



Utslippsrapport for Ula- og Tambarfeltet 2013



Forus, 26 mars 2014

Utarbeidet av:

Iselin Håland

Iselin Håland
Miljørådgiver
BP Norge AS

Godkjent av:

E. Kaliszuk

Elzbieta Kaliszuk
Ula/Tambar Area Operation Manager
BP Norge AS

Revisjonsnummer: 1

Utgivelsesdato: 2014-03-26

Generell informasjon

Denne utslippsrapporten omfatter utslipp til luft og sjø fra Ulafeltet, inklusive Tambar for 2013. Rapporten er utarbeidet av BP Norges HMS avdeling. Kontaktperson i BP er miljørådgiver Iselin Håland, (tlf 52 01 37 47, iselin.haaland@no.bp.com)

Ula feltet ligger i blokk 7/12 (PL019A) og har vært i produksjon siden 1986.

Ula feltet produserer fra blokkene Ula (7/12, 7/12B), Tambar (1/3), Blane (2/1 og 1/2) og Oselvar (1/3 og 1/2). Ula er et olje- og gassproduserende felt lokalisert i den sørlige delen av Nordsjøen, på grenselinjen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel. Feltet består av 3 plattformer forbundet med gangbroer; en produksjons-, en bore-, og en boligplattform. Oljen eksporteres i rørledning til Teeside via Ekofisk. Gassen som produseres reinjiseres for økt oljeutvinning.

Tambar er en ubemannet brønnhodeplattform som opereres fra Ula. Det er ingen prosesserings- eller lagringsfasiliteter på Tambar. Hydrokarboner transporteres derfor i rørledning til Ula. Strøm på Tambar forsynes via kabel fra Ula.

I 2007 ble også Blane feltet knyttet til Ula. Blane er en subseautbygning på engelsk sektor der prosess-strømmen går i rørledning til Ula for prosessering og videre eksport. Blane som i hovedsak ligger på britisk sektor og som er operert av Talisman fungerer som en satellitt ved at produksjonen derfra blir prosessert og operert fra Ula. Det injiseres kjemikalier og gassløft fra Ula til feltet.

Oselvar-feltet ble koblet opp til Ula feltet på tilsvarende måte som Blane i midten av april 2012. Oselvar er en subsea produksjon med prosessering på Ula, og injeksjon av kjemikalier fra Ula. Feltet styres fra kontrollrommet på Ula, men Dong Energy er operatør for feltet.

BP Norge er sertifisert i henhold til miljøstandarden ISO 14001 og ble resertifisert i 2012. Årlig oppfølgingsrevisjon av eksterne revisor gjennomføres årlig. I 2013 ble det avdekket 2 anmerkninger og ingen avvik. Sentralt i miljøstyringssystemet er en miljøplan som oppdateres årlig. Denne tar utgangspunkt i de signifikante miljøaspektene (miljørisiko), og fokuserer på konkrete tiltak for å redusere utslipp til luft (klimagasser og andre luftutslipp), utslipp til sjø og avfall.

Innholdsfortegnelse

1	Feltets status.....	4
1.1	Generelt.....	4
1.2	Eierandeler	4
1.3	Kort oppsummering av utslippsstatus	8
1.4	Gjeldende utslippstillatelser og avvik	9
1.5	Kjemikalier som er prioritert for substitusjon	10
1.6	Status for nullutslippsarbeidet	10
1.7	Miljøprosjekter / forskning og utvikling	11
1.8	Aktive brønner	11
2	Utslipp fra boring	12
3	Utslipp til vann.....	13
3.1	Olje-/vannstrømmer og renseanlegg	13
3.2	Utslipp av olje	15
3.3	Utslipp av forbindelser i produsertvann.....	16
4	Bruk og utslipp av kjemikalier	22
4.1	Samlet forbruk og utslipp	22
4.2	Bore- og brønnskjemikalier (Bruksområde A).....	23
4.3	Produksjonskjemikalier (Bruksområde B)	24
4.4	Injeksjonskjemikalier (Bruksområde C).....	25
4.5	Rørledningskjemikalier (Bruksområde D)	26
4.6	Gassbehandlingskjemikalier (Bruksområde E)	26
4.7	Hjelpekjemikalier (Bruksområde F)	26
4.8	Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen (Bruksområde G).....	27
4.9	Kjemikalier fra andre produksjonssteder (Bruksområde H)	28
4.10	Sporstoffer (Bruksområde K)	28
5	Miljøvurdering av kjemikalier	29
5.1	Oppsummering av kjemikalier	29
6	Bruk og utslipp av miljøfarlige forbindelser	32
6.1	Kjemikalier som inneholder miljøfarlige forbindelser	32
6.2	Miljøfarlige forbindelser som tilsetninger i produkter	32
6.3	Miljøfarlige forbindelser som forurensning i produkter.....	32
7	Utslipp til luft.....	33
7.1	Forbrenningsprosesser	33
7.2	Utslipp ved lagring og lasting av olje.....	37
7.3	Diffuse utslipp og kaldventilering.....	37
7.4	Bruk og utslipp av gassporstoffer.....	37
8	Akutte utslipp	38
8.1	Akutte oljeutslipp	38
8.2	Akutte kjemikalieutslipp	38
8.3	Akutte utslipp til luft	41
9	Avfall	42
9.1	Farlig avfall	42
9.2	Kildesortert vanlig avfall	44
10	Vedlegg	45
10.1	Månedsoversikt av oljeinnhold for hver vanntype	45
10.2	Kjemikalier per funksjonsgruppe	46
10.3	Tabeller	57
10.4	Figurer	58

1 Feltets status

1.1 Generelt

Ula feltet har vært i produksjon siden 1986. Feltet består av 3 plattformer forbundet med gangbroer; en produksjons-, en bore-, og en boligplattform. Oljen eksporteres i rørledning til Teeside via Ekofisk. Gassen som produseres reinjiseres for økt oljeutvinning. Ula forventes å produsere fram til 2028.

Tambar er en ubemannet brønnhodeplattform som opereres fra Ula. Det er ingen prosesserings- eller lagringsfasiliteter på Tambar. Hydrokarboner transporteres derfor i rørledning til Ula. Tambar forsynes med strøm via kabel fra Ula.

I 2007 ble også Blenefeltet knyttet til Ula. Blane er en subseautbygning på engelsk sektor der prosesstrømmen går i rørledning til Ula for prosessering og videre eksport. Oselvar prosesseres også på Ula f.o.m medio april 2012.

Produksjonen fra Tambar, Blane og Oselvar vil ha en innvirkning på kjemikaliebruk og utslipp til sjø og luft på Ula. Dette er inkludert i denne rapporten basert på prinsippet om at utslippene rapporteres der de skjer.

Produksjonen på Ulafeltet var stengt ned fra 3.juni til 28.juli 2013 i forbindelse med planlagt revisjonsstans. Den planlagte stansen ble forlenget fra slutten av juni til 28. juli fordi det ble oppdaget avleiringer i produsertvannsystemet som måtte fjernes før produksjon ble startet opp igjen.

Det ble i 2013 produsert fra 3 brønner på Tambar, mot 2 foregående år. Den 3. brønnen produserer også vann. Siden Tambar produserer til Ula er det heller ikke produksjon fra Tambar når Ula er stengt ned.

