (kg)
Bly	95,3	0	0	0	0	0	0	0	0	95,3
Arsen	11,6	0	0	0	0	0	0	0	0	11,6
Kadmium	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2
Krom	23,7	0	0	0	0	0	0	0	0	23,7
Kvikksølv	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2
	131,0	0	0	0	0	0	0	0	0	131,0

Mengde tungmetaller som framkommer i Tabell 6.3 skriver seg i hovedsak fra forurensning av tungmetaller i vektmaterialer benyttet i forbindelse med boring på feltet. Det var totalt 131,0 kg miljøfarlige forbindelser som forurensning i produkter for Snorre i 2014. Dette er en økning fra 2013 da total mengde var 96,5 kg. Økningen skyldes først og fremst økt forbruk av det grønne vektstoffet Barite, som igjen skyldes økning i boreaktiviteten.

6.3 Brannskum

Fluorfritt brannskum, 1% RF1, er i ferd med å fases inn på UPN sine egenopererte installasjoner med 1% skumanlegg og dette arbeidet fortsetter i 2015 for de anleggene som ikke allerede har skiftet. Skumanlegg med 3% AFFF vil fremdeles benytte fluorholdig brannskum, men brannskumprodusent arbeider med å kvalifisere et nytt 3% fluorfritt brannskum. Testing og kvalifisering av nytt produkt fortsetter i 2015 og videre planer for UPN sine anlegg vil avhenge av resultatene fra disse testene. Det planlegges å bytte til fluorfritt brannskum, 1% RF1, på Snorre A og Snorre B i løpet av 2015.

Fra og med rapporteringsåret 2014 er forbruk/utslipp av brannskum inkludert i rapportering til Environmental Hub (EEH). Brannskum rapporteres for 2014 som hjelpekjemikalie med funksjonsgruppe 28 (brannslukkejgemikalier). Se Kapittel 5.2. for mer informasjon.

7 Utslipp til luft

7.1 Utslipp fra forbrenningsprosesser

Tabell 7.1a gir en oversikt over utslipp til luft fra forbrenningsprosesser på permanent plasserte innretninger på feltet i rapporteringsåret. I fakkelmengden er utslipp av uforbrent gass via fakkel Snorre B inkludert. Utslipp av uforbrent gass skyldes lekkasje i fakkellentil (viser til redegjørelse oversendt Miljødirektoratet 18. desember 2014). For å sikre konservativ rapportering av kvotepliktig utslipp er dette rapportert som forbrent og ikke som diffust utslipp.

Tabell 7.1b viser utslipp til luft fra forbrenningsprosesser på flyttbare innretninger på feltet i rapporteringsåret. Se for øvrig rapport av kvotepliktige utslipp, som leveres til Miljødirektoratet 31. mars.

Tabell 7.1a: Utslipp til luft fra forbrenningsprosesser på permanent plasserte innretninger.

Kilde	Mengde flytende brennstoff (tonn)	Mengde brenngass (m ³)	Utslipp CO ₂ (tonn)	Utslipp NOx (tonn)	Utslipp p nmVO C (tonn)	Utslipp CH ₄ (tonn)	Utslipp SOx (tonn)	Utslipp PCB (tonn)	Utslipp PAH (tonn)	Utslipp p dioksiner (tonn)	Utslipp til sjø fall out fra brønntest (tonn)	Oljeforbruk (tonn)
Fakkel		15 931 869*	47 815	22,3	1,0	3,8	0,1					
Kjel												
Turbin	2 959	127 945 498	425 177	2 439,2	30,8	116,4	3,5					
Ovn												
Motor	828		2 625	58,0	4,1		0,8					
Brønntest												
Andre kilder												
	3 787	143 877 367	475 617	2 519,5	35,9	120,3	4,4					

*Fakkelmengden inkluderer utslipp av 12 700 m³ uforbrent gass via fakkel Snorre B.

Tabell 7.1b: Utslipp til luft fra forbrenningsprosesser på flyttbare innretninger

Kilde	Mengde flytende brennstoff (tonn)	Mengde brenngass (m ³)	Utslipp CO ₂ (tonn)	Utslipp NOx (tonn)	Utslipp p nmVO C (tonn)	Utslipp CH ₄ (tonn)	Utslipp SOx (tonn)	Utslipp PCB (tonn)	Utslipp PAH (tonn)	Utslipp p dioksiner (tonn)	Utslipp til sjø fall out fra brønntest (tonn)	Oljeforbruk (tonn)
Motor	1026		3250	71,82	5,13		1,02					
	1026		3250	71,82	5,13		1,02					

Utslipp til luft fra Snorre-feltet er i all hovedsak knyttet til kraftproduksjon. Utslippene gjelder som følge av prosessering av egne olje- og gassmengder, samt prosessering av olje fra Vigdis. Kilder for utslipp til luft på Snorre er turbiner, fakkel samt dieselmotorer. De mest energikrevende operasjonene på feltet er vanninjeksjon for å opprettholde produksjon samt gasskompresjon (turbin 4, Snorre A). Ekstra avbrenning av gass skjer kun under unormale omstendigheter og retningslinjer er gitt i styrende dokumentasjon, med en egen faklingsstrategi for Snorre. Det er slukket fakkel på Snorre B og pilotflamme på Snorre A.

Miljø stod i sentrum under planlegg av Snorre B, som har installert kombinert kraftgenereringsanlegg (dampgenerering fra eksosgassen til turbinene), lukket fakkell (fakkellgass-gjenvinning), turtallsregulering på pumper og kompressorer, samt elektrisk overføringskabel (20 MW) mellom Snorre B og Snorre A. Med tilførsel av 20 MW fra Snorre B, dekkes energibehovet på Snorre A ved bruk av 2 av de 3 turbinene på Snorre A plattformen. Turbinene på Snorre A og Snorre B kjøres på denne måten med optimal virkningsgrad. Kraftsamkjøring gir også en viss positiv effekt på utslipp i form av bedret pålitelighet og redusert kjøring på diesel.

Totalt forbruk av gass til avbrenning i fakkell og gass til brensel var i 2014:

- 16 millioner Sm³ gass til fakkell
- 127 millioner Sm³ gass til brensel

Dette representerer en reduksjon i fakling sammenlignet med 2013, da faklingsmengden var 18 mill Sm³. Brenngassforbruket har forøvrig økt i 2014 fra 116 millioner Sm³ i 2013. Historiske brenngassforbruk er gitt i Figur 7.1 og 7.2 fra 1995 og utover. Viktige tiltak for å redusere utslipp til luft, er å oppnå best mulig regularitet på dampanlegget på Snorre B og fagle minst mulig.

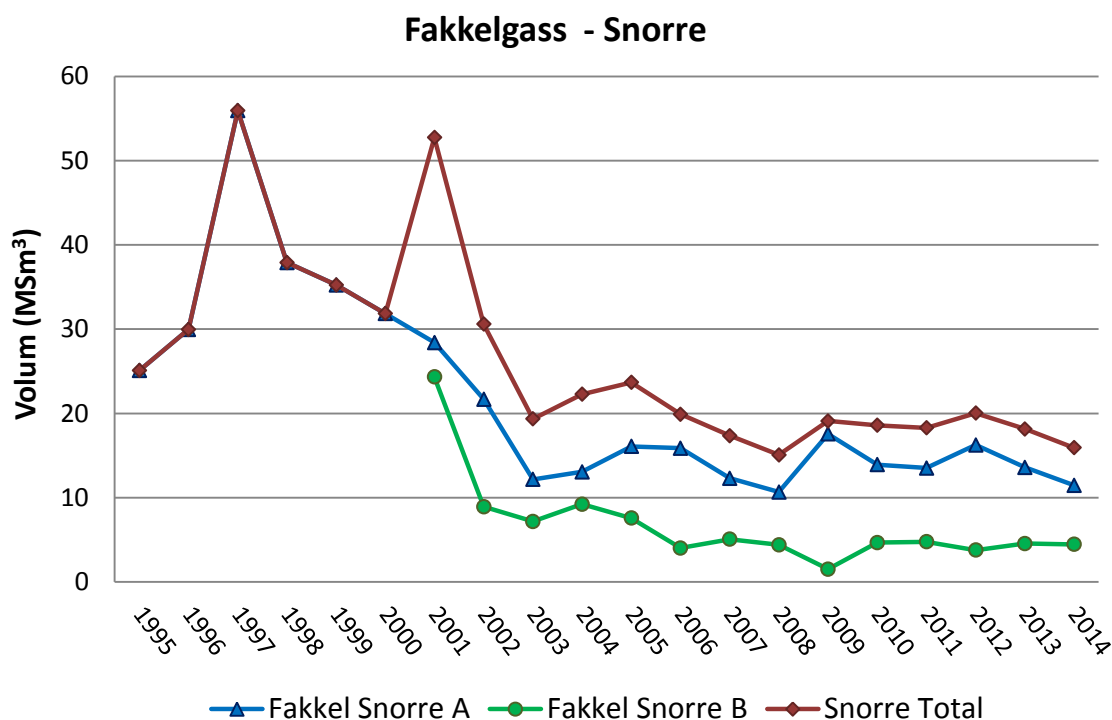
I 2014 hadde man høy regularitet ved Snorre-feltet. Dette medførte økt produksjon, lavere mengder fakling og økt injeksjon av gass og vann. En økning i injeksjonsmengde ga høyere oljeproduksjon, men det ga også et økt energibehov til rekompresjon av gass. Dette medførte dermed at brenngassforbruket økte.

Figur 7.3 gir en sammenligning pr år for utslipp av CO₂ og NO_x fra Snorre A og Snorre B. Denne gjenspeiler økningen i brenngassforbruket. Tabell 7.2 gir en oversikt over utslippsfaktorer benyttet ved beregning av utslipp for feltet i 2014.

