

Årsrapport til Klima- og forurensningsdirektoratet 2012 - Snorre A og Snorre B

AU-DPN OS SN-00082

Tittel: <p style="text-align: center;">Årsrapport til Klima- og forurensningsdirektoratet 2012 - Snorre A og Snorre B</p>		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt:
AU-DPN OS SN-00082		

Gradering:	Distribusjon:
Open	Kan distribueres fritt
Utløpsdato:	Status
2022-03-01	Final

Utgivelsesdato:	Rev. nr.:	Eksemplar nr.:
2013-03-01		

Forfatter(e)/Kilde(r): Ingvild Eide-Haugmo og Øyvind Vassøy	
Omhandler (fagområde/emneord): Utslipp til sjø og luft, kjemikalier, akutt forurensning og avfall	
Merknader:	
Trer i kraft: 2013-03-01	Oppdatering:
Ansvarlig for utgivelse: DPN OS HSE	Myndighet til å godkjenne fravik:

Fagansvarlig (organisasjonsenhet): DPN OS HSE ENV TPD D&W HSE SVG	Fagansvarlig (navn): Ingvild Eide-Haugmo Øyvind Vassøy	Dato/Signatur: 28.02.2013 <i>Ingvild Eide-Haugmo</i> 28.02.2013 <i>Øyvind Vassøy</i>
Utarbeidet (organisasjonsenhet): DPN OS HSE ENV TPD D&W HSE SVG	Utarbeidet (navn): Ingvild Eide-Haugmo Øyvind Vassøy	Dato/Signatur: 28.02.2013 <i>Ingvild Eide-Haugmo</i> 28.02.2013 <i>Øyvind Vassøy</i>
Anbefalt (organisasjonsenhet): DPN OS HSE ENV DPN OS SN SNA OPS DPN OS SN SNB OPS DPN OS OMT SNOR TPD D&W DWS SNDW	Anbefalt (navn): Berit Moltu Einar Jakob Skjerven Kristin Westvik Thomas Mannes Helge Tjøtta	Dato/Signatur: 28.02.2013 <i>Berit Moltu</i> 5/3-13 <i>E. J. Skjerven</i> 05.08.2013 <i>Kristin Westvik</i> 28.02.13 <i>T. Mannes</i> 28.2.13 <i>Helge Tjøtta</i>
Godkjent (organisasjonsenhet): DPN OS SN	Godkjent (navn): Edvin B. Ytredal	Dato/Signatur: 05.03.2013 <i>Edvin B. Ytredal</i>

Innhold

1	Status	6
1.1	Generelt	6
1.2	Utslippstillatelser 2012	8
1.3	Kommentarer fra Klif til årsrapport 2011	9
1.4	Overskridelser av utslippstillatelsen	9
1.5	Status forbruk	10
1.6	Status nullutslippsarbeidet	13
1.7	Kjemikalier som skal prioriteres for utfasing	20
2	Utslipp fra boring	24
2.1	Boring med vannbasert borevæske	24
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	27
3	Utslipp av oljeholdig vann	28
3.1	Utslipp av oljeholdig vann	28
3.1.1	Utslipp av olje med produsertvann	28
3.1.1.1	Renseanlegg på Snorre A og Vigdis	30
3.1.1.2	Renseanlegg på Snorre B	31
3.1.1.3	Analyse og prøvetaking av produsert vann	32
3.1.1.4	Usikkerhet i datamaterialet	33
3.1.1.5	Utslipp av naturlige komponenter i produsert vann - Miljøanalyser	33
3.1.2	Drenasjevann	41
3.1.3	Sandspyling / Jetting	41
4	Bruk og utslipp av kjemikalier	43
4.1	Samlet forbruk og utslipp	44
5	Evaluerings av kjemikalier	45
5.1	Samlet forbruk og utslipp	47
5.2	Bore- og brønnkjemikalier	48
5.3	Produksjonskjemikalier	49
5.4	Injeksjonskjemikalier	50
5.5	Rørledningskjemikalier	51
5.6	Gassbehandlingskjemikalier	52
5.7	Hjelpekjemikalier	53
5.8	Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen	54
5.9	Kjemikalier fra andre produksjonssteder	55
5.10	Vannsporstoffer	55

6	Rapportering til OSPAR	56
6.1	Kjemikalier som inneholder miljøfarlige forbindelser.....	56
6.2	Forbindelser som står på Prioritetslisten, St.melding.nr 25 (2002-2003), som tilsetninger og forurensninger i produkter.....	56
7	Utslipp til luft.....	58
7.1	Forbrenningsprosesser	58
7.2	Utslipp fra feltet	61
7.3	Utslipp ved lagring/lasting av råolje	62
7.4	Diffuse utslipp og kaldventilering	63
7.5	Bruk av gassporstoffer	63
8	Akutte utslipp.....	64
8.1	Akutte utslipp av oljer	64
8.2	Akutte utslipp av kjemikalier og borevæsker.....	66
8.3	Akutte utslipp til luft.....	72
9	Avfall	74
9.1	Farlig avfall.....	74
9.2	Ordinært avfall	77
10	Vedlegg.....	80

Innledning

Rapporten dekker utslipp til sjø og luft, samt håndtering av avfall fra Snorre i år 2012, og er bygd opp i henhold til Klifs retningslinjer for årsrapportering fra Petroleumsvirksomheten (Opplysningspliktforordningen). Utslipp fra Vigdis som skjer fra Snorre er også inkludert i rapporten.

Det ble, som i årene fra og med 2003, laget egen årsrapport til Klima- og forurensningsdirektoratet for Vigdis, ref dokument nr AU-EPN OWE SN-00084, 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.

Rapporten er utarbeidet av Drift Sør sin HMS-enhet i Undersøkelse og produksjon Norge (DPN OS HSE ENV) og registrert i EW (Environmental Web) til 1. mars. Kontaktperson hos operatørselskapet er Ingvild Eide-Haugmo, telefon 41553076, e-postadresse ingeid@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 gassprovins-ene på norsk sokkel. I tillegg til Snorrefeltet hører også Gullfaks-, Statfjord- og Visundfeltene til Tampenområdet. Selv om Tampen er et viktig produksjonsområde, byr feltene på store utfordringer. Snorre-reservoaret omtales eksempelvis som krevende og sammensatt. Sand-steinslagene ligger på 2300–2700 meters dyp og har oljebelter med varierende utvinnings-grad.

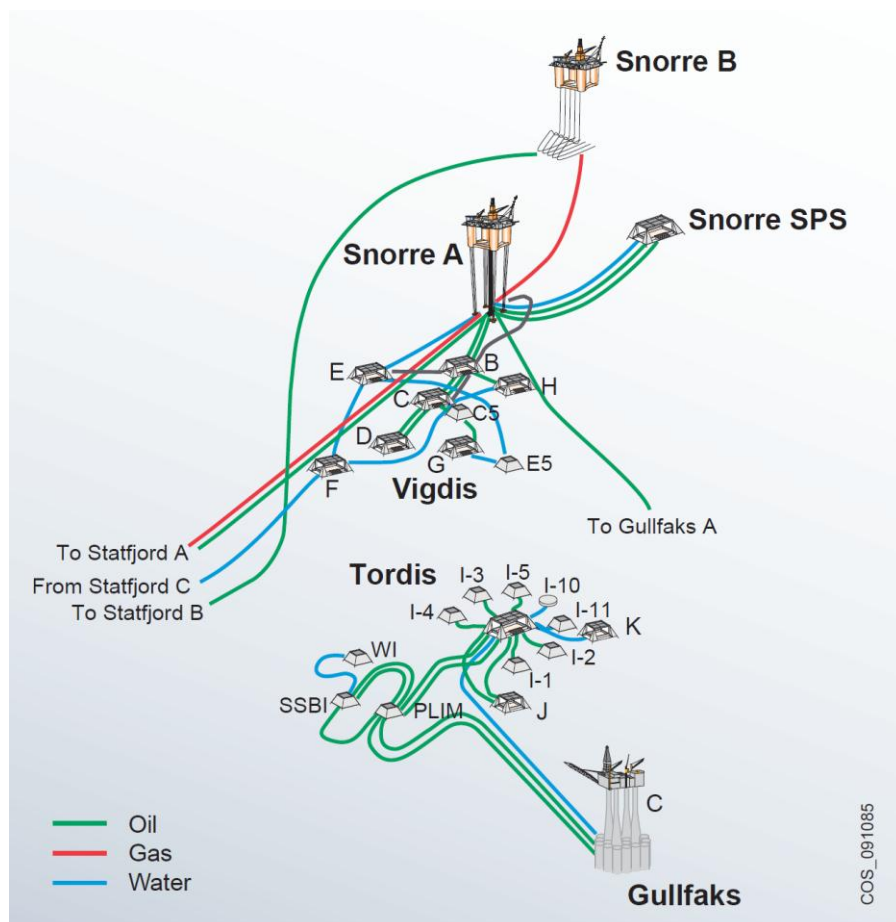
Snorre RE består av lisensene Snorre Unit og PL089. Feltet ble først bygget ut med strekkstags-plattformen Snorre A i 1992. Snorre B, en halvt nedsenkbar bore-, produksjons- og boligplattform, ble satt i produksjon i 2001. Tordis er bygget ut med alt utstyr på havbunnen knyttet til Gullfaks C, og har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

Snorre omfatter blokkene 34/4 og 34/7 i Tampen-området 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).

Det er produsert olje og gass fra Snorrefeltet siden august 1992. 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).

Feltet ble først bygget ut med stålplattformen Snorre A. Denne integrerte bore-, produksjons- og boligplattformen er forankret til havbunnen med strekkstag. Snorre A er utbygd med to prosessanlegg, et for egenprosessering og et som tar imot produksjonsstrømmen fra Vigdis. Et undervanns produksjonssystem er plassert på havbunnen rundt seks kilometer nordøst for plattformen (Snorre A UPA). Vanddyptet 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 kompressor turbiner 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.

I juni 2001 ble Snorre B-plattformen satt i produksjon. Den halvt nedsenkbare bore-, produksjons- og boligplattformen 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 utskiping. En del av gassen injiseres i reservoaret, resten transporteres i rørledning via Snorre A til Statpipe-systemet.



Figur 1-1 Snorrefeltets grenseflater mot andre felt

Nøkkeldata – Snorre A og Snorre B

Beliggenhet	Snorre B: Blokk 34/4 Snorre A: Blokk 34/7
Rettighetshavere	Petoro 30,00 % Statoil Petroleum AS 33,32 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 17,76 % Idemitsu Petroleum AS 9,60 % RWE Dea Norge AS 8,28 % Core Energy AS 1,04%
Produksjonsstart	Snorre A: 1992 Snorre B: 2001
Gjenværende res.	64,1 millioner Sm ³ olje (pr 31.12.2012, OD fakta) 0,3 milliarder Sm ³ gass 0,1 millioner tonn NGL

Tabell 1-1 Sentrale utslippstall for Snorre

Utslippstype	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Produsert vann til sjø (1000 x m ³)	8 884	7 370	5 882	9 066	11 951	10 819	9 673	10 565	11446	12082
Olje fra oljeholdig vann til sjø (tonn)	316	228	153	160	150	157	128	112	95,7	79,9
CO ₂ (inkl rigger) (1000 x tonn)	555	532	531	514	506	506	491	458	476	494
Akutte utslipp av olje, mengde (m ³)	1,9	0,1	0,1	0,06	21,18	0,03	0,417	5,08	0,518	0,142

Det var ikke revisjonsstans ved Snorre A og Vigdis i 2012, mens det i 2011 var revisjonsstans i 4 uker (18. august – 16. september). I 2010 hadde Snorre A revisjonsstans i 7 uker (4. august – 22. september). C-Tour renseanlegg på Snorre A 1. trinn separator ble satt i operasjon den 12. november 2010. I revisjonsstansen i 2009 som pågikk i 5 uker, ble det installert online olje i vann målere på Snorre A og Vigdis avgassingstanker. Avgassingstanken på Snorre A ble bygd om i revisjonsstansen i 2008. Det var revisjonsstanser også i årene 2007, 2006 og 2004.

Det var stans i forbindelse med riserskifte i mars og august. Totalt tre risere ble skiftet, utslipp av oljeholdig vann i forbindelse med skiftet rapporteres i kapittel 3. I 2011 hadde Snorre B revisjonsstans i noe over 3 uker (31. juli-16. august). Snorre B hadde revisjonsstans i nærmere 4 uker i 2010 (19. april – 14. mai), og fikk da på plass ny hydrosyklon samt "re-ruting av overboard-line". I 2009 hadde Snorre B flere opp- og nedkjøringer i forbindelse med arbeidet med utskifting av risere. Revisjonsstanser ble også gjennomført i årene 2008, 2006 og 2005.

Det ble gjennomført intern ytre miljøverifikasjon av Snorre A i november og Snorre B i desember 2012. I 2011 ble det gjennomført systemrevisjon og kvotetilsyn av Klif ved Snorre A i september.

1.2 Utslippstillatelser 2012

Utslippstillatelsen for Snorrefeltet inkluderer også Vigdis og Tordis feltene. Siste endring av utslippstillatelsen for boring og produksjon på Snorrefeltet er datert 6. desember 2012, og er en oppdatering av utslippstillatelse etter forurensningsloven, Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) ref: 2011/425. Tabell 1-2 inkluderer også tillatelser for kvotepliktige utslipp.

Den 10.12.2010 mottok Snorrefeltet også "Tillatelse og program for beregning og måling av utslipp, inkl mobile rigger (kildestrøm 8), 2007/1051-42", denne er påklaget.

Den 25. april 2012 mottok Snorrefeltet endring og oppdatering av tillatelse til kvotepliktige utslipp for Snorrefeltet, ref 2007/1051-69 405.15. Viser også til utredning om bruk av fakkellovervåker og søknad om HP-fakkell som en kildestrøm ved Snorre A datert 1. juni 2012 (vår referanse (AU-DPN OS SN-00023), avslag fra Klif datert 24. september 2012 (deres referanse 2007/1051 405.15) samt klage på avslag datert 16. november 2012 (vår referanse AU-DPN OS SN-00023). Utslipp til luft er rapportert etter tillatelse til kvotepliktig utslipp datert 25. april 2012.

Tabell 1-2 Gjeldende utslippstillatelser i 2012 – Klif

Type tillatelse	Dato gitt	Referanse
Tillatelse til utslipp av radioaktive tracere.	24.04.06	2006/00435/425.1/ITH
<u>Tillatelse og program for beregning og måling av utslipp, inkl mobile rigger (kildestrøm 8) (påklaget)</u>	10.12.10	2007/1051-42
Endring og oppdatering av tillatelse til kvotepliktige utslipp, pålegg om utredninger (påklaget)	25.04.12	2007/1051-69 405.15
Tillatelse etter forurensningsloven for Snorrefeltet og Vigdisfeltet pr 6. desember 2012 (2011/425)	06.12.12	2011/425-68 448.1

1.3 Kommentarer fra Klif til årsrapport 2011

Klif sendte kommentarer vedrørende årsrapport for 2011 til Statoil den 20. juni 2012 (2011/425-45-445.1). Det ble her bedt om en redegjørelse for årsak til avvik fra standardfaktor for NOX, samt erfaringer høstet etter at PEMS ble tatt i bruk for Snorrefeltet i 2011. Det vises til svar sendt til Klif den 24. september 2012 (vår referanse AU-DPN OS SN-00048, deres referanse 2011/425-45-445.1). Resultat for NOX-beregninger i 2012 er gitt i kapittel 7.

Det ble kommentert på avvik mellom kvoterapport og årsrapport med hensyn på rapportert CO₂-utslipp. Dette kom av at CO₂-faktor for HP-fakkel ved Snorre A ble endret etter 1. mars i kvoterapport og ikke i årsrapport, i forbindelse med oppretting av ny kildestrøm for høy rate måler (fakkelovervåker).

I kommentar for Vigdis ble det konstantert at utslippene av hydraulikkvæske fra Vigdis har steget kraftig de siste årene. Det ble forutsatt at Statoil iverksatte tiltak for å hindre fremtidige overskridelser av krav og at selskapet fokuserer på å begrense lekkasjer fra hydraulikksystemer gjennom gode drifts- og vedlikeholdsrutiner. I 2012 har forbruket av hydraulikkvæske økt i forhold til 2011, men det er gjennomført tiltak med utskifting av kontrollmoduler: Det har siden 2009 pågått et prosjekt for utbytting av kontrollmoduler ved Vigdis, og i 2011 startet forebyggende arbeid. I 2012 startet arbeidet med utskifte av kontrollmodulene og arbeidet ble avsluttet i januar 2013. Det vises også til kapittel 5.7 og kapittel 8 i rapporten.

1.4 Overskridelser av utslippstillatelsen

Det har blitt benyttet ett kjemikalie uten HOCNF-dokumentasjon som faller inn under aktivitetsforskriften - Teijocleaner T-10KS. Kjemikaliet har vært i bruk siden 2010, i desember 2012 ble det fanget opp at det er omfattet av krav til utslippstillatelse og HOCNF. Teijocleaner har blitt benyttet som vaskemiddel i vaskemaskin på mekanisk verksted. Vaskevannet dreneres til open drain ved utskifting, og vil følge vannfase til sjø. Dette er dermed å regne som omfattet av aktivitetsforskriftens krav til økotoksikologisk testing (HOCNF dokumentasjon) i §62. I 2010 ble det bestilt inn 525 kg, i 2011 600 kg og i 2012 900 kg totalt av kjemikaliet. Det er sannsynlig at alt som er bestilt inn er gått til sjø. Forbruk og utslipp av teijocleaner er ikke inkludert i kapittel 4 og 5.

Hendelsen er registrert som uønsket hendelse i Synergi, nr 1341449, og følges opp der. Som følge av hendelsen er rutiner for vurdering av kjemikalier i kjemikaliestylingssystemet endret.

Basert på komponentsammensetningen vil produktet være hovedsakelig grønt siden store deler av kjemikaliet er vann og uorganiske salter. Men tensidene i kjemikaliet klassifiseres som svarte siden OSPAR-data ikke foreligger. Reell miljøfareklasse for tensidene (såpestoffene) vil være vesentlig bedre, sannsynligvis røde eller gule.

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 og omfatter ikke diesel brukt på flyttbare innretninger (dvs. ikke avgiftspliktig diesel). Dieselmengder i kapittel 7 angir mengder lastet i 2012 som korrigeres for lagerbeholdning ved årets start og slutt. Dieselforbruk angitt for desember angir hele andre halvår. Avvik mellom dieselmengder i kapittel 1 og 7 kan således forekomme. For brenngass ved Snorre A er det etter leveranse av rapport til OD funnet at det er angitt feil mengde i desember. Det vil dermed være et avvik mellom mengde i tabell 1 og det som er angitt i kapittel 7. Den korrekte mengden er angitt i kapittel 7 samt i kvoterapporten.

Netto produksjon er leveranser av tørrgass, kondensat og NGL etter prosessering i landanlegg og representerer en ny standard i forhold til årsrapporter før 2003 hvor produksjonsvolum fra feltet ble angitt (det vil si riggass).

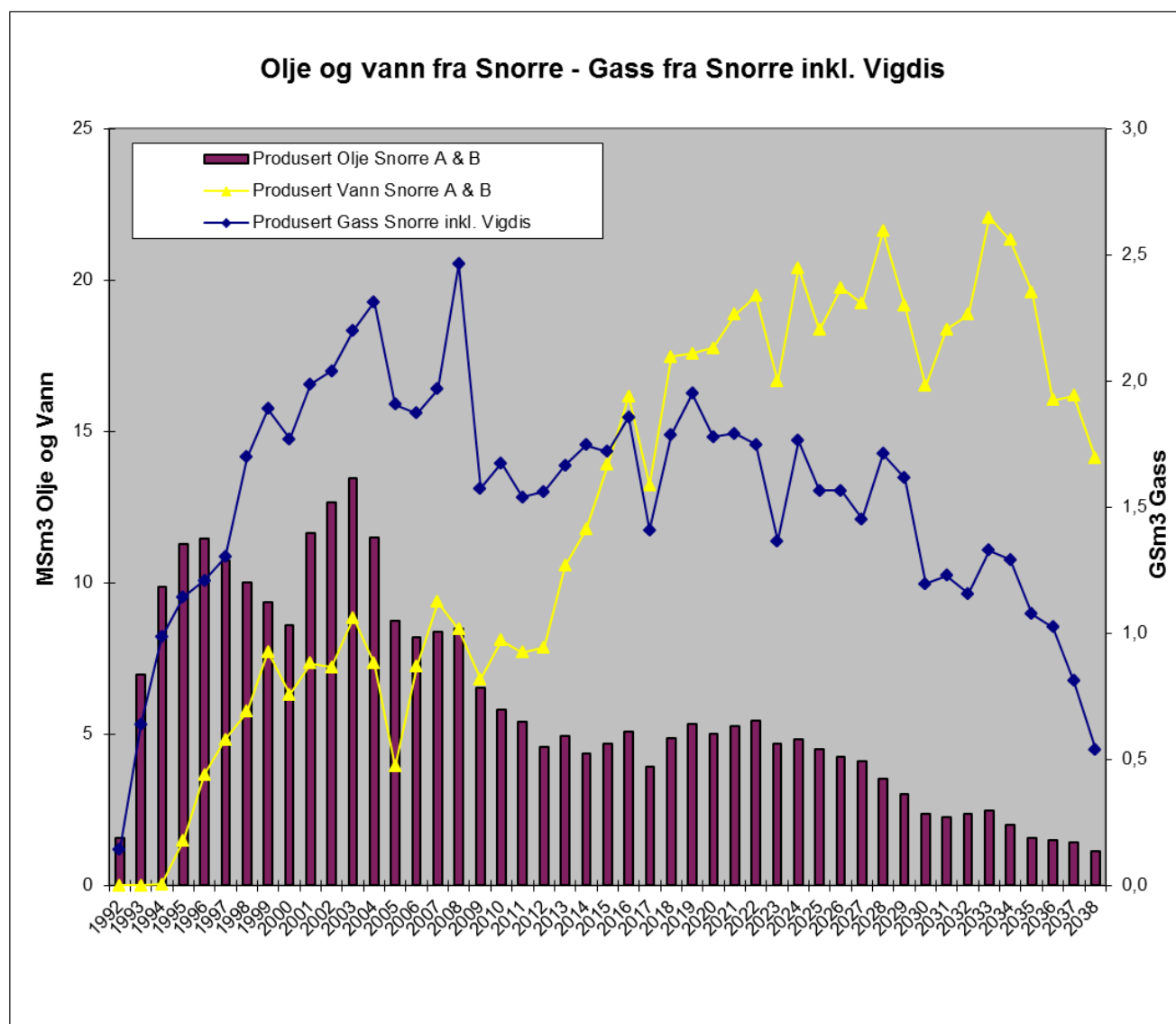
Figur 1-2 viser historiske data for produksjon av olje fra oppstart i 1992, samt prognoser ut feltets levetid. Prognosene er hentet fra innrapportering til revidert nasjonalbudsjett for 2012.

Tabell 1-3 Status forbruk

Måned	Injisert gass (m3)	Injisert sjøvann (m3)	Brutto faklet gass (m3)	Brutto brenngass (m3)	Diesel (l)
Januar	98 083 000	1 037 830	1 510 688	10 891 067	0
Februar	90 980 000	860 428	2 469 539	10 113 510	0
Mars	109 316 000	698 650	1 474 031	10 309 874	0
April	105 339 000	840 627	1 430 541	10 743 479	0
Mai	94 622 000	870 375	1 913 040	10 755 229	0
Juni	123 728 000	830 733	1 471 885	10 508 672	3 530 000
Juli	130 207 000	708 122	1 280 339	11 225 083	0
August	114 829 000	683 327	1 010 176	8 700 787	0
September	79 907 000	896 768	1 136 609	8 561 485	0
Oktober	112 703 000	824 090	2 094 640	10 403 468	0
November	85 384 000	1 001 883	1 914 028	9 244 574	0
Desember	99 476 000	748 492	2 339 498	10 741 609	2 684 000
	1 244 574 000	10 001 325	20 045 014	122 198 837	6 214 000

Tabell 1-4 Status produksjon

Måned	Brutto olje (m3)	Netto olje (m3)	Brutto kondensat (m3)	Netto kondensat (m3)	Brutto gass (m3)	Netto gass (m3)	Vann (m3)	Netto NGL (m3)
Januar	359 732	359 732	0	0	112 590 000	9 380 000	655 270	8 118
Februar	328 697	319 064	0	0	114 495 000	7 894 000	622 323	7 380
Mars	318 175	213 002	0	0	110 741 000	324 000	660 349	111
April	395 694	397 465	0	0	112 464 000	5 414 000	795 911	3 233
Mai	418 887	418 887	0	0	127 008 000	5 445 000	780 422	4 276
Juni	427 361	429 417	0	0	125 932 000	3 792 000	756 529	434
Juli	387 087	389 010	0	0	129 825 000	981 000	700 552	610
August	277 298	277 297	0	0	111 289 000	187 000	538 691	0
September	391 107	391 106	0	0	87 599 000	0	651 940	0
Oktober	432 393	432 399	0	0	114 852 000	0	578 979	0
November	404 539	404 539	0	0	92 850 000	0	660 179	0
Desember	418 318	418 243	0	0	120 165 000	989 000	452 474	1 370
	4 559 288	4 450 161	0	0	1 359 810 000	34 406 000	7 853 619	25 532



Figur 1-2 Historiske data for produksjon av olje fra oppstart i 1992, samt prognoser ut feltets levetid (ihht RNB2012 med faktiske tall for 2012).

1.6 Status nullutslippsarbeidet

Dokumentasjon og møter med Klif med tilknytning til nullutslippsarbeidet;

- Nullutslippsrapport til Klif, 1. juni 2003 (RA-SNORRE-00044)
- Status i årsrapportene til Klif for 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009 og 2010
- Status i brev til Klif 15. oktober 2004, (M-TO SN 04 00079/RT)
- Gjennomførte og planlagte nullutslippstiltak knyttet til boring på Snorre herunder bore-rigger den 1. november 2005, (M-TO SN 05 00096)
- Brev vedrørende utsettelse av C-Tour fra revisjonsstans 2006 til 2007; 4. april 2006 (M-TO SN 06 00021)
- I forbindelse med stans av PWRI på Snorre B ble det avholdt et informasjonsmøte med Klif vedrørende bakgrunn for stans, på Helsefyrt den 20. april 2006, samt oversendt Klif "Tiltaksplan for håndtering av produsert vann på Snorre B", (M-TO SN 06 00041) den 19. juni 2006.
- Rapportering av kostnadstall og EIF verdier i forbindelse med nullutslippstiltak, 1. juni 2006
- Nullutslippsrapport Statoil UPN 2006, 10. oktober 2006
- Kommentarer til årsrapport med redegjørelse vedrørende implementering av C-Tour og H₂S -fjerneranlegg, 31.10.06 (M-TO SN 06 00087).
- Nullutslippsrapport 2008 Snorre, med kostnader og nytte ifm injeksjon/reinjeksjon av produsert vann samt håndtering av borekaks og borevæsker, 1. september 2008 (AU-EPN OWE SN-00089).
- Kommentarer til årsrapport 2007 med redegjørelse for tiltak i Snorre for å hindre akutte utslipp av oljer, kjemikalier og borevæsker samt planer for borekaks- og slophåndtering på Snorre A, 1. oktober 2008 (AU-EPN OWE SN-00097).
- Kommentarer til årsrapport 2008 med sammenligning av EIF-verdier i 2003 og 2008, 30. november 2009 (AU-EPN OWE SN-00130).

Status for pågående og planlagte prosjekter i nullutslippsarbeidet på Snorre er rapportert til Klif i henhold til referansene i listen over. Tabell 1-5 viser de viktigste fokusområdene på Snorre med gjennomførte, pågående og planlagte tiltak.