Følgende beredskapsøvelser er gjennomført på land for Ulafeltet i 2013:

- 25.01.13 Oljevern
- 04.09.13 Kriminell handling
- 13.09.13 Well Incident Response Team

1.2 Eierandeler

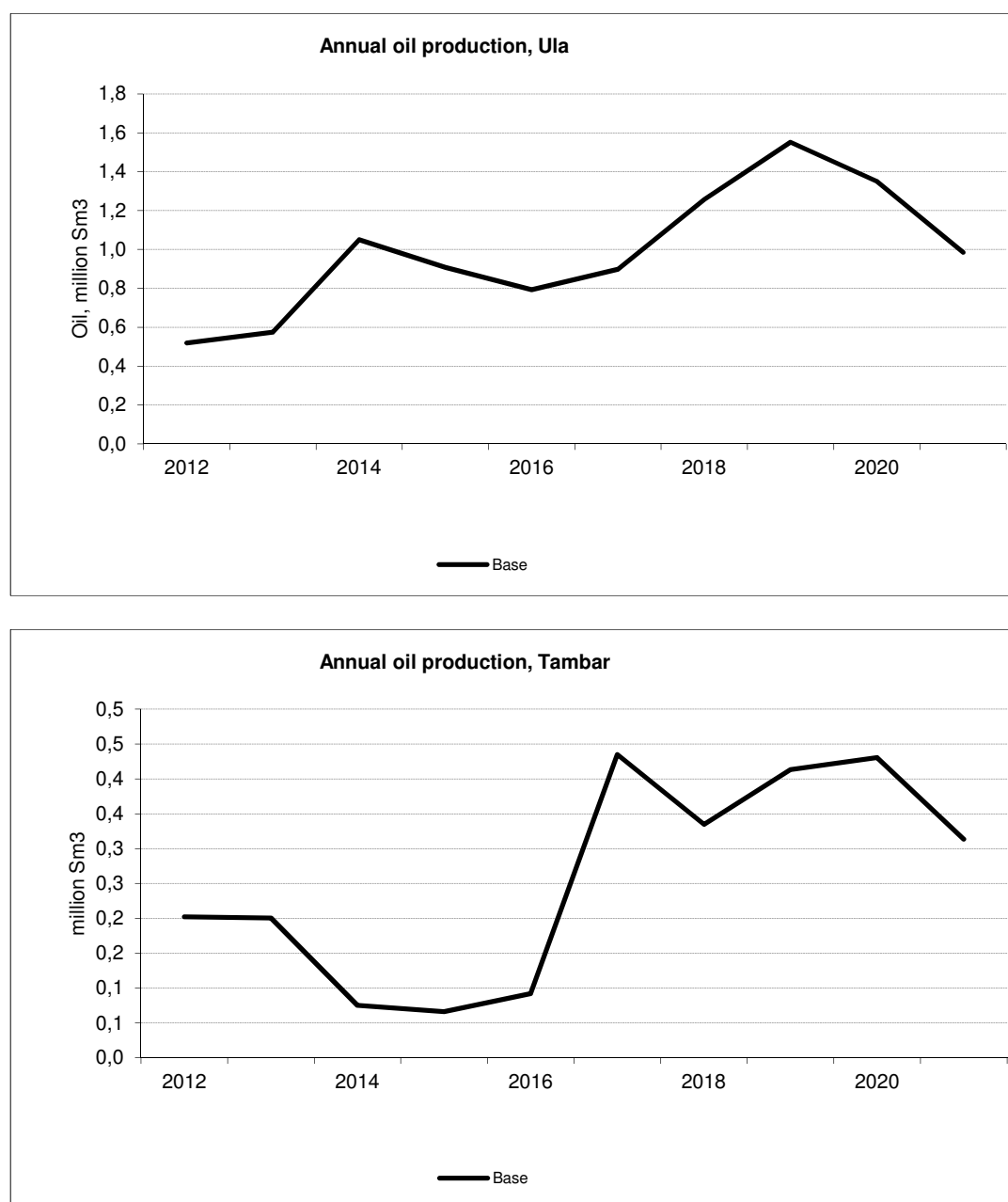
Tabell 1 – Eierandeler på Ulafeltet

Operatør/partner Ula	Eierandel
BP Norge AS	80,0 %
Dong Norge AS	20,0 %

Produksjon av olje og gass

Tabell 2 – Oversikt over utvinnbare og gjenværende reserver, per 31.12.12 (kilde www.npd.no)

Utvinnbare reserver Ula				Gjenværende reserver Ula			
Olje [mill Sm ³]	Gass [mrd Sm ³]	NGL [mill tonn]	Kondensat [mill Sm ³]	Olje [mill Sm ³]	Gass [mrd Sm ³]	NGL [mill tonn]	Kondensat [mill Sm ³]
87,9	3.90	4,0	0.00	15,7	0.00	1,4	0.00
Utvinnbare reserver Tambar				Gjenværende reserver Tambar			
Olje [mill Sm ³]	Gass [mrd Sm ³]	NGL [mill tonn]	Kondensat [mill Sm ³]	Olje [mill Sm ³]	Gass [mrd Sm ³]	NGL [mill tonn]	Kondensat [mill Sm ³]
9.5	2.00	0,5	0.00	0,6	0,2	0.00	0.00



Figur 1 – Oljeproduksjon på Ula og Tambar (Prognose fra RNB 2014)

Tabell 3 – EEH-tabell 1.0a Status forbruk**Ula**

Måned	Injisert gass (m3)	Injisert sjøvann (m3)	Brutto faklet gass (m3)	Brutto brenngass	Diesel (l)
januar	22474000	160103	468589	4804272	166000
februar	45597000	72360	402618	5670440	-27000
mars	26994000	187977	731593	5803535	129000
april	24657000	144327	1638058	5031053	424000
mai	32120000	119143	2086479	4297766	449500
juni	959000	5264	36117	59365	1300000
juli	2006000	284	207411	378568	1067200
august	34601000	153380	426654	4258848	-103000
september	23112000	92709	951949	3428855	734500
oktober	29502000	164099	922005	5200281	971600
november	28321000	160291	390866	4976566	-56000
desember	30727000	185765	636811	5338541	321000
	301070000	1445702	8899150	49248090	5376800

Tambar

Måned	Injisert gass (m3)	Injisert sjøvann (m3)	Brutto faklet gass (m3)	Brutto brenngass	Diesel (l)
januar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
februar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
mars	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
april	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
mai	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
juni	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
juli	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
august	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
september	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
oktober	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
november	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
desember	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabell 4 – EEH-tabell 1.0b Status produksjon**Ula**

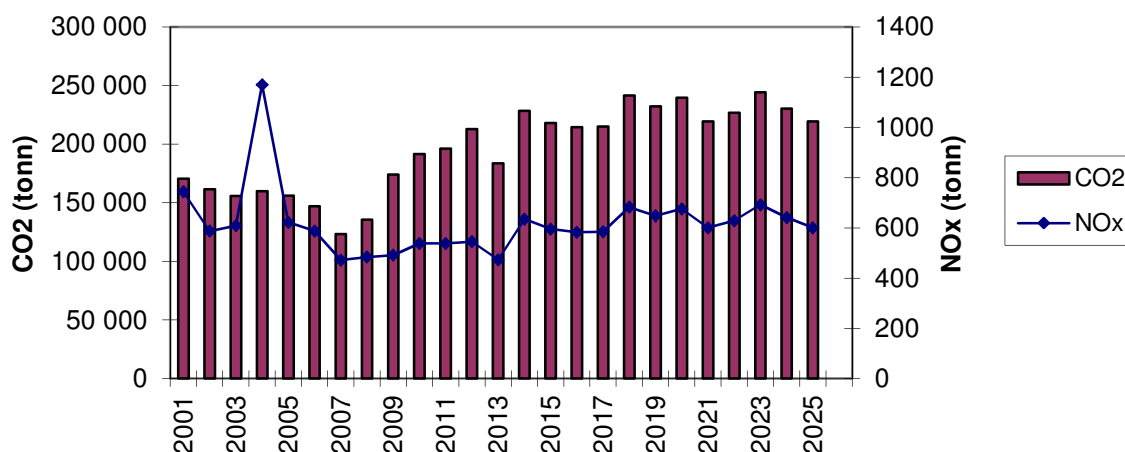
Måned	Brutto olje (m3)	Netto olje (m3)	Brutto kondensat (m3)	Netto kondensat (m3)	Brutto gass (m3)	Netto gass (m3)	Vann (m3)	Netto NGL (m3)
januar	56632	51992	0.0	0.0	14361000	0.0	116639	2383
februar	73301	67234	0.0	0.0	33959000	0.0	202900	2553
mars	75080	69613	0.0	0.0	18044000	0.0	205166	2598
april	60782	55289	0.0	0.0	17301000	0.0	172498	2619
mai	44515	43565	0.0	0.0	31044000	0.0	134396	848
juni	500	461	0.0	0.0	1054000	0.0	2818	15
juli	7662	7178	0.0	0.0	2529000	0.0	9972	268
august	71710	66727	0.0	0.0	35261000	0.0	149821	2282
september	53583	48274	0.0	0.0	20510000	0.0	149602	2003
oktober	55898	50819	0.0	0.0	17538000	0.0	111838	2600
november	46160	40500	0.0	0.0	19089000	0.0	91056	2417
desember	48227	43072	0.0	0.0	19798000	0.0	101981	2294
	594050	544724	0.0	0.0	230488000	0.0	1448687	22880