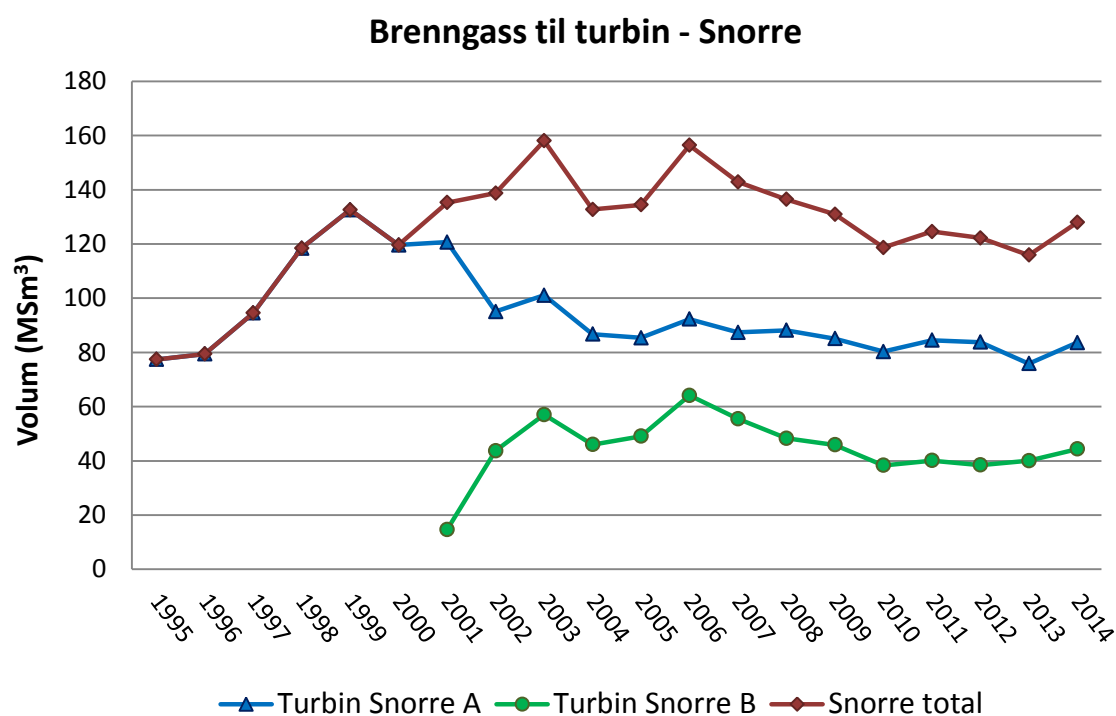
Alle innretninger benytter Statoils NoxTool (PEMS) ved beregning av NO_x utslipp fra konvensjonelle gassturbiner.

NoxTool estimerer utslippene basert på normalt registrerte turbinparametre og lokalt atmosfæriske forhold. NoxTool benyttes kun når turbinen brenner gass. Under oppstart/nedkjøring med diesel eller ved utfall av NoxTool benyttes faktormetoden for å estimere NO_x utslippene. NoxTool gir mer korrekte utslippsestimater enn faktormetoden, og usikkerheten i NO_x utslipp beregnet med NoxTool er beregnet til maksimalt 15 %.

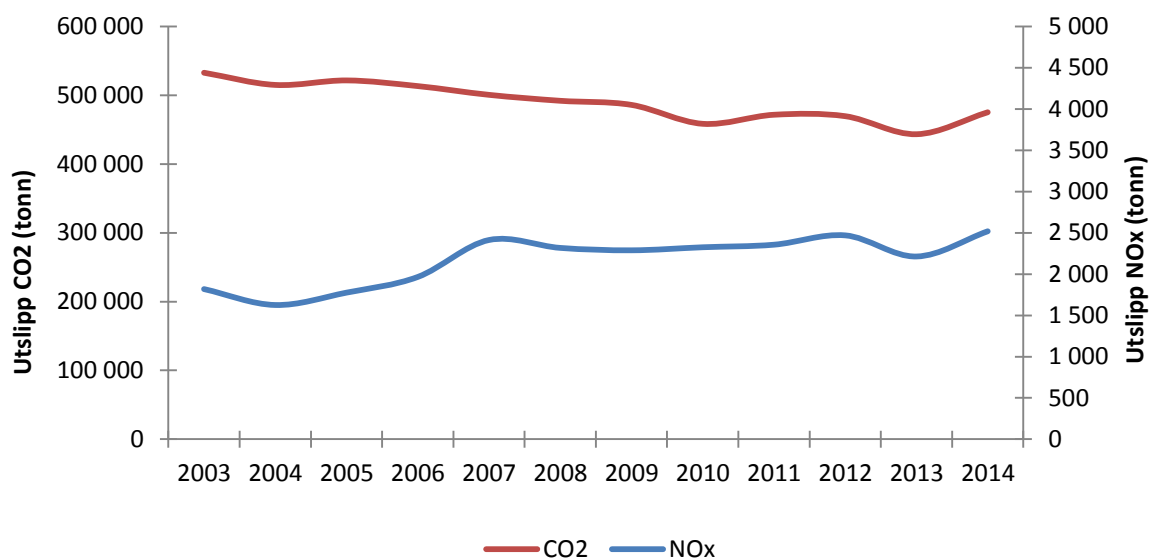
For brenngass gikk Snorre B over til å estimere NO_x utslipp fra faktormetoden til å benytte «NoxTool» (PEMS) fra og med juni 2011. Ved Snorre A ble NoxTool tatt i bruk fra og med oktober 2011. For 2014 er det beregnet en gjennomsnittlig NO_x-faktor for turbiner ved Snorre A på 0,011 kg NO_x/Sm³, mens den ved Snorre B var 0,032 kg NO_x/Sm³. Samlet gir dette en NO_x-faktor på 0,018 kg NO_x/Sm³.



Figur 7.1: Brenselgass til fakkell for Snorre A og Snorre B



Figur 7.2: Brenselgass for bruk i turbin for Snorre A og Snorre B



* Økning av NO_x i 2007 skyldes at det ble tatt i bruk ny (standard) utslippsfaktor for turbiner.

Figur 7.3: Utslipp av CO₂ og NO_x fra Snorre A- og Snorre B-plattformene (flotell ikke inkludert).

Tabell 7.2: Oversikt over utslippsfaktorer benyttet ved beregning av utslipp til luft fra Snorre A og B.

Kilde	CO ₂ utslippsfaktor	NO _x utslippsfaktor	nmVOC utslippsfaktor	CH ₄ utslippsfaktor	SO _x utslippsfaktor
SNA brenngass	2,76113 tonn/tonn	0,000011 Tonn /Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,00000091 tonn/Sm ³	0,000000054 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
SNA HP- fakkel	0,00295 tonn/tonn	0,0000014 tonn/Sm ³	0,00000006 tonn/Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,000000054 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
SNA HP-Fakkel – høy rate måler	0,00372 tonn/Sm ³	0,0000014 tonn/Sm ³	0,00000006 tonn/Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,000000054 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
SNA LP- fakkel	0,00288 tonn/Sm ³	0,0000014 tonn/Sm ³	0,00000006 tonn/Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,000000054 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
SNB brenngass	2,95572 tonn/tonn	0,000032 tonn /Sm ³	0,00000024 tonn/tonn	0,00000091 tonn/Sm ³	0,000999 tonn/tonn
SNB fakkel	0,00307 tonn/Sm ³	0,0000014 tonn/Sm ³	0,00000006 tonn/Sm ³	0,00000024 tonn/Sm ³	0,000000027 tonn/ppm H ₂ S/Sm ³
Diesel turbin	3,17 tonn/tonn	0,025 tonn/tonn	0,00003 tonn/tonn		0,000999 tonn/tonn
Diesel motor	3,17 tonn/tonn	0,07 tonn/tonn	0,005 tonn/tonn		0,000999 tonn/tonn

7.2 Utslipp ved lagring/lasting av råolje

Lagring/lasting av råolje skjer ikke fra feltet.

7.3 Diffuse utslipp og kaldventilering

Beregning av diffuse utslipp til luft fra feltet er i henhold til veiledning og standardfaktorer fra Norsk Olje og Gass. Mengde gass prosessert er lagt til grunn og dette er multiplisert med omregningsfaktor for aktuell prosess. Diffuse utslipp til luft for 2014 er rapportert pr ferdig boret og komplettert brønnbane. Rapportering skjer det året brønn ferdigstilles og overleveres drift.

Det antas å være høy usikkerhet i beregning av utslipp ved bruk av standardfaktorer fra Norsk olje og Gass, og Statoil viser til pågående prosess i forhold til forbedring i metode for beregning og rapportering av metan og nmVOC. Tabell 7.3 gir en oversikt over diffuse utslipp til luft fra feltet.

Tabell 7.3: Diffuse utslipp og kaldventilering.

Innretning	nmVOC Utslipp (tonn)	CH4 Utslipp (tonn)
SNORRE A	659,44	633,25
SNORRE B	11,78	17,22
	671,22	650,46

I forbindelse med en gjennomgang for å lete etter mulige utslipp ved Snorre A, ble det oktober 2014 funnet at det går gass til utslipp via atmosfærisk samlevent ved Snorre A. Gassen inneholder nitrogen, vanddamp og hydrokarboner og forbrennes ikke. Kilden til utslipp av hydrokarboner er reclaimed oil sump som blir kontinuerlig flushet med brenngass, samt anlegg for glykolregenerering. Rapporterte mengder for 2014 er basert på simulering av utslipp fra reclaimed oil sump og anlegg for glykol regenerering.

En ser nå på muligheter for å begrense utslippet fra atmosfærisk vent. For reclaimed oil sump vurderes det om brenngassen kan byttes ut med nitrogen. Et annet alternativ som vurderes er å redusere brenngassraten i både reclaimed oil sump og for glykol regenerering.

7.4 Bruk av gassporstoffer

Tabell 7.4 gir en oversikt over forbruk og utslipp av gassporstoffer. Gassporstoff er klassifisert som svart men brukes i mangel av erstatningsprodukter. Utslipp til atmosfæren er estimert til 5%, da undersøkelser har vist at 95% av sporstoffene dekomponerer.

Tabell 7.4: Forbruk og utslipp av gassporstoffer

Stoff/Handelsnavn	Forbruk (kg)	Utslipp (kg)
i-PPCH	5,00	0,25

8 Utviklede utslipp

Alle situasjoner som har medført akutt forurensning av olje og/eller kjemikalier til sjø er rapportert, jf definisjonen av akutt forurensning gitt i forurensningsloven §38. Kriterier for mengder som skal defineres som varslingspliktige akutte utslipp, er gitt i interne styrende dokumenter. Alle utviklede utslipp rapporteres internt i Synergi, og behandles som "uønsket hendelse". Hendelsene følges opp og korrektive tiltak iverksettes.

Rapporteringen inneholder og omtaler:

- dato for hendelsene
- årsak
- utslippskategori
- volum
- iverksatte tiltak, herunder tiltak for å redusere sannsynlighet for gjentakelse og tiltak for å sikre erfaringsoverføring

8.1 Utviklede utslipp av oljer

Tabell 8.1 gir en oversikt over oljeutslipp som ikke regnes som operasjonelle utslipp. En nærmere beskrivelse er gitt i Tabell 8.2. Det var ett utviklet utslipp av olje i 2014. Utviklede utslipp av kjemikalier i lukkede system, inkludert hydraulikkoljer, rapporteres som kjemikalieutslipp under Kapittel 8.2.

Tabell 8.1: Oversikt over akutt oljeforurensning i løpet av rapporteringsåret.

Type søl	Antall < 0,05 (m ³)	Antall 0,05 - 1 (m ³)	Antall > 1 (m ³)	Totalt antall	Volum < 0,05 (m ³)	Volum 0,05 - 1 (m ³)	Volum > 1 (m ³)	Totalt volum (m ³)
Diesel	1	0	0	1	0,001	-	-	0,001
					0,001	-	-	0,001

Tabell 8.2: Oversikt over akutte oljeutslipp med kort beskrivelse hentet fra Synergi.

Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Årsak	Kategori	Volum (liter)	Meldt/ Varslet	Tiltak
24.03.2014 1399854	Snorre B	Fyllepistol til dieselslange knakk ved fylling av diesel til MOB-båt som følge av teknisk feil.	Olje - Diesel	1	Nei	Diesel ble tørket opp og området ble vasket. Byttet slange og pistol. Inspiserte øvrige dieselslanger og -pistoler. Bestilte nytt til én fyllestasjon.

8.2 Utviklede utslipp av kjemikalier og borevæsker

Utsviklede utslipp av kjemikalier i lukkede system, inkludert hydraulikkoljer, rapporteres som kjemikalieutslipp iht. endret regelverk gjeldende fra og med 1.1.2014.

Det ble registrert 19 utviklede utslipp av kjemikalier og borevæsker fra Snorre-plattformene i 2014. Tabell 8.3 gir en oversikt over utviklede utslipp av kjemikalier og borevæsker som ikke regnes som operasjonelle utslipp, mens Tabell 8.5 gir en kort beskrivelse av hendelsen. Tabell 8.4 viser utslippene fordelt etter miljøegenskaper på stoffnivå. To av hendelsene ble varslet, iht arbeidsprosess *Sikkerhet- og bærekraft rapportering og prestasjonsstyring* (SF100 – *Sikkerhet- og bærekraftstyring i ARIS*).

Tabell 8.3: Oversikt over akutt forurensning av kjemikalier og borevæske i løpet av rapporteringsåret.

Type søl	Antall < 0,05 (m ³)	Antall 0,05 - 1 (m ³)	Antall > 1 (m ³)	Totalt antall	Volum < 0,05 (m ³)	Volum 0,05 - 1 (m ³)	Volum > 1 (m ³)	Totalt volum (m ³)
Kjemikalier	14	2	0	16	0,1162	0,15	0	0,2662
Vannbasert borevæske	0	0	1	1	0	0	2,3	2,3
Oljebasert borevæske	1	1	0	2	0,045	0,1	0	0,145
					0,1612	0,25	2,3	2,7112

Tabell 8.4: Akutt forurensning av kjemikalier og borevæsker fordelt etter deres miljøegenskaper.

Utslipp	Kategori	Miljødirektoratets fargekategori	Mengde sluppet ut (tonn)
Stoff som mangler test data	0	Svart	0,084
Bionedbrytbarhet < 20% og log Pow ≥ 5	3	Svart	0,084
Bionedbrytbarhet < 20 % og giftighet EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	4	Svart	0,0002
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet < 60%, logPow ≥ 3, EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	6	Rød	0,060
Bionedbrytbarhet < 20%	8	Rød	0,001
Stoff dekket av REACH Annex IV og V	99	Gul	0,00004
Stoff med bionedbrytbarhet > 60%	100	Gul	0,023
Gul underkategori 1 – forventes å biodegradere fullstendig	101	Gul	0,001
Gul underkategori 2 – forventes å biodegradere til stoff som ikke er miljøfarlige	102	Gul	0,001
Vann	200	Grønn	0,706
Stoff på PLONOR listen	201	Grønn	2,866

Tabell 8.5: Oversikt over akutte utslipp av kjemikalier og borevæsker med kort beskrivelse.

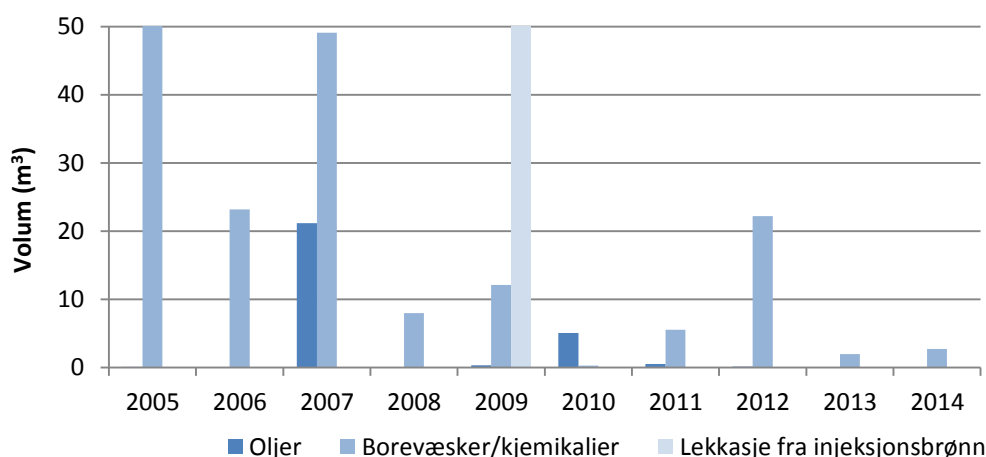
Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Hendelsesforløp og årsak	Kategori	Volum (liter)	Varslet/ meldt	Tiltak
31.01.2014 1393760	Snorre B	I forbindelse med vedlikehold i området ble manuel utløser til deluge-skap aktivert. Manuell utløser manglet beskyttelsesdeksel.	Kjemikalie – AFFF	5	Nei	Området ble spylt ned. Beskyttelsesdeksel ble montert på alle manuelle meldere som manglet deksel.
04.03.2014 1397607	Snorre A	Lekkasje på maursyreslange i produsertvannanlegget som følge av bruk av feil slange.	Kjemikalie – Maursyre	2	Nei	Systemet ble demontert og pakket. Kompatibel slange ble montert.
06.04.2014 1401523	Snorre B	Hydraulisk lekkasje på vinsj som følge av tidligere skade på rørgate etter storm.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Hydraway HVXA 32	50	Ja	Stoppet bruk av vinsj og utbedret skade. Etablert rutine for å sjekke ankervinsjer for hydraulikklekkasjer før, under og etter kjøring. Skiftet ut alle rør inn mot lekkasjepunkt. Reparerte og forsterket kabelgate.
16.04.2014 1402701	Snorre A	Drypplekkasje fra guidevinsj. Det ble i tidsrommet 16.04. kl 18:00 til 17.4 kl 23:00 registrert et tap av hydraulikkvæske på 80 liter. Lekasjepunkt er kjent og sugematter blir hyppig skiftet ut ved bruk av vinsj.	Kjemikalie – Hydraulikkolje - Hydraulic Oil HDZ 32	8	Nei	Oppgradering av alle guidelinevinsjer Re-etablere barriere for oppsamling under vinsj
26.05.2014 1406335	Fartøy Snorre UPA	Liten lekkasje på ROV som følge av teknisk feil på kobling til trykkmåler.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Shell Tellus S2 V22	1,5	Nei	Sjekket og strammet alle koblinger til trykkmåler.
16.06.2014 1408538	Snorre B	Hydraulikkolje-lekkasje til sjø fra ROV. Under flytting av guide post til K-5 bygget det seg opp trykk slik at lokk poppet av. 4 liter hydraulikkolje lakk ut til sjø	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Shell Tellus S2 V22	4	Nei	ROV gikk umiddelbart opp til overflate og fjernet filter Modifiserte utstyr ved å montere en strupeventil foran filter for å hindre gjentakelse.
02.07.2014	Snorre B	Lekkasje på upper packer på slip-joint.	Kjemikalie – Vannbasert	2 300	Nei	Stoppet lekkasje .

Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Hendelsesforløp og årsak	Kategori	Volum (liter)	Varslet/ meldt	Tiltak
1410089			borevæske – Potassium format brine			Gjennomgang med personell med fokus på volumkontroll for å hindre gjentakelse.
09.07.2014 1411829	Fartøy Snorre A	Hydraulisk lekkasje på ROV som følge av slangebrudd.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Shell Tellus S3 M46	18	Nei	Byttet slange. Inspiserte ROV og så etter synlige skader. Gikk gjennom vedlikeholdsrutiner på ROV.
09.07.2014 1411844	Fartøy Snorre A	Hydraulisk lekkasje på ROV som følge av knukket O-ring.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Shell Tellus S3 M46	18	Nei	O-ring ble byttet. Inspiserte alle rør på ROV. Fylte systemet, trykksatte og verifiserte tett system.
11.07.2014 1411111	Fartøy Snorre UPA	Hydraulisk lekkasje som følge av slitasje på undervannsutstyr på ROV.	Olje – Hydraulikkolje - Shell Tellus S2 V32	1	Nei	Skiftet pakninger.
29.07.2014 1412678	Snorre B	Tap av trykk i ROV pga lekkasje i slange	Kjemikalie – Hydraulikkoljer – Shell tellues S2 V 22	2	Nei	Skiftet slange.
28.08.2014 1416219	Fartøy Snorre A	Hydraulisk lekkasje på ROV som følge feil festing av slanger.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Panolin Synth HLP 32	10	Nei	Motor ble skrudd av. Etablert rutine for å sikre/feste slanger bedre. Etablert rutine for å sjekke slanger før og etter dykk.
12.09.2014 1420221	Snorre B	Ved uttrekk av borerør under våt tripp 12.-13. september rant mud til sjø via pipeshut	Oljebasert borevæske – Environmul	45	Nei	Registrere hendelsen Oppdatere utslippssøknaden til å omfatte denne typen utslipp
21.09.2014 1418339	Fartøy Snorre B	Hydraulisk lekkasje på ROV som følge av slangebrudd. Det var brukt slanger som ikke var dimensjonert for riktig trykk.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Panolin HLP Synth 32	22	Nei	Feildimensjonerte slanger ble byttet ut.
26.09.2014 1419380	Snorre B	Under våt tripp fylte driptray seg med mud pga ring som er festet til chipler i rotary, og mud ble blåst utover moonpool området.	Oljebasert borevæske – Environmul	100	Nei	Antenne er modifisert for å hindre oppsamling av mud i bunn av denne

Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Hendelsesforløp og årsak	Kategori	Volum (liter)	Varslet/ meldt	Tiltak
05.10.2014 1419533	Snorre B	Lekkasje fra hydraulikkør på utside av plattform søyle som følge av værforhold.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Hydraway VXA 32	100	Ja	Lekkasje ble stoppet, og tubing ble skrudd sammen igjen. Dekk ble rengjort.
10.10.2014 1420247	Fartøy Snorre B	Hydraulisk lekkasje på ROV som følge koblingsbrudd mellom slange og rør.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Panolin HLP Synth 32	22	Nei	Installerte «clips» på koblinger.
13.10.2014 1420227	Snorre B	Nippel på hydraulikkslange til Multipurposekran brakk	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Hydraway HVXA 46 HP	2,5	Nei	Utbedret nippel
29.11.2014 1424789	Snorre B	Hydraulisk lekkasje på ROV som følge av slangebrudd.	Kjemikalie – Hydraulikkolje – Shell Tellus S2 V22	0,2	Nei	Slange ble byttet ut og funksjonstestet.