Tabell 1-5 Status på nullutslippsarbeidet – oljeholdig vann, akutte utslipp og boreavfall

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 01.03.2013	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	Reduksjon av dispergert olje fra utslippsvann		
	- Ny innmat separatorer (2007; skiftet i avg.tank samt nytt skimme arrangement) - Re-design og ombygging av SNA avgassingstank	Gjennomført 2007 Gjennomført 2008	Utført Utført

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 01.03.2013	Forventet tidsplan for gjennomføring
	<ul style="list-style-type: none"> - Nye hydrosyklon linere - 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 <p>Renseanlegg</p> <ul style="list-style-type: none"> - Epcon-anlegg for Vigdis 2. trinn (kap. 10 000 Sm³/d) - Nytt Epcon CFU Vigdis 2. trinn - C-Tour Snorre 1.trinn (+ for test sep. HP) (Avdekket designfeil på PSV kapasitet (Pressure Safety Valve), oppstart ytterligere utsatt) - C-Tour Vigdis 	<ul style="list-style-type: none"> Gjennomført 2009 Gjennomført 2010 Gjennomføres ved behov Gjennomføres kontinuerlig Implementert 2009 Gjennomført 2011 Oppfølging 2012 Implementert 2003 Implementert 2006 Installert 2007 Oppstart 12. nov 2011 Mangler programmering 	<ul style="list-style-type: none"> Utført Utført Mator har gjennomført tur i 2012. Utført 2008, 2010 og 2011 - Utført Utført Utført Utført Utsatt 2012 pga ønske om ny vurdering av effekt, forventet gjennomført i 2013.
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 kjemikalioptimalisering 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, planlagt gjennomføring i 2013.	Mator har gj.ført flere turer i 2007 og 2008. Sist i mars

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 01.03.2013	Forventet tidsplan for gjennomføring
			2009
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
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 på grunn av sykdom. Utsatt igjen i februar 2011 på grunn av dårlig vær. - Barrierekartlegging i boreområdene på Snorre B. - 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 	<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>Planlegges utført i 2014.</p> <p>Implementert 2006</p> <p>Anbefalt i Beslutningsmøte</p> <p>Godkjent i Anleggsråd</p> <p>Gjennomført 2007</p>	<p>Utført</p> <p>2013-2014</p> <p>Utført</p> <p>2014</p> <p>Utført</p> <p>Ikke anbefalt videre</p> <p>Utført</p> <p>Utført</p>

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 01.03.2013	Forventet tidsplan for gjennomføring
	<ul style="list-style-type: none"> - Studie mht bruk av doble barrierer og nye modifikasjoner (SNA + SNB) 	2008	Vurdert
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. <p>SNB;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Separat brønn for injeksjon av kaks og slop. <ul style="list-style-type: none"> - Kontrollere borehastighet for å minimerer skip-bruk (volum kaks til land red. ca 60-90% avh.) <p>SNA;</p> <ul style="list-style-type: none"> - Installere kakstørkeanlegg (inkl. bulksystem for transport). <ul style="list-style-type: none"> - Nye tankvasker (reducere volum vaskevann) <ul style="list-style-type: none"> - 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. <ul style="list-style-type: none"> - Etablere strategi for håndtering av slop <ul style="list-style-type: none"> - Prosjektet Snorre A Drilling Facilities (SNA DF) har planer om å installere et sloprensanlegg 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 sloprensanlegg fra 	<p>Implementert</p> <p>Implementert, men stanset</p> <p>Gjennomført 2006</p> <p>Installert 2006. I bruk i hele 2009. Gått over til å benytte våt kaks ved overføring til båt.</p> <p>Gjennomført – installert Q1 2007</p> <p>Tatt inn i prosjektet SNA DF (Drilling Facilities)</p> <p>Strategi etablert 2008/2009</p> <p>Vurdert, men ble ikke installert grunnet dedikert plass ikke var klargjort.</p> <p>Uttesting av sloprensanlegg</p>	<p>Utført</p> <p>Utført sommer 2004 Stanset des. 2009</p> <p>Utført</p> <p>Utført</p> <p>Utført</p> <p>2014</p> <p>Utført</p> <p>Proessen med å finne den beste løsningen er godt i gang. Installasjon planlegges i andre kvartal 2013.</p>

Installasjon	Teknologibeskrivelse	Status 01.03.2013	Forventet tidsplan for gjennomføring
	Halliburton, men det ble ikke installert grunnet at dedikert plass ikke var klargjort.	planlegges nå i Q2 2013.	

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, produksjons-optimaliseringsgrupper (POG). Dette er et møtested for samhandling mellom land og hav personell. 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 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. I forkant av operasjoner med potensielt forhøyet utslipp, diskuteres tiltak. Ekstern ekspertise, Mator, har vært ute på begge plattformene og foretatt flere gjennomganger av produksjonsanleggene, for å kartlegge effektive tiltak for optimalisering og forbedringer av vannrenseanleggene. Mator er et firma som har utviklet en spisskompetanse med basis i en kombinasjon av teori og praktiske erfaringer innen primærseparasjon, vannbehandling og driftsoptimalisering for olje- og gassindustrien.

På Snorre A ble det utført omfattende arbeid i samarbeid med ekstern ekspertise i 2010 for optimalisering av produsertvannkvaliteten. Det pågår kursing av operatører på alle skift for kompetanseheving innen produsert vann og drift av vannbehandlingsanlegget. Det refereres til Tabell 1-5 for gjennomførte tiltak på Snorre A og Vigdis, der viktigste tekniske tiltak sammen med tilhørende driftsår kan oppsummeres som følger;

- Epcon CFU-unit nedstrøms Vigdis 2. Trinn separator (2006)
- Redesign og ombygging av innmat i Snorre A avgassingstank (2008)
- On-line olje i vann målere på vann ut av Snorre A og Vigdis avgassingstanker (2009)
- C-Tour nedstrøm Snorre A 1. Trinn separator (12. november 2010)
- Vannuttak Vigdis 1. trinn (2011)
- Kurs i teori og anlegg for produsert vann på alle skift (2011)

Årssnittet for Snorre A/Vigdis endte på 7,1 mg/l for 2012 mot 9,3 mg/l for 2011.

Viktigste bidrag til bedre produsert vann kvalitet på Snorre B er god drift av hydrosykloner, hyppig skimming og riktig nivå på avgassingstank. I tillegg til kjemikalieoptimalisering har Snorre B installert nye linere med forbedret teknologi i hydrosykloner. On-line måler har vært til god hjelp ettersom man raskt får detektert hvor man har problemer i prosessen og tiltak iverksettes raskere. Brønnopprensninger medfører ofte forringet produsertvannkvaliteten, og Snorre B tilstreber å injisere mest mulig av vannet sammen med vanninjeksjon under disse operasjonene. På Snorre B medførte lavere total vannproduksjon, ustabile rater og flere opp- og nedkjøringer av anleggene i forbindelse med utskifting av risere at det ble

vanskelig å optimalisere separasjonsanlegget i 2009. Årsgjennomsnittet for 2009 økte dermed fra 2008 og endte på 7 mg/l, mens det for 2010 endte på 5 mg/l. Oljekonsentrasjonen i produsertvannet fra Snorre B endte på 4,3 mg/l for 2012. De viktigste tekniske tiltak kan oppsummeres som følger;

- Optimalisert bruk av flokkulant
- Ny hydrosyklon og re-routing av overbordlinje for å minske prosessforstyrrelser.
- Ekstra on-line oiw måler
- Vedlikeholdsprogram hydrosykloner endret i 2012

Tabell 1-6 viser utvikling av rapporterte mengder olje til sjø med tilhørende oljekonsentrasjoner fra Snorre i årene 2001 til og med 2012. Det refereres til kapittel 3.1.1.3 for analysemetode og prøvetaking av produsert vann.

Tabell 1-6 Utvikling av olje til sjø fra produsert vann fra Snorre A og Snorre B

År	SNB Vann sjø M3x1000	SNB Olje til sjø tonn	SNB Oljekon s. mg/l	SNA & Vigdis Vann sjø M3x1000	SNA & Vigdis Olje til sjø tonn	SNA & Vigdis Oljekons. mg/l	SN RE Olje til sjø tonn	SN RE Oljekons. mg/l	Måltall
2001	162	5	31	7 179	299	42	304	41	
2002	375	10	27	6 840	218	32	228	31	
2003	150	4	28	8 692	270	31	274	31	
2004	269	5	19	7 068	223	32	228	31	
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

* 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 risere.

For en samlet forståelse av miljøskadelige utslipp fra produsert vann som ivaretar både utslipp av dispergert olje, løste organiske komponenter og tungmetaller så vel som tilsatte kjemikalier, foretas beregning av EIF for Snorre. Environmental Impact Factor (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. Bedret produsertvann kvalitet sammen med at det er tatt i bruk mer miljøvennlige kjemikalier har redusert EIF fra 2002 til frem til 2010. For 2011 har EIF økt, det er foreløpig ikke utført EIF-beregninger for 2012.

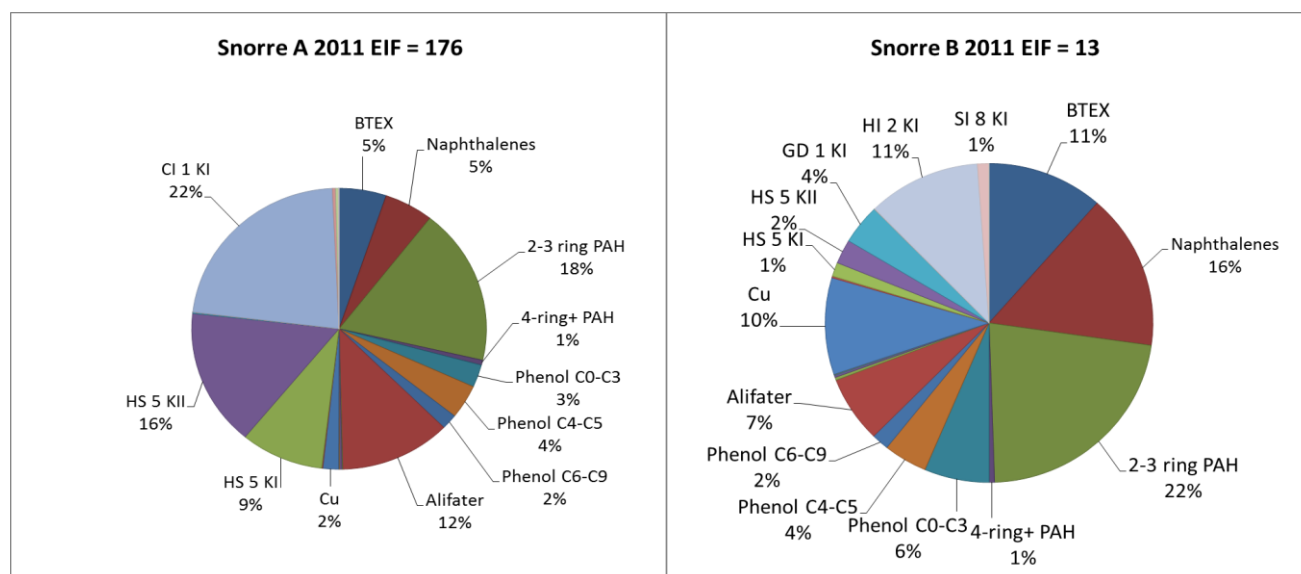
Høsten 2012 ble det utført EIF-beregning på utslipp av produsert vann fra 2011 for Snorre A / Vigdis og Snorre B. EIF beregningen for Snorre A/Vigdis har økt fra 104 til 176, mens den for Snorre B har økt fra 11 til 13. Produsert vann har fra 2010 til 2011 fått lavere oljekonsentrasjon, men for Snorre A har i hovedsak økt forbruk og utslipp av korrosjonshemmer (KI3343) gjort at EIF har økt. Også forbruk og utslipp av H₂S-fjerner påvirker EIF. Det arbeides med substitusjon av KI3343, men det er ikke konkludert hvordan dette vil påvirke EIF enda. EIF vil beregnes for 2012 for å følge opp utviklingen. Forbruk og utslipp av KI3343 er gått ned i 2012, ref kapittel 5, mens forbruk og utslipp av H₂S-fjerner har gått opp og forventes å øke i årene fremover.

Resultat av beregningene for Snorre A/Vigdis og Snorre B er vist i tabell 1-7 a og og figur som følger;

Tabell 1-7a Utvikling av EIF-verdier på Snorre

Felt	2002	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Snorre A/Vigdis	1301	319	522	94	90	125	105	104	176
Snorre B	7				19	14	11		13
Sum EIF	1308				123	139	116		189

Ref også redegjørelse i brev til Klif fra 2009, AU-EPN OWE SN-00130, for ytterligere beskrivelser.



Forkortelser;

CI 1 KI	KI-3343
HI 2 KI	Methanol
GD 1 KI	TEG
HS 5 KI/KII	HR-2737
SI 8 KI	SI-4573

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. På Snorre A ble da også all kaks fra boring med oljebasert slam transportert til land for håndtering i 2012.

Ut ifra miljøhensyn og stort potensial for kostnadsbesparelser anses injeksjon å være det beste alternativet, men dessverre viser simuleringer at Utsiraformasjonen under Snorre A er dårlig egnet. Utsiraformasjonen 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 Hordalandformasjonen har egenskaper som gjør at boring av en injeksjonsbrønn kan anbefales. Utredningsarbeidet vil likevel fortsette, og det vil blant annet bli undersøkt om en eksisterende brønn i en ferdigprodusert del av reservoaret kan gjøres om til injektor.

Snorre B boret en egen brønn for injeksjon av kaks og slop i 2004, og hadde fokus på kontrollert borehastighet for å minimere bruken av skipper. I 2008 ble ca 90 % av kaksen fra boring med oljebasert slam injisert, mens bare ca 30 % ble injisert i 2009. Kaksinjektoren ble stengt ned i desember 2009 på grunn av en havbunnslekkasje, og følgelig blir all oljebasert kaks og slop også fra Snorre B nå sendt til land for behandling.

Denne havbunnslekkasjen fra kaksinjektoren på Snorre B ble oppdaget i forbindelse med en rutinesjekk av trykkendringer på brønnen. Det ble gjennomført en dybdestudie av hendelsen, og rapporten ble oversendt myndighetene (Statoil referanse til Ptil er AU-EPN OWE SN-00209 "Dybdestudie Snorre B - Leakage from cuttings injector).

1.7 Kjemikalier som skal prioriteres for utfasing

Tabell 1-8 viser hvilke røde kjemikalier som er substituert på Snorre i 2012 og tabell 1-9 viser hvilke kjemikalier som skal prioriteres for substitusjon i henhold til Klifs krav. Her er det også inkludert produksjonskjemikalier ved Snorre som er dårlig nedbrytbare (klassifisert som Y2). Det jobbes med å finne mer miljøvennlige substitutter - dette gjelder både flokkulant, emulsjonsbryter og avleiringshemmere. Det ble ikke testet kjemikalier ved Snorre i 2012.

Halliburton har kontrakten for bore-, sementerings- og kompletteringskjemikalier på Snorre, og har utarbeidet en egen utfasingsplan for sine produkter.

Av andre røde bore- og brønnkjemikalier er smøremidlene Polybutene Multigrade (PBM) og Biogrease LTLV nå fullstendig faset ut. Denne type smøremidler benyttes i trykkontrollutstyr i forbindelse med wireline operasjoner og lette brønnintervensjoner på feltet. Statoil igangsatte i 2009 et arbeid for å finne mer miljøvennlige produkter som kunne erstatte disse, og to nye kandidater i gul kategori har nå blitt tatt i bruk.

Alle røde/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 viskositets problemer i tillegg til injeksjon av skumdemper som måtte starte opp igjen i oljeprosess etter revisjonsstans i 2006. 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. Driftsproblemer kan gi behov for et lite forbruk og utslipp av produksjonskjemikalier med rødt stoff i tillegg til skumdemper, vannsporstoff og hydraulikkvæske.

Fra årsrapporten i 2010 og er det rapportert forbruksvolumer fra lukkede systemer når årlig forbruk er mer enn 3000 kg pr installasjon. Denne type produkter og deres bruksområder har ikke vært tiltenkt utslipp til sjø og er p.t. ikke testet ihht OSPAR-kravene og har derfor ikke HOCNF. Inntil HOCNF foreligger blir slike kjemikalier rapportert som svarte. Den utvidete rapporteringsplikten er årsaken til det økte rapporterte forbruket av svarte kjemikalier i 2010 og 2011 i forhold til tidligere år, det er ingen reelle endringer i forbruket. Kjemikaliene som forbrukes i lukkede systemer slippes ikke ut til sjø

eller grunn, men skyldes svetting / sendes i land som farlig avfall/injiseres i brønn eller sendes med oljelast. Det arbeides med at HOCNF blir utarbeidet for de produktene som kravene i det oppdaterte regelverket vil omfatte. Kjemikalier i lukkede system er ikke inkludert i tabell 1-8.

Tabell 1-7 Kjemikalier substituert i 2012

Substitusjons-kjemikalier	Funksjon	Klassifi-sering	Nytt kjemikalie	Kommentar
Oljebasert borevæske				
BDF-460	Viskositetsendrer	Gul Y2	BDF-578	Brukt på Snorre B i 2012, men er tilnærmet 100% substituert med BDF-578. BDF-460 er i ferd med å tas ut av Halliburtons produktportefølje. Produktet går ikke til sjø.
Gjengefett				
Jet-Lube Alco EP 73 Plus®	Gjengefett	Rød	Jet-Lube® Alco EP ECF	Benyttet som gjengefett på Snorre A i 2011, men verken på Snorre A eller B i 2012. Et gult erstatningsprodukt er identifisert – Jet-Lube Alco EP ECF®. Ingen utslipp til sjø.
Brønnoperasjoner				
Biogrease LTLV	Smøremiddel	Rød	Biogrease 160R10 V300 RLWI - Wireline Fluid	Biogrease LTLV er miljøklassifisert som rødt. Produktet er nå utfaset/erstattet av Biogrease 160R10 og V300 RLWI – Wireline Fluid på alle de tre LWI-fartøyene, dvs Island Frontier, Island Wellserver og Island Constructor. Både V300 RLWI – Wireline Fluid og Biogrease 160R10 er miljøklassifisert som gule Y0.
Polybutene Multigrade (PBM)	Smøremiddel	Rød	V500 Wireline Fluid	Er nå 100% erstattet med V500 Wireline Fluid (gul kategori), og har ikke blitt benyttet på Snorrefeltet i 2012. V500 Wireline Fluid ble først tatt i bruk i 2010, men PBM har vært brukt som beredskapskjemikalie i kuldeperioder inntil 2011 da det nye produktet ikke har klart å holde god nok kvalitet mhp viskositetsegenskapene ved lave temperaturer.

Tabell 1-8 Kjemikalier som prioriteres for substitusjon i 2013

Substitusjonskjemikalier	Vilkår stilt	Status utfasing	Nytt kjemikalie/Kommentar
Produksjonskjemikalier			
*Dyno DF-522-C**	23.12.02 tatt inn på ny	-	Måtte tas inn igjen. Ikke benyttet i 2012.
WT-1099			Gul kategori, klassifisert som Y2.
EB-8580			Gul kategori, klassifisert som Y2.
SI 4573			Gul kategori, klassifisert som Y2. Arbeides med utskifting til Y1 kjemikalie hos leverandør.
SI-4470			Gul kategori, klassifisert som Y2. Utgjør liten miljøpåvirkning pga lavt volum.
Vanninjeksjonskjemikalier			
DF-550 (SNA)	tatt inn på ny februar 2006	-	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.
Anti Freeze		Dato ikke fastsatt	Arbeid med å finne erstatningsprodukt pågår sammen med leverandør (Statoil Norge)
Hjelpekjemikalier			
Oceanic HW 443 v2 (SNB)			Lavt forbruk. Erstatning med Oceanic HW 443ND utsatt da det er ønskelig med fargestoff for å kunne identifisere eventuelle lekkasjer.
Brønnoperasjoner m.m.			
Statoil Marine Gassolje Avgiftsfri (diesel)**	09.03.07	Dato ikke fastsatt	Diesel har tidligere vært klassifisert som gul. Etter gjennomgang med leverandør er produktet reklassifisert til svart fordi det inneholder et lovpålagt fargestoff for å skille produktet fra vanlig avgiftspliktig diesel. Produktet går ikke til utslipp.
Oljebasert borevæske			
BDF-578		Dato ikke fastsatt	Brukt på Snorre A i 2012. Gul kategori - klassifisert som Y2. R&D pågår, men har foreløpig ikke identifisert noen bedre alternativ.
*Invermul NT	2006 (1)	2017	Ikke brukt på Snorrefeltet i 2012, 2011 eller 2010. Brukes kun under HPHT-operasjoner med OBM. Det er ikke funnet noen erstatning for dette produktet, som bare brukes ved høyt trykk og høy temperatur. Etter all sannsynlighet vil det ikke være behov for dette på Snorre A eller Snorre B.
Duratone E (1)		2013	Brukt på Snorre A og B i 2012. 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

Substitusjonskjemikalier	Vilkår stilt	Status utfasing	Nytt kjemikalie/Kommentar
			fast og flytende form. Kvalifikasjonstester både miljømessig og teknisk pågår.
Geltone II	2011	2013 / 2014	Brukt som beredskapskjemikalie på Snorre B i 2012, men uten utslipp til sjø. Foreslått substitusjonsprodukt er BDF-578 (gul Y2). Dette produktet har vært gjennom en positiv felttest og er godkjent. Produktet vil derfor erstatte Geltone II i løpet av 2013/2014 (bortsett fra HPHT-applikasjoner).
Performatrol		2013	Brukt som leirskiferstabilisator på Snorre A i 2012. Vi har et nært R&D-samarbeid med leverandør av Performatrol. En mulig substitusjonskandidat er identifisert – dette produktet testes for tiden for tekniske egenskaper.
Suspentone (1)	2011	2014	Brukt på både Snorre A og B i 2012, men uten utslipp. Brukes som viskositetsendrer i OBM. Har identifisert et mulig substitusjonsprodukt som er gul Y1, nemlig BDF-568. Dette produktet vil bli felttestet i 2013.
Beredskapskjemikalie			
Arctic Foam 201 SF AFFF 1 %		Dato Ikke fastsatt	Det er utført en fullskala test offshore i 2012 og resultatene fra denne testingen er tilfredsstillende. I løpet av 2013 planlegges produktet fasett inn på enkelte installasjoner i UPN og dette arbeidet vil fortsette i årene som kommer. Endelig dato for utskifting ved Snorrefeltet er ikke fastsatt.
*Asphaltene Dissolver RX-33/1	23.12.02	Dato Ikke fastsatt	Ikke brukt i 2009-2012
*DR-408	15.06.05	Dato Ikke fastsatt	Erstattet CDR Liquid Power (svart). Har unngått bruken av DR-408 hittil.
*Jet-Lube API-Modified	16.08.07	Dato ikke fastsatt	Ikke brukt i 2009-2012.
*Adapta		2013	Ikke brukt på feltet i 2008-2012
MS-200	Intern vurdering	Dato Ikke fastsatt	Fargestoff, brukes kun v/lekkasje. Alternativer er ikke tilgjengelige per dags dato. Ikke brukt 2008-2011.

(1) Kjemikalier med egenskaper som faller innenfor kriterier for substitusjon, men disse er likevel prioritert lavt for substitusjon pga lav miljørisiko (inngår i OBM/beredskapskjemikalier, dvs. ingen regulære utslipp).

* Ikke brukt i 2012

2 Utslipp fra boring

2.1 Boring med vannbasert borevæske

Tabell 2-1 gir en oversikt over data relatert til forbruk og utslipp av vannbaserte borevæsker på feltet i 2012, mens tabell 2-2 gir en oversikt over tilhørende kaxsmengde og disponering av denne.

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)
34/7-P-12	102	0	278	78.1	457
34/7-P-25 A	36	0	640	27.0	703
34/7-P-39	0	0	699	0.0	699
34/4-D-3 H	2 937	0	52	0.0	2 988
	3 074	0	1 669	105.0	4 848

Tabell 2-2 Disponering av kaks ved boring med vannbasert borevæske

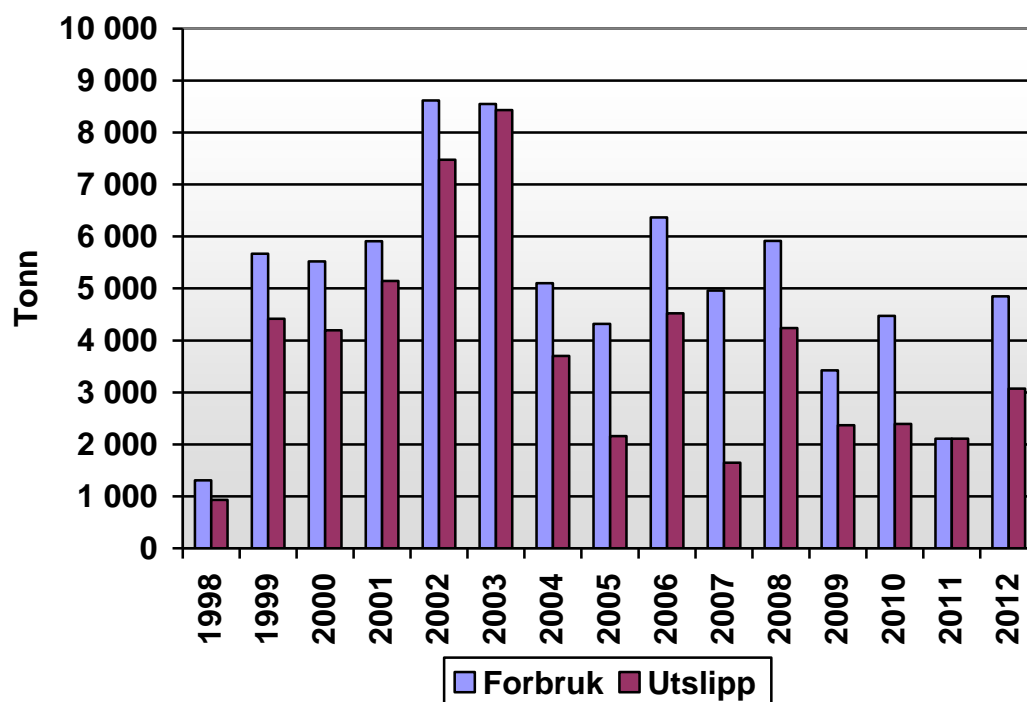
Brønnbane	Lengde (m)	Teoretisk hullvolum (m3)	Total mengde kaks generert (tonn)	Utslipp av kaks til sjø (tonn)	Kaks injisert (tonn)	Kaks sendt til land (tonn)	Eksportert kaks til andre felt (tonn)
34/7-P-12	0	0	0	0	0	0	0
34/7-P-25 A	0	0	0	0	0	0	0
34/7-P-39	0	0	0	0	0	0	0
34/4-D-3 H	850	248	742	742	0	0	0
	850		742	742	0	0	0

I rapporteringsåret har vannbasert borevæske blitt benyttet til tre Plug and Abandonment (P&A)- eller slot recovery-operasjoner samt én boreoperasjon (24" seksjon av brønn D-3 H). Forbruket av vannbasert borevæske var over dobbelt så høyt i 2012 sammenlignet med 2011, mens det i 2010 var i samme størrelsesorden (4473 tonn). Til sammenligning ble det altså for rapporteringsåret benyttet vannbasert borevæske på fire brønner, mot henholdsvis én og to brønner i 2011 og 2010.

I 2012 ble det sluppet 3074 tonn vannbasert borevæske til sjø fra Snorrefeltet, dvs rundt 50% økning fra året før (2107 tonn). I likhet med foregående år var det heller ikke i 2012 injeksjon av vannbasert borevæske. Derimot ble 1669 tonn sendt til land som avfall – dette utgjør rundt 34% av totalmengden vannbasert boreslam.

På brønn D-3 H på Snorre B ble det i 2012 brukt vannbasert borevæske som spud mud i forbindelse med boring av 24" seksjonen, og all kaks samt mesteparten av den brukte borevæsken ble sluppet ut til sjø. Tilsvarende ble det også året før benyttet brukt vannbasert borevæske som spud mud i forbindelse med boringen av de øverste seksjonene på brønn C-8 H – også da ble all kaks og borevæske sluppet ut til sjø.

Figur 2-1 nedenfor 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 – 2012

2.2 Boring med oljebasert borevæske

Oljebasert borevæske ble i rapporteringsåret benyttet under boring av 12 ¼"- og 8 ½"-seksjonene av brønn P-25 B på Snorre A, samt under boring av 17 ½"-, 12 ¼"- og 8 ½"-seksjonene av brønn D-3 H på Snorre B.

Tabell 2-3 gir en oversikt over data relatert til oljebasert borevæske i 2012, 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)
34/7-P-25 B	0	0	457	228	685
34/4-D-3 H	0	0	1 186	421	1 607
	0	0	1 643	649	2 292

Det totale forbruket av oljebasert borevæske var noe lavere enn i de to foregående årene (2990 tonn i 2010 og 2866 tonn i 2011).