Tambar

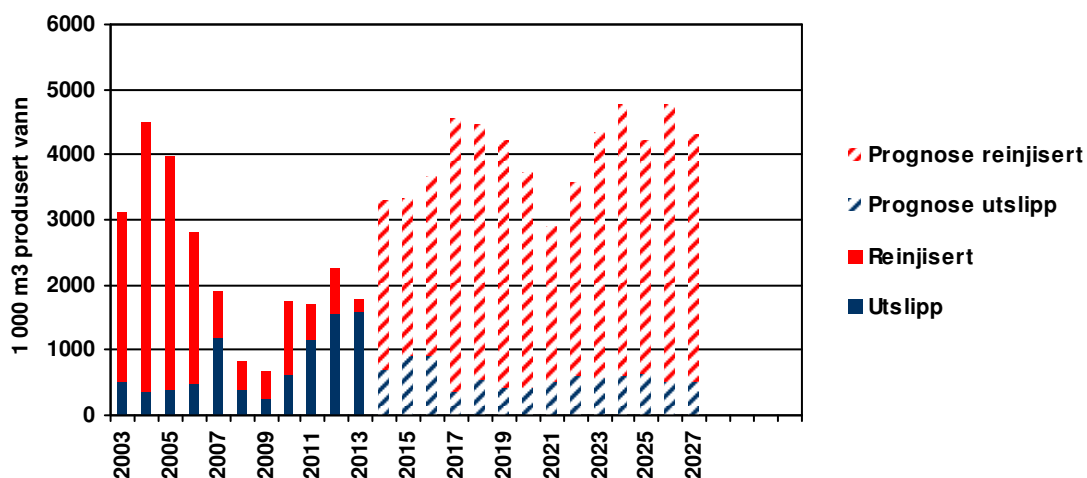
Måned	Brutto olje (m3)	Netto olje (m3)	Brutto kondensat (m3)	Netto kondensat (m3)	Brutto gass (m3)	Netto gass (m3)	Vann (m3)	Netto NGL (m3)
januar	16868	15362	0.0	0.0	2729000	0.0	148	741
februar	37517	33731	0.0	0.0	6821000	0.0	644	1736
mars	31947	29030	0.0	0.0	5167000	0.0	1423	1348
april	30441	27713	0.0	0.0	5332000	0.0	2171	1316
mai	15026	13748	0.0	0.0	2351000	0.0	1330	617
juni	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1	0.0
juli	360	335	0.0	0.0	54000	0.0	62	14
august	6115	5698	0.0	0.0	965000	0.0	419	205
september	13525	12950	0.0	0.0	2368000	0.0	1318	450
oktober	32458	30538	0.0	0.0	4749000	0.0	306	1040
november	32106	30067	0.0	0.0	4566000	0.0	256	971
desember	42828	40359	0.0	0.0	6699000	0.0	2702	1183
	259191.0	239531.0	0.0	0.0	41801000.0	0.0	10780	9621.0

Merk at dataene i Tabell 3 og Tabell 4 er gitt i Environmental Hub av OD. I resten av rapporten er egne tall benyttet.

1.3 Kort oppsummering av utslippsstatus



Figur 2 - Historiske utslipp samt prognoser for CO₂ og NO_x (data fra RNB2014)



Figur 3 - Historiske data samt prognoser for utslipp og reinjeksjon av produsert vann (data fra RNB2014)

1.4 Gjeldende utslippstillatelser og avvik

Tabell 5 viser gjeldende utslippstillatelser på Ula:

Tabell 5 – Utslippstillatelser gjeldende på Ula

Utslippstillatelse	Dato	Referanse
Tillatelse etter forurensningsloven for produksjon og produksjonsboring på Ulafeltet - BP Norge AS	12.09.2013	2013/529
Endring av tillatelse til bruk av gass og vann sporingstoff på Ula – BP Norge AS	19.06.2013	2011/426 448.1
Tillatelse til forbruk av kjemikalier med stoff i rød kategori for fjerning av avleiringer på Ulafeltet- BP Norge	03.07.2013	2013/529
Klimavotetillatelse – Ula feltet	03.12.2013	2013/712

I 2013 er det ikke tatt prøver av drenasjevann fordi pumpen som brukes til å ta prøvene har vært ute av drift. Som kompensierende tiltak er frekvensen på kjøring av seasump pumpe økt for å sikre at det ikke akkumulerer seg oljerester i seasump som kan gå ut med vannet. Analyser fra 2012 er lagt til grunn ved rapportering. Se kapittel 3 Utslipp til vann for mer utfyllende informasjon.

I forbindelse med søknad om bruk av rødt produkt til fjerning av avleiring i produsertvann-systemet ble det gjort en feil i søknadsprosessen: i søknad ble forbruk oppgitt i liter, men tillatelsen ble gitt for kg. Forbruket av rødt produkt er derfor høyere enn angitt i tillatelsen. Saksbehandler for søknaden ble informert om dette da det ble oppdaget og BP ble bedt om å inkludere dette i årsrapporten. Det var ingen utslipp til sjø i forbindelse med denne behandlingen.

Det er i 2013 kun utført 2 analyser på radioaktivitet i produsert vann. En prøve tatt 31.12.12 og en fra april 2013. Kommunikasjonssvikt i forbindelse med utsettelse av prøvetaking ved revisjonsstans er grunn til manglende prøvetaking i 2013. Dette vil bli fulgt opp for 2014 for å sikre at prøvetaking blir gjennomført ihht prosedyre.

Når det gjelder bruk av rødt rørledningskjemikalie (rød andel) ligger vi godt innenfor tillatelsen som er på 53 tonn. Utslipp av gule produksjonskjemikalier ligger også innenfor det som er anslått mengde i tillatelsen. Endringer i forhold til fjoråret er kommentert under hvert bruksområde.

Uhellsutslipp er beskrevet i kapittel 8.

1.5 Kjemikalier som er prioritert for substitusjon

Tabell 6 - Kjemikalier som er prioritert for substitusjon

Kjemikalie for substitusjon	Kommentarer	Status
Kem seal Og A 445N	Røde contingency kjemikalier ble gitt tillatelse til bruk og utslipp i 2009. Dette er beredskaps-kjemikalier som er aktuelle i work-over / slot recovery fasen. Disse kjemikaliene er komponenter i Kill Pill og er designet for å tåle høy temperatur over lengre tid.	Ikke forbruk i 2013
IC-Dissolve 1	I forbindelse med revisjonsstansen på Ula ble det oppdaget avleiringer i produsert vann systemet. Det ble tatt prøver av avleiringene og testet ut kjemikalier for å fjerne avleiringene. Det ble søkt egen tillatelse for bruk, men ingen utslipp av dette røde kjemikaliene.	Engangsbruk i 2013
LP-100 Flow improver	LP-100 Flow Improver er ett rødt produkt og det finnes pr. i dag ikke gule produkter med dokumentert effekt i feltapplikasjoner, selv i høyere konsentrasjoner. I 2011 har leverandøren arbeidet med å få ned andel av rød andel i produktet som er gått fra 19,18 % til 0,91% for LP 100 og på LP Winter er andel rødt stoff gått ned fra 21,16 til 1,06 %	Redusert rød andel i produkt fra ca 20% til 1% . Ingen utslipp til sjø.
1.3.5-PTMCH	Det er også brukt ett gass sporingsstoff som inneholder stoff i sort kategori, i brønn og søkt egen tillatelse til dette formålet. Benyttes for å se hvordan gass som blir injisert som trykkstøtte fordeler seg i reservoaret. Denne informasjonen kan så brukes for å optimalisere injeksjonen til reservoaret og dermed optimalisere utvinningen og energibruken på feltet.	Søkt om forbruk i 2013 og 2014
IFE-WT-11	Det er brukt ett vannsporingstoff som inneholder ett stoff i rød kategori, i brønn og søkt egen tillatelse for dette formålet. Benyttes for å se hvordan vann som blir injisert som trykkstøtte fordeler seg i reservoaret. Denne informasjonen kan så brukes for å optimalisere injeksjonen til reservoaret og dermed optimalisere utvinningen og energibruken på feltet.	Søkt om forbruk i 2013 og 2014