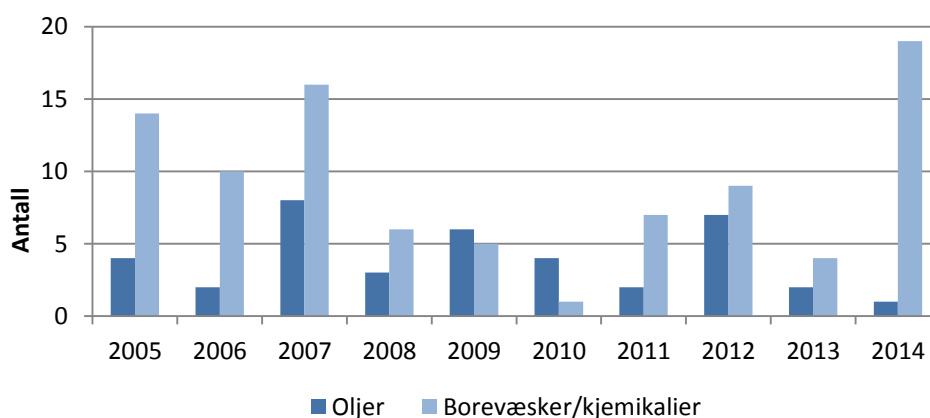
8.3 Utvikling i utslipp ved Snorrefeltet

Figur 8.1 og figur 8.2 gir en oversikt over utvikling i henholdsvis *totalt volum* og i *antall* utslipp i perioden 2003 til 2014.



* Utslipp i 2005 på 199 m³. For 2009 er volumet 4507 m³ og skyldes lekkasje fra injeksjonsbrønn som ble oppdaget i 2009.

Figur 8.1: Utvikling i utslipp (2005-2014) – Volum.



Figur 8.2: Utvikling i utslipp (2005-2014) – Antall

Det har vært en økning i antall utslipp av kjemikalier. Dette er i hovedsak utslipp fra undervannsoperasjoner (ROV) med lavt volum og potensial.

Som Tabell 8.4 viser fordelte det totale akutte kjemikalieutslippet i 2014 seg på 0,168 kg svart stoff, 0,061 kg rødt stoff, 0,025 kg gult stoff, 2866 kg grønt stoff og 706 kg vann. Utslipet av svart stoff kom fra hydraulikkoljene (se Tabell 8.2 for navn) samt brannslukkekjemikaliet Arctic Foam 201 AF AFFF 1%. Utslipet av rødt stoff kom fra hydraulikkoljene, borevæskeskjemikaliet Geltone II og brannslukkekjemikaliet Arctic Foam 201 AF AFFF 1%

I rapporteringsåret er antall akutte oljeutslipp gått ned fra 2 i 2013 til 1 i 2014. Mengden er også redusert fra 10 l til 1 l.

Det vises til Tabell 8.2 for nærmere beskrivelse av hendelsene.

8.4 Utviklede utslipp til luft

Det har ikke vært utviklede utslipp til luft i 2014. Utslipp uforbrent gass via fakkell ved Snorre B er rapportert i Kapittel 7.

9 Avfall

Alt næringsavfall og farlig avfall er håndtert av avfallskontraktørene: SAR, Norsk Gjenvinning, Halliburton, Wergeland-Halsvik og Franzefoss. Avfallskontraktørene for det spesifikke feltet/installasjon, vil avhenge av baselokasjon. Det er en boreavfallskontraktør og en ordinær avfallskontraktør per base. Nye boreavfallskontrakter trådte i kraft fra 01.09.2014. For året 2014 vil det derfor finnes avfall fra både ny og gammel kontrakt. Boreavfallskontraktene varer frem til 31.08.2016 med opsjon på til sammen seks videre år.

Tabell 9.1: Oversikt over avfallskontraktører til basene.

Base	Boreavfallskontraktør	Ordinær avfallskontraktør
Dusavik	Halliburton	SAR
CCB/Ågotnes	Franzefoss	SAR
Mongstad	Wergeland-Halsvik	Norsk Gjenvinning
Florø	SAR	SAR
Kristiansund	SAR	SAR
Sandnessjøen	SAR	SAR
Hammerfest	SAR	SAR

Avfallskontraktørene sørger for en optimal håndtering og sluttbehandling av avfallet i henhold til kontraktene. Alle aktuelle nedstrømsløsninger som velges skal godkjennes av Statoil. Avfallskontraktørene dokumenterer sine valgte nedstrømsløsninger. Hovedfokus for valgte nedstrømsløsninger vil være en miljømessig sikker behandling samt å sikre høyest mulig gjenvinningsgrad for avfallet som håndteres. I 2013-2014 er det implementert en ny avfallsfraksjon «Utsortert brennbart avfall», som har positiv innvirkning på gjenvinningsgraden.

Alt avfall kildesorteres offshore i henhold til Norsk Olje & gass sine anbefalte avfallskategorier. Utstyr vil bli tilpasset de enkelte lokasjonene for å sikre en optimal kildesortering og avfallsreduksjon. Avfall som kommer til land og ikke tilfredsstillende sorteringskategoriene vil bli avvikshåndtert og ettersortert på land. For å tilfredsstille dokumentasjonskravet til deklart avfall, vil Statoils gule kopi av deklarasjonsskjema, bli lagret hos avfallskontraktør. Avfallskontraktørene benyttes også som rådgivere i tilrettelegging av avfallssystemer på faste og mobile installasjoner.

Det er en hovedmålsetning at mengde avfall som går til sluttdeponi skal reduseres. Dette skal i størst mulig grad oppnås gjennom optimalisering av materialbruk, gjenbruk, gjenvinning eller alternativ bruk av væsker og materialer innenfor en forsvarlig ramme av helse, miljø og sikkerhet, samt kvalitet.

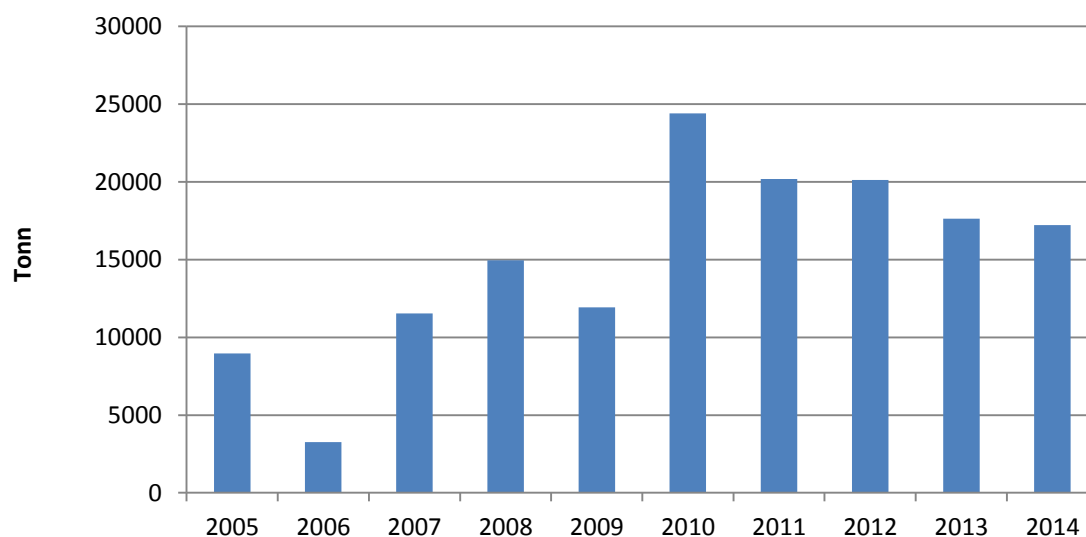
Det gjøres oppmerksom på at det ikke nødvendigvis er overensstemmelse mellom generert mengde boreavfall i Kapittel 2 og Kapittel 9, selv om avfallet stammer fra identiske boreoperasjoner. Det er tre grunner til dette:

- Etterslep i registrering og rapportering. Generert avfall ett år kan sluttbehandles i avfallsmottak påfølgende år.
- Datagrunnlaget i Kapittel 2 er estimerte verdier fra offshore boreoperasjoner, mens i kapittel 9 baseres mengdene på faktisk innveining.
- Avfallet fraktes til land. Den faktiske mengden avfall kan endres noe som følge av endring i fuktinnhold (regn, sjøsprøyt) og rengjøring av tanker.

9.1 Farlig avfall

Tabell 9.2 gir en oversikt over totalt farlig avfall fra Snorre A og Snorre B i 2014, og er sortert på EAL-kode og avfallstoffnummer. Den desidert største bidragsyteren til farlig avfall sendt til land var oljebasert boreslam (11 550 tonn), som stammer fra boreaktiviteten på feltet. Totalt står avfall med EAL kode 160708, 165071 og 165072 for 16 684 tonn, som tilsvarer 97% av det farlige avfallet sendt til land fra Snorre. Disse EAL-kodene omfatter boreavfall med oljebasert boreslam, slop, kaks med oljebasert borevæske og oljeholdig kaks som de viktigste bidragsyterne.

Den historiske utviklingen i avfallsmengden fra 2005 og frem til i dag er vist i Figur 9.1.



Figur 9.1: Historisk utvikling i total mengde farlig avfall for Snorre-feltet.

Økningen i farlig avfall fra 2009 til 2010 skyldtes hovedsakelig at kaksinjektoren på Snorre B ble stengt ned i november 2009, dvs at all generert oljeholdig borekaks og -slop måtte sendes til land for håndtering fra og med 2010.

Tabell 9.2: Farlig avfall.

Avfallstype	Beskrivelse	EAL kode	Avfallstoff- nummer	Sendt til land (tonn)
Annet	Annet oljeholdig vann fra motorrom og vedlikeholds-/prosess system	161001	7030	73,44
Annet	Avfall fra brønnoperasjoner (som brønnopprensning, stimulering) som er forurenset med råolje/konden	130802	7025	0,35
Annet	Avfall fra brønnoperasjoner (som brønnopprensning, stimulering) som ikke er forurenset med råolje/k	166073	7031	125,77
Annet	Avfall fra tankvask, oljeholdig emulsjoner fra boredekk	160708	7031	838,93
Annet	Basisk avfall, organisk (eks, blanding av basisk organisk avfall)	160508	7135	0,12
Annet	Basisk avfall, uorganisk	160507	7132	0,00
Annet	Blyakkumulatorer, ("bilbatterier")	160601	7092	21,91
Annet	Brukt smøreolje som tilfredstiller gitte kvalitetskrav og opprinnelseskrav	130205	7011	4,52
Annet	Drivstoffrester (eks, diesel, helifuel, bensin, parafin)	130703	7023	1,87
Annet	Fast ikke-herdet malingsavfall (inkludert fugemasse, løsemiddelholdige filler)	80117	7051	0,85
Annet	Flytende malingsavfall	80111	7051	8,49
Annet	Forurenset blåsesand	120116	7096	11,47
Annet	Gass i trykkbeholdere som inneholder farlige stoffer	160504	7261	3,53
Annet	Glycol containing waste	160508	7042	0,55
Annet	Herdere med organiske peroksidere (som ikke krever temperaturkontroll)	160903	7123	0,03
Annet	Ikke sorterte småbatterier	200133	7093	0,69
Annet	Kadmiumholdige batterier, oppladbare, tørre	160602	7084	0,93
Annet	Kaks med oljebasert borevæske	165072	7143	4 295,77
Annet	Katalysatormasse med spor av kvikksølv etter rensing av gass	60404	7096	0,62
Annet	Kjemikalierester, organisk	160508	7152	5,70
Annet	Kjemikalierester, uorganiske, fast stoff	160507	7091	1,15
Annet	Laboratoriekjemikalier og blandinger herfra (med halogen)	160506	7151	0,01
Annet	Lysstoffrør, UV-lamper, sparepærer	200121	7086	0,99
Annet	Oljebasert boreslam	165071	7142	11 549,51
Annet	Oljefilter m/metall	150202	7024	2,19
Annet	Oljeforurenset masse - blanding av filler, oljefilter uten metall og filterduk fra renseenhet o,l,	150202	7022	42,00
Annet	Oljeforurenset slam/sedimenter/avleiringer, utenom borerelatert avfall	130502	7025	10,98
Annet	Oljeholdige emulsjoner fra boredekk	130802	7031	6,93
Annet	Oppladbare lithium	160605	7094	0,10
Annet	Organiske løsemidler uten halogen (eks, blanding med organiske løsemidler)	140603	7042	11,13
Annet	Prosessvann og vaskevann	161001	7165	12,00
Annet	Rengjøringsmidler	70601	7133	0,33