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)
34/7-P-25 B	2 311	139	1 158	0	0	1 158	0
34/4-D-3 H	5 738	623	1 864	0	0	1 864	0
	8 049	762	3 022	0	0	3 022	0

All mengde generert kaks med oljebasert vedheng ble sendt til land for sluttbehandling i 2012. Til sammenligning led all generert kaks med oljebasert vedheng samme skjebne også i 2011 og 2010, mens det i 2009 ble injisert på Snorre B og sendt til land for behandling fra Snorre A.

Kaksinjektoren på Snorre B ble umiddelbart stengt ned da det ble oppdaget lekkasje av kaks til havbunnen i desember 2009. 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 i hver brønn som bores.

2.3 Boring med syntetisk borevæske

Det ble ikke benyttet syntetisk borevæske på Snorrefeltet i 2012 – tabell 2.5 og 2.6 er utelatt.

2.4 Borekaks importert fra andre felt

Det ble ikke importert borekaks fra andre felt i 2012 – tabell 2.7 er derfor utelatt.

2.5 Boreaktiviteter

Tabell 2-5 viser en oversikt over boreaktivitetene på Snorre A og B i 2012.

Tabell 2-5 Oversikt over boreaktiviteter i 2012

Installasjon	Brønn	Type	Vannbasert	Oljebasert
Snorre A	34/7-P-39	Brønnoperasjon	P&A Slot Recovery	
	34/7-P-12	Brønnoperasjon	P&A Slot Recovery	
	34/7-P-25 A	Brønnoperasjon	Slot Recovery	
	34/7-P-25 B	Boring		12 ¼" 8 ½"
Snorre B	34/4-D-3 H	Boring	24"	17 ½" 17 ½" (34/4-D-3 HT2) 17 ½" (34/4-D-3 HT3) 12 ¼" (34/4-D-3 HT3) 8 ½" (34/4-D-3 HT3)

3 Utslipp av oljeholdig vann

3.1 Utslipp av oljeholdig vann

Oljeholdig vann fra produksjonsplattformene kommer fra følgende hovedkilder:

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

Tabell 3-1 gir en oversikt over utslipp av oljeholdig vann fra feltet i 2012. For midlere oljevedheng på sand, se kap 3.1.3.

Tabell 3-1 Utslipp av olje og oljeholdig vann

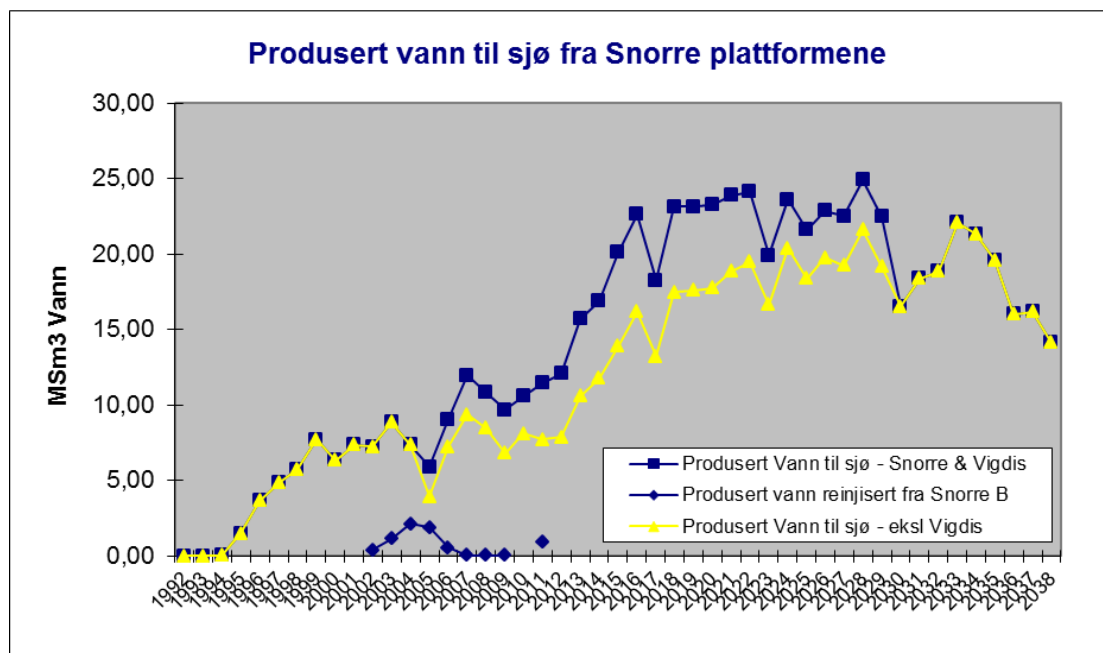
Vanntype	Totalt vannvolum (m3)	Midlere oljeinnhold (mg/l)	Midlere oljevedheng på sand (g/kg)	Olje til sjø (tonn)	Injisert vann (m3)	Vann til sjø (m3)	Eksportert prod. vann (m3)	Importert prod. vann (m3)
Produsert	12 141 051	6.6		79.9	0	12 082 422	58 625	0
Fortregning		0.0						
Drenasje	27 213	11.9		0.3	0	27 213	0	0
Jetting			-	4.1				
Annet		0.0						
	12 168 264			84.4	0	12 109 635	58 625	0

3.1.1 Utslipp av olje med produsertvann

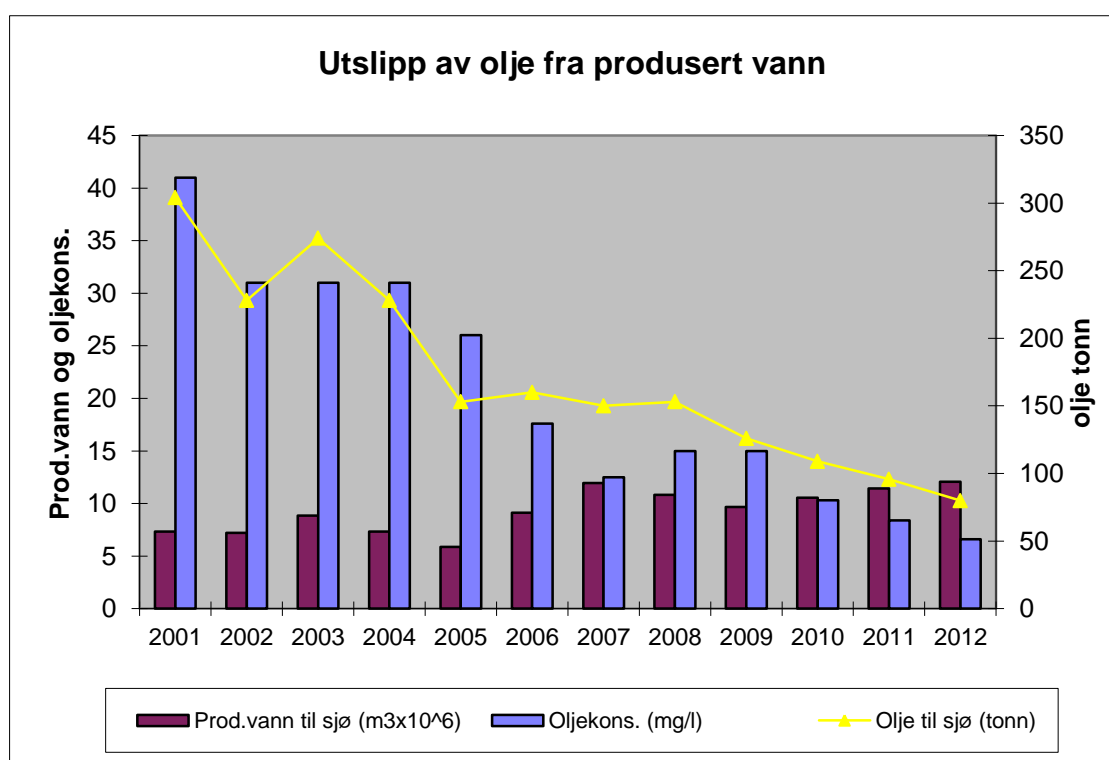
Nesten all olje til sjø fra oljeholdig vann kommer fra produsert vannet, og utgjorde 95 % i 2012. Utslipp av oljeholdig vann i forbindelse med riserskifte ved Snorre B er inkludert i olje til sjø fra produsert vann. Utslipp av 31 m3 med konsentrasjon på 54 mg/L er inkludert i månedsoversikten for mars, mens utslipp av 62 m3 oljeholdig vann med konsentrasjon 19 mg/L er inkludert i månedsutslippet for august. Høye olje-i-vann verdier oppstår oftest i forbindelse med oppstart etter produksjonsstanser, ustabile forhold i prosessanlegget, forhold rundt kjemikaliedosering og ustabilitet i forbindelse med oppkjøring av nye brønner og etter brønnoperasjoner.

Utslipp av produsert vann til sjø fra Snorre A, Vigdis og Snorre B økte med 636 826 m3 fra 2011 til 2012, mens oljeutslippene gikk ned med 15,8 tonn. Historiske utslipp av produsert vann til og med 2010 og prognoserte tall for kommende år er hentet fra RNB2012 er vist i Figur 3.1. Vigdis er en vesentlig bidragsyter til produsert vann mengdene, 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 viser 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.

I kapitlene 3.1.1.1 til 3.1.1.5 gis det informasjon om rensing, analyse og utslipp av løste komponenter fra produsert vann.



Figur 3-1 Produserte mengder vann, historikk tom 2012 og prognoser (ihht RNB2013)



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 ca 43 % i 2012. Det er et eget renseanlegg for Snorre A og et eget for Vigdis. Vannrensesystemet på Snorre A plattformen håndteres under ett med krysstilkoblinger i flere ledd, noe som gjør driftsmessig tilpasning og optimalisering mulig, ref Figur 3-3.

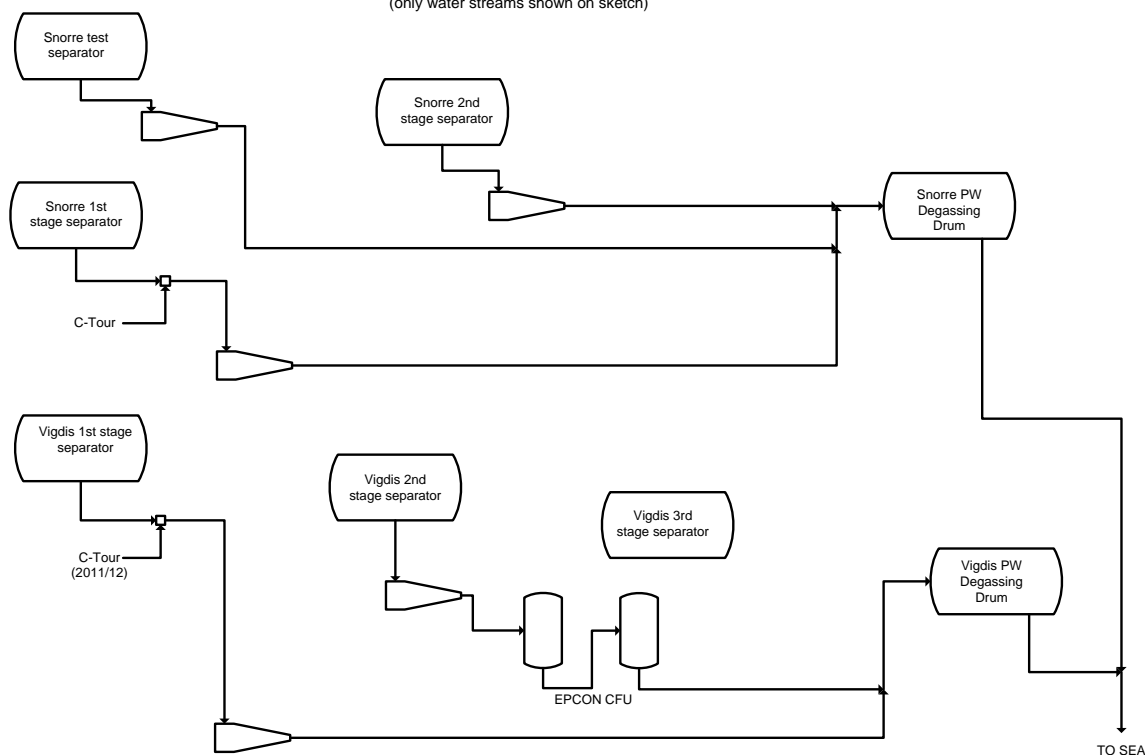
Rensesystemet for produsert vann fra Snorre A består av hydrosyklonanlegg nedstrøms første trinns-, andre trinns - og testseparator. Fra hydrosyklonanlegget går det produserte vannet videre til en avgassingstank, for så å bli sluppet ut til sjø. Vannet fra Snorre 1. trinn blir også behandlet med C-Tour.

Rensesystemet for Vigdisfeltet inkluderer et hydrosyklonanlegg nedstrøms første- og andre- trinns separator og en avgassingstank. Vannet fra andretrinnsseparator renses ytterligere ved hjelp av Epcon CFU-reseanlegg. Det er installert C-Tour renseanlegg for vannet fra Vigdis 1. trinn, men oppstart har vært utsatt på grunn av manglende programmering. Det er planlagt oppstart i 2013.

Snorre A har ellers fått til en mye bedre sandkontroll etter installering av sanddetektorer på alle brønner. Noe som har resultert i mindre sand og dermed økte intervaller for sandspyling/jetting. On-line målere ble installert på Snorre A og Vigdis avgassingstanker i 2009, og ved kontinuerlig informasjon har disse bidratt til en ytterligere bedring av produsertvann kvaliteten.

Snorre A produced water treatment

(only water streams shown on sketch)



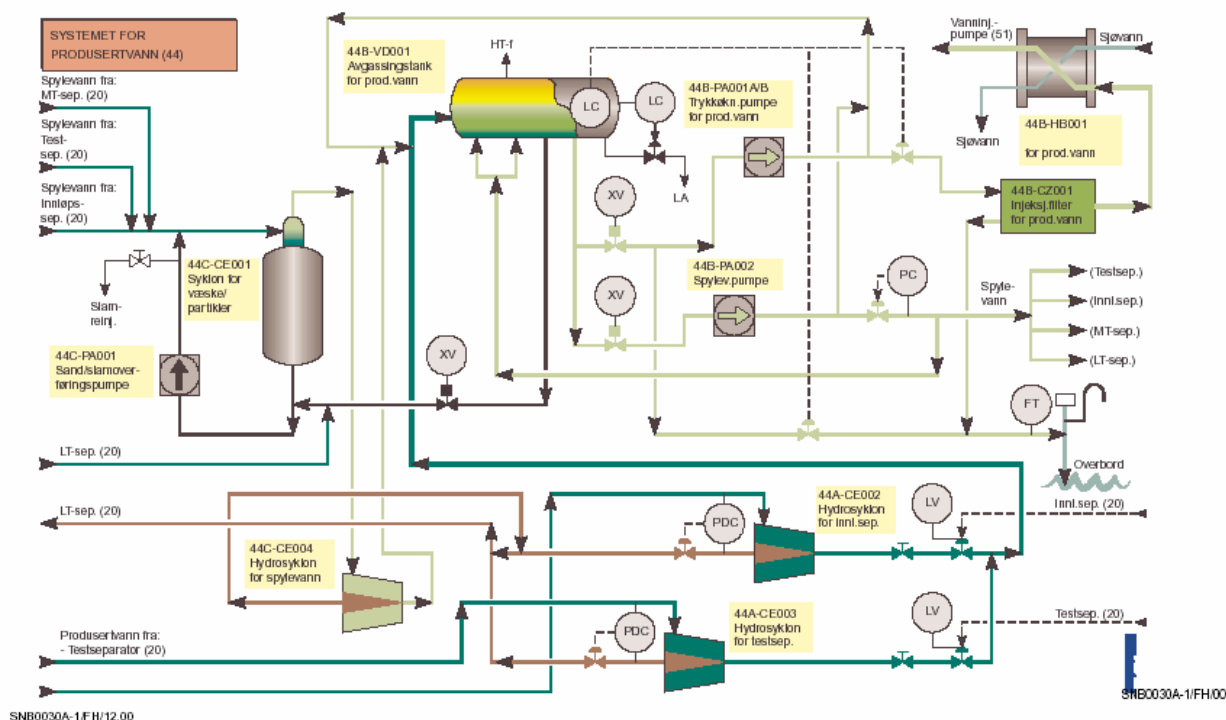
Figur 3-3 Renseanlegg for Snorre A og Vigdis

3.1.1.2 Renseanlegg på Snorre B

Rensesystemet på Snorre B består av hydroyklonanlegg nedstrøms første trinns- og testseparator. Frem til 1. april 2006 gikk det produserte vannet videre til avgassingstanken for så primært å bli reinjisert sammen med injeksjonsvannet.

Viktigste bidrag til bedre produsert vann kvalitet er bedret drift av hydroykloner, hyppig skimming og riktig nivå på avgassingstank. I tillegg til kjemikalieoptimalisering har Snorre B installert nye linere med forbedret teknologi. On-line måler har vært til god hjelp ettersom man raskt får deteksjon hvor man har problemer i prosessen og tiltak iverksettes raskere. Det ble installert en ekstra on-line oiw måler samt ny hydrosyklon og re-routing av overbordlinje i 2010. I 2012 ble vedlikeholdsprogrammet for hydroyklonene oppdatert og en har økt frekvensen av vasking av hydroyklonene. Det nye programmet vil evalueres i 2013.

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.



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 døgnprøve. Analyser av prøven utføres av laboratorietekniker på plattformlaboratoriet og benyttes til beregning av oljemengde til sjø på døgnbasis.

Frem til år 2003 og før ekstraksjon med freon ble forbudt bruktes målestandard NS4753 (NS9803), med analyse av ekstrakt ved hjelp av IR spektrometri. Den nye standard målemetoden i Norge, OSPAR 9377-2, ble en GC-metode som målte upolare HC i området mellom alkanene C10-C40. Denne metoden ble brukt parallelt og rapportert i tillegg til dispergert olje (ved bruk av Infracal med tilsvarende måleområde som IR-metode) i årsrapportene til Klif.

Fra 2007 skulle analysemetode OSPAR 2005-15 (C7-C40 nyttes). Metoden kalles også OSPAR 9377-modified, og måleområdet omfatter hydrokarboner i området mellom alkanene C7-C40, fratrukket konsentrasjoner av dispergert. Metoden gir lavere olje-i-vann verdier for Snorre enn ved bruk av Infracal (tilsvarende IR-metode).

På Snorre B ble det benyttet GC/FID frem til september 2004, før man også her gikk over til å benytte IR flatcelle (Infracal) for å bestemme oljekonsentrasjon.

Det ble gitt en felles redegjørelse fra operatørene i notat fra OLF til Klif den 1. november 2010 angående betydningen av endring av GC-metode for måling av olje i vann. Det henvises til denne for nærmere detaljer. Korrelasjonsfaktor mellom gammel og ny GC metode er vist i tabell under;

	Korrelasjons faktor mellom gammel og ny GC metode: C7-C40/C10-C40
Snorre A produsertvann	1,20
Vigdis produsertvann	1,26
Snorre B produsertvann	1,25

3.1.1.4 Usikkerhet i datamaterialet

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 referansem metode (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 referansem metode (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. Det er vanskelig å dokumentere usikkerhet rundt prøvetaking, så prøvetaking er ikke med i disse usikkerhetsberegningene når det gjelder olje-i-vann.

Årlig uavhengig kontroll av prøvetaking og analyse, er blitt utført på begge plattformene i 2012 (av Intertek WestLab).

3.1.1.5 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 2012 etter avtale med Klif. Gjennomsnittlig konsentrasjon er brukt for beregning av årlig utslipp, og der konsentrasjon ligger under deteksjonsnivå benyttes halve konsentrasjonen av deteksjonsgrensen.

Usikkerhet for hver gruppe er vist nedenfor, usikkerheten er satt ut fra høyeste usikkerhet for komponent i hver gruppe.

Gruppe	Usikkerhet
BTEX	28 %
PAH/NPD	50 %
Organiske syrer	22 %
Fenoler	60 %

Oversikt over metoder og laboratorier benyttet for miljøanalyser 2011				
Komponent:	Metode Nr.	Komponent / teknikk	Metode	Laboratorie
Alkylfenoler	2	Alkylfenoler i vann GC/MS 2285	Intern metode M-038	Intertek West Lab AS
PAH	4	PAH/NPD i vann, GC/MS	Intern metode M-036	Intertek West Lab AS
Olje i vann	5	Olje i vann, (C7-C40), GC/FID	Mod. NS-EN ISO 9377-2 / OSPAR 2005-15	Intertek West Lab AS
BTEX	7	BTEX, organiske syrer i avløps- og sjøvann. HS/GC/MS	Intern metode M-047	Intertek West Lab AS
Metanol	7	BTEX, organiske syrer i avløps- og sjøvann. HS/GC/MS	Intern metode M-047	Intertek West Lab AS
Organiske syrer	7	BTEX, organiske syrer i avløps- og sjøvann. HS/GC/MS	Intern metode M-047	Intertek West Lab AS
Metansyre	11	Metansyre i vann, IC	Intern metode K-160	Intertek West Lab AS
Kvikksølv	14	Kvikksølv i vann, atomfluorescens	EPA 200.7/200.8	ALS Scandinavia

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 3-2 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 3.2 vil derfor ikke stemme overens med mengde olje gitt i tabell 3.1.

Tabell 3-3 til Tabell 3-12 gir en oversikt over utslipp av oppløste naturlige stoffer til sjø fra produsert vann fra Snorre B, Snorre A inklusiv Vigdis. Oversikt over alle komponentene i produsert vann er vist i Vedlegg 10 (tabeller 10.7).

Tabell 3-2 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Olje i vann)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Olje i vann	Olje i vann (Installasjon)	54 988

Tabell 3-3 Prøvetaking og analyse av produsert vann (BTEX)

Gruppe	Stoff	Utslipp (kg)
BTEX	Benzen	78 679
	Toluen	60 940
	Etylbenzen	3 484
	Xylen	18 832
		161 935

Tabell 3-4 Prøvetaking og analyse av produsert vann (PAH)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
PAH	Naftalen	3 747.00
	C1-naftalen	4 041.00
	C2-naftalen	1 787.00
	C3-naftalen	1 461.00
	Fenantren	117.00
	Antrasen*	0.88
	C1-Fenantren	165.00
	C2-Fenantren	159.00
	C3-Fenantren	40.60
	Dibenzotiofen	39.10
	C1-dibenzotiofen	51.20
	C2-dibenzotiofen	59.00
	C3-dibenzotiofen	1.18
	Acenaftylen*	7.34
	Acenaften*	8.92
	Fluoren*	70.00
	Fluoranten*	1.29
	Pyren*	1.39
	Krysen*	1.41
	Benzo(a)antrasen*	0.34
	Benzo(a)pyren*	0.09
	Benzo(g,h,i)perylene*	0.16
	Benzo(b)fluoranten*	0.25
Benzo(k)fluoranten*	0.06	
Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	0.12	
Dibenz(a,h)antrasen*	0.06	
		11 760.00

Tabell 3-5 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum NPD)

NPD Utslipp (kg)
11 669

Tabell 3-6 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum 16 EPA-PAH (med stjerne))

16 EPD-PAH (med stjerne) Utslipp (kg)	Rapporteringsår
92.3	2012

Tabell 3-7 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Fenoler)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Fenoler	Fenol	15 230.0
	C1-Alkylfenoler	11 656.0
	C2-Alkylfenoler	2 860.0
	C3-Alkylfenoler	1 421.0
	C4-Alkylfenoler	862.0
	C5-Alkylfenoler	558.0
	C6-Alkylfenoler	2.1
	C7-Alkylfenoler	2.3
	C8-Alkylfenoler	0.4
	C9-Alkylfenoler	0.5
		32 593.0

Tabell 3-8 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum Alkylfenoler C1-C3)

Alkylfenoler C1-C3 Utslipp (kg)
15 938

Tabell 3-9 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum Alkylfenoler C4-C5)

Alkylfenoler C4-C5 Utslipp (kg)
1419.86841385041

Tabell 3-10 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Sum Alkylfenoler C6-C9)

Alkylfenoler C6-C9 Utslipp (kg)
5.29

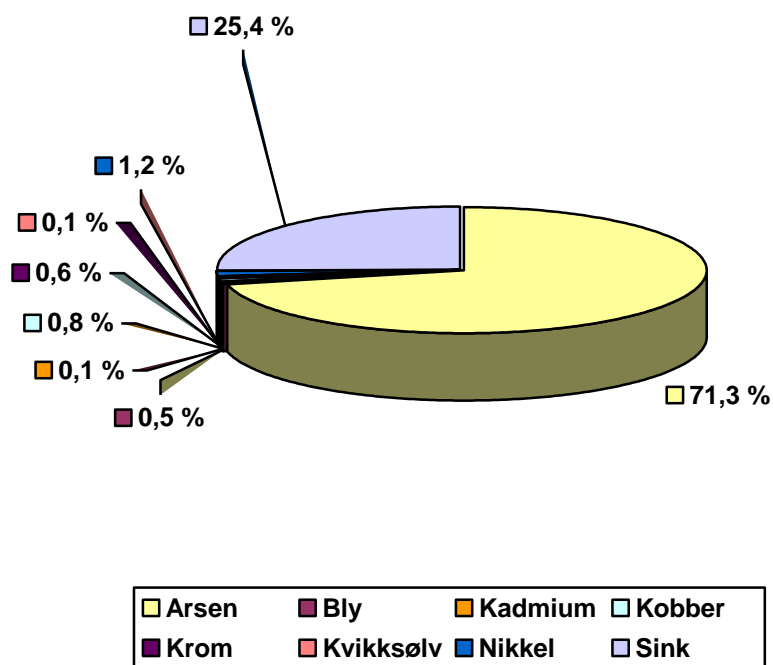
Tabell 3-11 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Organiske syrer)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Organiske syrer	Maursyre	168 575
	Eddiksyre	2 749 140
	Propionsyre	276 651
	Butansyre	42 345
	Pentansyre	12 082
	Naftensyrer	12 082
		3 260 875

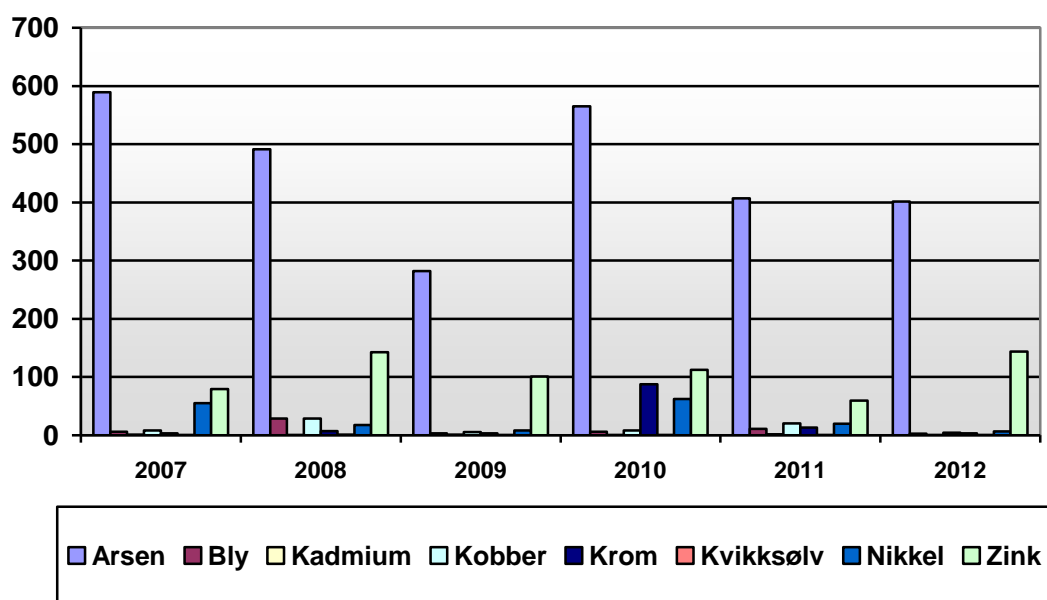
Tabell 3-12 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Andre)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Andre	Arsen	402.0
	Bly	2.8
	Kadmium	0.7
	Kobber	4.4
	Krom	3.1
	Kvikksølv	0.6
	Nikkel	6.9
	Zink	143.0
	Barium	28 983.0
	Jern	34 277.0

Følgende figurer viser oversikter over fordelingen av aromater og alkylfenoler, samt fordeling av tungmetaller i produsert vann for 2012. I tillegg er det gitt oversikter over utvikling i utslipp av løste hydrokarboner og tungmetaller de siste årene.