1.6 Status for nullutslippsarbeidet

Tabell 7 – Status for nullutslippsarbeidet

Tiltaksbeskrivelse	Status	Kommentar
ISO 14001	Grønn	BP Norge ble ISO 14001 sertifisert i 1997. Resertifisering ble foretatt i 2012. Det foretas årlige oppfølgingsrevisjoner av ekstern revisor.
Oppsamling og re-injeksjon av produsert oljeholdig sand eller kalk fra reservoaret	Grønn	Evt. produksjon av sand fra Tambar vil kunne bli felt ut i separatorene på Ula. Dersom dette skulle skje vil det bli fraktet til land for behandling.
Oppsamling og re-injeksjon av sementkjemikalier & overskuddsment	Grønn	Problemer med reinjeksjonsbrønnen på Ula har ført til at avfall er fraktet til land for behandling.
Gjenbruk og gjenvinning av borevæsker	Grønn	Borevæsker blir gjenbrukt/gjenvunnet der det er mulig.
Redusere utslipp fra legging og drift av rørledninger. Begrense utslipp gjennom materialvalg og kjemikaliesubstitusjon.	Grønn	Medio 2007 ble ny rørledning satt i drift mellom Ula-Tambar (13%Cr) som erstatning for UGIP rørledning. Forbruket av korrosjonshemmer falt da bort.
Re-injeksjon av produsert vann til reservoaret for trykkstøtte	Gul	Gjennomført siden 1995. Vi står ved PWRI som primært tiltak for null utslipp på Ula. Det har i flere år vært mindre reinjeksjon enn ønsket på grunn av problemer med reinjeksjonspumpene. I 2013 har det i tillegg vært problem med vannkjølere. Redesign av seal pågår for å prøve å fikse problemet med pumpene, og rutiner for vedlikehold av kjølere er endret.
Utfasing av potensielt miljøskadelige kjemikalier	Grønn	Utfasingsarbeidet er oppsummert ovenfor i Tabell 6.

1.7 Miljøprosjekter / forskning og utvikling

BP Norge AS startet arbeidet med å implementere formelt energiledelsessystem i 2012. Vi har benyttet standarden ISO 50001 som en rettesnor på krav til innhold til ett energiledelses system. Systembeskrivelsen av energistyringssystemet er implementert i allerede etablert miljøstyringssystem. En viktig første aktivitet var å etablere en prosess for energikartlegging. Formålet med kartleggingen var å identifisere de viktigste energiforbrukere på hver plattform (pumper, kompressorer, turbiner osv.) samt å etablere en «baseline». Resultatene fra energikartleggingen dannet grunnlaget for de neste trinnene. De neste trinnene ble å identifisere hva slags forbedringer kunne gjennomføres, og hva slags styringstiltak bør være på plass for å sikre at de betydelige forbrukere drives som optimalt som mulig. Energikartleggingen for Ula ble slutført i 2013. DNV har vært engasjert for å bistå BPN i arbeidet.

1.8 Aktive brønner

Tabell 8 – Brønnstatus 2013

Innretning	Produsent	Vanninjektor	WAG ¹
Ula	5	0	4
Tambar	3		

¹ Water Alternating Gas

2 Utslipp fra boring

Det er gjennomført brønnoverhaling i form av rekomplettering av 1 brønn på Ula i 2013. Tabell 9 og Tabell 10 gir oversikt over forbruk av oljebasert borevæske i 2013. Det ble ikke generert kaks under brønnoverhalingen. Det er ikke benyttet vannbasert- eller syntetisk borevæske i 2013.

Tabell 9 EEH 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)
7/12-A-15 A	0	0	92.07	53.625	145.695
	0	0	92.07	53.625	145.695

Tabell 10 EEH tabell 2.4 Disponering av kaks ved boring med oljebasert 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)
7/12-A-15 A	0	0	0.0	0	0	0	0.0
	0	0	0.0	0	0	0	0.0

3 Utslipp til vann

3.1 Olje-/vannstrømmer og renseanlegg

3.1.1 Utslippsstrømmer og vannbehandling

Oljeholdig vann fra Ula kommer fra følgende kilder:

- Produsertvann
- Drenasjesystem for åpent avløpsvann

Produsertvann fra samtlige separatorene på Ula renses ved hjelp av hydrocycloner og avgasses før det reinjiseres til reservoaret for trykkstøtte og fortregning av olje. I perioder der reinjeksjonssystemet ikke er operativt, slippes det rensede vannet ut på sjøen. All olje som renses fra oljeholdig vann ledes tilbake til produksjonsprosessen for eksport.

En oversikt over utslipp av oljeholdig vann er gitt i Tabell 12. Figur 4 viser historisk utvikling.

Akutt utslipp er rapportert i kapittel 8 og er ikke inkludert i kapittel 3.

3.1.2 Analyse og prøvetaking av produsertvann

Prøvetakingspunkt for produsertvann er lokalisert nedstrøms produsertvannkjølerne. Produsertvannet på Ula går normalt til reinjeksjon. Så lenge vannet går til reinjeksjon tas det en daglig spotsjekk av vannet for analyse. Resultatet rapporteres i den daglige lab-rapporten.

Når vannet slippes til sjø tas det en daglig komposittprøve basert på tre prøvetakninger i døgnet.

Oljekonsentrasjon i produsertvannet analyseres ved hjelp av fluorescens. Oljen i produsertvannprøven ekstraheres ved hjelp av pentan og ekstraktets fluorescens måles i Arjay Fluorcheck 2000. Metoden er kvalifisert for Ula opp mot standarden ISO 9377-2. Prøvene utføres av laboratorietekniker på plattformen, og rapporteres daglig til driftsleder ombord. En gang i måneden utføres en kontrollanalyse av et uavhengig laboratorium på land (West Lab). Denne brukes ved utarbeidelse av korrelasjonsfaktor for ISO-korrelert verdi.

Det er ikke tatt prøver av drenasjevann i 2013 fordi pumpen som brukes til å ta prøvene har vært ute av drift. Som kompenserende tiltak er frekvensen på kjøring av seasump pumpe økt for å sikre at det ikke akkumulerer seg oljerester i seasump som kan gå ut med vannet.

Saken er jevnlig fulgt opp mot leverandør for å få tak i ny pumpe/deler uten å lykkes. Dette følges nå opp mot andre leverandører for å få en fungerende pumpe på plass. Ved rapportering for 2013 er analysedata fra 2012 lagt til grunn. Av de 3 siste årene er det 2012 som har høyest verdi for olje i vann.

3.1.1 Omregningsfaktorer

I 2013 har BP arbeidet med å innføre 3-månedlig faktor for olje i vann. Korrelasjonsfaktor beregnes av West Lab og er basert på de 12 siste målinger av olje i vann ved GC og Arjay. Resultat funnet ved måling av olje i vann ved Arjay divideres med oppgitt faktor før rapportering.

For Ula ble første korrelasjonsfaktor i nytt system mottatt 30.09.2013. Før dette ble det brukt faktor basert på korrelasjonsstudie gjennomført av West Lab i 2006. Tabell 11 Tabell 1 viser faktorer bruk i 2013.

Tabell 11 - korrelasjonsfaktorer bruk i 2013

Gyldig fra	Faktor
01.01.2013	2,41

30.09.2013	1,9
------------	-----

3.1.2 Usikkerhet i vanndata

BP Norge arbeider ut fra Norsk olje og gass sin retningslinje 085 (Anbefalte retningslinjer for prøvetaking og analyse av produsert vann). Prøver for å karakterisere produsert vann skal tas 2 ganger pr år, med 3 paralleller.

BP samarbeider med Intertek West Lab i forbindelse med prøvetaking og analyse av produsert vann. Intertek West lab er sertifisert ihht ISO-IEC 17025² og laboratoriet håndterer rundt 30 000 prøver i året for analyse og testing.

I forbindelse med halvårlige miljøprøver og radioaktivitetsanalyser organiserer Intertek West Lab utsendelse av flasker sammen med prosedyre for prøvetaking. Hver måned foretas det prøvetaking av to parallellprøver. Den ene prøven analyseres offshore og den andre sendes til Intertek West Lab, sammen med en prøve av fersk, stabilisert råolje til kalibrering av instrumentet. Prøven som blir sendt til land analyseres både ved UV-fluorescens og GC/FID. Dette gjøres for å sikre at analyse resultatene offshore ligger innenfor aksepterte feilmarginer.