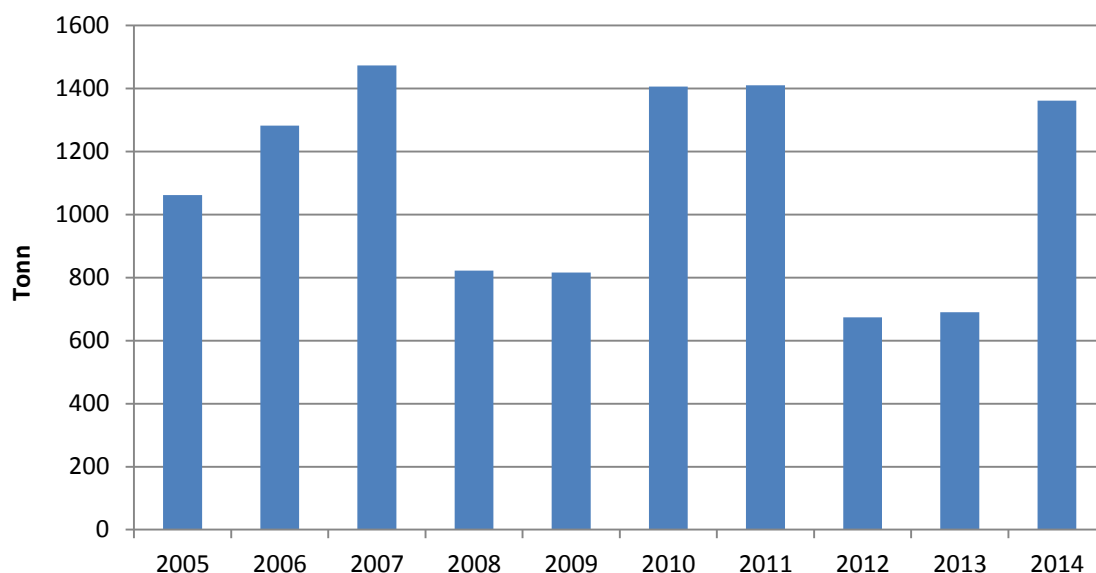
Annet	Rester av AFFF, slukkemidler med halogen	160508	7051	0,42
Annet	Sekkeavfall med kjemikalierester	150110	7152	2,28
Annet	Smørefett, grease (dope)	120112	7021	3,45
Annet	Spillolje, div, blanding	130899	7012	3,09
Annet	Spraybokser	160504	7055	0,64
Annet	Surt avfall, uorganisk (eks, blandinger av uorg.syrer)	160507	7131	0,01
Annet	Tankslam	130502	7022	5,55
Annet	Vannbasert borevæske som inneholder farlige stoffer, inkl forurenset brine	165073	7144	175,53
				17 223,84

9.2 Næringsavfall

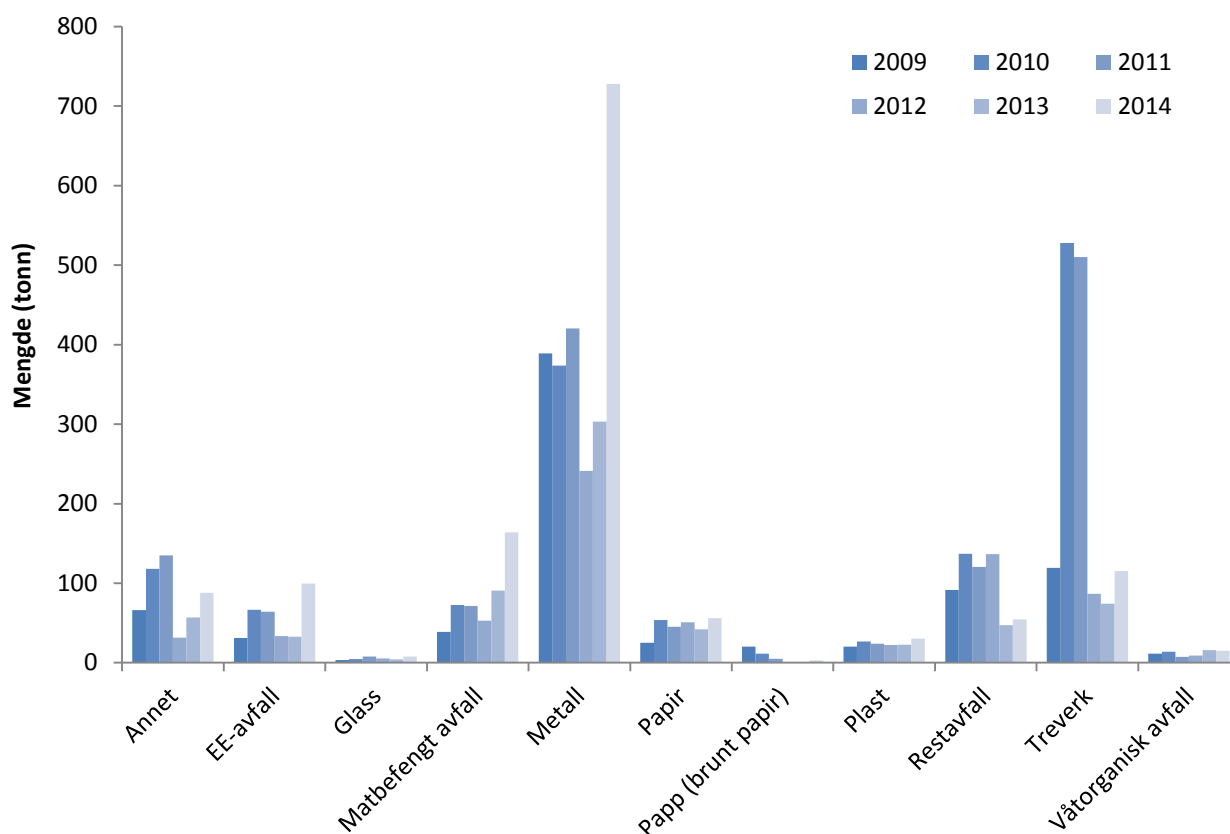
Tabell 9.3 viser mengder kildesortert avfall sendt til land i 2014 totalt fra Snorre A og Snorre B. Figur 9.2 og Figur 9.3 viser historisk utvikling i henholdsvis totalmengde og mengde i hver fraksjon. Totalmengden næringsavfall økte i 2014 sammenliknet med 2013. Dette skyldes hovedsakelig revisjonsstansen og boreoppgraderingsprosjektet på Snorre A samt bruk av flotell som ga økte mengder metall-, tre- og matbefengt avfall.

Tabell 9.3: Kildesortert vanlig avfall.

Type	Mengde (tonn)
Metall	727,98
EE-avfall	99,46
Papp (brunt papir)	3,02
Annet	87,85
Plast	30,46
Restavfall	54,45
Papir	55,96
Matbefengt avfall	164,13
Treverk	115,39
Våtorganisk avfall	15,18
Glass	7,59
	1 361,47



Figur 9.2: Total mengde kildesortert vanlig avfall for Snorre-feltet.



Figur 9.3: Kildesortert vanlig avfall fordelt på type avfall fra 2009-2014 for Snorre-feltet.

10 Vedlegg

Tabell 10.4.1 - Månedsoversikt av oljeinnhold for produsert vann
SNORRE A

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Olje-konsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
januar	1053033	0	1048986	6,841012177	7,176126
februar	867600	0	864076	12,07436112	10,43316566
mars	762493	0	760650	8,392896943	6,38405706
april	957061	0	954926	5,984019432	5,71429574
mai	885284	0	884105	10,22288685	9,03810538
juni	145923	0	145391	19,16016817	2,78571601
juli	981134	0	979475	7,952650563	7,78942241
august	1028537	0	1025846	9,310454698	9,55109271
september	1020500	0	1018108	6,659677451	6,78027089
oktober	999727	0	996669	8,232466416	8,20504407
november	931073	0	929316	5,508868566	5,1194797
desember	930066	0	928115	6,487428153	6,02107938
	10562431	0	10535663		84,99785501

SNORRE B

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Olje-konsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
januar	300443	0	298753	4,73	1,41310169
februar	282469	0	281731	7,36	2,07354016
mars	295946	0	295392	5,21	1,53899232
april	200637	0	199465	3,88	0,7739242
mai	175389	0	172728	4,14	0,71509392
juni	298475	0	297754	3,61	1,07489194
juli	266162	0	265451	3,56	0,94500556
august	332966	0	332279	3,877	1,288245683
september	370210	0	369386	6,56	2,42317216
oktober	332251	0	331363	5,37	1,77941931
november	326425	0	325730	7,05	2,2963965
desember	296618	0	295550	3,98	1,176289
	3477991	0	3465582		17,49807244

Tabell 10.4.2 - Månedsoversikt av oljeinnhold for drenasjevann
SAFE SCANDINAVIA ved SNORRE

Månednavn	Mengde drenasjevann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Olje-konsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
april	3,35	0	3,35	15	0,00005025
mai	1,2	0	1,2	15	0,000018
juni	1,9	0	1,9	15	0,0000285
juli	8,3	0	8,3	15	0,0001245
august	6,2	0	6,2	15	0,000093
september	8,3	0	8,3	15	0,0001245
	29,25	0	29,25		0,00043875