Figur 3-5 Fordeling av tungmetaller i produsert vann til sjø



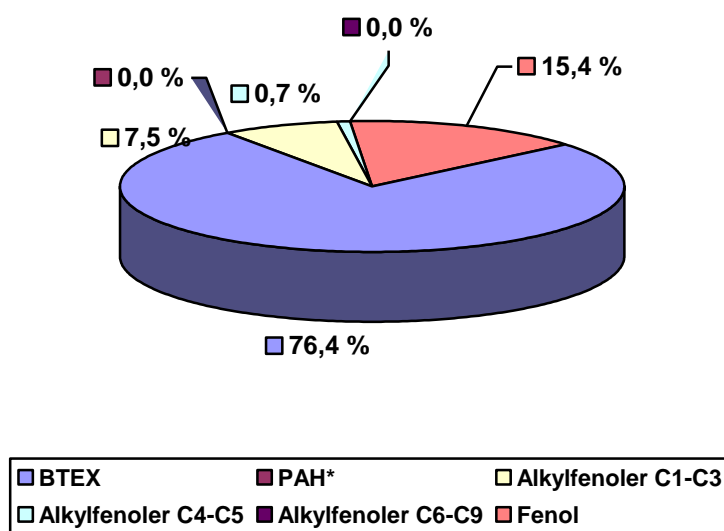
Figur 3-6 Utvikling i utslipp av tungmetaller fra Snorrefeltet

Arsenutslippene varierer som en funksjon av produsertvann mengder fra Snorre B med høyt innhold av arsen.

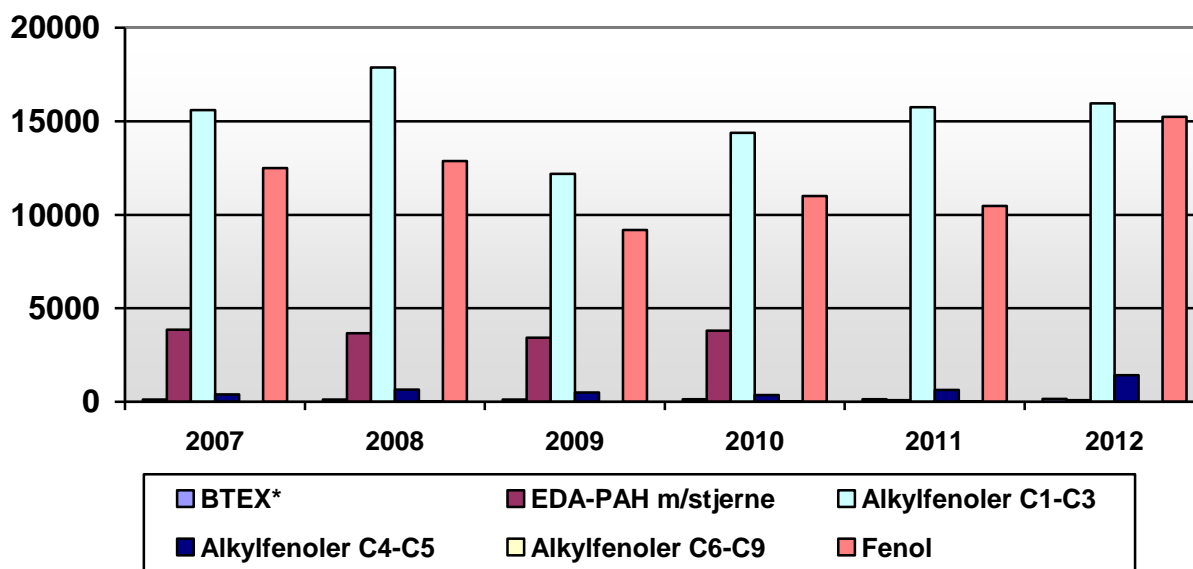
Flere forhold knyttet til produksjon og alder av felt medvirker til variasjoner i innhold av tungmetaller. Ved første vann gjennombrudd i nye brønner vil produsert vannet kunne bestå av tilnærmet rent formasjonsvann. Ved injeksjon av

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.)



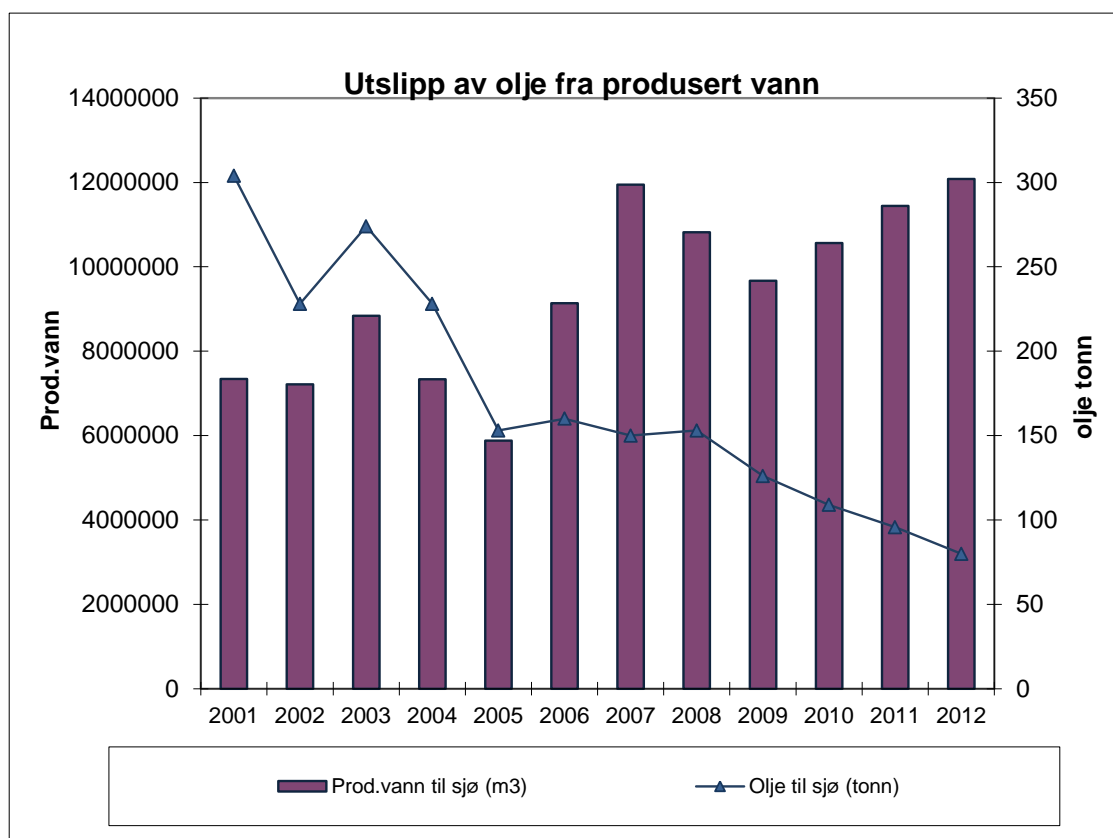
Figur 3-7 Fordeling av aromater og alkylefenoler i produsert vann til sjø



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

Figur 3-8 Utvikling i utslipp av aromater og alkylfenoler fra Snorrefeltet

Det er foretatt endringer i rapportering av PAH m/stjerne (likt som på engelsk sektor), da naftalen og fenantren ikke lenger omfattes de med stjerner. For øvrig varierer stort sett utslippsmengder av aromater og alkylfenoler fra Snorrefeltet 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 3-9 Utvikling i utslipp av produsert vann og olje fra utslippsvann - Snorrefeltet

3.1.2 Drenasjevann

Det tas ukentlige målinger av drenasjevannet på Snorre A som brukes som daglige verdier. Prøvene analyseres og registreres i Snorre produksjonsstyringssystem. I perioden fra kaksinjektoren ble stengt på Snorre B (desember 2009) gikk drenasjevann til båt som tar i mot slop fra boring. Fra desember 2010 ble det etablert rutiner for behandling av drenasjevann i sentrifuge før utslipp til sjø. Det ble rapportert 1836 m³ drenasjevann med 47,6 kg olje til sjø fra Snorre B i første halvår 2011, tilsvarende en oljekonsentrasjon på 25,6 mg/L for drenasjevannet. For andre halvår 2011 og for hele 2012 ble drenasjevannet kjørt inn i produksjon og er dermed registrert som en del av produsertvannet.

3.1.3 Sandspyling / Jetting

Generelt er mengde sand som produseres fra reservoarene vanskelig å måle. Statoil har installert flere sandmålere på produksjonsrørledninger. Disse målerne brukes i forbindelse med tilstandsovervåking 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. På Snorre B ble sanden tidligere injisert i en kaksinjektor, men denne ble stengt i desember 2009. Sanden på Snorre B blir vasket i en sandvasker.

Ved Snorre tas det 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 3.1 og tabell 10.4.5.

Oljevedheng på sand ligger innenfor 1 vekt %, ref Aktivitetsforskriften § 68 på Snorre A. I 2012 var resultat for årlig sjekk av oljevedheft på sand på 0,37 vekt % (tilsvarende 3,7 mg/kg) på Snorre A og 0,91 % på Vigdis (tilsvarende 9,1 mg/kg). Ved Snorre B ble det tatt prøver, men disse har dessverre kommet bort. Nye prøver planlegges tatt våren 2013. Historisk har Snorre B ligget godt innenfor 1 vekt %, grunnet godt fungerende sandvasker. Det kan dermed antas med stor sikkerhet at oljevedheng på sand ligger innenfor Aktivitetsforskriftens § 68.

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. I 2012 gikk det 4,1 tonn olje til sjø i forbindelse med jetting. Dette utgjør ca 5 % av den totale oljemengden til sjø.

4 Bruk og utslipp av kjemikalier

I dette kapitlet rapporteres samlet forbruk og utslipp av kjemikalier innen hvert bruksområde. 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 skjer på Snorre A plattformen.

For årsrapport 2010 og fremover er det krav om rapportering av forbruksvolumer fra lukkede systemer når årlig forbruk er mer enn 3000 kg pr installasjon. Kjemikalier i lukkede system er rapportert under kategorien f, hjelpkjemikalier, sammen med vaskemidler, BOP, hydraulikkvæske etc..

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 Statfjord sin årsrapport AU-DPN OS SF-00081. Utslippene fra Vigdis eksport inngår i Gullfaks sin årsrapport AU-DPN OW GF-00098.

Brannskum (AFFF) og drikkevannsbehandlingskjemikalier inngår ikke i oversikten over forbruk og utslipp av kjemikalier. Snorre A og Snorre B benytter PFOS-fritt telomerbasert Arctic skum. Ved Snorre A var det forbruk/utslipp av 8 m³ AFFF i 2012, hvorav 0,3 m³ var svart stoff og 0,009 m³ var rødt stoff. Det var i tillegg et akutt utslipp av AFFF på 0,590 m³. Ved Snorre B var det forbruk/utslipp av 5,5 m³ AFFF, hvorav 0,2 m³ var svart stoff og 0,006 m³ var rødt stoff. Det var også et tilfelle med akutt utslipp av AFFF på 0,001 m³. Akutte utslipp er rapportert i kapittel 8.

Forbruk og utslipp av bore- og sementkjemikalier er basert på miljøregnskapet etter ferdigstilling av hver seksjon eller sementjobb. Utslipp av kjemikalier er beregnet på bakgrunn av massebalanser av borevæske og mengde kaks som er sluppet ut. I disse tallene er det en unøyaktighet fordi det ikke er mulig å måle den eksakte mengden av borevæske som er sluppet til sjø som vedheng til kaks. Kjemikalier som benyttes ved komplettering er også basert på rapportert forbruk for hver enkel jobb.

På Snorre A har det i 2012 blitt gjennomført 19 brønnintervensjoner, inkludert én lett brønnintervensjon (LWI) med fartøyet Island Frontier på Snorre UPA. På Snorre B har det derimot, foruten et par workover med installasjon og reparasjon av xmas tree i henholdsvis brønn K-4 H og K-6 HT2, kun funnet sted to brønnintervensjoner.

Videre har det blitt gjennomført to lette brønnintervensjoner (LWI) med fartøyet Island Frontier på Vigdis i 2012, samt tilsvarende LWI-operasjoner på samme felt med Island Constructor. 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 2012; Island Frontier har gjennomført én operasjon, mens Island Constructor har utført tre intervensjoner. For disse operasjonene rapporteres kjemikalieforbruk lokalt på Tordis, mens utslippet skjer på Gullfaks C og er inkludert i årsrapport for Gullfaksfeltet.

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

4.1 Samlet forbruk og utslipp

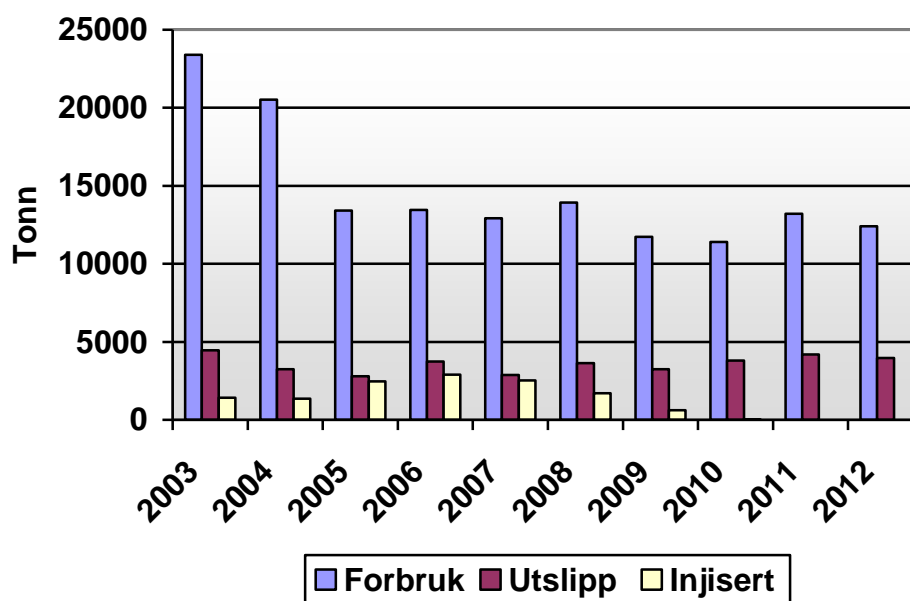
Tabell 4-1 gir en oversikt over samlet forbruk og utslipp av kjemikalier fra Snorrefeltet i 2012, og Figur 4-1 viser den historiske utviklingen i perioden 2003 – 2012. Forbruk og utslippsmengder er oppgitt med vann. I årsrapporten for 2011 ble det funnet feil i rapportert utslipp for kjemikaliene DMO86675, SI4613 samt KI-3343 for Snorre A. Dette kom av feil utslippsfaktor, rapportert forbruk var korrekt. For DMO86675 var korrekt utslipp 0,038 tonn (36,400 tonn forbruk), mot rapportert utslipp på 16,700 tonn. For KI-3343 var korrekt utslipp 124,722 tonn (180,000 tonn forbruk), mot rapportert utslipp på 173,000 tonn. For SI-4613 var korrekt utslipp 300,681 tonn (302,000 tonn forbruk), mot rapportert utslipp på 230,000 tonn. Figur 4-1 er korrigert for å gi rett bilde, korrigert utslipp for 2011 er på 4194 tonn mot 4188 tonn som ble rapportert.

Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier i 2012 ligger noe under nivået i 2011. Totalt er forbruket redusert med 787 tonn mens utslipp er redusert med 232 tonn i forhold til 2011. Minsket forbruk og utslipp skyldes i hovedsak bore- og brønnskjemikalier samt produksjonskjemikalier, mens mengden gassbehandlingskjemikalier og eksportstrømkjemikalier har økt. Økt forbruk relativt til utslipp skyldes i hovedsak økt mengde eksportstrømkjemikalier, samt hjelpekjemikalier. Snorre B stanset injeksjon av bore- og brønnskjemikalier den 24.11.2009, og det ble ikke injisert bore- og brønnskjemikalier i 2012.

Kapittel 5 gir mer detaljer vedrørende endringer i forbruk og utslipp av kjemikalier.

Tabell 4-1 Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier

Bruksområdegruppe	Bruksområde	Forbruk (tonn)	Utslipp (tonn)	Injisert (tonn)
A	Bore og brønnskjemikalier	6 123	1 129	0
B	Produksjonskjemikalier	1 880	1 503	0.00302
C	Injeksjonskjemikalier	2 188	1.440	0
D	Rørledningskjemikalier			
E	Gassbehandlingskjemikalier	1 495	1 273	0
F	Hjelpekjemikalier	308	55.5	0
G	Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen	422	0	0
H	Kjemikalier fra andre produksjonssteder			
K	Reservoar styring	0.007	0.006	0
		12 416	3 962	0.00302



Figur 4-1 Samlet oversikt over forbruk og utslipp av kjemikalier i perioden 2003 til 2012

5 Evaluering av kjemikalier

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, 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 av 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 tilgjengelig for lokal miljøkoordinator samt andre relevante som er knyttet til drift eller kontrakter.

Rutiner for oppdatering av HOCNF-dokumentasjon i NEMS-databasen endres fra 2013 og 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 inkluderes i substitusjonslistene og substitusjonsmøtene fra 2013. Grønne/PLONOR kjemikalier vurderes normalt ikke for substitusjon basert på miljøegenskapene, men disse kjemikaliene er inkludert i helhetlige vurderinger som tar hensyn til alle HMS-egenskapene til kjemikalier i alle faser (bruk, transport, lagring, produksjon m.m.). 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.

Usikkerhet i kjemikalierapportering

Statoil gjennomførte i 2010 et arbeid for å få en mer eksakt oversikt over usikkerhetsfaktorer relatert til kjemikalierapportering. Usikkerheten relatert til de totale mengdene av kjemikalier som overføres mellom base og båt, båt og offshoreinstallasjon, samt målenøyaktighet på faste lagertanker utgjør $\pm 3\%$.

Den største usikkerheten til kjemikalierapporteringen er knyttet til HOCNF hvor to forhold ble 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 var at komponenter i enkelte tilfeller ble oppgitt med vanninnhold i HOCNF, noe som medførte overestimering av aktiv kjemikaliemengder i forhold til vann når totalforbruket ble rapportert. SKIM anbefalte på sitt møte den 9. september 2010 at "stoffer oppføres i seksjon 1.6 i HOCNF uten vann, og at giftighetsresultatene kalkuleres justeresom for å vise giftigheten til stoffet uten vann".

På bakgrunn av denne informasjonen har Denne presiseringen har Statoil formidlet til sine leverandører og implementert ny praksis med rapportering av produkter der stoffene rapporteres som konsentrater og vanddelen i stoffene slås sammen med resten av vannet i produktet uten vann fra 2011. Mengdeusikkerheten for komponentdata i HOCNF settes til $\pm 10\%$.

Kjemikalier i lukkede system

Januar 2010 ble det satt krav til HOCNF for kjemikalier i lukket system med forbruk over 3000 kg. Arbeidet med å fremskaffe HOCNF fra leverandørene har gjennom 2012 medført god dekning av HOCNF på denne type kjemikalier og dette bruksområdet. De fleste relevante kjemikaliene har HOCNF i henhold til KLIFs krav, noen utestående produkter vil bli innhentet i tiden fremover. Utfallet av økotoks-testene var som forventet og de fleste produktene i denne kategorien er klassifisert som svarte kjemikalier grunnet tung nedbrytbarhet og høyt bioakkumuleringspotensiale. Det er ikke utslipp av disse kjemikaliene og de vil ikke medføre noen reell miljørisiko ved ordinær bruk. Statoil følger videre opp arbeidet med å

fremskaffe HOCNF mot leverandører og samtidig muligheter for å fremskaffe erstatningsprodukter som kan substituere disse produktene innenfor teknisk forsvarlige rammer.

5.1 Samlet forbruk og utslipp

Tabell 5-1 gir en oversikt over Snorrefeltets totale kjemikalieforbruk og -utslipp i 2012 fordelt etter kjemikalienes miljøegenskaper.

Tabell 5-1 Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier

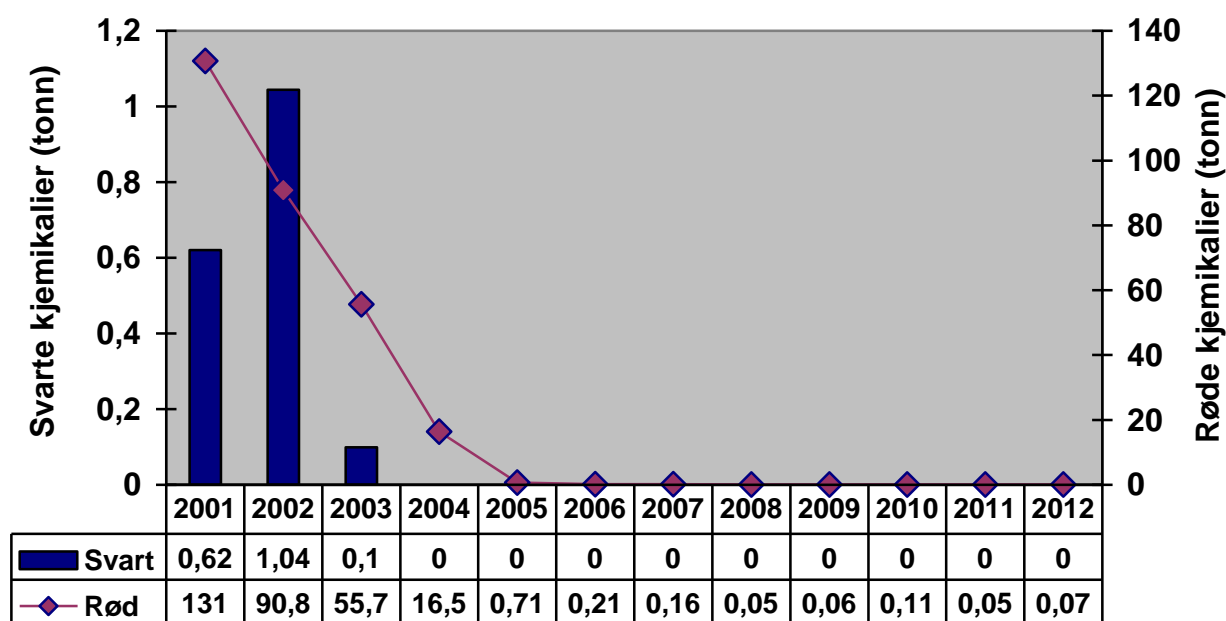
Utslipp	Kategori	Klifs fargekategori	Mengde brukt (tonn)	Mengde sluppet ut (tonn)
Vann	200	Grønn	2 862.00	993.00
Kjemikalier på PLONOR listen	201	Grønn	7 261.00	2 168.00
Mangler test data	0	Svart		
Hormonforstyrrende stoffer	1	Svart		
Liste over prioriterte kjemikalier som omfattes av resultatmål 1 (Prioritetslisten) St.meld.nr.25 (2002-2003)	2	Svart		
Bionedbrytbarhet < 20% og log Pow >= 5	3	Svart	23.30	0.00
Bionedbrytbarhet < 20% og giftighet EC50 eller LC50 <= 10 mg/l	4	Svart		
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet < 60%, log Pow >= 3, EC50 eller LC50 <= 10 mg/l	6	Rød	0.09	0.00
Uorganisk og EC50 eller LC50 <= 1 mg/l	7	Rød		
Bionedbrytbarhet < 20%	8	Rød	13.70	0.07
Kjemikalier som er fritatt økotoksikologisk testing. Inkluderer REACH Annex IV and V	99	Gul	25.80	3.74
Andre Kjemikalier	100	Gul	1 563.00	379.00
Gul underkategori 1 – Forventes å biodegradere fullstendig	101	Gul	509.00	405.00
Gul underkategori 2 – Forventes å biodegradere til stoffer som ikke er miljøfarlige	102	Gul	159.00	13.90
Gul underkategori 3 – Forventes å biodegradere til stoffer som kan være miljøfarlige	103	Gul		
			12 416.00	3 962.00

Det var ikke operasjonelle utslipp av svart stoff i 2012, og forbruk av svart stoff gjelder kun kjemikalier i lukkede systemer.

Det ble brukt 14 tonn rødt stoff i 2012, hovedsakelig bruk av Geltone II i oljebasert borevæske, samt noe forbruk av skumdemper og fargestoff for identifikasjon av lekkasje. Dette er mer enn i 2011, hvor forbruket av røde kjemikalier var 7 tonn, mens det i 2010 var 10 tonn og i 2009 i overkant av 40 tonn. Rødt utslipp har økt fra 50 kg i 2011 til 70 kg i 2012. Utslipet skyldes i hovedsak skumdemper og fargestoff. For detaljer om hvilke øvrige produkter som bidrar til utslipp vises det til etterfølgende kapittel for de enkelte bruksområdene.

Figur 5-1 viser den historiske utviklingen i perioden 2001-2012 for utslipp av kjemikalier som kommer i kategori 1-4 (sort) og 5-8 (rød).

Utslipp av kjemikalier i rød og svart kategori



Figur 5-1: Utslipp av rødt og svart stoff i tonn i periode 2001- 2012.

5.2 Bore- og brønnkjemikalier

En fullstendig oversikt over forbruk og utslipp av enkeltkjemikalier på henholdsvis Snorre A og Snorre B er gitt i tabell 10.5.1 i vedlegg.

Det ble ikke brukt bore- eller brønnkjemikalier som inneholder svart stoff i rapporteringsåret - heller ikke i 2009, 2010 eller 2011 ble det brukt svarte kjemikalier.

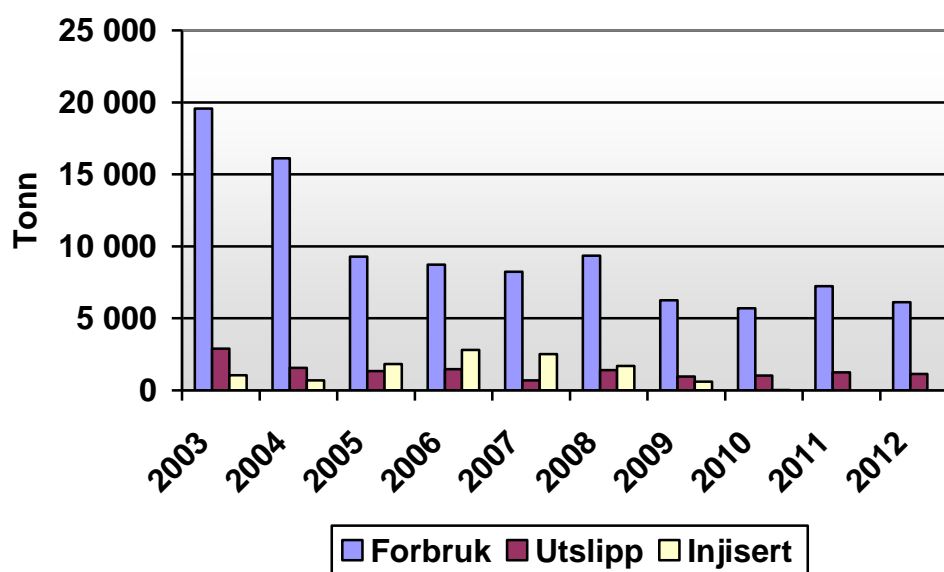
Forbruk av røde kjemikalier stammer i sin helhet fra bruken av Geltone II på Snorre B. Dette produktet brukes som viskositetsendrer i oljebasert borevæske og har vist seg vanskelig å substituere. Som nevnt i avsnitt 1.7 er imidlertid produktet det gule Y2-produktet BDF-578 nå identifisert som et mulig substitusjonsprodukt. BDF-578 har gjennomgått felttesting, er godkjent for bruk i Statoil, og forventes å erstatte Geltone II i løpet av 2013 eller 2014.

Tidligere år har det også vært rødt forbruk av smøremiddelet Polybutene Multigrade og gjengefettet Jet-Lube Alco EP 73 Plus på Snorre A. Polybutene Multigrade (PBM) har vært benyttet i trykkontrollutstyr i forbindelse med wireline operasjoner, noe som karakteriseres som et lukket system. Produktet skal imidlertid nå være substituert med det gule Y0-kjemikalie V500 Wireline Fluid. Også gjengefettet Jet-Lube Alco EP 73 Plus, som tidligere ble brukt i forbindelse med sammenkobling av foringsrør av ulike materialtyper (som regel krom og stål), kan nå se ut til å være substituert med et gult Y0-produkt, nemlig Jet-Lube Alco EP ECF®.