I løpet av 2013 er det innført 3-månedlig faktor ved alle BPs felt. Denne er basert på de resultater fra de 12 siste målingene. Se Omregningsfaktor kapittel 3.1.1.

I tillegg gjennomfører Intertek West Lab årlig revisjon av prøvetaking og analyse av olje i vann ved Arjay metoden offshore. Denne ble sist gjennomført 1.juli 2013 på Ula. Relativ usikkerhet er estimert til +/- 20% for resultater over 10 mg/l. For resultater under 10 mg/l er måleusikkerheten høyere, da instrumentet runder av til hele tall.

Prøvetaking

Det er forventet at selve prøvetakingen gir det største bidraget til usikkerhet i kjeden fra prøvetaking til ferdig resultat. Det er også denne som er vanskeligst å kvantifisere. Usikkerhetsmomenter ved prøvetaking av produsert vann inkluderer variasjoner i sammensetningen av produsert vann, svakheter ved prøvetakingspunktet, prøvetakingsprosedyrer (ink. kompetanse hos personell som utfører prøvetakingen) og bruk av emballasje/oppbevaring frem til analyse-laboratorie.

Disse usikkerhetsmomentene blir forsøkt kontrollert og redusert: Døgnprøver av produsert vann blir tatt som delprøver til forskjellige tidspunkter for å fange opp variasjoner gjennom døgnet. På Ula tas det 3 delprøver i løpet av et døgn, i perioder der produsert vannet slippes til sjø. Det vil variere fra felt til felt hva som er "normal variasjon" i sammensetning av produsert vann. På Ula blir også produksjon fra andre felt prosessert, og dette vil bidra til økt variasjon i sammensetningen av produsert vann. Ula tar imot olje, vann og gass fra Tambar, Blane og Oselvar.

Kompetanse til personell sikres gjennom opplæring og bruk av kvalifisert personell offshore til å ta prøvene. I BPs kompetansestyringssystem Kompas er det definert kompetansekrav for laboratorieteknikker, inklusiv krav relatert til analyse og prøvetaking. Laboratoriepersonell på Ula er innleid fra Intertek West Lab.

Analyselaboratoriet sender ut prøveflasker med instruksjoner for å sikre ensartet prøvetaking og oppbevaring.

Volummåling av vannstrøm

På Ula måles vannvolumet med en FLUXUS ADM 7407 ultralyd strømningsmåler. Kalibreringsbevis fra installering angir en usikkerhet på +/-1,6% ved målinger +/-0,01m/s.

Måleren ble installert i oktober 2012 og er underlagt 24 mnd rutine på vedlikehold/kalibrering.

Analyseusikkerhet

I oktober 2012 sendte BP en redegjørelse til Miljødirektoratet om usikkerhet i Arjay metoden sammenlignet med usikkerhet i ISO 9377-2. Redegjørelsen viste at estimert usikkerhet i månedlige utslipp av olje til sjø kun ville reduseres fra 10% til 5,7% ved å gå over til GC metoden offshore. Det var da forutsatt at korrelasjonsfaktoren er representativ. For å sikre en mer representativ korrelasjonsfaktor har BP i løpet av 2013 gått over til 3-månedlig faktor for Ula. Se kapittel 3.1.1 for mer informasjon. Bruk av 3-månedlig korrelasjonsfaktor vil redusere usikkerheten i olje til sjø data og en antar at denne vil ligge på 10%.

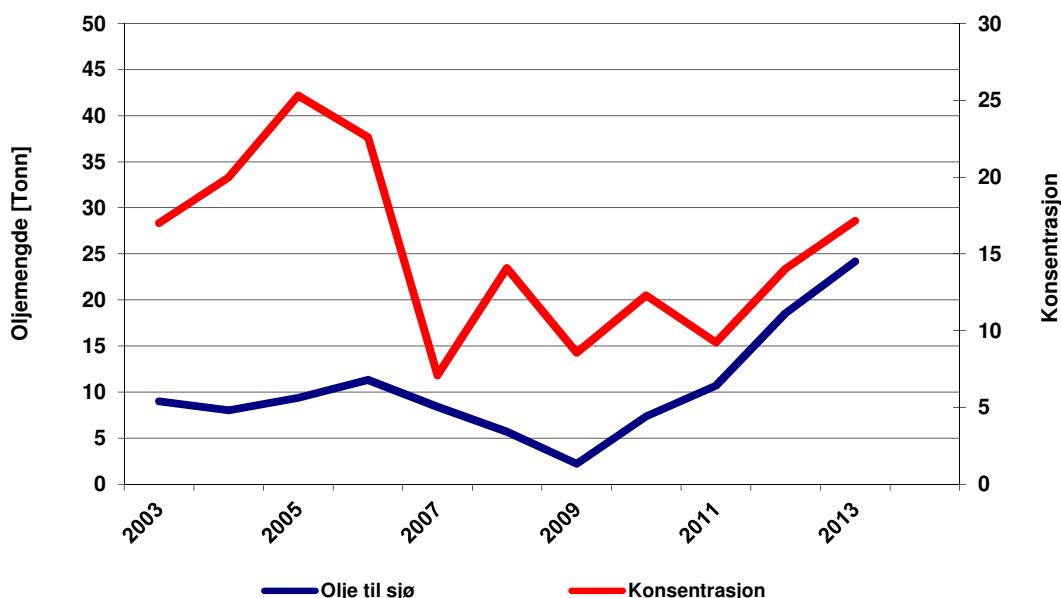
² ISO 17025 - Generelle krav til prøve- og kalibreringslaboratoriers kompetanse

Måleusikkerhet kan defineres som "et estimat som karakteriserer et intervall som dekker den sanne verdi". Ved å analysere på 3 paralleller får en et resultat med et standardavvik, og forventingen er at den reelle verdien befinner seg innenfor dette intervallet. Å analysere på 3 paralleller er dermed et virkemiddel for å få bedre oversikt over usikkerheten til komponenten som analyseres. Et måleresultat vil alltid ha en tilknyttet måleusikkerhet. Ved analyse av miljøprøvene brukes akkrediterte analyser og analysestandarder der dette er tilgjengelig. Absolutt og relativ usikkerhet er oppgitt i rapport fra analyselaboratorium (Intertek West Lab). Muligheten for å registrere usikkerhet sammen med analyseresultat er ikke benyttet for analysedata fra 2013, men dette bli gjort i 2014. Årsaken til at funksjonen ikke ble benyttet i 2013 var at miljødatabasen NEMS Accounter ble endret mhp analyser av miljøprøver i løpet av året, og data ble registrert uten at denne funksjonen var kjent. Når resultatet av en analyse er lavere enn kvantifiseringsgrensen benyttes halve kvantifiseringsgrensen for rapportering av utslipp av stoffet, ihht retningslinje. Dette kan da karakteriseres som teoretisk estimerte og ikke faktisk målte utslipp.

Usikkerhet for utslipp av radioaktive stoffer med produsert vann er beskrevet i egen rapport til Statens Strålevern.

For kjemikaliedata kommer i tillegg usikkerhet relatert til forbrukt mengde og andel som går til utslipp. Hvor stor andel av forbruket som går til utslipp baseres på tilgjengelig data for fordeling i olje og vann (analyseverdi for Log Pow) og best tilgjengelig kunnskap om vannmengde i systemene. Løseligheten i vann kan variere med vannkuttet.

3.2 Utslipp av olje



Figur 4 – Utslipp av olje og oljeholdig vann*

*Arjay-verdien for olje i vann (tidligere lagt inn som IR/Freon) har blitt benyttet i Figur 4 til og med 2006. Ettersom det fra 2007 kun er ISO-verdien som skal rapporteres, er korrelert ISO-verdi benyttet i figuren fra 2007. Grunnen til nedgangen i oljekonsentrasjon i 2007 er at ISO-verdien er lavere enn IR freon verdien.

I 2010 var det en 200 % økning av produsert vann mengder samtidig som snittverdien av olje i vann har vært noe høyere enn året før, noe som gav en økning i antall tonn olje til sjø. Produsertvann volumene i 2012 var også noe høyere enn 2011. Selv om det er produsert mindre vann i 2013 enn i 2012 er mengden produsert vann til utslipp på noenlunde samme nivå. Dette fordi mindre vann har

gått til reinjeksjon i 2013 enn i 2012. Kombinert med høyere konsentrasjon av olje i vannet blir det en oppgang i utslipp av olje til sjø i 2013.