SNORRE A

Månednavn	Mengde drenasjevann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Olje-konsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
januar	3351,9	0	3351,9	23,63724186	0,079229671
februar	2267,5	0	2267,5	20,78201111	0,04712321
mars	1941,4	0	1941,4	11,58855636	0,022498023
april	1303,89	0	1303,89	12,68989838	0,016546232
mai	1913,3	0	1913,3	16,60492113	0,031770196
juni	322,7	0	322,7	6,537183421	0,002109549
juli	1216,7	0	1216,7	18,1329652	0,022062379
august	2136	0	2136	10,65581798	0,022760827
september	2197,9	0	2197,9	13,34311269	0,029326827
oktober	3244,8	0	3244,8	25,66722756	0,08328502
november	2357,4	0	2357,4	4,262450721	0,010048301
desember	2982,8	0	2982,8	21,08394195	0,062889182
	25236,29	0	25236,29		0,429649417

Tabell 10.4.3 - Månedsoversikt av oljeinnhold for fortrengningsvann

Månednavn	Mengde fortrengningsvann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Olje-konsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)

Tabell 10.4.4 - Månedsoversikt av oljeinnhold for annet oljeholdig vann

Månednavn	Mengde annet oljeholdig vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Olje-konsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)

**Tabell 10.4.5 - Månedsoversikt av oljeinnhold for jetting
SNORRE A**

Månednavn	Oljevedheng på sand (g/kg)	Oljemengde til sjø (tonn)
januar	-	0,516
februar	-	0,098
mars	-	0,096
april	-	0,638
mai	-	0,228
juli	-	0,324
august	-	0,614
september	-	0,459
oktober	-	0,572
november	-	0,386
desember	-	0,444
		4,375

SNORRE B

Månednavn	Oljevedheng på sand (g/kg)	Oljemengde til sjø (tonn)
januar	-	0,0028
februar	-	0,219
mars	-	0,012
april	-	0,0014
mai	-	0,0014
juni	-	0,0124
juli	-	0,00228
august	-	0,01496
september	-	0,01704
november	-	0,00716
desember	-	0,00864
		0,29908

**Tabell 10.5.1 - Massebalanse for bore og brønnkjemikalier etter funksjonsgruppe
 SNORRE A**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
Barabuf	11	pH-regulerende kjemikalier	0,1	0	0	Grønn
Baracarb (all grades)	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	14,7319764	0	0,30332	Grønn
Baraklean Dual	27	Vaske- og rensemidler	5,04	0	0	Gul
Baraklean Gold	37	Andre	0,56171952	0	0	Gul
Barazan	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	0,01383648	0	0	Grønn
Barite	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	1087,03854	0	0	Grønn
BDF-513	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	1,30039448	0	0	Rød
BDF-568	22	Emulgeringsmiddel	1,59621607	0	0	Gul
BDF-578	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	21,329389	0	0	Gul
Calcium Bromide	37	Andre	0	0	0	Grønn
CALCIUM BROMIDE BRINE	37	Andre	7,83	0	0	Grønn
Calcium Chloride	26	Kompletteringskjemikalier	0	0	0	Grønn
Calcium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	52,2498626	0	0	Grønn
CC-TURBOCLEAN	27	Vaske- og rensemidler	0,3216	0	0,3216	Gul
Cement Class G with EZ-Flo II	25	Sementeringskjemikalier	318	0	3	Grønn
Cesium Format Brine	26	Kompletteringskjemikalier	0	0	0,03025	Gul
CESIUM FORMATE, CESIUM FORMATE BRINE	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	2,50819672	0	0	Gul
CFR-8L	25	Sementeringskjemikalier	2,392	0	0,028	Gul
Citric acid	11	pH-regulerende kjemikalier	0,04705749	0	0	Grønn
DRILTREAT	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	0,44064325	0	0	Grønn
Duratone E	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	23,4689029	0	0	Gul
EDC 95-11	29	Oljebasert basevæske	558,37943	0	0	Gul
ESTICLEAN AS-OF	26	Kompletteringskjemikalier	7,68	0	0	Gul
EZ MUL NS	22	Emulgeringsmiddel	37,6309095	0	0	Gul
FDP-S692-03	2	Korrosjonshemmer	0,75465	0,64522575	0,03395925	Gul
FE-1	37	Andre	7,805609	6,6737957	0,35125241	Grønn

Formavis-Ultra	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	0	0	0,01815	Grønn
Formic acid (85%)	37	Andre	3,9168	3,348864	0,176256	Grønn
Gascon 469	25	Sementeringskjemikalier	7,119	0	0	Grønn
Halad-350L	17	Kjemikalier for å hindre tapet sirkulasjon	8,442	0	0	Gul
HALAD-400L	25	Sementeringskjemikalier	1,214	0	0	Gul
HII-124B	37	Andre	0,1685	0,1440675	0,0075825	Grønn
HR-5L	25	Sementeringskjemikalier	5,271	0	0,023	Grønn
JET-LUBE® NCS-30ECF	23	Gjengefett	0,29	0	0	Gul
JET-LUBE® SEAL-GUARD(TM) ECF	23	Gjengefett	0,16223	0	0	Gul
K-35	11	pH-regulerende kjemikalier	0,025	0,021375	0,001125	Grønn
Lime	11	pH-regulerende kjemikalier	22,5539739	0	0	Grønn
MB-5111	1	Biosid	0,339	0,289845	0,015255	Gul
Microsit Polar	27	Vaske- og rensmidler	0,93	0	0,93	Gul
MONOETHYLENE GLYCOL (MEG) 100%	37	Andre	7,35693	0	76,2255858	Grønn
Musol Solvent	25	Sementeringskjemikalier	2,179	0	0	Gul
N-DRIL HT PLUS	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	0,35	0	0,09075	Grønn
NF-6	25	Sementeringskjemikalier	1,17	0	0,002	Gul
OMC-3	19	Dispergeringsmidler	0,00505705	0	0	Gul
Oxygon	2	Korrosjonshemmer	0	0	0,13471	Gul
Oxygon	5	Oksygenfjerner	0,00461216	0	0	Gul
RX-72TL Brine Lubricant	12	Friksjonsreducerende kjemikalier	0	0	1,26	Gul
SEM 8	25	Sementeringskjemikalier	2,294	0	0	Gul
SI-4489	3	Avleiringshemmer	736,16	0	465,771	Gul
Sodium Bicarbonate	37	Andre	0	0	0,54845	Grønn
Sodium Chloride	14	Fargestoff	0	0	0,00672	Grønn
Sodium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	1,5547	1,3292685	0,0699615	Grønn
SODIUM CHLORIDE BRINE	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	0	0	0,0426	Grønn
Sodium Chloride Brine	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	66	0	44	Grønn
Sourscav	33	H ₂ S-fjerner	1,15329734	0	0	Gul
Stack Magic ECO-F	10	Hydraulikkvæske (inkl. BOP-væske)	0,42	0	0,315	Gul

Starcide	1	Biosid	0,74631735	0	0,07217	Gul
Statoil Marine Gassolje Avgiftsfri	37	Andre	202,635	0	0	Svart
STEELSEAL(all grades)	25	Sementeringskjemikalier	4,11761624	0	0	Grønn
Sugar powder	37	Andre	0,21855625	0	0	Grønn
Suspentone	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	1,33680559	0	0	Gul
T-20071645	3	Avleiringshemmer	0,4	0	0,4	Gul
Tau MOD	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	3,04341865	0	0	Gul
Triethylene Glycol (TEG)	37	Andre	0	0	0	Gul
Tuned Spacer E+	25	Sementeringskjemikalier	7,315	0	0	Grønn
V500 Wireline Fluid	24	Smøremidler	0,04743	0	0,04743	Gul
WT-1040	6	Flokkulant	183,906	0	183,906	Gul
XP-07 Base Fluid	29	Oljebasert basevæske	115,497339	0	0	Gul
			3539,56352	12,4524414	778,132127	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
Baracarb (all grades)	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	43,5514155	0	4,625	Grønn
Baraklean Dual	27	Vaske- og rensemidler	6,15699504	0	0	Gul
Baraklean Gold	27	Vaske- og rensemidler	0,19495798	0	0	Gul
Barazan	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	3,12053977	0	2,44201266	Grønn
Barite	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	2524,24054	0	1699,54797	Grønn
Baro-Lube NS	24	Smøremidler	0,52339955	0	0	Gul
BDF-568	22	Emulgeringsmiddel	5,66433415	0	0	Gul
Bentone 38	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	1,28501229	0	0	Rød
Bestolife "3010" NM SPECIAL	23	Gjengefett	0,036	0	0,0036	Gul
Calcium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	45,219583	0	0,43670886	Grønn
Cement Class G	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	29,7	0	0,3	Grønn
Cement Class G with EZ-Flo II	25	Sementeringskjemikalier	350,5	0	18,7	Grønn
CFR-8L	25	Sementeringskjemikalier	3,38674	0	0,01851	Gul
CFS-511	24	Smøremidler	0,735	0	0,735	Gul

CFS-511	12	Friksjonsreducerende kjemikalier	3,03104018	0	0	Gul
Citric acid	11	pH-regulerende kjemikalier	2,12164936	0	1,86202532	Grønn
Clairsol NS	37	Andre	256,17521	0	0	Gul
Dextrid E	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	33,915	0	33,0289241	Grønn
DRILTREAT	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	1,15908099	0	0	Grønn
Duratone E	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	28,6738516	0	0	Gul
ECONOLITE LIQUID	25	Sementeringskjemikalier	6,695	0	0,811	Grønn
EDC 95-11	29	Oljebasert basevæske	230,300542	0	0	Gul
EZ MUL NS	22	Emulgeringsmiddel	29,2748387	0	0	Gul
EZ-Flo II	25	Sementeringskjemikalier	0,033	0	0	Grønn
FDP-S692-03	2	Korrosjonshemmer	0,2279	0,1948545	0,0102555	Gul
FE-1	37	Andre	2,3573128	2,01550244	0,10607908	Grønn
Formatrol	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	0,31763296	0	0	Grønn
Formavis-Ultra	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	0,81180808	0	0	Grønn
Formic acid (85%)	37	Andre	1,18296	0,9319158	0,0490482	Grønn
Gascon 469	25	Sementeringskjemikalier	6,01746	0	0,02632	Grønn
GELTONE II	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	8,19671114	0	0	Rød
GEM GP	21	Leirskiferstabilisator	10,1436	0	10,1436	Gul
Halad-350L	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	6,23882	0	0,0256	Gul
HII-124B	37	Andre	0,0509	0,0435195	0,0022905	Grønn
HR-4L	25	Sementeringskjemikalier	2,626	0	0,212	Grønn
HR-5L	25	Sementeringskjemikalier	2,53623	0	0,01218	Grønn
JET-LUBE® NCS-30ECF	23	Gjengefett	0,2092	0	0,0126	Gul
JET-LUBE® SEAL-GUARD(TM) ECF	23	Gjengefett	0,17726	0	0	Gul
KCl Potassium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	33,5118	0	33,5118	Grønn
Lime	11	pH-regulerende kjemikalier	20,6962207	0	0,125	Grønn
LIQXAN	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	5,5	0	5,5	Gul
Mercasol 633 SR (New version MMW)	23	Gjengefett	0,02	0	0,001	Gul