I 2012 var det ikke utslipp av noen røde bore- og brønnkjemikalier på Snorrefeltet. Dette var også tilfellet i 2011 og 2009, mens bruk av Biogrease LTLV og Oceanic HW 443 v2 under LWI-operasjoner i 2010 bidro til utslipp av til sammen 2,6 kg rødt stoff. Det var også i rapporteringsåret én LWI-operasjon på Snorre UPA med fartøyet Island Frontier, men de to

røde produktene nevnt ovenfor er nå erstattet med de mer miljøvennlige alternativene Biogrease 160R10 og Oceanic HW443ND.

Den historiske utviklingen innen totalt forbruk og utslipp av kjemikalier fra bore- og brønnoperasjoner er gitt i figur 5-2.



Figur 5-2 Forbruk og utslipp av bore- og brønnkjemikalier i perioden 2003 – 2012

Samlet forbruk og utslipp av bore- og brønnkjemikalier henger sammen med aktivitetsnivået, samt forbruk og disponering av borevæsker og -kaks. Som beskrevet i kapittel 2 har det generelle aktivitetsnivået i rapporteringsåret vært på samme nivå som i 2011 og 2010. Også i 2009 var aktiviteten på samme nivå, mens den var noe høyere i 2008.

Av et totalt forbruk på 6123 tonn bore- og brønnkjemikalier gikk 1129 tonn til utslipp i 2012 – dette innebærer at ca 18% av bore- og brønnkjemikaliene ble sluppet ut til sjø.

5.3 Produksjonskjemikalier

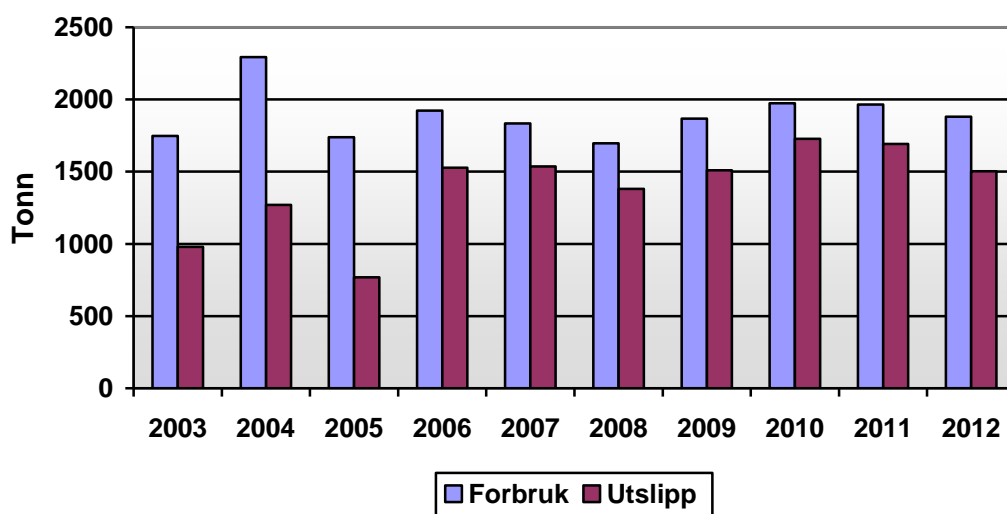
Alle røde/svarte produksjons-kjemikalier ble utfaset i 2005, samt ble bruk av skumdemper og friksjonshemmer til SNA UPA stanset. Rød skumdemper har ikke vært i bruk i 2012 som produksjonskjemikalie. Driftsproblemer kan gi behov for et lite forbruk/utslipp av rødt stoff når de gule kjemikaliene ikke fungerer tilfredsstillende.

Beregning av utslipp av produksjonskjemikalier er gjort ved hjelp av Statoils Kjemikaliemassebalansemodell (forkortet KIV, versjon 1.20). Denne er beskrevet i årsrapport for 2008 og tidligere. En fullstendig oversikt over forbruk og utslipp av enkeltkjemikalier per installasjon er oppgitt i Kapittel 10, Tabell 10.5.2.

Figur 5-3 gir en oversikt av utviklingen siden 2003. Totalt for Snorre A, Vigdis og Snorre B ble det brukt ca 90 tonn produksjonskjemikalier mindre enn i 2011. Dette skyldes i hovedsak reduksjon i forbruk av hydrathemmer ved Snorre B.

Korrosjonshemmerforbruket på Snorre A økte betydelig fra 2008-2009, pga usikker status på Vigdis rørledning fra template til plattform. Rørledningen ble inspisert i april 2010 og funnet å være i god stand, og forbruket av korrosjonshemmer ble halvert igjen i 2010. Det var en økning av forbruk av korrosjonshemmer i 2011, men for 2012 minket forbruket av korrosjonshemmer med 5 % i forhold til forbruk for 2011. Utslippet av korrosjonshemmer har minket med ca 23 % fra 2011 til 2012. Utslippsfaktor beregnes bl.a. basert på forholdet mellom produsert vann og eksportert olje, og har variert fra 58% til 63% fra 2004-2012, med unntak av 2011 hvor den lå på 69 %.

Forbruk av emulsjonsbryter og flokkulant økte noe i 2012 i forhold til 2011. I 2011 økte forbruket av avleiringshemmer ved Snorre A med 27%, mens det for Snorre B var en halvering i forbruk i forhold til 2010. For 2012 er forbruk av avleiringshemmer på nivå med 2011 for Snorre B, mens det ved Snorre A er økt noe. For øvrig benyttes begrensede mengder produksjonskjemikalier på Snorre B med unntak av hydrathemmer/metanol, og forbruket minket med 200 tonn fra 2011-2012.



Figur 5-3 Forbruk og utslipp av produksjonskjemikalier

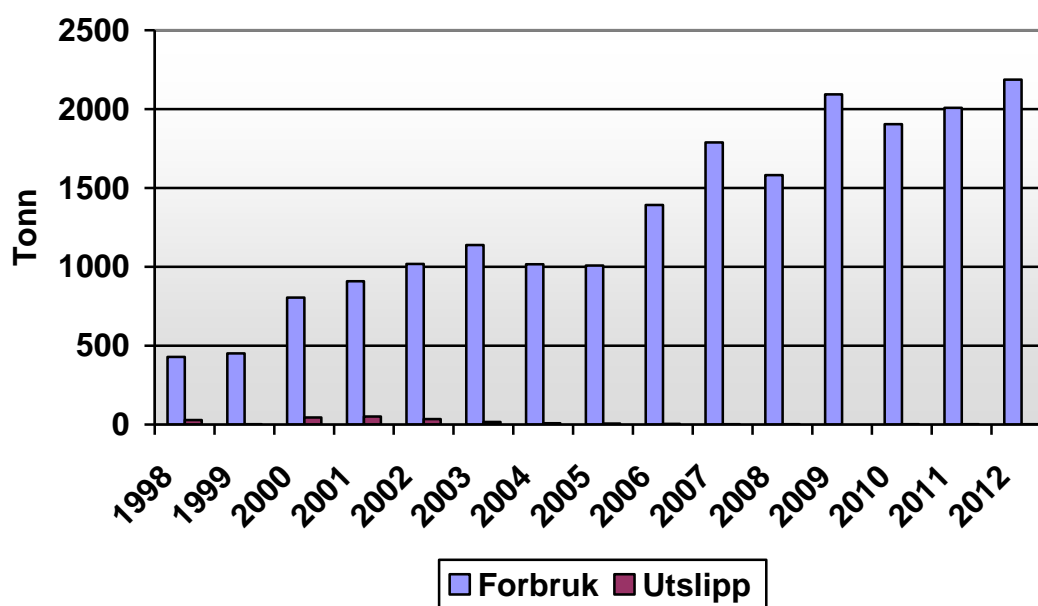
5.4 Injeksjonskjemikalier

Alle røde og svarte produksjonskjemikalier ble utfaset i 2005, men man måtte gå tilbake til rød skumdemper igjen i februar 2006 på grunn av store viskositetsproblemer. Det har pågått en del testing av gule skumdempere på Snorre A og Snorre B etter den tid, 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. Erfaringsoverføring fra annet felt viste også at det ble observert begroing i avluftningstårn ved bruk av gul skumdemper.

Forbruk av rød skumdemper er redusert med ca 5 tonn i 2012 i forhold til 2011, mens forbruk av gul avleiringshemmer har økt med ca 34 tonn. Avleiringshemmer er benyttet i forbindelse med oppstart av brønner på Snorre A

Det injiseres vann til alle feltene på Snorre for å opprettholde trykket i reservoaret. Normalt er det ikke utslipp av injeksjonsvann, men under planlagte og uforutsette nedstengninger av injeksjonssystemene vil det av prosessmessige årsaker være nødvendig å slippe noe injeksjonsvann til sjø. Figur 5-4 viser utvikling av injeksjonskjemikalier fra 1998.

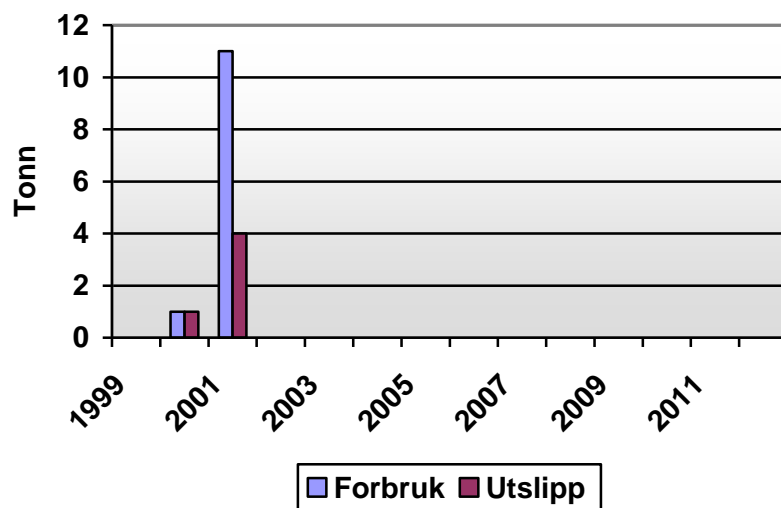
Mengde sjøvann injisert i 2012 er på samme nivå som for 2011, og forbruk av injeksjonskjemikalier, men forbruk økte med ca 180 tonn. Økingen skyldes i hovedsak forbruk av nitrat - det ble brukt 2188 tonn injeksjonskjemikalier i 2012, der 1628 tonn gjaldt bruk av nitrat. Bruk av nitrat er en bedre løsning miljømessig enn bruk av MB-5041, som tidligere ble brukt på plattformene. Nitrat fungerer mer effektivt mot korrosjon enn biocid og reduserer vekst av sulfatreduserende bakterier og H₂S-dannelse. I februar 2006 ble også injeksjon av friksjonshemmer til Snorre UPA stanset på grunn av reservoarforurening.



Figur 5-4 Forbruk og utslipp av injeksjonskjemikalier

5.5 Rørledningskjemikalier

Det er ikke benyttet rørledningskjemikalier i 2012. Figur 5-5 gir en oversikt over forbruk og utslipp av rørledningskjemikalier. I år 2001 ble det brukt og sluppet ut rørledningskjemikalier fra Snorre i forbindelse med oppstart av Snorre B.



Figur 5-5 Forbruk og utslipp av rørledningskjemikalier

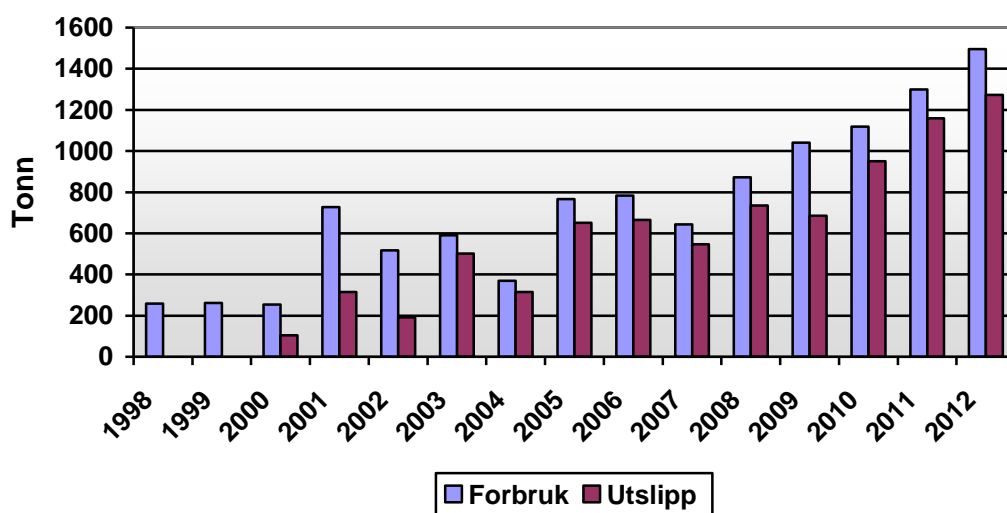
5.6 Gassbehandlingskjemikalier

Forbruk og utslipp til sjø av stoffer fra gassbehandlingskjemikalier gjelder bruk av TEG og H₂S-fjerner. Forbruk og utslipp av H₂S-fjerner på Snorre A har økt, og man forventer en ytterligere økning i årene som kommer. Figur 5-6 gir en historisk oversikt over forbruk og utslipp av gassbehandlingskjemikalier

Forbruk av H₂S-fjerner på Snorre A økte med 100 tonn fra 2011 til 2012, mens forbruket på Snorre B er redusert med 5 tonn. H₂S-produksjon på Snorre A skyldes vesentlig brønner fra Snorre UPA. Snorre B tok i bruk H₂S-fjerner i 2007 og det ble brukt 15 tonn i 2012.

H₂S-fjerner blir benyttet både som gassbehandlings- og eksportstrømkjemikalie på Snorre A. I 2004 ble ca en tredel av det totale forbruket av H₂S-fjerner tilsatt gassen, mens fra 2005 har andelen som ble tilsatt i gassbehandlingen vært ca 80 %.

Forbruk av TEG økte med 150 tonn i 2012 på Snorre A, mens forbruket av TEG på Snorre B er redusert med 55 tonn.



Figur 5-6 Forbruk og utslipp av gassbehandlingskjemikalier

5.7 Hjelpekjemikalier

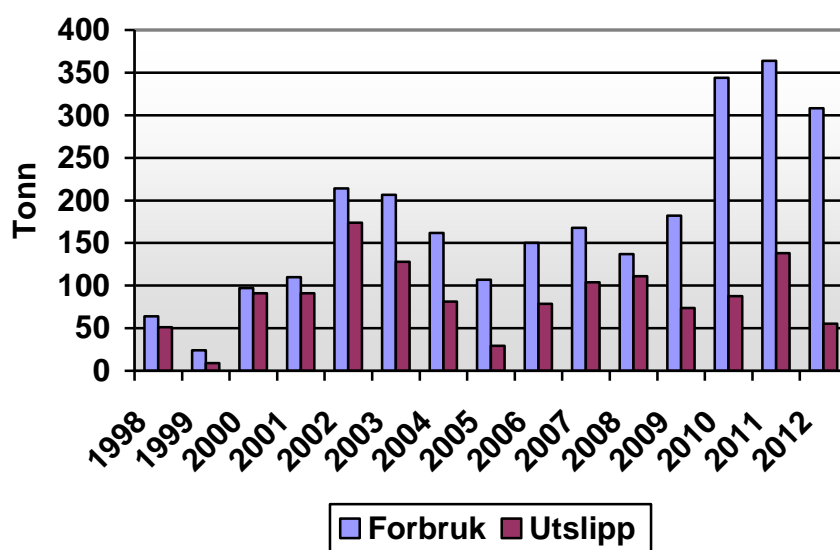
Januar 2010 ble det satt krav til HOCNF for kjemikalier i lukket system med forbruk over 3000 kg. Arbeidet med å fremskaffe HOCNF fra leverandørene på de respektive kjemikaliene er en tidkrevende prosess. Kjemikalier i lukket system med forbruk over 3000 kg, der det per i dag ikke er fremskaffet HOCNF, er derfor klassifisert som svarte kjemikalier inntil videre. På grunn av manglende økotoksdata blir hele produktet klassifisert svart, noe om fører til en overrapportering av svart stoff i 2010, 2011 og 2012. Dette fører til en synlig økning i forbruk av svarte kjemikalier i forhold til tidligere år, mens forbruk for 2012 med 25 tonn svarte kjemikalier er mindre enn for 2011 med 78 tonn. Med forbruk menes første påfylling av systemet, utskifting og all annen bruk av kjemikaliet. Det er ikke utslipp av disse kjemikaliene. Statoil følger opp arbeidet med å fremskaffe HOCNF mot leverandør og samtidig muligheter for å fremskaffe erstatningsprodukter som kan substituere disse.

Forbruk og utslipp av røde kjemikalier i 2012 kommer fra hydraulikkvæske ved Snorre B, med liten andel rødt stoff, samt bruk av fargestoff MS-200. Fargestoffet ble brukt for å identifisere lekkasje i injeksjonslinje, og brukes kun som et beredskapskjemikalie. Det ble ikke funnet andre alternativer til fargestoff. I tillegg inngår noe rødt forbruk i frostvæske og hydraulikkvæske lukket system på Snorre A. Forbruk av biosid MB-544 C ved Snorre B har blitt brukt til behandling av dieseldyr i dieseltanker ved Snorre B og gikk ikke til utslipp til sjø.

Utslipp av hjelpekjemikalier er redusert med 83 tonn fra 2011 til 2012. Dette skyldes i hovedsak lavere forbruk og utslipp av vaske og rensemidler i 2012.

Det er registrert forbruk av gul hydraulikkvæske (Oceanic HW 443ND) ved Snorre A/Vigdis, men utslippet av hydraulikkvæsken på Vigdis er innlemmet i årsrapporten til Klif for Vigdisfeltet, ref. AU-DPN OS SN-00084. Det har vært en økning i forbruk av hydraulikkvæske fra 2011 til 2012 på totalt 67 tonn. Det var en stor lekkasje ved starten av året, som er omtalt i kapittel 8 akutt forurensing. I arbeidet med å stanse lekkasjen ble det gjort omfattende feilsøking, og en brønn ble stengt ned og kontrollmodul for brønnen ble skiftet. I tillegg er det gjort et omfattende arbeid med å bytte

kontrollmoduler (SCM - subsea control modules). Dette er et prosjekt som har pågått siden 2009, men forberedelser for utskiftingen startet i 2011 og selve utskiftingen startet høsten 2012 og ble avsluttet i januar 2013. Resultat av bytte av kontrollmoduler på forbruk av hydraulikkvæske er enda ikke avklart, det er indikasjoner på at forbruk er redusert, men dette vil følges tett opp i 2013.

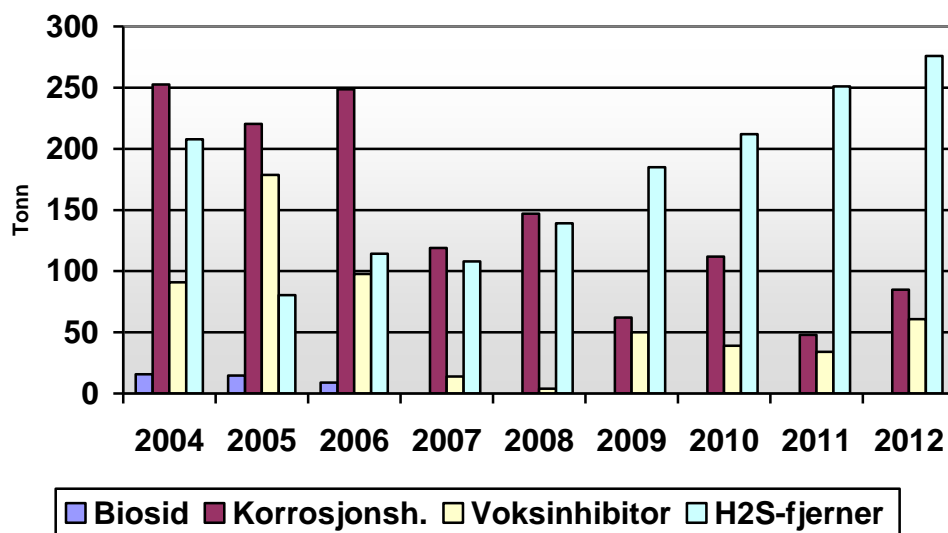


Figur 5-7 Forbruk og utslipp av hjelpekjemikalier

5.8 Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen

Figur 5-8 gir en oversikt over forbruk av stoffer fra eksportstrømkjemikalier tilsatt fra Snorre A og Snorre B. Utslipp skjer fra Staffjord A, Staffjord B og Gullfaks A og omtales i respektive årsrapporter. Det er ikke benyttet eksportstrømkjemikalier med røde eller svarte stoffer i 2012.

Korrosjonshemmer forbrukt i rørledningen til Staffjord A ble økte med 29 tonn fra 2011 til 2012, men forbruk er lavere enn i 2010. For H₂S-fjerner i rørledningen til Staffjord A økte forbruket fra 251 til 276 tonn fra 2011 til 2012. Forbruk av voks-inhibitor har økt med 27 tonn i 2012.



Figur 5-8 Forbruk av eksportstrømkjemikalier

5.9 Kjemikalier fra andre produksjonssteder

Ikke aktuell for Snorrefeltet.

5.10 Vannsporstoffer

Det ble foretatt injeksjon av ett vannsporstoff for Snorrefeltet i 2012, i brønn 34/7-P-17-A. Totalt 7 kg av IFE WT-40, klassifisert som rødt kjemikalie, ble forbrukt mens 6 kg er rapportert til sjø.

For 2011 ble det ikke benyttet vannsporstoff ved Snorrefeltet, mens det for 2010 ble foretatt injeksjon av 3 vannsporstoffer i brønn 34/7-P-22-A på Snorre A. Sporstoffene som ble benyttet var IFE-WT-12, IFE-WT-14 og IFE-WT-16.

Vannsporstoff bidrar til bedre reservoarforståelse, og kan dermed påvirke styring og videre utbygging slik at optimal utvinning blir ivaretatt best mulig. For å kunne nytte sporstoffdata effektivt er man avhengig av at kjemikaliene er stabile i reservoaret og at man har tilgjengelig ulike sporstoff for bruk innen ett og samme felt. Innen et felt med god kommunikasjon mellom flere injektorer og produsenter kan man gjerne bare nytte samme sporstoff en (eller et par) gang(er) for å sikre at man evaluerer data og kommunikasjon fra riktig injektor. Når et injisert sporstoff er fullstendig tilbakeprodusert (typisk over et tidsrom fra 5-10 år), kan det evt. brukes om igjen. Det er beregnet at 80 % av forbrukt sporstoff går til utslipp over en ti-år periode. I denne rapporten er hele utslippet registrert på forbruksåret.

6 Rapportering til OSPAR

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 6-1. Datagrunnlaget er etablert i EW på stoffnivå. Siden informasjonen er unndratt offentlighet er tabellen ikke vedlagt rapporten.

For kjemikalier som slippes til sjø er det stor fokus på å fase inn miljøvennlige produkter. Likevel vil man i tiden fremover vurdere den miljømessige totalgevinsten av kjemikaliebruk. For kjemikaliebruk i prosessanlegget skal man finne de mest effektive produktene for å redusere olje i vann. I enkelte tilfeller vil lav-dose og høy-effektive kjemikalier gi den beste miljøeffekten selv om de iboende egenskapene til kjemikalierne kan være miljøfarlige. Dette er forhold som vil bli vurdert lokalt og i hvert enkelt tilfelle når kjemikaliereregimet optimaliseres.

I 2006 faset Statoil ut all PFOS, men har også planer om substitusjon av det brannskummet som benyttes i dag. I samarbeid med leverandør er det formulert et nytt produkt med bedre miljøegenskaper enn dagens AFFF (Aqueous film forming foam). Det er utført en fullskala test offshore i 2012 og resultatene fra denne testingen er tilfredsstillende. I løpet av 2013 planlegges produktet faset inn på enkelte installasjoner og dette arbeidet vil fortsette i årene som kommer. Parallelt med substitusjonsarbeidet er det i 2012 gjennomført informasjonskampanjer om AFFF-brannskum der formålet er å redusere bruk og utslipp av skum. Målgruppen har vært personell som opererer slukkesystemene og personell som planlegger for vedlikehold/testing på systemene. Denne kampanjen planlegges videreført i 2013.

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 nikkel og sink da disse ble utelatt fra 2004. Som vist i tabell 6-2 har det ikke vært tilsetning av miljøfarlige forbindelser som tilsetninger i produkter brukt på Snorre i 2012.

Organohalogener av type fluorsilikoner er inkludert i henhold til klassifisering i Nems uten å ta stilling til stoffenes miljøegenskaper.

Tabell 6-2 Miljøfarlige forbindelser som tilsetning i produkter

Stoff/Komponent gruppe	A (kg)	B (kg)	C (kg)	D (kg)	E (kg)	F (kg)	G (kg)	H (kg)	K (kg)	Sum (kg)
Kvikksølv										
Kadmium										
Bly										
Krom										
Arsen										
Tributylforbindelser										
Organohalogener										
Alkylfenolforbindelser										
PAH										
Andre										
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabell 6-3 Miljøfarlige forbindelser som forurensning i produkter

Stoff/Komponent gruppe	A (kg)	B (kg)	C (kg)	D (kg)	E (kg)	F (kg)	G (kg)	H (kg)	K (kg)	Sum (kg)
Kvikksølv	0.18									0.18
Kadmium	0.08									0.08
Bly	104.00									104.00
Krom	14.70									14.70
Arsen	15.50									15.50
Tributylforbindelser										
Organohalogener										
Alkylfenolforbindelser										
PAH										
Andre										
	135.00	0	0	0	0	0	0	0	0	135.00

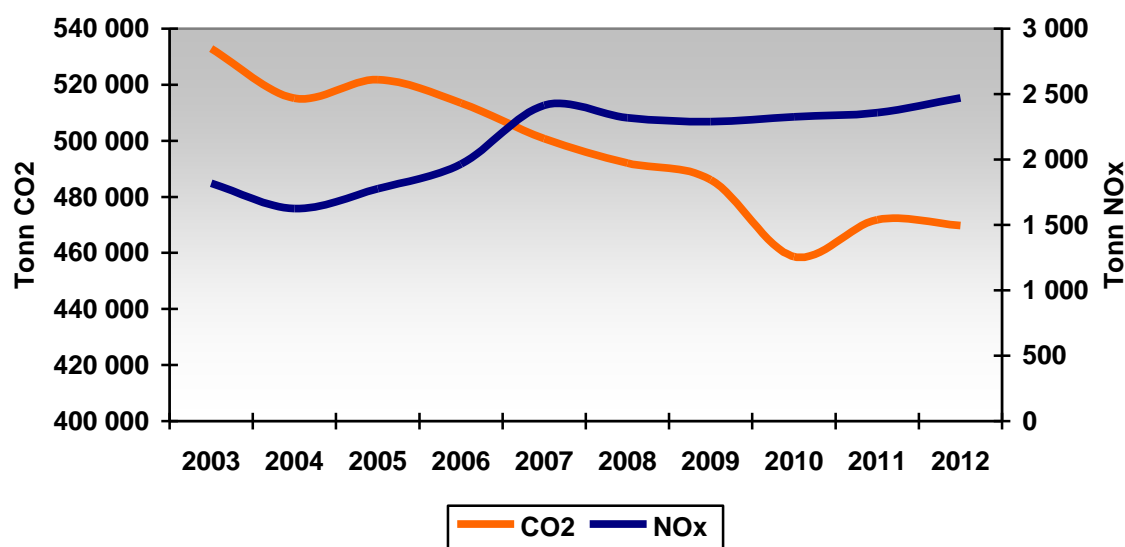
Mengde tungmetaller som framkommer i tabell 6-3 skriver seg i hovedsak fra forurensning av tungmetaller i vektmaterialer benyttet i forbindelse med boring på feltet. Det ble sluppet ut 135 kg miljøfarlige forbindelser som forurensning i produkter for Snorre i 2012, som var en økning forhold til 2011 da det ble sluppet ut 40,3 kg. Dette skyldes først og fremst et økt forbruk av det grønne vektstoffet Barite. I 2012 ble det brukt henholdsvis 1570 og 1390 tonn Barite på Snorre A og Snorre B, og elementanalyser av dette produktet har vist spor av både arsen, bly, kadmium, krom og kvikksølv.