På Ula er det fortsatt problemer med vanninjeksjonspumpene, noe som gir lav reinjeksjon av produsert vann og følgelig større andel vann til utslipp. Det har i 2013 både vært problemer med tetningsvann-systemet på pumpene og problemer med kjølere for produsert vann. Fordi pumpene ikke kan håndtere vann med for høy temperatur er reinjeksjon ikke mulig hvis vannet ikke blir kjølt tilstrekkelig. Reinjeksjonsgraden av produsertvann i 2013 var 11 % mot 27 % i 2012.

Brønnstrømmen fra Tambar, Blane og Oselvar blir behandlet på Ula, dermed er vann fra Tambar, Blane og Oselvar også inkludert i Tabell 12.

Blane-feltet fikk vanngjennombrudd i 2012. Vannet ut av Blane separator har høye olje i vann verdier, og det blir testet ulike «deoilere» og emulsjonsbrytere for å bøte på problemet.

Brønnsammensetningen påvirker verdien for olje i vann og vannet ut av Blane separatoren har generelt høye olje i vann verdier. I 2013 ble en nedstengt brønn startet opp på Tambar. Denne brønnen er en stor vannprodusert som også bidrar til dårlig vannkvalitet.

Tabell 12 – EEH-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	1589384.01	17.16095589186522		23.7807488 07400002	184110.81	1385747.33	19693.24	0
Drenasje	39599.6856	10.038		0.39750164 405280003	0	39599.6856	0	0
	1628983.7			24.18	184110.81	1425347.02	19693.24	0

3.3 Utslipp av forbindelser i produsertvann

Analyse av tungmetaller og andre stoffer i produsertvann ble foretatt i februar og oktober i 2013. Tre parallelle analyser ligger til grunn for konsentrasjonene.

For analyseresultat med konsentrasjoner over deteksjonsgrensen er analyseverdiene brukt, i motsatt tilfelle er 50% av deteksjonsgrense brukt.

3.3.1 Beskrivelse av metodikk for måling av tungmetallinnhold

Metodikk for tungmetaller: ICP-MS. Basert på EPA 200.8.
Kvikksølv (Hg) er analysert i henhold til mod. NS-EN 1483.
PAH/NPD er analysert i henhold til metode ISO 28540:2011

Analysene er utført av West Lab.

3.3.2 Beskrivelse av metodikk for måling av løste organiske komponenter

Metodikk for måling av løste organiske komponenter:

- Olje i vann er analysert med GC-FID.
- Analyser av metanol, BTEX og organiske syrer er utført ihht West Lab interne metode M-047.
- Alkylfenoler er analysert av ihht Westlab intern metode M-038.
- NPD og PAH er analysert av i henhold til metode ISO28540:2011

Analysene er utført av West Lab.

3.3.3 Mengde løste komponenter i produsertvann

Tabell 13 – EEH-tabell 3.2.1 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Olje i vann)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Olje i vann	Olje i vann (Installasjon)	77767.93591249957
		77767.94

Tabell 14 – EEH-tabell 3.2.2 Prøvetaking og analyse av produsertvann (BTEX)

Gruppe	Stoff	Utslipp (kg)
BTEX	Benzen	8762.492132986028
BTEX	Toluen	6300.747460852305
BTEX	Etylbenzen	393.0223843222571
BTEX	Xylen	5855.772810208352
		21312.03

Tabell 15 – EEH-tabell 3.2.3 Prøvetaking og analyse av produsertvann (PAH)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
PAH	Naftalen	823.6001324959349
PAH	C1-naftalen	1253.6819634112
PAH	C2-naftalen	755.0817566831508
PAH	C3-naftalen	779.3084888795213
PAH	Fenantren	73.0586089869527
PAH	Antrasen*	0.27888372878349504
PAH	C1-Fenantren	203.1582733105356
PAH	C2-Fenantren	163.6960483813002
PAH	C3-Fenantren	46.06855637693228
PAH	Dibenzotiofen	7.293617086588635
PAH	C1-dibenzotiofen	14.846045213310983
PAH	C2-dibenzotiofen	27.131136931435055
PAH	C3-dibenzotiofen	0.5607328182784571
PAH	Acenaftylen*	1.256949321562616
PAH	Acenaften*	7.922752333122155
PAH	Fluoren*	40.99283218782537

PAH	Fluoranten*	1.416306107270626
PAH	Pyren*	3.243425602153198
PAH	Krysen*	2.7732095223208755
PAH	Benzo(a)antrasen*	0.489024828342413
PAH	Benzo(a)pyren*	0.24108081877056103
PAH	Benzo(g,h,i)perylene*	0.509487050566659
PAH	Benzo(b)fluoranten*	0.521664443803767
PAH	Benzo(k)fluoranten*	0.015014433745817003
PAH	Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	0.043120715391809006
PAH	Dibenz(a,h)antrasen*	0.05934809377557501
		4207.25

Tabell 16 – EEH-tabell 3.2.4 Prøvetaking og analyse av produsertvann (NPD)

Utslipp (kg)
4147.76

Tabell 17 – EEH-tabell 3.2.5 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Sum 16 EPA-PAH (med stjerne))

Utslipp (kg)	Rapporteringsår
59.76	2013

Tabell 18 – EEH-tabell 3.2.6 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Fenoler)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Fenoler	Fenol	3926.284101620475
Fenoler	C1-Alkylfenoler	3034.73352231592
Fenoler	C2-Alkylfenoler	1931.9496339906693
Fenoler	C3-Alkylfenoler	346.6768303572322
Fenoler	C4-Alkylfenoler	61.19206007789786
Fenoler	C5-Alkylfenoler	31.345479610190836
Fenoler	C6-Alkylfenoler	0.907598401002359
Fenoler	C7-Alkylfenoler	2.2216499356428194
Fenoler	C8-Alkylfenoler	0.36409610359985506
Fenoler	C9-Alkylfenoler	0.206710404894037
		9335.88

Tabell 19 – EEH-tabell 3 .2 .7 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Sum Alkylfenoler C1-C3)

Alkylfenoler C1 - C3 Utslipp (kg)
5313.36

Tabell 20 – EEH-tabell 3 .2 .8 Prøvetaking og analyse av produsertvann (C4-C5)

Alkylfenoler C4 - C5 Utslipp (kg)
92.54

Tabell 21 – EEH-tabell 3 .2 .9 Prøvetaking og analyse av produsertvann (C6-C9)