Mono Ethylene Glycol (MEG) 100%	7	Hydrathemmer	18,921	0	17,808	Grønn
MONOETHYLENE GLYCOL (MEG) 100%	37	Andre	108,389505	0	83,773604	Grønn
Monoetylglykol	9	Frostvæske	36,67335	0	29,33868	Grønn
Musol Solvent	25	Sementeringskjemikalier	1,263	0	0,00186	Gul
N-DRIL HT PLUS	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	5,86394622	0	0	Grønn
NaCl Brine	26	Kompletteringskjemikalier	117,17524	0	0	Grønn
NF-6	4	Skumdemper	0,456	0	0,44637975	Gul
NF-6	25	Sementeringskjemikalier	0,90923283	0	0,14288	Gul
OCR 325 AG	23	Gjengefett	0	0	0	Rød
Oxygen	2	Korrosjonshemmer	0	0	0,1484	Gul
Oxygen	5	Oksygenfjerner	1,84431313	0	0	Gul
PAC LE/RE	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	4,694	0	4,61805063	Grønn
Pelagic 50 BOP Fluid Concentrate	10	Hydraulikkvæske (inkl, BOP-væske)	3,905	0	3,905	Gul
Pelagic Stack Glycol	10	Hydraulikkvæske (inkl, BOP-væske)	0	0	0	Gul
POTASSIUM FORMATE BRINE	26	Kompletteringskjemikalier	0	0	0,00189	Grønn
POTASSIUM FORMATE BRINE	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	994,782434	0	0	Grønn
SD-4206	37	Andre	3,926	0	3,5334	Gul
SEM 8	25	Sementeringskjemikalier	1,404	0	0,00211	Gul
Soda ash	11	pH-regulerende kjemikalier	8,62175213	0	8,48686329	Grønn
SODIUM BICARBONATE	11	pH-regulerende kjemikalier	2,11789571	0	0,6042	Grønn
SODIUM BICARBONATE	26	Kompletteringskjemikalier	6,06451089	0	1,39968354	Grønn
Sodium Chloride	14	Fargestoff	0,21195	0,18121725	0,06783775	Grønn
Sodium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	0,2374	0,202977	0,010683	Grønn
Sourscav	33	H2S-fjerner	6,31249392	0	2,62943038	Gul
Starcide	1	Biosid	7,07254905	0	3,74096835	Gul
Statoil Marine Gassolje Avgiftsfri	37	Andre	6,84	0	0	Svart
STEELSEAL(all grades)	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	6,77760459	0	0	Grønn
STEELSEAL(all grades)	25	Sementeringskjemikalier	8,50164701	0	2,88067089	Grønn

Sugar powder	37	Andre	0,575	0	0,54968354	Grønn
Suspentone	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	1,50433488	0	0	Gul
Triethylene Glycol (TEG)	37	Andre	0	0	0	Gul
Tuned Spacer E+	25	Sementeringskjemikalier	3,273	0	0,816	Grønn
WT-1040	6	Flokkulant	3,606	0	3,606	Gul
Wyoming Bentonite	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink, Lignosulfat, lignitt)	180	0	178,607595	Grønn
			5248,43871	3,56998649	2159,3684	

**Tabell 10.5.2 - Massebalanse for produksjonskjemikalier etter funksjonsgruppe
 SNORRE A**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
DMO86675	15	Emulsjonsbryter	19,1172	0	0,009300511	Gul
EB-8065	15	Emulsjonsbryter	13,238	0	3,973205924	Gul
Formic acid (85%)	3	Avleiringshemmer	244,0116	0	243,6021133	Grønn
KI-3343	2	Korrosjonshemmer	197,6247	0	162,0610051	Gul
Methanol	7	Hydrathemmer	439,4691	0	438,7547519	Grønn
SI-4613	3	Avleiringshemmer	347,3964	0	346,6150674	Gul
WT-1099	6	Flokkulant	5,9327	0	1,18654	Gul
WT-1378	6	Flokkulant	55,78	0,003568139	11,15243186	Gul
			1322,5697	0,003568139	1207,354416	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
EB-8580	15	Emulsjonsbryter	6,102272	0	1,359938679	Gul
Methanol	7	Hydrathemmer	701,836	0	698,9308044	Grønn
SI-4573	3	Avleiringshemmer	25,5783	0	25,46729218	Gul
SI-4613	3	Avleiringshemmer	29,82915	0	29,75223876	Gul
			763,345722	0	755,510274	

**Tabell 10.5.3 - Massebalanse for injeksjonskjemikalier etter funksjonsgruppe
 SNORRE A**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
DF-550	4	Skumdemper	42,34256	0	1,09413175	Rød
MB-5111	1	Biosid	9,04	0	0,29537296	Gul
Methanol	7	Hydrathemmer	270,97	0	3,90497	Grønn
NC-5009	1	Biosid	824,68488	0	0	Grønn
OR-13	5	Oksygenfjerner	114,50625	0	0,11450625	Grønn
SI-4470	3	Avleiringshemmer	18,4966	0	0,0184966	Gul
			1280,04029	0	5,42747756	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
DF-550	4	Skumdemper	12,38016	0	0,001238016	Rød
NC-5009	1	Biosid	331,286	0	0,0331286	Grønn
OR-13	5	Oksygenfjerner	35,76625	0	0,003576625	Grønn
			379,43241	0	0,037943241	

Tabell 10.5.4 - Massebalanse for rørledningskjemikalier etter funksjonsgruppe

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori

**Tabell 10.5.5 - Massebalanse for gassbehandlingskjemikalier etter funksjonsgruppe
 SNORRE A**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
HR-2737	33	H2S-fjerner	814,71072	0	692,504112	Gul
Triethylene Glycol (TEG)	8	Gasstørkekjemikalier	71,7597	0	60,995745	Gul
			886,47042	0	753,499857	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
HR-2737	33	H2S-fjerner	0,87414	0	0,743019	Gul
Triethylene Glycol (TEG)	8	Gasstørkekjemikalier	56,49813	0	48,0234105	Gul
			57,37227	0	48,7664295	

**Tabell 10.5.6 - Massebalanse for hjelpekjemikalier etter funksjonsgruppe
 SNORRE A**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
Anti freeze	9	Frostvæske	3,70944	0	0	Rød
Castrol Brayco Micronic SV/B	10	Hydraulikkvæske (inkl, BOP-væske)	16,7424	0	0	Gul
CC-3700	27	Vaske- og rensemidler	0,718875	0	0,718875	Gul
Erifon 818 TLP	24	Smøremidler	3,336375	0	0	Svart
Hydraway HMA-32	37	Andre	9,1908	0	0	Svart
HydraWay HVXA 15	37	Andre	3,818792	0	0	Svart
HydraWay HVXA 32	37	Andre	5,34276	0	0	Svart
HydraWay HVXA 46	37	Andre	0,04375	0	0	Svart
KI-302-C	2	Korrosjonshemmer	0,1725	0	0,008625	Gul
KIRASOL®- 345	27	Vaske- og rensemidler	15,13	0	15,13	Gul
Krafti	27	Vaske- og rensemidler	23,69	0	23,69	Gul
MB-5111	1	Biosid	5,424	0	5,424	Gul
MB-544 C	1	Biosid	0,14125	0	0,014125	Gul
Microsit Polar	27	Vaske- og rensemidler	2	0	2	Gul
NOXOL®-550	11	pH-regulerende kjemikalier	2,2	0	2,2	Gul
Oceanic HW443ND	10	Hydraulikkvæske (inkl, BOP-væske)	71,6499	0	0	Gul
Spylervæske ferdigblandet offshore	37	Andre	0,32256	0	0	Gul
			163,6334	0	49,18563	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
Arctic Foam 603 EF ATC 3%	28	Brannslukkekjemikalier (AFFF)	0,2756	0	0,2756	Svart
HydraWay HVXA 22	10	Hydraulikkvæske (inkl, BOP-væske)	2,9444	0	0	Svart
HydraWay HVXA 46 HP	37	Andre	11,6775	0	0	Svart
Krafti	27	Vaske- og rensemidler	14,42	0	14,42	Gul
Microsit Polar	27	Vaske- og rensemidler	16,5	0	16,5	Gul
OCEANIC HW 443 v2	10	Hydraulikkvæske (inkl, BOP-væske)	14,49063	0	14,49063	Rød

Spylervæske ferdigblandet offshore	37	Andre	0,12288	0	0	Gul
			60,43101	0	45,68623	

Tabell 10.5.7 - Massebalanse for kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen etter funksjonsgruppe
SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
HR-2737	33	H2S-fjerner	203,67768	0	0	Gul
KI-3343	2	Korrosjonshemmer	49,06356	0	0	Gul
			252,74124	0	0	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
Flexoil CW288	13	Voksinhibitor	46,607975	0	0	Gul
KI-3804	2	Korrosjonshemmer	11,92622	0	0	Gul
			58,534195	0	0	

Tabell 10.5.8 - Massebalanse for kjemikalier fra andre produksjonssteder etter funksjonsgruppe

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori

Tabell 10.5.9 - Massebalanse for reservoarstyring etter funksjonsgruppe
SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
IFE-WT-61	37	Andre	0,359	0	0,287	Rød
IFE-WT-62	37	Andre	0,431	0	0,345	Rød
IFE-WT-8	37	Andre	0,929	0	0,743	Rød
			1,719	0	1,375	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
IFE-WT-40	37	Andre	1,428	0	1,143	Rød
			1,428	0	1,143	

Tabell 10.6 - Utslipp til luft i forbindelse med testing og opprensning av brønner fra flyttbare innretninger

Brønnbane	Total oljemengde (tonn)	Gjenvunnet oljemengde (tonn)	Brent olje (tonn)	Brent gass (m3)

Table 10.7.1 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (Olje i vann) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjons- grense (g/m3)	Konsentrasjon i prøven (g/m3)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
SNORRE A	Olje i vann	Olje i vann (Installasjon)	Mod, NS-EN ISO 9377-2 / OSPAR 2005-15	GC/FID & IR- FLON	0,4	3,878585322	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	40863,5
SNORRE B	Olje i vann	Olje i vann (Installasjon)	Mod, NS-EN ISO 9377-2 / OSPAR 2005-15	GC/FID & IR- FLON	0,4	2,203333333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	7635,83
									48499,3

Tabell 10.7.2 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (BTEX) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjons- grense (g/m3)	Konsentrasjon i prøven (g/m3)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
SNORRE A	BTEX	Benzen	M-047	GC/FID Headspace	0,01	4,711190153	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	49635,5
SNORRE A	BTEX	Toluen	M-047	GC/FID Headspace	0,02	3,323340836	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	35013,6
SNORRE A	BTEX	Etylbenzen	M-047	GC/FID Headspace	0,02	0,235843314	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	2484,77
SNORRE A	BTEX	Xylen	M-047	GC/FID Headspace	0,02	0,428710491	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	4516,75
SNORRE B	BTEX	Benzen	M-047	GC/FID Headspace	0,01	8,033333333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	27840,2
SNORRE B	BTEX	Toluen	M-047	GC/FID Headspace	0,02	5,65	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	19580,5
SNORRE B	BTEX	Etylbenzen	M-047	GC/FID Headspace	0,02	0,355	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	1230,28
SNORRE B	BTEX	Xylen	M-047	GC/FID Headspace	0,02	0,708333333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	2454,79
									142756