7 Utslipp til luft

7.1 Forbrenningsprosesser

Utslipp 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, SNA). 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 fakkel (fakkelgass-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. Figur 7-1 gir en sammenligning pr år for utslipp av CO₂ og NO_x fra Snorre A og Snorre B. Viktige tiltak for å redusere utslipp til luft, er å oppnå best mulig regularitet på dampanlegget på Snorre B og fagle minst mulig. Dampanlegget har vært nede for reparasjoner siden våren 2012, restart planlegges medio mars 2013.



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

Figur 7-1 Utslipp av CO₂ og NO_x fra Snorre A og Snorre B plattformene

CO₂-faktorer i årene fra 2003;

Kildestrøm	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
SNA brenngass (kg/Sm ³)(kg /kg f.o.m. 2011)	2,7107	2,6897	2,6616	2,6617	2,6443	2,5689	2,5851	2,6149	2,7551 kg CO ₂ /kg	2,7554 kg CO ₂ /kg
SNA HP- fakkel ** (kg/Sm ³)	2,714	2,2764	2,7972	2,7618	2,8186	3,73	3,73	2,923	2,847	2,909
SNA HP-Fakkel – høy rate måler ** (kg/Sm ³)									3,730	3,730
SNA LP- fakkel (kg/Sm ³)	2,714	2,2764	2,7972	2,7618	2,8186	3,73	3,73	2,976	3,116	3,0271
SNB brenngass (kg/Sm ³)	3,3258	4,3511	4,2763	3,0502	3,7168	4,2819	3,8273	4,4370	4,256	4,3545
SNB fakkel (kg/Sm ³)	2,7136	2,8322	3,1329	2,8709	3,2302	3,73	3,428	3,507	3,331	3,1677
Diesel turbin (tonn/tonn)	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17
Diesel motor (tonn/tonn)	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17

* Årene før Snorre ble en del av Statoil ble det benyttet OLF-faktorer likt for fakkel og brenngass i 2009, 2,34

og i 2010 gjaldt faktoren 2,9 kg CO₂-Sm³. På Snorre A ble det benyttet 3,73 kg CO₂/Sm³ i kvoterapporten 2009 (ref vedtak fra Klif).

** Snorre A HP-fakkel ble fra 2011 splittet i to kildestrømmer. For rater målt med høy rate måler (fakkelovervåker) benyttes 3,73 kg CO₂/Sm³ i 2011 og 2012 (ref vedtak fra Klif).

NO_x-faktorer benyttet i årene fra 2003;

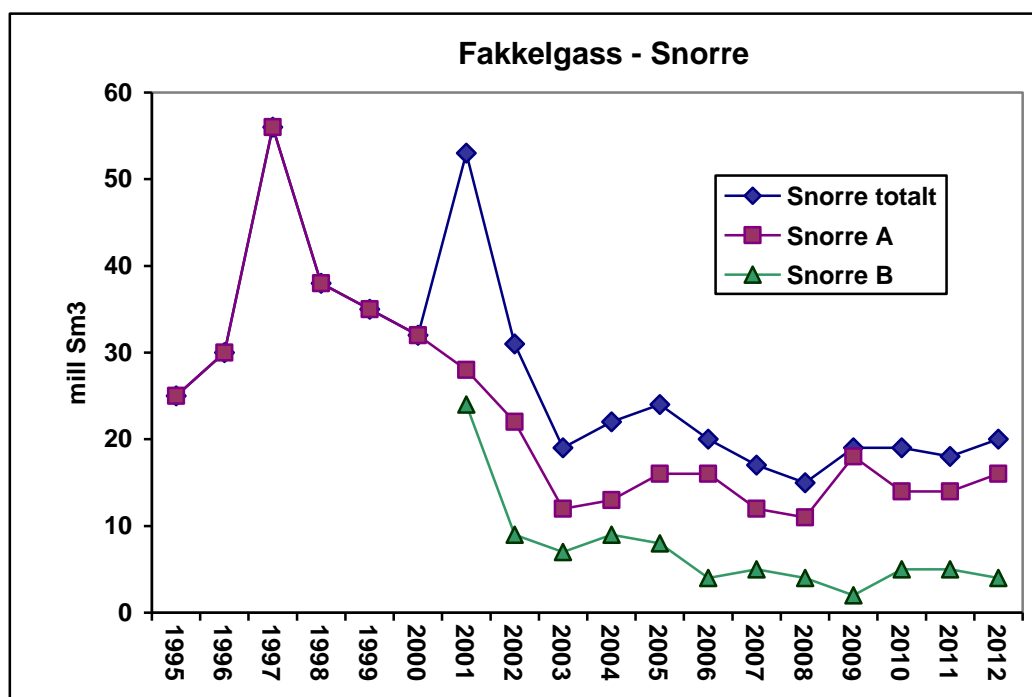
Kildestrøm	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Turbin brenngass (g/Sm ³)	9,5x10 ⁻⁶	9,5x10 ⁻⁶	0,0000105	0,0000105	0,000016	0,000016	0,000016	0,000016	0,000017	0,000019
Fakkel (g/Sm ³)	1,2x10 ⁻⁵	1,2x10 ⁻⁵	1,2x10 ⁻⁵	1,2x10 ⁻⁵	1,2x10 ⁻⁶	1,4x10 ⁻⁶	1,4x10 ⁻⁶	1,4x10 ⁻⁶	1,4x10 ⁻⁶	1,4x10 ⁻⁶
Diesel turbin (g/tonn)	0,000016	0,000016	0,000016	0,000016	0,000025	0,000025	0,000025	0,000025	0,000025	0,000025
Diesel motor (g/tonn)	0,00007	0,00007	0,00007	0,00007	0,00007	0,00007	0,00007	0,00007	0,00007	0,00007

Forbruk av brenselgass til turbin gikk noe ned fra 2011 til 2012, med 3 mill Sm³ totalt, mens mengde gass som er faklet i 2012 har økt i forhold til 2011 med 2 mill Sm³. Økt fakling skyldes i hovedsak driftsutfordringer ved Snorre A. Det totale utslippet av CO₂ er på samme nivå som for 2011, mens NO_x-utslippene har økt noe. De økte utslippene av NO_x kommer i hovedsak fra brenngass til turbiner.

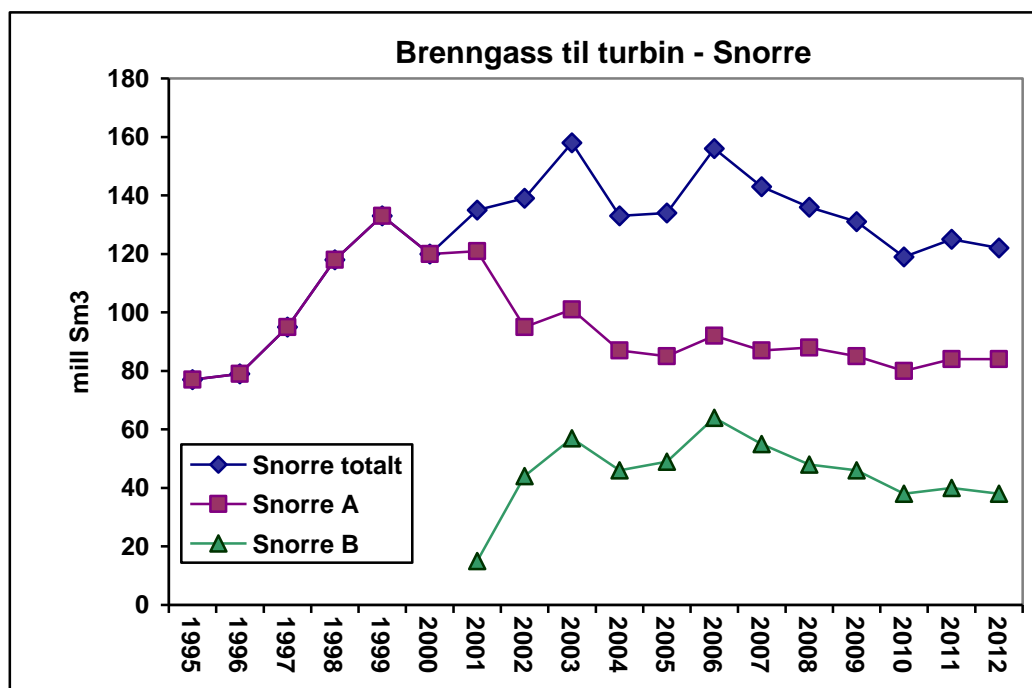
På Snorre B har man slukket fakkel, mens på Snorre A har man oppnådd reduksjoner i utslipp fra fakkel ved forbedret faklingsstrategi.

Brenngassforbruket har vært relativt stabilt og ligget på rundt 140 mill Sm³ det siste tiåret, men har vist en nedadgående frem til 2010 med et forbruk på 118,7 mill Sm³. For 2011 var det en økning i brenngassforbruk med totalt forbruk på 125 mill Sm³, mens det i 2012 er redusert til 122 mill Sm³.

For brenngass gikk Snorre B over til å estimere NO_x utslipp fra faktormetoden til å benytte «NO_x-tool» (PEMS) fra og med juni 2011. Ved Snorre A ble NO_x-tool tatt i bruk fra og med oktober 2011. NO_x-tool estimerer utslippene basert på normalt registrerte turbinparametre og lokalt atmosfæriske forhold. NO_x-tool benyttes kun når turbinen brenner gass. Under oppstart/nedkjøring med diesel eller ved utfall av NO_x-tool benyttes faktormetoden for å estimere NO_x utslippene. NO_x-tool gir mer korrekte utslippsestimater enn faktormetoden. For 2012 er det beregnet en gjennomsnittlig NO_x-faktor for turbiner ved Snorre A på 0,012 kg NO_x/Sm³, mens den ved Snorre B var 0,034 kg NO_x/Sm³. Samlet gir dette en NO_x-faktor på 0,019 kg NO_x/Sm³, som tilsvarer en økning på 19% i forhold til standardfaktor. Usikkerheten i NO_x utslipp beregnet med NO_x-tool er beregnet til maksimalt 15 %. Viser også til svar på tilbakemelding på årsrapport for Snorrefeltet den 24. september 2012 (vår referanse AU-DPN OS SN-00048, deres referanse 2011/425-45-445.1).



Figur 7-2 Brenselgass til fakkel for Snorre A og Snorre B



Figur 7-3 Brenselgass for bruk i turbin for Snorre A og Snorre B

7.2 Utslipp fra feltet

Totalt forbruk av gass til brensel og gass til avbrenning i fakkel var i 2012:

- 122 millioner Sm³ gass til brensel
- 20 millioner Sm³ gass til fakkel

Dette representerer en reduksjon av brenngassforbruket mens avbrenning fra fakkel har økt samme nivå sammenlignet med 2011, da brenngassforbruket var 125 mill Sm³ til brensel og 18 mill Sm³ til fakkel. Historiske brenngassforbruk er gitt i Figur 7-2 og 7-3 fra 1999 og utover. Tabell 7-1a gir en oversikt over utslipp til luft fra feltet. Det var ingen permanent plasserte innretninger på Snorrefeltet i 2012, tabell 7.1aa er derfor ikke inkludert.

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

Kilde	Mengde flytende brennstoff (tonn)	Mengde brenngass (m3)	Utslipp CO2 (tonn)	Utslipp NOx (tonn)	Utslipp nmVOC (tonn)	Utslipp CH4 (tonn)	Utslipp SOx (tonn)	Utslipp PCB (tonn)	Utslipp PAH (tonn)	Utslipp dioksiner (tonn)	Utslipp til sjø - fall-out fra brønntest (tonn)	Oljefor bruk (tonn)
Fakkel	0	20 032 392	62 930	28	1.2	5	0.10	0	0	0	0	0
Kjel												
Turbin	4 398	122 198 838	405 127	2 404	29.5	111	4.95	0	0	0	0	0
Ovn												
Motor	540	0	1 712	38	2.7	0	0.54	0	0	0	0	0
Brønntest												
Andre kilder												
	4 938	142 231 230	469 769	2 470	33.4	116	5.59					

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

Kilde	Mengde flytende brennstoff (tonn)	Mengde brenngass (m3)	Utslipp CO2 (tonn)	Utslipp NOx (tonn)	Utslipp nmVOC (tonn)	Utslipp CH4 (tonn)	Utslipp SOx (tonn)	Utslipp PCB (tonn)	Utslipp PAH (tonn)	Utslipp dioksiner (tonn)	Utslipp til sjø - fall-out fra brønntest (tonn)	Oljefor bruk (tonn)
Fakkel												
Kjel												
Turbin												
Ovn												
Motor	378	0	1 198	26.5	1.89	0	0.378	0	0	0	0	0
Brønntest												
Andre kilder												
	378	0	1 198	26.5	1.89	0	0.378	0	0	0	0	0

7.3 Utslipp ved lagring/lasting av råolje

Lagring/lasting av råolje skjer ikke fra Snorrefeltet. Oljen fra Snorre A 2. trinn separator eksporteres til Statfjord A for ferdig prosessering og lagres/losses derfra. Mens ferdig prosessert olje fra Snorre B og Vigdis eksporteres til henholdsvis Statfjord B og Gullfaks A for lagring/lasting.

7.4 Diffuse utslipp og kaldventilering

For beregning av diffuse utslipp til luft fra Snorrefeltet er det benyttet OLFs veiledning og standardfaktorer. Det er foretatt kontroll av hvilke prosesser som skal tas med i beregningsgrunnlaget. Mengde gass prosessert er lagt til grunn og dette er multiplisert med omregningsfaktor for aktuell prosess. Tabell 7.2 gir en oversikt over diffuse utslipp til luft fra feltet. Det har vært økt utslipp fra Snorre B sammenlignet med 2011, dette skyldes i hovedsak sluknet fakkell. For Snorre A er utslippet redusert, dette skyldes at det ikke har vært revisjonsstans/sluknet fakkell.

Tabell 7.2 – Diffuse utslipp og kaldventilering

Innretning	nmVOC Utslipp (tonn)	CH4 Utslipp (tonn)
SNORRE A	2.0	2
SNORRE B	29.9	103
	31.9	105

7.5 Bruk av gassporstoffer

Tabell 7.4 gir en oversikt over forbruk og utslipp av gassporstoffer. Det er brukt gassporstoff ved i to tilfeller for 2012 hvor gassporstoffet 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)
IFE-GT-2	3	0.150
IFE-GT-4	4	0.200

8 Akutte 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 - "HMS rapportering og prestasjonsstyring" (HSE100 – HMS Styring i ARIS). Alle utilsiktede 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 Akutte 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. Totalt var det 7 akutte utslipp av olje i 2012, hvorav 6 var utslipp av hydraulikkolje og 1 var utslipp av diesel. 4 av hendelsene ble varslet iht arbeidsprosess "HMS rapportering og prestasjonsstyring" (HSE100 – HMS Styring i ARIS), og det ble foretatt dybdestudie av ett av utslippene. Figur 8.1 viser historiske utslipp grafisk.

Tabell 8-1 Oversikt over akutt oljeforurensning i løpet av rapporteringsåret

Type søl	Antall < 0,05 m3	Antall 0,05 - 1 m3	Antall > 1 m3	Totalt antall	Volum < 0,05 (m3)	Volum 0,05 - 1 (m3)	Volum > 1 (m3)	Totalt volum (m3)
Andre oljer	5	1		6	0.0720	0.0600		0.132
Diesel	1			1	0.0100			0.010
	6	1	0	7	0.0820	0.0600	0	0.142

Tabell 8-2 Oversikt over akutte oljeutslipp med kort beskrivelse hentet fra Synergi

Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Årsak	Kategori	Volum (liter)	Meldt/V arslet	Tiltak
20.01.2012 1277459	Snorre A	En flens røk på hydraulikkunit til wellbay. På grunn av vibrasjon løsnet boltene, og pakningen røk. Noe ble tørket\sugd opp,	Hydraulikkolje – Hydraway hma 32	0,06	Ja	Defekt pakning ble byttet Andre flenser ble gått over for å dobbeltsjekke at andre bolter ikke har vibrert løs.

Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Årsak	Kategori	Volum (liter)	Meldt/V arslet	Tiltak
		men det gikk fortsatt noe på sjøen.				
22.01.2012 1277663	Snorre B	I forbindelse med et utfall, ble oljeslamtank på dieselsentrifuge overfylt. Diesel strømmet ut overløpet og rant ut på dørk i gangvei. Hendelsen ble observert av forbipasserende og varslet SKR umiddelbart.	Diesel	0,01	Ja	Få rettet logikk slik at 3-veis ventil inn på sentrifuge ikke åpner ved resetting av node. Endre rutiner ved kjøring av diesel sentrifuge. Ved normal drift på anlegget skal man bruke omløpslinjen av diesel sentrifugen. Kun ved bruk og klargjøring for bruk av dieselsentrifuge skal de pakkeinterne ventiler åpnes.
27.09.2012 1322153	Snorre B	Det ble observert en lekkasje ut fra distribusjonsblokk på ringline til pipechute. Hydraulikkpumper ble umiddelbart stanset.	Hydraulikkolje – HVXA 46HP	0,04	Ja	Hydraulikkpumper ble stanset og lekkasjepunkt utbedret.
06.10.2012 1323775	Snorre B	Ved operering av nedfellbart rekkverk i moonpool. det ble oppdaget oljelekkasje fra løftesylinde.	Hydraulikkolje – HVXA 46HP	0,005	Nei	Hydraulikk lekkasje ble reparert, løs nippel.
02.02.2012 1279933	Snorre UPA – Rigger- Island Frontier	Ved åpning av kobling på Tree cap montert på VXT A-09 HT2 på Snorre UPA, ble det oppdaget en lekkasje av Castrol Brayco Micronic SV/B hydraulikk olje til sjø. Pumping ble stoppet. Tree cap ble åpnet mekanisk.	Hydraulikkolje Castrol Brayco Micronic SV/B	0,017	Ja	Dybdestudie foretatt
25.08.2012 1316307	Snorre UPA – Fartøy – Edda Flora	Incorrect use of equipment on ROV sup 8. During subsea operation	Hydraulikkolje – Tellus T30	0,007	Nei	Vigilance to be used during operation

Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Årsak	Kategori	Volum (liter)	Meldt/V arslet	Tiltak
		the hot stab was pulled out while under pressure. This resulted in the compensator on the aux system was drained until 15 % and lead to shut down on ROV. Oil spill to nature approx. 7liter				
25.08.2012 1316720	Snorre UPA Fartøy – Edda Flora	During subsea operation the hose to T4 on sup 8 burst, leaking 3liters to the environment. This happened during gas leak observation. No equipment on the ROV was at use at the time of the burst.	Hydraulikkolje – Tellus 4	0,003	Nei	The old hose was replaced with a new one.

8.2 Akutte utslipp av kjemikalier og borevæsker

Det ble registrert 6 kjemikalieutslipp til sjø fra Snorre plattformene i 2012, samt 1 utslipp med vannbasert borevæske og 2 utslipp av oljebasert borevæske. Tabell 8-3 gir en oversikt over oljeutslipp som ikke regnes som operasjonelle utslipp, mens tabell 8-5 gir en kort beskrivelse av hendelsen. Tabell 8-4 viser utslippet fordelt etter miljøegenskaper på stoffnivå. Utslipp av stoff i rød og svart kategori gjelder brannskum (AFFF).

Tabell 8-3 Oversikt over akutt forurensning av kjemikalier og borevæske i løpet av rapporteringsåret

Type søl	Antall < 0,05 m3	Antall 0,05 - 1 m3	Antall > 1 m3	Totalt antall	Volum < 0,05 (m3)	Volum 0,05 - 1 (m3)	Volum > 1 (m3)	Totalt volum (m3)
Kjemikalier	4	1	1	6	0.0310	0.590	16.4	17.0
Oljebasert borevæske	1		1	2	0.0340		1.2	1.2
Vannbasert borevæske			1	1			4.0	4.0
	5	1	3	9	0.0650	0.590	21.6	22.2

Tabell 8-4 Akutt forurensning av kjemikalier og borevæsker fordelt etter deres miljøegenskaper

Utslipp	Kategori	Klifs fargekategori	Mengde sluppet ut (tonn)
Mangler test data	0	Svart	
Hormonforstyrrende stoffer	1	Svart	
Stoff som er antatt å være eller er arvestoffskadelige eller reproduksjonsskadelige (Kategori 1.1)	1	Svart	
Liste over prioriterte kjemikalier som omfattes av resultatmål 1 (Prioritetslisten) St.meld.nr.25 (2002-2003)	2	Svart	
Bionedbrytbarhet < 20% og log Pow >= 5	3	Svart	
Bionedbrytbarhet < 20% og giftighet EC50 eller LC50 <= 10 mg/l	4	Svart	0.0218
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet < 60%, log Pow >= 3, EC50 eller LC50 <= 10 mg/l	6	Rød	
Uorganisk og EC50 eller LC50 <= 1 mg/l	7	Rød	
Bionedbrytbarhet < 20%	8	Rød	0.0007
Kjemikalier som er fritatt økotoksikologisk testing. Inkluderer REACH Annex IV and V	99	Gul	0.0036
Andre Kjemikalier	100	Gul	0.7750
Gul underkategori 1 – Forventes å biodegradere fullstendig	101	Gul	
Gul underkategori 2 – Forventes å biodegradere til stoffer som ikke er miljøfarlige	102	Gul	2.2100
Gul underkategori 3 – Forventes å biodegradere til stoffer som kan være miljøfarlige	103	Gul	
Vann	200	Grønn	11.6000
Kjemikalier på PLONOR listen	201	Grønn	11.0000

Tabell 8-5 Oversikt over akutte utslipp av kjemikalier og borevæsker med kort beskrivelse

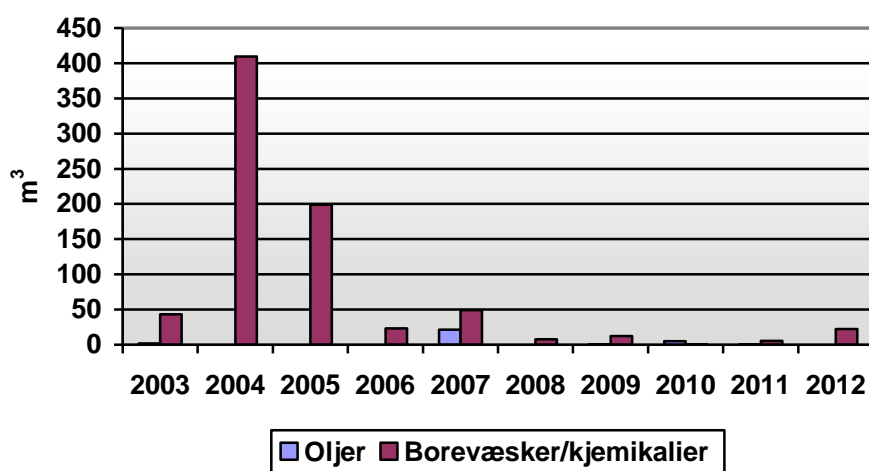
Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Årsak	Kategori	Volum (liter)	Varslet /meldt	Tiltak
06.01.2012 1275155	Snorre A	På grunn av lekkasje på hydraulikksystemet subsea. Har SNA over en tidsperiode hatt forhøyet utslipp av hydraulikkvæske. I en periode over 14 dager har forbruket vært 1170 liter /døgn over normalt forbruk	Kjemikalier – hydraulikkvæske – Oceanic HW 443 ND	16 380 L	Ja	Stengte brønn B4 og gjennomførte testprogram for å verifisere lekkasjepunkt. Feilsøking ved å åpne/lukke ventiler (20 stk) for å se på endring i hydraulikkvæskeforbruk) Kontrollmodul (SCM) på B4 skiftet.
14.01.2012 1276568	Snorre B	I forbindelse med avslutningen av en Seachest test av ventil test på juletre ble det avdekket en liten lekkasje ut av spalt mellom seksjonene 30" og 24". Det var ROV som avdekket	Kjemikalier – oljebasert borevæske XP-07 base fluid	34 L	Nei	Identifiserte kilde for lekkasje og satte brønn i sikker modus. Man ser nå på om det kan være en sammenheng mellom dette utslipp (baseolje) og fallende

		lekkasje da den i forbindelse med overvåking av ventiloperasjonstest gikk inn mot brønnhode under treet. Lekkasjen var ikke relatert til pågående test.				ringromstrykk på brønnen. Brønnen forblir stengt inntil dette er klarlagt. Arbeidgruppe med støtte fra land brønnvakt og bore miljø land ble nedsatt. Flere koordinerings møter ble gjennomført for oppdatering og definering av nye tiltak oppsummert i aksjonspunkter. Assistanse fra nabo plattformene ble innhentet ved bruk av Labratorie på GFA for analyse av prøver. Ombygging av Seachest skal gjennomføres før C7 vurderes startet.
17.02.2012 1283067	Snorre B	Oppdaget strømming opp fra havbunn rundt D-wellhead og ut fra CTS port. Testing avdekket at det var kommunikasjon fra 18 5/8" sko på brønn D-3 og opp til havbunnen rundt conductor på D-2. Slammet og alle komponentene er grønne kjemikalier.	Kjemikalier - Vannbasert borevæske Displacement mud 2a	4000 L	Nei	Avklarte hva som forårsaket utstrømming. Squeeze sementere rundt csg.sko. bore 3m ny formasjon. Utføre ny FIT.
18.04.2012 1294348	Snorre B	Liten drypplekkasje av AFFF til dekk og struktur En operatør oppdaget søl på dekk nedenfor pumpe. Ved nærmere sjekk ble det konstaterte en liten dypplekkasje av AFFF til dekk. AFFF har dryppet ned på graiting og underliggende struktur. Vær og vind har ført til at AFFF har størknet og man kan	Kjemikalier - AFFF	1 L	Ja	Stengt av system og bestille deler for å kunne reparere ventil Som en del av audit/verifikasjon som skal være på Snorre B angående AFFF systemet må det vurderes overhaling/utskifting av tilsvarende ventiler i anlegget

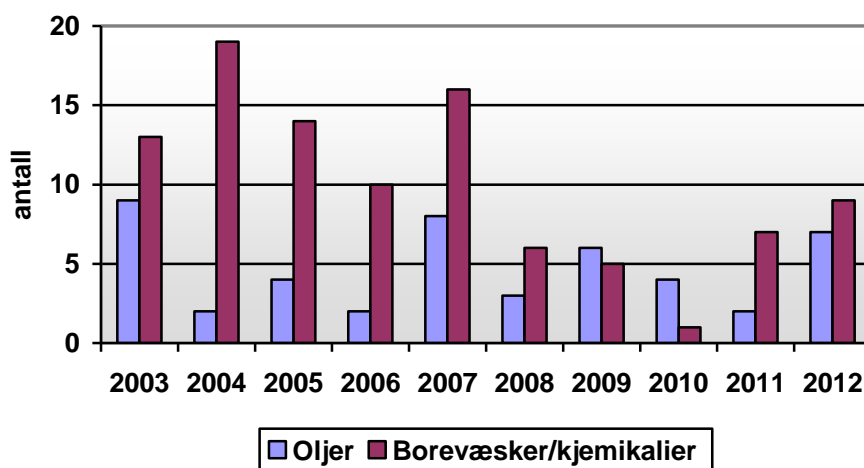
		se en tynn film nedover strukturen.				
26.04.2012 1295550	Snorre B	<p>Utløst overflytning av slugpit.</p> <p>Etter sementjobb skulle det pumpes 1m³ baseolje fra slugpit og inn i streng, for rengjøring av streng etter sementjobb. Utførende i pumperom linet slugpit inn i aktivt mudsystem, men feil ventil ble åpnet og retur fra hullet ble tilbakeført til slugpit som nesten var full fra før. Pumpemann oppdaget at slugpit ble fylt opp, stoppet miksepumpe umiddelbart.</p>	Kjemikalier - Oljebaserte borevæsker - Premix baseolje	5 L	Nei	<p>Samlet ledigt personell og svabret baseolje ned i lukket drain system.</p> <p>Vasket område</p> <p>Hendelse ble tatt opp med involvert personell</p> <p>Hendelsen gjennomgått på alle skift.</p> <p>Lage til et sluk der det er mulig å renne veske ned i sekkelager. Dette vil minimalisere mulighet for at væske skal renne til sjø.</p>
07.06.2012 1303564	Snorre B	<p>Snorre B har en midlertidig klorpumpe grunnet at den faste klorpakken er ute av drift (grunnet vedlikehold).</p> <p>I forbindelse med runde i felt oppdaget laborant at det var en lekkasje av MB-549 fra midlertidig klorpumpe. Laborant gikk inn og stengte pumpen for så å prøve å trekke til lekk fitting. Når fittings ble forsøkt trekt til delte fittings seg i 2 deler. Det viste seg at fittings var kraftig korrodert.</p>	Kjemikalier – MB-549 (Klor)	15 L	Nei	<p>Stoppet lekkasje og spylte med rent vann.</p> <p>Skiftet fittings</p> <p>Gå over hele det midlertidige klorinjeksjon systemet og se til at det er brukt klorbestandig materiale. Samtidig vurdere annen plassering av midlertidig klorpumpe</p> <p>Få permanent klorinjeksjon opp å gå vha tett oppfølging av utestående aksjoner</p>
17.07.2012 1310055	Snorre B	Lekkasje i metanoljumper mellom MDU og PM1. Den lekket på selve connector insert.	Kjemikalier - Metanol	10 L	Nei	<p>Metanoljumper stengt av og jumper skiftet.</p> <p>Gjennomgang av dagens overtrykk sikring av toposide metanol system og se om det kan være en sammenheng mellom dårlig overtrykksikring toposide og lekket jumper subsea. Det er kjent at reguleringen av toposide</p>

						systemet ikke er optimal. Likevel skal overtrykksikringen (primær og sekundær barriere) hindre at systemet overtrykkes.
05.08.2012 1297927	Snorre A	Kl 23:25 kom det alarm på lavt trykk i AFFF-ringledning. AFFF-jockey pumpe ble stengt av og feilsøk startet. Operatør fant lekkasje i Hydrantskap.. Årsak var en sprukket AFFF-slange inn til skapet. Isoleringsventil ble umiddelbart stengt av.	Kjemikalier AFFF	590 L	Ja	Skumventil stengt. Slange byttet. Sjekket hvilke oppgaver som ligger i FV og føyde til at slanger.
26.12.2012 1337247	Snorre B	Under uttrekking av borestreng sprakk Upper Slipjointpucker slik at 1200 liter oljebasert mud gikk til sjø. Nedre slipjointpucker ble aktivert og lekkasjen ble stoppet umiddelbart.	Kjemikalier - Oljebaserte borevæsker - Yellow Enviromul Mud	1200 L	Ja	Aktiverte umiddelbart nedre slipjointpucker seal og stoppet lekkasje. Skiftet upper slipjointpucker seal. Dagens vedlikeholds- og/eller utskiftingsintervall for pakningselement ble gjennomgått.