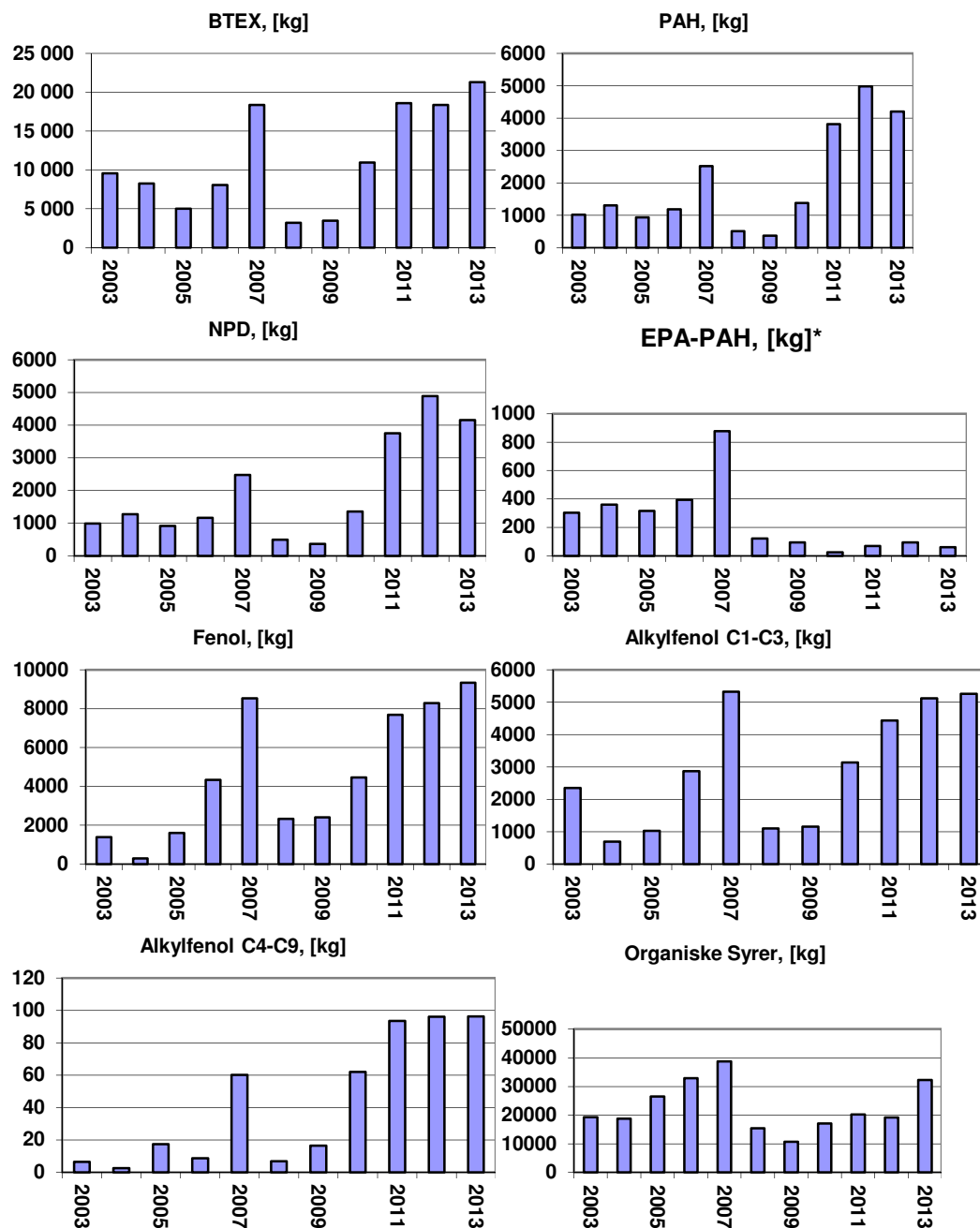
Alkylfenoler C6 - C9 Utslipp (kg)
3.70

Tabell 22 – EEH-tabell 3 .2 .10 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Organiske syrer)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Organiske syrer	Maursyre	1017.9016338594531
Organiske syrer	Eddiksyre	19981.429999538228
Organiske syrer	Propionsyre	2318.278447280644
Organiske syrer	Butansyre	1017.9016338594531
Organiske syrer	Pentansyre	1017.9016338594531
Organiske syrer	Naftensyrer	6928.736650000001
		32282.15

Tabell 23 – EEH-tabell 3 .2 .11 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Andre)

Gruppe	Forbindelse	Utslipp (kg)
Andre	Arsen	9.223761075317922
Andre	Bly	17.563746270558248
Andre	Kadmium	1.5312244704507303
Andre	Kobber	1.51325132758063
Andre	Krom	4.888104116580421
Andre	Kvikksølv	0.240663431674765
Andre	Nikkel	1.714608036239945
Andre	Zink	399.4597585267437
Andre	Barium	26948.53243667486
Andre	Jern	24828.242477312677
		52212.91



Figur 5 – Historisk utvikling i utslipp av komponenter i produsertvann.

(For komponenter som har konsentrasjoner over deteksjonsgrensen er analyseverdiene brukt, i motsatt tilfelle er 50% av deteksjonsgrense brukt.)

* Fra 2010 er naftalen og fenatren ikke inkludert i EPA – PAH. Verdien blir derfor mye lavere i forhold til tidligere år, siden spesielt naftalen gir et veldig stort bidrag.

Det er en topp i 2007 fordi det dette året ble sluppet ut mer produsert vann enn tidligere (pga installasjon av ny vann-injeksjonspumpe).

Den totale mengden produsert vann ble mer enn halvert fra 2007 til 2008, og dette er den vesentligste grunnen til de lave utslippene av komponenter i produsertvann i 2008. Den positive trenden fortsatte i 2009 med bakgrunn i noe mindre produsert vann til sjø enn året før. I 2010 økte vannproduksjonen med 200%, og dette gjenspeiles i de økte utslippene av komponenter. Videre økning i 2011, 2012 og 2013 skyldes at en lavere andel av produsertvannet er injisert og tilsvarende høyere andel har gått til utslipp. For 2012 kan økning i de aller fleste organiske komponenter (ca 30%) til dels tilskrives økt

produsert vann utslipp på ca 14% sammenlignet med fjoråret. Mengden produsert vann til utslipp i 2013 var omtrent det samme som i 2012.

Vanngjennombrudd på Blane i 2012 og dårlig separasjon av vannet fra Blane separator bidrar til økte verdier for komponenter i produsert vann. Brønnsammensetningen vil påvirke både mengden produsert vann og innholdet av naturlige komponenter i dette. I 2013 ble en nedstengt brønn på Tambar åpnet for produksjon igjen. Denne bidrar både til økte vannmengder og dårlig vann. Den historiske utviklingen er som vist i

Figur 5 – Historisk utvikling i utslipp av komponenter i produsertvann.

4 Bruk og utslipp av kjemikalier

Kjemikalier benyttet til de ulike bruksområder er registrert i BP Norges kjemikaliregnskap. Data herfra, sammen med opplysninger fra HOCNF³ beskrivelsene, er benyttet til å estimere utslipp.

Tabell 24 viser forbruk og utslipp av kjemikalier i 2013 for Ula og Tambar. Forbruk på Blane, Oselvar og Tambar er inkludert i kategori H, kjemikalier fra andre produksjonssteder. Figur 6 viser trend på forbruk og utslipp for begge felt.

Produksjon fra Ula og Tambar var stengt ned i juni og juli 2013 iforbindelse med revisjonsstans

4.1 Samlet forbruk og utslipp

Tabell 24 – EEH-tabell 4.1 Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier for Ula og Tambar, inklusive utslipp/reinjeksjon fra Blane og Oselvar.

Ula

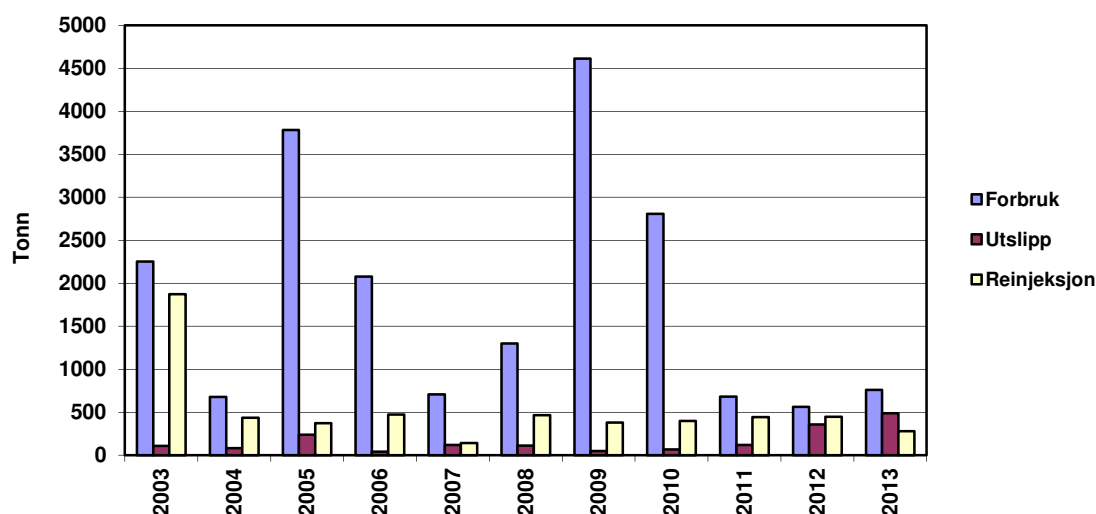
Bruksområdeggruppe	Bruksområde	Forbruk (tonn)	Utslipp (tonn)	Injisert (tonn)
A	Bore- og brønnbehandlingskjemikalier	246.84509	58.7358	0
B	Produksjonskjemikalier	144.19	76.8635743024	12.7905624605
C	Injeksjonsvannkjemikalier	315.65	83.07311	232.45238
F	Hjelpekjemikalier	16.13775	1.56	0.57775
G	Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen	39.52	0	0
H	Kjemikalier fra andre produksjonssteder	0	267.3061886048	35.2635644053
K	Kjemikalier for reservoarstyring	0.12	0.085	0.035
		762.46	487.62	281.12