Tabell 10.7.3 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (PAH) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjons- grense (g/m ³)	Konsentrasjon i prøven (g/m ³)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
SNORRE A	PAH	Naftalen	M-036	GC/MS	0,00001	0,265743509	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	2799,784
SNORRE A	PAH	C1-naftalen	M-036	GC/MS	0,00001	0,192370254	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	2026,748
SNORRE A	PAH	C2-naftalen	M-036	GC/MS	0,00001	0,130022828	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	1369,877
SNORRE A	PAH	C3-naftalen	M-036	GC/MS	0,00001	0,065701846	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	692,2125
SNORRE A	PAH	Fenantren	M-036	GC/MS	0,00001	0,009451684	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	99,57976
SNORRE A	PAH	Antrasen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000233273	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	2,45769
SNORRE A	PAH	C1-Fenantren	M-036	GC/MS	0,00001	0,0105562	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	111,2166
SNORRE A	PAH	C2-Fenantren	M-036	GC/MS	0,00001	0,01236623	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	130,2864
SNORRE A	PAH	C3-Fenantren	M-036	GC/MS	0,00001	0,004566572	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	48,11186
SNORRE A	PAH	Dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0,00001	0,002806275	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	29,56597
SNORRE A	PAH	C1-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0,00001	0,005118026	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	53,9218
SNORRE A	PAH	C2-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0,00001	0,005464508	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	57,57222
SNORRE A	PAH	C3-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0,00001	0,003059536	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	32,23424
SNORRE A	PAH	Acenaftalen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000633821	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	6,677726
SNORRE A	PAH	Acenaften*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000820187	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	8,641215
SNORRE A	PAH	Fluoren*	M-036	GC/MS	0,00001	0,004259431	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	44,87593
SNORRE A	PAH	Fluoranten*	M-036	GC/MS	0,00001	7,48041E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,788111
SNORRE A	PAH	Pyren*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000135256	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	1,425009
SNORRE A	PAH	Krysen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000433897	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	4,571395
SNORRE A	PAH	Benzo(a)antrasen*	M-036	GC/MS	0,00001	6,32535E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,666417
SNORRE A	PAH	Benzo(a)pyren*	M-036	GC/MS	0,00001	3,00979E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,317102
SNORRE A	PAH	Benzo(g,h,i)perylene*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000005	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,052678
SNORRE A	PAH	Benzo(b)fluoranten*	M-036	GC/MS	0,00001	2,34113E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,246654
SNORRE A	PAH	Benzo(k)fluoranten*	M-036	GC/MS	0,00001	7,82373E-06	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,082428
SNORRE A	PAH	Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000005	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,052678
SNORRE A	PAH	Dibenz(a,h)antrasen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000005	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,052678
SNORRE B	PAH	Naftalen	M-036	GC/MS	0,00001	0,331666667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	1149,418
SNORRE B	PAH	C1-naftalen	M-036	GC/MS	0,00001	0,263333333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	912,6033
SNORRE B	PAH	C2-naftalen	M-036	GC/MS	0,00001	0,14	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	485,1815
SNORRE B	PAH	C3-naftalen	M-036	GC/MS	0,00001	0,054833333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	190,0294
SNORRE B	PAH	Fenantren	M-036	GC/MS	0,00001	0,010483333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	36,33085

SNORRE B	PAH	Antrasen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000143333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,496733
SNORRE B	PAH	C1-Fenantren	M-036	GC/MS	0,00001	0,010416667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	36,09981
SNORRE B	PAH	C2-Fenantren	M-036	GC/MS	0,00001	0,00925	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	32,05663
SNORRE B	PAH	C3-Fenantren	M-036	GC/MS	0,00001	0,002666667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	9,241552
SNORRE B	PAH	Dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0,00001	0,002516667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	8,721715
SNORRE B	PAH	C1-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0,00001	0,004116667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	14,26665
SNORRE B	PAH	C2-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0,00001	0,003333333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	11,55194
SNORRE B	PAH	C3-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0,00001	0,00165	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	5,71821
SNORRE B	PAH	Acenaftilen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000746667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	2,587635
SNORRE B	PAH	Acenaften*	M-036	GC/MS	0,00001	0,00106	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	3,673517
SNORRE B	PAH	Fluoren*	M-036	GC/MS	0,00001	0,00615	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	21,31333
SNORRE B	PAH	Fluoranten*	M-036	GC/MS	0,00001	5,33333E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,184831
SNORRE B	PAH	Pyren*	M-036	GC/MS	0,00001	0,00011	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,381214
SNORRE B	PAH	Krysen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000428333	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	1,484424
SNORRE B	PAH	Benzo(a)antrasen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,00004	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,138623
SNORRE B	PAH	Benzo(a)pyren*	M-036	GC/MS	0,00001	1,08333E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,037544
SNORRE B	PAH	Benzo(g,h,i)perylene*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000005	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,017328
SNORRE B	PAH	Benzo(b)fluoranten*	M-036	GC/MS	0,00001	2,16667E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,075088
SNORRE B	PAH	Benzo(k)fluoranten*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000005	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,017328
SNORRE B	PAH	Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000005	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,017328
SNORRE B	PAH	Dibenz(a,h)antrasen*	M-036	GC/MS	0,00001	0,000005	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,017328
									10444

Tabell 10.7.4 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (Fenoler) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjons- grense (g/m ³)	Konsentrasjon i prøven (g/m ³)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
SNORRE A	Fenoler	Fenol	M-038	GC/MS	0,0034	1,132891786	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	11935,8
SNORRE A	Fenoler	C1-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00011	1,169778023	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	12324,4
SNORRE A	Fenoler	C2-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	0,2164546	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	2280,49
SNORRE A	Fenoler	C3-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	0,079696113	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	839,651
SNORRE A	Fenoler	C4-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	0,012621882	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	132,98
SNORRE A	Fenoler	C5-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00002	0,008445023	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	88,9739
SNORRE A	Fenoler	C6-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00001	5,81574E-05	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	0,61273
SNORRE A	Fenoler	C7-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00002	0,001505237	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	15,8587
SNORRE A	Fenoler	C8-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	0,000025	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	0,26339
SNORRE A	Fenoler	C9-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	0,000025	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	0,26339
SNORRE B	Fenoler	Fenol	M-038	GC/MS	0,0034	1,283333333	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	4447,5
SNORRE B	Fenoler	C1-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00011	1,103333333	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	3823,69
SNORRE B	Fenoler	C2-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	0,206666667	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	716,22
SNORRE B	Fenoler	C3-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	0,067333333	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	233,349
SNORRE B	Fenoler	C4-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	0,0215	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	74,51
SNORRE B	Fenoler	C5-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00002	0,00745	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	25,8186
SNORRE B	Fenoler	C6-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00001	3,83333E-05	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	0,13285
SNORRE B	Fenoler	C7-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00002	0,002265	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	7,84954
SNORRE B	Fenoler	C8-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	5,66667E-05	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	0,19638
SNORRE B	Fenoler	C9-Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0,00005	9,33333E-05	Intertek West Lab	Vår2014, Høst 2014	0,32345
									36948,8

Table 10.7.5 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (Organiske syrer) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjons- grense (g/m3)	Konsentrasjon i prøven (g/m3)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
SNORRE A	Organiske syrer	Maursyre	K-160	Isotacoforese	2	15,80535194	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	166519,862
SNORRE A	Organiske syrer	Eddiksyre	M-047	GC/FID Headspace	2	265,5551545	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	2797799,62
SNORRE A	Organiske syrer	Propionsyre	M-047	GC/FID Headspace	2	16,98678969	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	178967,092
SNORRE A	Organiske syrer	Butansyre	M-047	GC/FID Headspace	2	1	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	10535,663
SNORRE A	Organiske syrer	Pentansyre	M-047	GC/FID Headspace	2	1	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	10535,663
SNORRE A	Organiske syrer	Naftensyrer	M-047	GC/FID Headspace	2	1	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	10535,663
SNORRE B	Organiske syrer	Maursyre	K-160	Isotacoforese	2	2,35	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	8144,1177
SNORRE B	Organiske syrer	Eddiksyre	M-047	GC/FID Headspace	2	235	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	814411,77
SNORRE B	Organiske syrer	Propionsyre	M-047	GC/FID Headspace	2	18,5	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	64113,267
SNORRE B	Organiske syrer	Butansyre	M-047	GC/FID Headspace	2	1	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	3465,582
SNORRE B	Organiske syrer	Pentansyre	M-047	GC/FID Headspace	2	1	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	3465,582
SNORRE B	Organiske syrer	Naftensyrer	M-047	GC/FID Headspace	2	1	ALS Laboratory AS	Vår2014, Høst 2014	3465,582
									4071959

Tabell 10.7.6 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (Andre) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjons- grense (g/m ³)	Konsentrasjon i prøven (g/m ³)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
SNORRE A	Andre	Arsen	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000052	0,015265475	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	160,831904
SNORRE A	Andre	Bly	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000017	0,000185691	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	1,95638084
SNORRE A	Andre	Kadmium	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,00001	0,000005	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,05267832
SNORRE A	Andre	Kobber	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,00003	0,002302672	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	24,2601755
SNORRE A	Andre	Krom	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000055	0,000305939	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	3,22327407
SNORRE A	Andre	Kvikksølv	EPA 200,7/200,8	Atomfluorescens	0,000007	1,09041E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,11488158
SNORRE A	Andre	Nikkel	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000123	0,000293504	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	3,09225971
SNORRE A	Andre	Zink	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000257	0,00541144	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	57,0131121
SNORRE A	Andre	Barium	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,025	8,890819391	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	93670,6769
SNORRE A	Andre	Jern	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,047	1,796681673	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	18929,2326
SNORRE B	Andre	Arsen	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000052	0,11	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	381,21402
SNORRE B	Andre	Bly	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000017	0,000481667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	1,66925533
SNORRE B	Andre	Kadmium	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,00001	1,33333E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,04620776
SNORRE B	Andre	Kobber	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,00003	0,000881667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	3,05548813
SNORRE B	Andre	Krom	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000055	0,000401667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	1,39200877
SNORRE B	Andre	Kvikksølv	EPA 200,7/200,8	Atomfluorescens	0,000007	4,18333E-05	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,14497685
SNORRE B	Andre	Nikkel	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000123	0,00027	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	0,93570714
SNORRE B	Andre	Zink	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,000257	0,006716667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	23,2771591
SNORRE B	Andre	Barium	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,025	2,716666667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	9414,8311
SNORRE B	Andre	Jern	EPA 200,7/200,8	ICP/SMS	0,047	4,816666667	Molab AS	Vår2014, Høst 2014	16692,5533
									139369,6