Figur 8–1 og figur 8–2 på neste side gir en oversikt over utvikling i antall akutte utslipp og totalt volum i perioden 2003 til 2012. Årlig utarbeides en analyse av utslippte volum i driftsenheten for å se på trender og mulig komme opp med ytterlige tiltak og erfaringsoverføring.



Figur 8-1 Akutte utslipp (2003-2012) - Volum



Figur 8-2 Akutte utslipp (2003-2012) – Antall

Totalt gikk det 1,239 m³ oljebasert borevæske (gul) til sjø i 2012, samt 4 m³ vannbasert borevæske (grønn). For kjemikalier gikk det 591 m³ svart kjemikalie (AFFF) til sjø i 2012, samt 16,380 m³ med hydraulikkvæske (gul – Y2).

Som tabell 8-4 viser fordelt det totale akutte kjemikalieutslippet i 2012 seg på 21,8 kg svart stoff, 0,7 kg rødt stoff, 2,9 tonn gult stoff 12 tonn grønt stoff og 11 tonn vann. Utslipp av rødt og svart stoff kommer fra AFFF. Det er i 2012 gjennomført informasjonskampanje ved Snorre om AFFF-brannskum der formålet er å redusere bruk og utslipp av skum. Målgruppen har vært personell som opererer slukkesystemene og personell som planlegger for vedlikehold/testing på systemene. Denne kampanjen planlegges videreført i 2013. I tillegg planlegges det substitusjon av AFFF. Det har også vært gjennomført en safety audit på AFFF i UPN hvor Snorre B var inkludert. Resultatet av audit vil følges opp i 2013.

Forhøyet forbruk av hydraulikkvæske ved Snorre A / Vigdis i januar ble varslet til Ptil 7. januar, og ble fulgt opp mot Klif med telefonsamtale den 18. januar og orientering sendt 20. januar 2012. Det ble der opplyst om at feilsøkningsprogram opp mot Brønn B-04 var startet opp for verifikasjon av lekkasjepunkt og at en planla skifte av kontrollmodul (SCM) for brønnen – dette ble gjennomført.

I rapporteringsåret er antall akutte oljeutslipp økt fra 2 i 2011 til 7 i 2012. Det vises til tabell 8-2 for nærmere beskrivelse av hendelsene. Til sammenligning var det tre akutte oljeutslipp i 2008 på totalt 0,03 m³, seks i 2009 på totalt 0,3 m³ og som nevnt 4 oljeutslipp i 2010 med totalt volum 5,08 m³ hvorav 1 utgjorde 5 m³. Det vil gjennomføres en analyse av uhellsutslipp i 2012 for å se om det er gjengangere

Som en del av prosjektet "Tett rigg" ble det i 2008 gjort en gjennomgang av boreområdene både på Snorre A og Snorre B for å kartlegge barrierestatus på alle systemene. Resultater fra kartleggingene ble gjennomgått i 2009 med tanke på mulige tiltak og modifikasjoner. Snorre A skal foreta ombygging av boreanlegget, og deler av de identifiserte tiltakene for denne innretningen er derfor tatt inn i ombyggingsprosjektet – både med tanke på å søke forbedring av de tekniske løsningene, samt å redusere akutte utslipp. I 2011 ble det gjennomført en oppfølging etter "Tett-rigg" på boreområdene på Snorre A, denne gang med hovedfokus på barrierer mot akutte utslipp samt statussjekk av utbedringer og oppfølging av tidligere funn. Det ble utarbeidet en oppfølgingsrapport med en del tiltak og forbedringsforslag i 2011, og dette har i

rapporteringsåret blitt fulgt tett opp. Samtlige iverksatte tiltak skal nå være lukket, enten ved at de allerede er utbedret, eller at de er planlagt gjennomført i modifikasjonsprosjekter i 2013.

I 2004 var det et høyt antall akutte utslipp av kjemikalier der et av disse forårsaket utslipp av en stor mengde borevæske. Hendelsen oppstod i forbindelse med en gasslekkasje fra sprekker på havbunn. Utslipp i 2005 gjaldt 185 m³ utslipp av brine- og vannbasert slam, i tillegg til ca 7 m³ BOP væske og 5 m³ metanol. Det var videre en utvikling i feil retning både med hensyn til volum og antall utslipp fra 2006 til 2007. Totalt for 2007 gikk det 53,6 m³ av kjemikalier og borevæsker til sjø ved akutte utslipp, der fem hendelser gjaldt BOP-væske som utgjorde nærmere 20 m³, 16 m³ gjaldt AFFF, 4,6 m³ OBM og ca 13 m³ var vann og kjemikalier på PLONOR-listen. I 2007 var det også et ekstra høyt antall oljeutslipp som utgjorde 21 m³, herav 20 m³ diesel. De to utslippene av diesel ble gransket og en rekke årsaker og tiltak ble identifisert i etterkant. For å redusere utslipp av brannskum ved testing av brannsystemer, kom fagstigen i Statoil opp med anbefaling til samordnet praksis for testing av deluge anlegg for selskapet, og tiltak ble identifisert. I 2008 var antall utslipp redusert fra 24 i 2007 til 9. Ombygging av BOP-enheten på Snorre B og oppdatering av operasjonsprosedyrer førte til at Snorre B unngikk akutte utslipp av BOP-væske. I tillegg fikk metanololjepumpene byttet ut tilhørende slanger med en ny type som hindret kollaps og lekkasjer som følge av dette.

8.3 Akutte utslipp til luft

Det er registrert ett akutt utslipp til luft i 2012, som vist i tabell 8-6. Det vises til tabell 8-7 for nærmere beskrivelse av hendelsen. Det ble ikke registrert akutte utslipp til luft i 2011. I 2010 ble det registrert en gasslekkasje med utstrømningsrate > 0,1 kg/s på Snorre A. Utstrømningsrate ble beregnet til 0,62 kg/s og lekkasjen pågikk i ca 3 min. Hendelsen er registrert i Synergi med RUH nr 1159971.

Tabell 8-6 Oversikt over akutt forurensning til luft i løpet av rapporteringsåret

Type gass	Antall hendelser	Mengde (kg)
Annet til Luft	1	1
	1	1

Tabell 8-7 Oversikt over akutt forurensning til luft med kort beskrivelse

Dato og nr.	Plattform/ Innretning	Årsak	Kategori	Mengde	Varslet /meldt	Tiltak
25.07.2012 1311336	Snorre B	<p>Ifm forberedelser til riserintrekk, hadde vi påbegynt arbeidsprosess med å inhibere brønner som skal stå innestengt. I den forbindelse ble ROV sendt ned på brønnramme for å åpne «small bore» ventiler på metanolsiden, for å få tilgang til å kjøre metanol i brønn via Metanol injeksjon ventil (MIV). Under denne operasjonen ble det meldt tilbake fra ROV operatør at det boblet fra brønn K-4. Denne brønnen går normalt på vann, men stod på dette tidspunkt innestengt da alt av vanninjeksjonspumper står grunnet lite strømreserve.</p>	HC gass	1 kg totalt, rate under 0,1 kg/s	Nei	<p>Small bore ventil på K-7 ble stengt for å hindre videre lekkasje av hydrokarboner ut i distribusjonsnettet.</p> <p>Jumper ble demontert for å ta den med opp til overflaten for tining.</p> <p>Jumper ble skiftet.</p>

9 Avfall

Alt næringsavfall og farlig avfall bortsett fra fraksjonene som defineres som produksjonsavfall; Kaks, brukt oljeholdig borevæske, oljeholdig slop (7141 7030,) er håndtert av avfallskontraktørene SAR eller Norsk Gjenvinning. Avfallskontraktørene sørger for en optimal håndtering og sluttbehandling av avfallet i henhold til kontraktene. Alle aktuelle nedstrømsløsninger som velges skal godkjennes av Statoil. Avfallskontraktørene lager også et miljøregnskap for sine valgte nedstrøms-løsninger. Hovedfokus for valgte nedstrømsløsninger vil være å sikre høyest mulig gjenvinningsgrad for avfallet som håndteres.

Alt avfall kildesorteres offshore i henhold til Norsk Olje & gass sine anbefalte avfallskategorier. Avfall som kommer til land og ikke tilfredsstillende disse sorteringskategoriene blir avvikshåndtert og ettersortert på land. Avfallskontraktørene benyttes også som rådgivere i tilrettelegging av avfallssystemer ute på plattformene.

Det er inngått egne avtaler for behandling av boreavfall (borekaks /borevæske, oljeholdig boreslop og tankvask) med borevæskekontraktører og spesialfirma for håndtering av boreavfall. Det er utviklet et kompensasjonsformat som skal stimulere til gjenbruk av de brukte borevæskene. Væske/slop som ikke kan gjenbrukes sendes videre til godkjente avfallsbehandlingsanlegg. Oljeholdig slop og slam/ sedimenter fra prosessområdet og oljeholdig vann med lavt flammepunkt blir behandlet av våre vanlige avfallskontraktører.

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

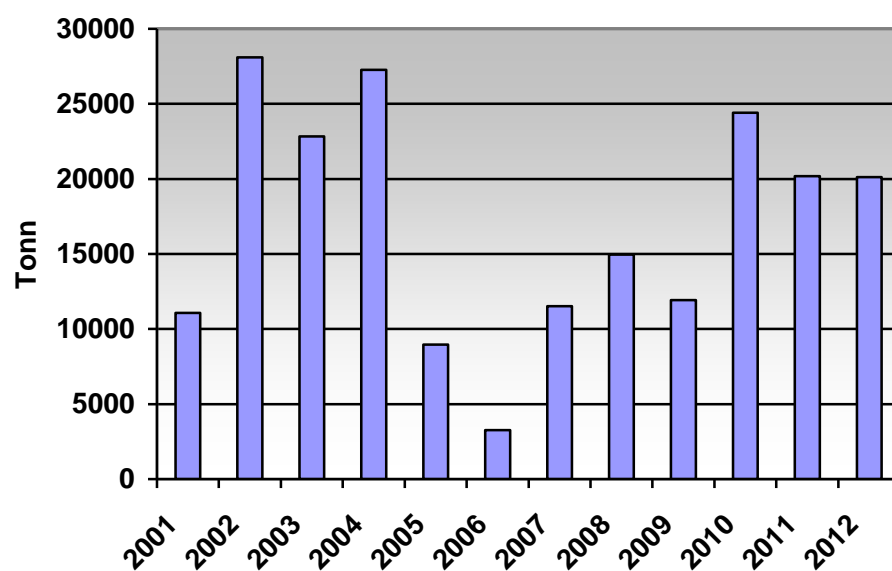
9.1 Farlig avfall

Tabell 9-1 på neste side gir en oversikt over totalt farlig avfall fra Snorre A og Snorre B i 2012, og er sortert på EAL-kode og avfallstoffnummer. Den desidert største bidragsyteren i forhold til farlig avfall sendt til land var oljeholdig slop, noe som hovedsakelig stammer fra boreaktiviteten på feltet. Totalt 15842 tonn slop ble sendt til land for sluttbehandling i 2012, noe som utgjør hele 79% av den totale avfallsmengden fra feltet. Også oljeholdig borekaks utgjør en betydelig del med 3370 tonn, dvs ca 17% av den totale avfallsmengden.

Avfallsstoffnummer 7141 og 7030 utgjorde, i år som i perioden 2009-2011, omtrent 99 % av det farlige avfallet sendt i land fra Snorre.

Den historiske utviklingen i avfallsmengden fra 2001 og frem til i dag er vist i Figur 9-1. Totalmengden i 2012 er på samme nivå som året før.

Økningen på ca 3500 tonn fra 2007 til 2008 skyldtes større mengder slop og vaskevann, mens reduksjon på ca 3000 tonn fra 2008 til 2009 skyldtes de samme avfallstypene. Den kraftige 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 i 2010. Dette synliggjør hvor avgjørende boreaktiviteten på feltet er for variasjonene i den totale mengden farlig avfall fra år til år.



Figur 9-1 Total mengde farlig avfall for Snorrefeltet

Tabell 9-1 Farlig avfall

Avfallstype	Beskrivelse	EAL kode	Avfallstoff nummer	Sendt til land (tonn)
Annet	Basisk organisk avfall	70199	7135	0.65
	Blybatteri (Backup-strøm)	160601	7092	3.26
	Bokser med rester, tomme upressede bokser	160504	7055	0.68
	Brukte brønnvæsker (oljebasert/pseudobasert/sloppvann)	165071	7141	12.00
	Brukte oljefilter (diesel/helifuel/brønnenarbeid)	160107	7024	2.77
	Fett (gjengefett, smørefett)	130899	7021	0.12
	Filterduk fra renseenhet	150202	7022	24.20
	Frostvæsker som inneholder farlige stoffer	160114	7042	2.12
	Grease & smørefett (spann, patroner)	130208	7021	2.34
	Herdere, organiske peroksider	80111	7123	0.21
	Hydraulikk- og motorolje som spillolje	130899	7012	4.19
	Hydraulikkolje	130113	7012	0.07
	KFK-gass	140601	7240	0.13
	Løsemiddelbasert maling, uherdet	80111	7051	4.54
	Løsemidler	140603	7042	31.80
	Lysstoffrør og sparepære, UV lampe	200121	7086	0.76
	Maling med løsemiddel	80111	7051	4.46
	MEG-filter	50799	7042	0.35
	N/A	160305	7091	1.94
	OILY WATER, DRAINWATER	130899	7021	18.80
	Oljef.masse-uspesifisert	50199	7022	13.40
	Oljeforur. masse- slam f. avløpsvann	50109	7022	0.30
	Oljeforur. masse-slam	50109	7022	14.40
	Oljeforurenset masse (filler, absorbenter, hansker)	150202	7022	0.18
	Oljeholdig avfall	160708	7022	35.10
	Oljeholdig kaks	165072	7141	3 370.00
	Oppladbare lithium	160605	7094	0.07
	Oppladbare nikkel/kadmium	160602	7084	0.58
	ORG SLAG, NO HALOGEN	50199	7152	0.48
	ORG WASTE NO HAL UNSPEC	160305	7152	20.00
	Org-løsem u/halog. Uspes	50199	7042	15.20
	Org. løsemidler med halogen	140602	7041	0.20
	Radioaktivt avfall, deponipliktig	160708	3022-1	1.50
	Radioaktivt avfall, ikke deponipliktig	160708	3022-2	4.18
	Rengjøringsmidler	70601	7133	1.58
	Rester av syrer uorg	165076	7131	0.06
	Rester av tungmetallholdige kjemikalier	165078	7091	0.19
	Sand, overflaterester m/tungmetall (se grenseverdi i forskrift)	120116	7096	16.10
	Sekkeavfall med 'merkepliktig' kjemikalierester (NaOH, KOH, m.m.)	165073	7152	4.83
	Slagg/blåsesand/kat-Uspes	50199	7096	1.92
Slagg/blåsesand/kat-Uspes.	120116	7096	5.14	

Slop	165071	7141	15 842.00
Slopp/oljeholdig saltlake (brine), oljeemul. m/saltholdig vann	130802	7030	0.35
Sloppvann rengj. tanker båt	160708	7030	26.60
Småbatterier	160605	7093	0.22
Tankslam	130502	7022	20.20
Tomme fat/kanner med oljerester	150110	7012	0.02
Tungmetallholdig avfall	60405	7091	0.02
Uorg. Base uspes.	50199	7132	0.95
Uorg. Løsn- kjem. m/tungmet.	165075	7097	1.43
Uorganiske løsninger og bad	165078	7097	1.48
Uorganiske salter og annet fast stoff	50799	7091	2.25
Vannbasert borekaks	165072	7141	83.70
Vaskevann	165071	7141	523.00
			20 123.00

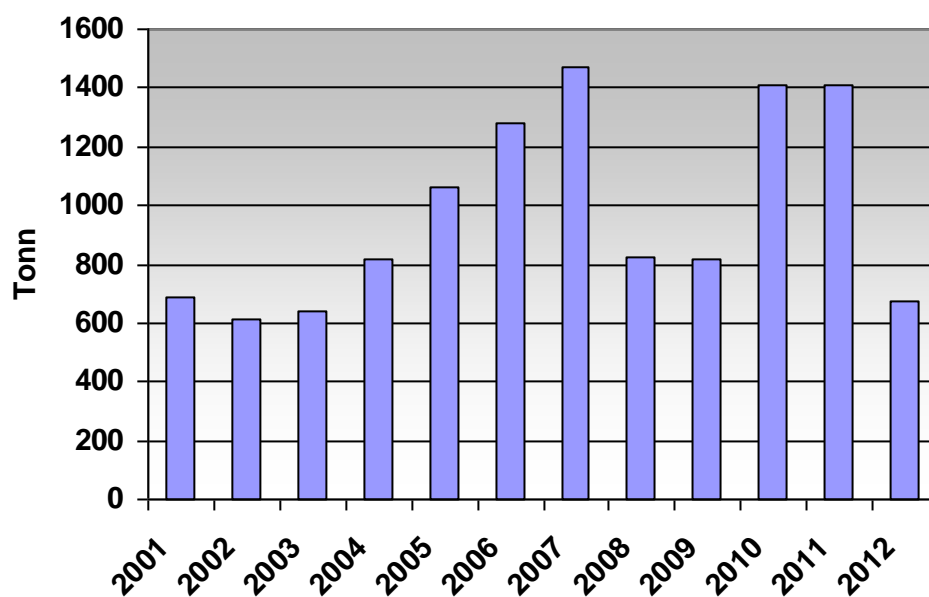
Mengdene gitt i tabell 9-1 for oljeholdig kaks vil ikke stemme overens med mengdene for tilsvarende fraksjon i tabell 2-2 og 2-4 i kapittel 2. Dette skyldes at mengden som er oppgitt i tabellene i kapittel 2 er en teoretisk beregnet mengde kaks, og gjelder for tørrstoffet alene. Reelt har kaksmengden et vedheng av borevæske som inngår i mengden når den kontrollveies på land, og det er veid mengde som rapporteres i dette kapitlet. Det er også slik at borevæske som sendes inn til land som oppgitt i tabell 2-1 og 2-3 ikke nødvendigvis går til sluttbehandling med én gang, men regenereres og blandes inn i ny borevæske. Borevæske som er kontaminert, dvs. ikke kan gjenbrukes og må til sluttbehandling, inngår i tabell 9-1 under avfallstoffnummer 7141.

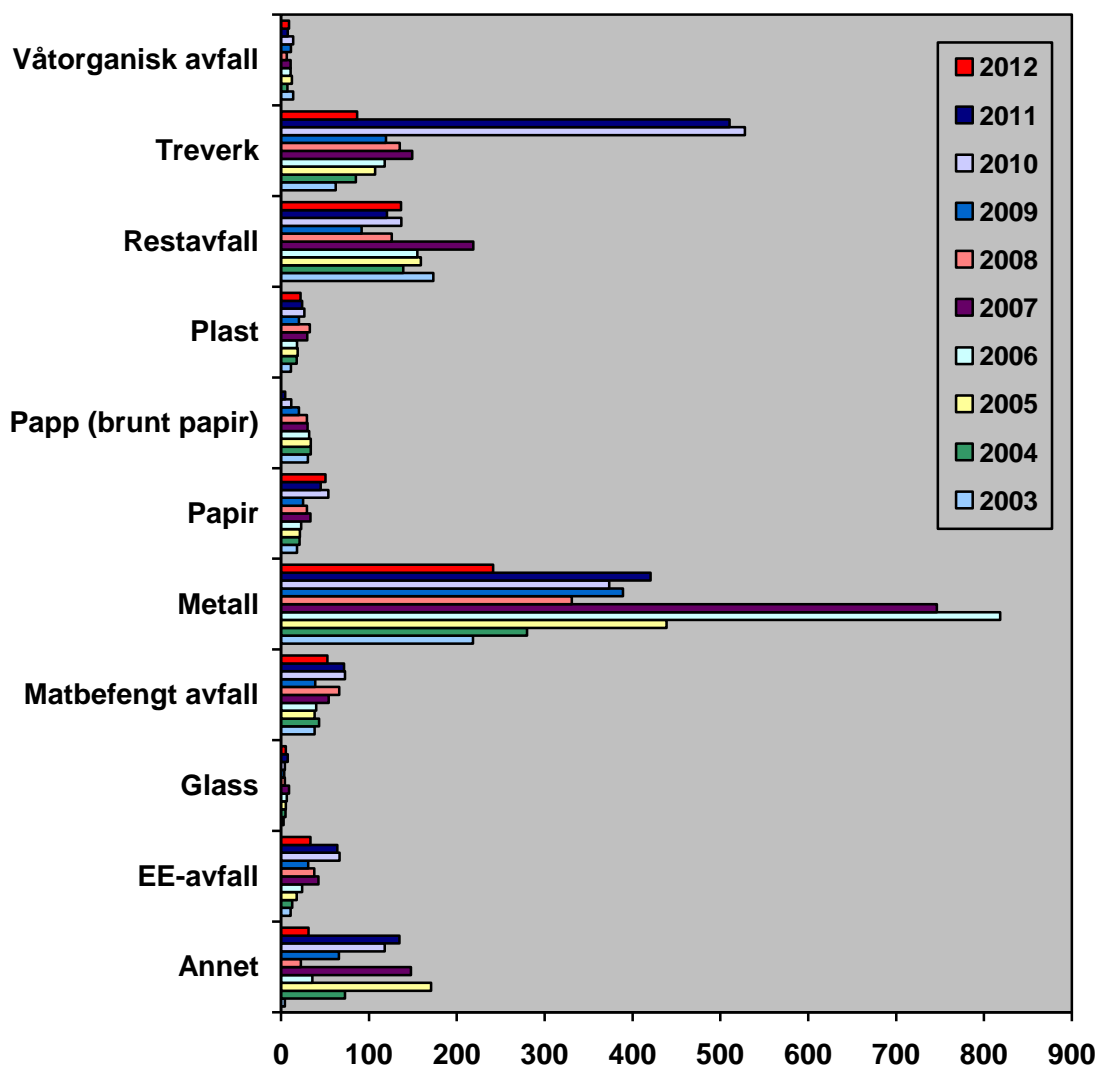
9.2 Ordinært avfall

Tabell 9-2 viser mengder kildesortert avfall sendt til land i 2012 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 i 2012 er halvert i forhold til 2011, dette skyldes i hovedsak reduksjon i mengde metall og treverk. Total mengde avfall sendt til land i 2010 og 2011 er på nesten samme nivå som i 2007, og det bærer preg av at det har vært høy aktivitet på feltet disse årene. Flotellet Safe Scandinavia var tilknyttet Snorre A plattformen i 6 måneder i 2011 for å dekke den økte bemanningen for utførelse av aktiviteter i forbindelse med planlagte modifikasjoner.

Tabell 9-2 Kildesortert vanlig avfall

Type	Mengde (tonn)
Matbefengt avfall	55
Våtorganisk avfall	9
Papir	52
Papp (brunt papir)	
Treverk	87
Glass	5
Plast	22
EE-avfall	34
Restavfall	138
Metall	242
Blåsesand	
Sprengstoff	
Annet	31
	674


Figur 9-2 Total mengde kildesortert vanlig avfall for Snorrefeltet



Figur 9-3 Kildesortert vanlig avfall fordelt på type avfall fra 2003 – 2011 for Snorrefeltet

10 Vedlegg

Tabell 10 .4 .1 - Månedoversikt av oljeinnhold for produsert vann

SNORRE A

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar	942 782	0	930 411	5.4	5.05
Februar	902 524	0	899 314	8.1	7.29
Mars	1 055 311	0	1 054 398	6.5	6.82
April	1 012 940	0	1 006 885	7.5	7.52
Mai	922 149	0	920 957	6.0	5.52
Juni	871 088	0	869 640	9.9	8.62
Juli	895 312	0	894 275	5.3	4.70
August	733 375	0	732 781	6.5	4.77
September	499 405	0	499 020	13.1	6.53
Oktober	687 304	0	685 854	6.6	4.52
November	739 656	0	739 006	5.8	4.26
Desember	597 791	0	596 561	7.7	4.60
	9 859 637	0	9 829 102		70.20

SNORRE B

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar	147 226	0	147 008	2.4	0.35
Februar	134 697	0	134 343	3.3	0.45
Mars	61 725	0	40 293	3.8	0.15
April	189 625	0	189 056	4.5	0.85
Mai	235 428	0	234 139	3.2	0.76
Juni	235 563	0	234 808	4.1	0.96
Juli	214 760	0	214 461	6.2	1.33
August	97 743	0	97 426	6.3	0.61

September	264 655	0	263 993	5.0	1.31
Oktober	185 291	0	184 690	5.0	0.91
November	242 751	0	242 147	4.0	0.98
Desember	271 950	0	270 956	4.0	1.08
	2 281 414	0	2 253 320		9.74

Tabell 10 .4 .2 - Månedoversikt av oljeinnhold for drenasjevann
SNORRE A

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar	2 903	0	2 903	12.1	0.0353
Februar	1 852	0	1 852	16.2	0.0299
Mars	2 158	0	2 158	22.5	0.0485
April	1 681	0	1 681	11.3	0.0191
Mai	1 424	0	1 424	3.9	0.0056
Juni	1 261	0	1 261	17.6	0.0222
Juli	1 091	0	1 091	15.9	0.0173
August	929	0	929	6.9	0.0064
September	3 075	0	3 075	11.3	0.0347
Oktober	3 999	0	3 999	6.9	0.0274
November	4 154	0	4 154	4.9	0.0203
Desember	2 686	0	2 686	21.3	0.0573
	27 213	0	27 213		0.3240

SNORRE B

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar					
Februar					
Mars					
April					
Mai					

Juni					
Juli					
August					
September					
Oktober					
November					
Desember					
	0	0	0		0.0000

Tabell 10 .4 .3 - Månedoversikt av oljeinnhold for forregningsvann
SNORRE A

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar					
Februar					
Mars					
April					
Mai					
Juni					
Juli					
August					
September					
Oktober					
November					
Desember					
	0	0	0		0

SNORRE B

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar					
Februar					

Mars					
April					
Mai					
Juni					
Juli					
August					
September					
Oktober					
November					
Desember					
	0	0	0		0

Tabell 10 .4 .4 - Månedoversikt av oljeinnhold for annet oljeholdig vann
SNORRE A

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar					
Februar					
Mars					
April					
Mai					
Juni					
Juli					
August					
September					
Oktober					
November					
Desember					
	0	0	0		0

SNORRE B

Månednavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar					
Februar					
Mars					
April					
Mai					
Juni					
Juli					
August					
September					
Oktober					
November					
Desember					
	0	0	0		0

Tabell 10 .4 .5 - Månedoversikt av oljeinnhold for jetting
SNORRE A

Månednavn	Oljevedheng på sand (g/kg)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar	0	0.3880
Februar	0	0.2810
Mars	0	0.2840
April	0	0.3190
Mai	0	0.3260
Juni	0	0.3560
Juli	0	0.3730
August	0	0.1680
September	0	0.4640
Oktober	0	0.3460
November	0	0.3200

Desember	0	0.3100
		3.9300

SNORRE B

Månednavn	Oljevedheng på sand (g/kg)	Oljemengde til sjø (tonn)
Januar	0	0.0010
Februar		
Mars		
April	0	0.0096
Mai	0	0.0184
Juni	0	0.0027
Juli	0	0.0034
August		
September	0	0.0220
Oktober	0	0.1070
November	0	0.0261
Desember	0	0.0089
		0.1990

Tabell 10 .5 .1 - Massebalanse for bore og brønnskjemikalier etter funksjonsgruppe
ISLAND CONSTRUCTOR

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
MEG	9	Frostvæske	0.00	0	33.500	Grønn
RX-72TL Brine Lubricant	26	Kompletteringskjemikalier	0.00	0	0.672	Gul
			0.00	0	34.100	

ISLAND FRONTIER

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
-------------	-----------------	----------	----------------	-----------------	----------------	---------------------

Biogrease 160R10	24	Smøremidler	0.16	0	0.047	Gul
CLEANRIG HP	27	Vaske- og rensemidler	0.17	0	0.174	Gul
MEG	9	Frostvæske	17.10	0	19.100	Grønn
Oceanic HW443ND	10	Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	4.71	0	1.930	Gul
RX-72TL Brine Lubricant	26	Kompletteringskjemikalier	0.00	0	0.263	Gul
			22.20	0	21.500	

SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
Baracarb (all grades)	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	59.30	0	0.406	Grønn
Baraklean Dual	27	Vaske- og rensemidler	2.00	0	0.000	Gul
Baraklean Gold	37	Andre	0.36	0	0.000	Gul
Barazan	18	Viskositetsendrende kjemikalier (inkl. Lignosulfat, lignitt)	4.42	0	0.359	Grønn
Barite	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	1 570.00	0	109.000	Grønn
Baro-Lube NS	24	Smøremidler	1.00	0	0.000	Gul
BDF-578	18	Viskositetsendrende kjemikalier (inkl. Lignosulfat, lignitt)	2.61	0	0.000	Gul
Calcium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	8.59	0	0.000	Grønn
CC-TURBOCLEAN	27	Vaske- og rensemidler	0.22	0	0.224	Gul
Cement Class G with EZ-Flo II and SSA-1	25	Sementeringskjemikalier	63.00	0	13.500	Grønn
Cesium Formate Powder	26	Kompletteringskjemikalier	134.00	0	0.000	Gul
CESIUM FORMATE, CESIUM FORMATE BRINE	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	34.40	0	0.000	Gul
CFR-8L	25	Sementeringskjemikalier	5.95	0	0.158	Gul
CFS-511	12	Friksjonsreducerende kjemikalier	7.69	0	0.000	Gul
Citric acid	11	pH regulerende kjemikalier	3.34	0	0.099	Grønn
Dextrid E	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	25.50	0	2.520	Grønn

DRILTREAT	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lignosulfat, lignitt)	0.17	0	0.000	Grønn
Duratone E	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	2.92	0	0.000	Gul
EDC 95-11	29	Oljebasert basevæske	132.00	0	0.000	Gul
EZ MUL NS	22	Emulgeringsmiddel	4.67	0	0.000	Gul
EZ-Flo II	25	Sementeringskjemikalier	0.31	0	0.007	Grønn
Foamer 760 NS	25	Sementeringskjemikalier	0.62	0	0.000	Gul
Gascon 469	25	Sementeringskjemikalier	6.79	0	0.173	Grønn
GEM GP	21	Leirskiferstabilisator	10.10	0	0.000	Gul
Gyptron SA3070	3	Avleiringshemmer	13.50	0	9.010	Gul
Halad-300L N	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	0.99	0	0.025	Gul
Halad-350L	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	4.63	0	0.144	Gul
HALAD-400L	25	Sementeringskjemikalier	4.18	0	0.080	Gul
Halad-766L NS	25	Sementeringskjemikalier	2.13	0	0.027	Gul
HR-4L	25	Sementeringskjemikalier	0.61	0	0.012	Grønn
HR-5L	25	Sementeringskjemikalier	3.55	0	0.087	Grønn
JET-LUBE® NCS-30ECF	23	Gjengefett	0.52	0	0.044	Gul
JET-LUBE® SEAL-GUARD(TM) ECF	23	Gjengefett	0.06	0	0.006	Gul
KCI	21	Leirskiferstabilisator	11.70	0	0.000	Grønn
KCI Potassium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	50.30	0	0.157	Grønn
KIRASOL®-345	27	Vaske- og rensemidler	0.17	0	0.166	Gul
Lime	11	pH regulerende kjemikalier	5.11	0	0.097	Grønn
MEG	9	Frostvæske	35.10	0	28.100	Grønn
Microsilica Liquid	25	Sementeringskjemikalier	10.70	0	0.184	Grønn
Musol Solvent	25	Sementeringskjemikalier	1.68	0	0.000	Gul
NaCl, PVD	26	Kompletteringskjemikalier	130.00	0	0.000	Grønn
NF-6	4	Skumdemper	0.51	0	0.016	Gul
NF-6	25	Sementeringskjemikalier	1.06	0	0.004	Gul
NORCEM CLASS "G"	25	Sementeringskjemikalier	305.00	0	6.500	Grønn

CEMENT						
OCMA Bentonite	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lignosulfat, lignitt)	33.00	0	4.410	Grønn
Oxygon	5	Oksygenfjerner	2.91	0	0.000	Gul
PAC LE/RE	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	1.85	0	0.234	Grønn
Performatrol	21	Leirskiferstabilisator	10.30	0	0.000	Gul
POTASSIUM FORMATE	26	Kompletteringskjemikalier	180.00	0	0.000	Grønn
POTASSIUM FORMATE	37	Andre	66.70	0	0.000	Grønn
RX-72TL Brine Lubricant	26	Kompletteringskjemikalier	0.12	0	0.116	Gul
SEM 8	25	Sementeringskjemikalier	1.77	0	0.000	Gul
Soda ash	11	pH regulerende kjemikalier	1.49	0	0.216	Grønn
SODIUM BICARBONATE	11	pH regulerende kjemikalier	0.40	0	0.000	Grønn
SODIUM BICARBONATE	26	Kompletteringskjemikalier	13.80	0	0.146	Grønn
Sodium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	90.30	0	14.000	Grønn
Sodium Chloride Brine	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	59.60	0	6.000	Grønn
Sourscav	33	H2S Fjerner	7.65	0	0.068	Gul
Stack Magic ECO-F	10	Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	0.63	0	0.630	Gul
Starcide	1	Biosid	8.14	0	0.085	Gul
STEELSEAL(all grades)	25	Sementeringskjemikalier	0.96	0	0.236	Gul
Sugar powder	37	Andre	0.12	0	0.012	Grønn
Suspentone	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lignosulfat, lignitt)	0.25	0	0.000	Gul
Tuned Spacer E+	25	Sementeringskjemikalier	12.70	0	0.000	Grønn
V500 Wireline Fluid	24	Smøremidler	1.77	0	1.770	Gul
			3 156.00	0	199.000	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
Baracarb (all grades)	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	46.70	0	4.250	Grønn
Baraklean Dual	27	Vaske- og rensedmidler	1.74	0	1.710	Gul

Baraklean Gold	27	Vaske- og rensmidler	1.79	0	1.760	Gul
Barazan	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lignosulfat, lignitt)	1.41	0	1.140	Grønn
Barite	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	1 390.00	0	704.000	Grønn
Baro-Lube NS	24	Smøremidler	3.14	0	0.000	Gul
BDF-460	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lignosulfat, lignitt)	3.26	0	0.000	Gul
Calcium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	42.30	0	0.000	Grønn
CFR-8L	25	Sementeringskjemikalier	2.29	0	0.106	Gul
Citric acid	11	pH regulerende kjemikalier	0.90	0	0.881	Grønn
Dextrid E	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	21.30	0	20.900	Grønn
DRILTREAT	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lignosulfat, lignitt)	1.09	0	0.000	Grønn
Duratone E	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	26.80	0	0.000	Gul
ECONOLITE LIQUID	25	Sementeringskjemikalier	10.80	0	3.010	Grønn
EDC 95-11	29	Oljebasert basevæske	507.00	0	0.000	Gul
EZ MUL NS	22	Emulgeringsmiddel	30.70	0	0.000	Gul
EZ-Flo II	25	Sementeringskjemikalier	0.70	0	0.079	Grønn
Gascon 469	25	Sementeringskjemikalier	5.31	0	0.059	Grønn
GELTONE II	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lignosulfat, lignitt)	11.60	0	0.000	Rød
GEM GP	21	Leirskiferstabilisator	8.10	0	7.960	Gul
Halad-350L	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	7.82	0	0.094	Gul
HR-4L	25	Sementeringskjemikalier	7.94	0	1.090	Grønn
HR-5L	25	Sementeringskjemikalier	1.95	0	0.019	Grønn
JET-LUBE® SEAL-GUARD(TM) ECF	23	Gjengefett	0.17	0	0.017	Gul
KCl Potassium Chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	32.10	0	31.500	Grønn
Lime	11	pH regulerende kjemikalier	20.10	0	0.000	Grønn
Musol Solvent	25	Sementeringskjemikalier	1.96	0	0.000	Gul

NF-6	4	Skumdemper	0.03	0	0.031	Gul
NF-6	25	Sementeringskjemikalier	1.20	0	0.099	Gul
NORCEM CLASS "G" CEMENT	25	Sementeringskjemikalier	698.00	0	78.700	Grønn
Oxygen	5	Oksygenfjerner	0.13	0	0.132	Gul
PAC LE/RE	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	4.43	0	4.350	Grønn
SEM 8	25	Sementeringskjemikalier	2.09	0	0.000	Gul
Soda ash	11	pH regulerende kjemikalier	4.64	0	4.560	Grønn
SODIUM BICARBONATE	26	Kompletteringskjemikalier	0.60	0	0.595	Grønn
Sourscav	11	pH regulerende kjemikalier	5.15	0	0.000	Gul
Sourscav	33	H2S Fjerner	2.69	0	2.640	Gul
Starcide	1	Biosid	6.20	0	2.160	Gul
STEELSEAL(all grades)	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	1.19	0	0.000	Gul
STEELSEAL(all grades)	25	Sementeringskjemikalier	21.30	0	1.990	Gul
Sugar powder	25	Sementeringskjemikalier	0.53	0	0.000	Grønn
Sugar powder	37	Andre	0.02	0	0.022	Grønn
Suspentone	18	Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lignosulfat, lignitt)	1.01	0	0.000	Gul
Tuned Spacer E+	25	Sementeringskjemikalier	6.85	0	0.000	Grønn
WALLNUT	17	Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	0.10	0	0.000	Grønn
			2 945.00	0	874.000	

Tabell 10 .5 .2 - Massebalanse for produksjonskjemikalier etter funksjonsgruppe
SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
DF-522C	4	Skumdemper	0	0.00000	0.00	Rød
DMO86675	15	Emulsjonsbryte	44	0.00000	0.02	Gul
Formic acid (85%)	3	Avleiringshemmer	370	0.00000	338.00	Grønn

KI-3343	2	Korrosjonshemmer	171	0.00000	98.60	Gul
Methanol	7	Hydrathemmer	355	0.00000	311.00	Grønn
SI-4613	3	Avleiringshemmer	401	0.00000	358.00	Gul
WT-1099	6	Flokkulant	43	0.00273	8.53	Gul
			1 384	0.00273	1 114.00	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
DF-522C	4	Skumdemper	0	0.00000	0.00	Rød
EB-8580	15	Emulsjonsbryte	2	0.00000	0.40	Gul
HR-2737	33	H2S Fjerner	0	0.00000	0.00	Gul
Methanol	7	Hydrathemmer	454	0.00000	357.00	Grønn
SI-4573	3	Avleiringshemmer	35	0.00000	31.00	Gul
WT-1099	6	Flokkulant	5	0.00029	0.92	Gul
			496	0.00029	389.00	

Tabell 10 .5 .3 - Massebalanse for injeksjonskjemikalier etter funksjonsgruppe
SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
DF-550	4	Skumdemper	35	0	0.8990	Rød
Methanol	7	Hydrathemmer	290	0	0.2900	Grønn
NC-5009	1	Biosid	1 237	0	0.0000	Grønn
OR-13	5	Oksygenfjerner	136	0	0.1360	Grønn
SI-4470	3	Avleiringshemmer	75	0	0.0749	Gul
			1 773	0	1.4000	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
DF-550	4	Skumdemper	4	0	0.0004	Rød
MB-5041	1	Biosid	0	0	0.0000	Gul

NC-5009	1	Biosid	391	0	0.0391	Grønn
OR-13	5	Oksygenfjerner	20	0	0.0020	Grønn
			415	0	0.0415	

Tabell 10 .5 .4 - Massebalanse for rørledningskjemikalier etter funksjonsgruppe

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
-------------	-----------------	----------	----------------	-----------------	----------------	---------------------

Tabell 10 .5 .5 - Massebalanse for gassbehandlingskjemikalier etter funksjonsgruppe

SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
HR-2737	33	H2S Fjerner	1 105	0	939	Gul
TEG	8	Gasstørkekjemikalier	239	0	203	Gul
			1 344	0	1 142	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
HR-2737	33	H2S Fjerner	15	0	15	Gul
TEG	8	Gasstørkekjemikalier	137	0	116	Gul
			151	0	131	

Tabell 10 .5 .6 - Massebalanse for hjelpekjemikalier etter funksjonsgruppe

SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
Castrol Brayco Micronic SV/B	10	Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	6.82	0	0.0000	Gul
CC-TURBOCLEAN	27	Vaske- og rensemidler	1.60	0	0.8000	Gul
Erifon 818 v2	10	Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	3.78	0	0.0000	Rød
Frostvæske MTU	9	Frostvæske	1.80	0	0.0000	Rød
Hydraway HVXA 32	37	Andre	9.32	0	0.0000	Svart

Hydraway HVXA 46 HP	37	Andre	9.48	0	0.0000	Svart
Hydraway HVXA-46	37	Andre	0.02	0	0.0000	Svart
KI-302-C	2	Korrosjonshemmer	0.07	0	0.0035	Gul
Krafti	27	Vaske- og rensemidler	24.70	0	24.7000	Gul
MB-5111	1	Biosid	1.47	0	0.0001	Gul
MB-544 C	1	Biosid	5.65	0	0.5650	Gul
Microsit Polar	27	Vaske- og rensemidler	1.00	0	1.0000	Gul
MS-200	14	Fargestoff	0.21	0	0.2100	Rød
Oceanic HW443ND	10	Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	194.00	0	0.0000	Gul
SODIUMHYPOCHLORITE	1	Biosid	1.06	0	0.0011	Gul
Spylervæske ferdigblandet offshore	37	Andre	0.34	0	0.0000	Gul
			262.00	0	27.3000	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
Hydraway HVXA 46 HP	37	Andre	4.50	0	0.0000	Svart
IC-Clean 2	27	Vaske- og rensemidler	4.17	0	4.1700	Gul
KI-302	2	Korrosjonshemmer	0.46	0	0.2300	Gul
KI-302-C	2	Korrosjonshemmer	0.02	0	0.0086	Gul
KIRASOL®-318SC	27	Vaske- og rensemidler	0.21	0	0.2120	Gul
KIRASOL®-345	27	Vaske- og rensemidler	1.43	0	1.4200	Gul
Krafti	27	Vaske- og rensemidler	21.60	0	21.6000	Gul
MB-544 C	1	Biosid	2.77	0	0	Gul
OCEANIC HW 443 v2	10	Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	10.50	0	0.0000	Rød
OR-528	5	Oksygenfjerner	0.11	0	0.0000	Grønn
SI-4470	3	Avleiringshemmer	0.11	0	0.1130	Gul
Spylervæske ferdigblandet offshore	37	Andre	0.11	0	0.1080	Gul
			46.10	0	28.2000	

Tabell 10 .5 .7 - Massebalanse for kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen etter funksjonsgruppe

SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
HR-2737	33	H2S Fjerner	276	0	0	Gul
KI-3343	2	Korrosjonshemmer	68	0	0	Gul
			344	0	0	

SNORRE B

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
Flexoil CW288	13	Voksinhibitor	61	0	0	Gul
KI-3804	2	Korrosjonshemmer	17	0	0	Gul
			78	0	0	

Tabell 10 .5 .8 - Massebalanse for kjemikalier fra andre produksjonssteder etter funksjonsgruppe

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
-------------	-----------------	----------	----------------	-----------------	----------------	---------------------

Tabell 10 .5 .9 - Massebalanse for reservoar styring etter funksjonsgruppe

SNORRE A

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Klifs fargekategori
IFE-WT-40	37	Andre	0.00700	0	0.00600	Rød
			0.00700	0	0.00600	

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)
-----------	-------------------------	------------------------------	-------------------	-----------------

Tabell 10 .7 .1 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (Olje i vann) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (g/m3)	Konsentrasjon i prøven (g/m3)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
------------	--------	-------------	--------	---------	-------------------------	-------------------------------	----------------------	----------------------	--------------

SNORRE A	Olje i vann	Olje i vann (Installasjon)	ISO9377-2/OSP2005-15	GC/FID & IR-FLON	0.4	4.80	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	47 215
SNORRE B	Olje i vann	Olje i vann (Installasjon)	ISO9377-2/OSP2005-15	GC/FID & IR-FLON	0.4	3.45	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	7 774
									54 988

Tabell 10 .7 .2 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (BTEX) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (g/m ³)	Konsentrasjon i prøven (g/m ³)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
SNORRE A	BTEX	Benzen	M-047	GC/FID Headspace	0.01	6.63	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	65 122
	BTEX	Toluen	M-047	GC/FID Headspace	0.02	5.07	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	49 786
	BTEX	Etylbenzen	M-047	GC/FID Headspace	0.02	0.30	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	2 902
	BTEX	Xylen	M-047	GC/FID Headspace	0.02	1.54	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	15 114
SNORRE B	BTEX	Benzen	M-047	GC/FID Headspace	0.01	6.02	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	13 557
	BTEX	Toluen	M-047	GC/FID Headspace	0.02	4.95	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	11 154
	BTEX	Etylbenzen	M-047	GC/FID Headspace	0.02	0.26	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	582
	BTEX	Xylen	M-047	GC/FID Headspace	0.02	1.65	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	3 718
									161 935

Tabell 10 .7 .3 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (PAH) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (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	0.297000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	2 917.00

PAH	C1-naftalen	M-036	GC/MS	0.00001	0.318000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	3 128.00
PAH	C2-naftalen	M-036	GC/MS	0.00001	0.143000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1 408.00
PAH	C3-naftalen	M-036	GC/MS	0.00001	0.124000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1 219.00
PAH	Fenantren	M-036	GC/MS	0.00001	0.008940	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	87.90
PAH	Antrasen*	M-036	GC/MS	0.00002	0.000066	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.65
PAH	C1-Fenantren	M-036	GC/MS	0.00001	0.013300	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	131.00
PAH	C2-Fenantren	M-036	GC/MS	0.00001	0.014000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	138.00
PAH	C3-Fenantren	M-036	GC/MS	0.00001	0.003630	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	35.70
PAH	Dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0.00001	0.003230	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	31.70
PAH	C1-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0.00001	0.004370	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	42.90
PAH	C2-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0.00001	0.005220	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	51.30
PAH	C3-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0.00001	0.000110	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1.08
PAH	Acenaftylen*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000592	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	5.81
PAH	Acenaften*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000771	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	7.58
PAH	Fluoren*	M-036	GC/MS	0.00001	0.005780	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	56.80
PAH	Fluoranten*	M-036	GC/MS	0.00002	0.000121	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1.19
PAH	Pyren*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000114	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1.12
PAH	Krysen*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000115	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1.13
PAH	Benzo(a)antrasen*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000028	Intertek West	Vår2012,	0.28

							Lab	Høst 2012	
	PAH	Benzo(a)pyren*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000008	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.08
	PAH	Benzo(g,h,i)perylene*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000015	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.15
	PAH	Benzo(b)fluoranten*	M-036	GC/MS	0.00002	0.000023	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.23
	PAH	Benzo(k)fluoranten*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000005	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.05
	PAH	Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	M-036	GC/MS	0.00002	0.000010	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.10
	PAH	Dibenz(a,h)antrasen*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000005	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.05
SNORRE B	PAH	Naftalen	M-036	GC/MS	0.00001	0.368000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	830.00
	PAH	C1-naftalen	M-036	GC/MS	0.00001	0.405000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	913.00
	PAH	C2-naftalen	M-036	GC/MS	0.00001	0.168000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	379.00
	PAH	C3-naftalen	M-036	GC/MS	0.00001	0.107000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	242.00
	PAH	Fenantren	M-036	GC/MS	0.00001	0.013000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	29.30
	PAH	Antrasen*	M-036	GC/MS	0.00002	0.000105	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.24
	PAH	C1-Fenantren	M-036	GC/MS	0.00001	0.015300	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	34.60
	PAH	C2-Fenantren	M-036	GC/MS	0.00001	0.009230	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	20.80
	PAH	C3-Fenantren	M-036	GC/MS	0.00001	0.002170	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	4.88
	PAH	Dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0.00001	0.003270	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	7.36
	PAH	C1-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0.00001	0.003680	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	8.30
	PAH	C2-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0.00001	0.003430	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	7.74

PAH	C3-dibenzotiofen	M-036	GC/MS	0.00001	0.000043	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.10
PAH	Acenaftalen*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000677	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1.52
PAH	Acenaften*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000592	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1.33
PAH	Fluoren*	M-036	GC/MS	0.00001	0.005850	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	13.20
PAH	Fluoranten*	M-036	GC/MS	0.00002	0.000047	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.11
PAH	Pyren*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000120	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.27
PAH	Krysen*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000123	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.28
PAH	Benzo(a)antrasen*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000027	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.06
PAH	Benzo(a)pyren*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000005	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.01
PAH	Benzo(g,h,i)perylene*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000005	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.01
PAH	Benzo(b)fluoranten*	M-036	GC/MS	0.00002	0.000010	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.02
PAH	Benzo(k)fluoranten*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000005	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.01
PAH	Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	M-036	GC/MS	0.00002	0.000010	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.02
PAH	Dibenz(a,h)antrasen*	M-036	GC/MS	0.00001	0.000005	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.01
								11
								760.00

Tabell 10 .7 .4 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (Fenoler) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (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	1.24000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	12 150.00

	Fenoler	C1- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00011	0.98700	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	9 704.00
	Fenoler	C2- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.25400	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	2 500.00
	Fenoler	C3- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.12800	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1 256.00
	Fenoler	C4- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.06950	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	683.00
	Fenoler	C5- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00002	0.04460	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	438.00
	Fenoler	C6- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00001	0.00016	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1.56
	Fenoler	C7- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00002	0.00015	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1.48
	Fenoler	C8- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.00003	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.32
	Fenoler	C9- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.00005	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.48
SNORRE B	Fenoler	Fenol	M-038	GC/MS	0.0034	1.37000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	3 080.00
	Fenoler	C1- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00011	0.86700	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	1 953.00
	Fenoler	C2- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.16000	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	361.00
	Fenoler	C3- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.07370	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	166.00
	Fenoler	C4- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.07920	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	178.00
	Fenoler	C5- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00002	0.05330	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	120.00
	Fenoler	C6- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00001	0.00022	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.50
	Fenoler	C7- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00002	0.00036	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.81
	Fenoler	C8- Alkylfenoler	M-038	GC/MS	0.00005	0.00004	Intertek West Lab	Vår2012, Høst 2012	0.09
	Fenoler	C9-	M-038	GC/MS	0.00005	0.00002	Intertek West	Vår2012, Høst	0.05

		Alkylfenoler					Lab	2012	
									32
									593.00

Tabell 10 .7 .5 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (Organiske syrer) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (g/m ³)	Konsentrasjon i prøven (g/m ³)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
SNORRE A	Organiske syrer	Maursyre	K-160	Isotacoforese	2	17	Intertek West Lab	Vår2012,	166
								Høst 2012	322
	Organiske syrer	Eddiksyre	M-047	GC/FID Headspace	2	239	Intertek West Lab	Vår2012,	2 351
								Høst 2012	053
	Organiske syrer	Propionsyre	M-047	GC/FID Headspace	2	23	Intertek West Lab	Vår2012,	226
								Høst 2012	702
Organiske syrer	Butansyre	M-047	GC/FID Headspace	2	3	Intertek West Lab	Vår2012,	33 331	
							Høst 2012		
Organiske syrer	Pentansyre	M-047	GC/FID Headspace	2	1	Intertek West Lab	Vår2012,	9 829	
							Høst 2012		
SNORRE B	Organiske syrer	Maursyre	K-160	Isotacoforese	2	1	Intertek West Lab	Vår2012,	2 253
								Høst 2012	
	Organiske syrer	Eddiksyre	M-047	GC/FID Headspace	2	177	Intertek West Lab	Vår2012,	398
								Høst 2012	087
	Organiske syrer	Propionsyre	M-047	GC/FID Headspace	2	22	Intertek West Lab	Vår2012,	49 949
								Høst 2012	
Organiske syrer	Butansyre	M-047	GC/FID Headspace	2	4	Intertek West Lab	Vår2012,	9 013	
							Høst 2012		
Organiske syrer	Pentansyre	M-047	GC/FID Headspace	2	1	Intertek West Lab	Vår2012,	2 253	
							Høst 2012		
Organiske syrer	Naftensyrer	M-047	GC/FID Headspace	2	1	Intertek West Lab	Vår2012,	2 253	
							Høst 2012		
									3 260
									875

Tabell 10 .7 .6 - Prøvetaking og analyse av produsert vann (Andre) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (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	0.001	0.01370	ALS	Vår2012, Høst 2012	135.0
	Andre	Bly	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0003	0.00015	ALS	Vår2012, Høst 2012	1.5
	Andre	Kadmium	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.00005	0.00005	ALS	Vår2012, Høst 2012	0.5
	Andre	Kobber	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0005	0.00025	ALS	Vår2012, Høst 2012	2.5
	Andre	Krom	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0001	0.00027	ALS	Vår2012, Høst 2012	2.7
	Andre	Kvikksølv	EPA 200.7/200.8	Atomfluorescens	0.000002	0.00004	ALS	Vår2012, Høst 2012	0.4
	Andre	Nikkel	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0005	0.00050	ALS	Vår2012, Høst 2012	4.9
	Andre	Zink	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.002	0.00844	ALS	Vår2012, Høst 2012	82.9
	Andre	Barium	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0001	2.31000	ALS	Vår2012, Høst 2012	22 749.0
	Andre	Jern	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.004	2.19000	ALS	Vår2012, Høst 2012	21 545.0
SNORRE B	Andre	Arsen	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.001	0.11800	ALS	Vår2012, Høst 2012	267.0
	Andre	Bly	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0003	0.00058	ALS	Vår2012, Høst 2012	1.3
	Andre	Kadmium	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.00005	0.00010	ALS	Vår2012, Høst 2012	0.2
	Andre	Kobber	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0005	0.00088	ALS	Vår2012, Høst 2012	2.0
	Andre	Krom	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0001	0.00021	ALS	Vår2012, Høst 2012	0.5
	Andre	Kvikksølv	EPA 200.7/200.8	Atomfluorescens	0.000002	0.00009	ALS	Vår2012, Høst 2012	0.2
	Andre	Nikkel	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0005	0.00088	ALS	Vår2012, Høst 2012	2.0

	Andre	Zink	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.002	0.02680	ALS	Vår2012, Høst 2012	60.5
	Andre	Barium	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.0001	2.77000	ALS	Vår2012, Høst 2012	6 234.0
	Andre	Jern	EPA 200.7/200.8	ICP/SMS	0.004	5.65000	ALS	Vår2012, Høst 2012	12 731.0
									63 823.0