Tambar

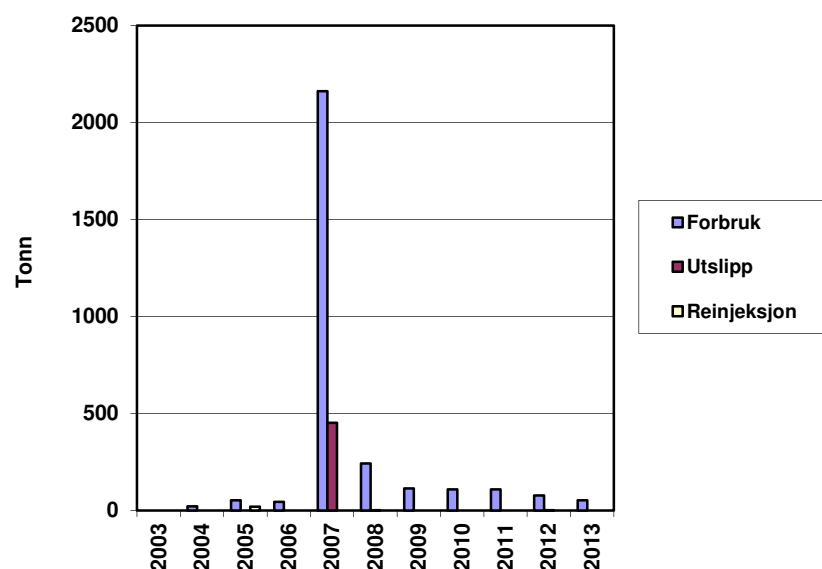
Bruksområdeggruppe	Bruksområde	Forbruk (tonn)	Utslipp (tonn)	Injisert (tonn)
B	Produksjonskjemikalier	8.087	0	0
D	Rørledningskjemikalier	46.51872	0	0
		54.61	0	0

³ Harmonized Offshore Chemical Notification Format

ULA



TAMBAR



Figur 6 – Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier, Ula øverst og Tambar nederst

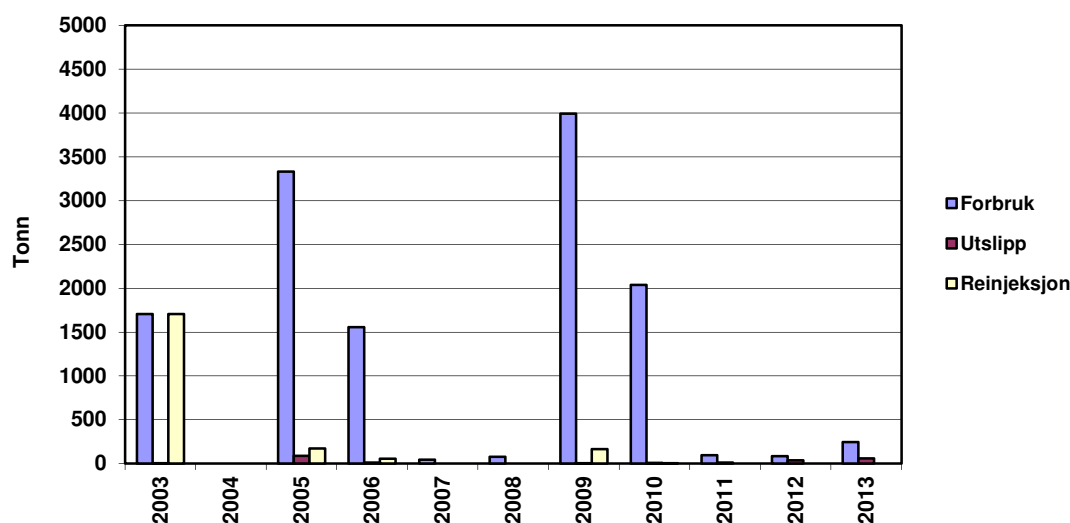
4.2 Bore- og brønnkjemikalier (Bruksområde A)

Forbruk, utslipp og reinjeksjon av bore- og brønnkjemikalier er beregnet av boreslam- og sementingeniørene på plattformen som logger det daglige forbruk og beregner utslipp ved hjelp av massebalanser. Det ble utført en brønnoverhaling på Ula i 2013.

Forbruket av bore- og brønnkjemikalier i 2013 er relatert til 1 brønnoverhaling på Ula, samt 1 scale squeeze jobb på Ula i 2013.

Det har ikke vært boring eller brønnarbeid på Tambar i 2013.

ULA



Figur 7 – Samlet forbruk og utslipp av bore- og brønnkjemikalier for Ula.

4.3 Produksjonskjemikalier (Bruksområde B)

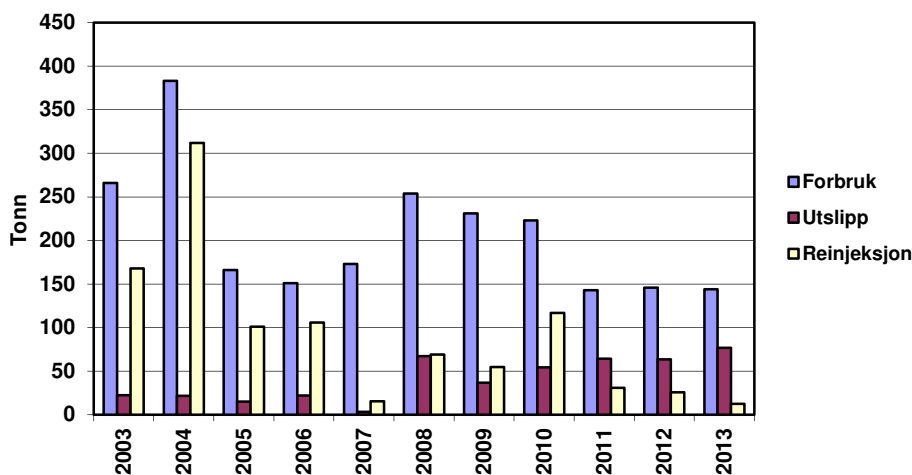
Forbruket av produksjonskjemikalier logges daglig av laboratorietekniker ombord. I tillegg føres månedlig oversikt over innkjøp av alle produksjonskjemikalier. For å beregne de faktiske utslippet er det tatt hensyn til andel produsert vann reinjisert, vurderinger på bakgrunn av produktenes oktanol/vann fordeling samt interne studier.

Forbruket av kjemikalier har gått litt ned, men utslippene har likevel gått litt opp som en følge av mindre injeksjon. Andelen produsert vann til reinjeksjon gikk ned fra 27% i 2012 til 11% i 2013.

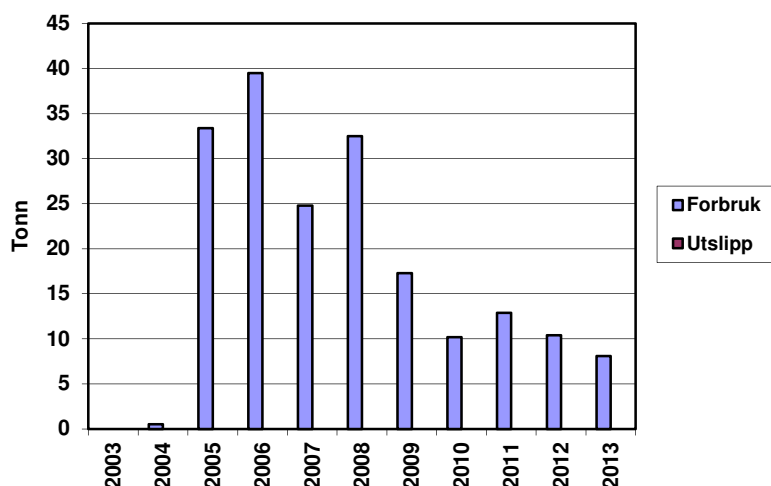
Det er sluppet ut omtrent samme mengder produsert vann i 2013 som i 2012. Forbruk av kjemikalier er noenlunde det samme de 3 siste årene. Andelen til utslipp har økt omtrent tilsvarende reduksjon i reinjeksjon av produsert vann for 2013.

Produksjonen fra Tambar har økt i 2013 sammenlignet med 2012 fordi det i 2013 er produsert fra 3 brønner mot 2 i 2012. Denne brønnen produserer vann, noe de andre to ikke gjør.

ULA



Tambar



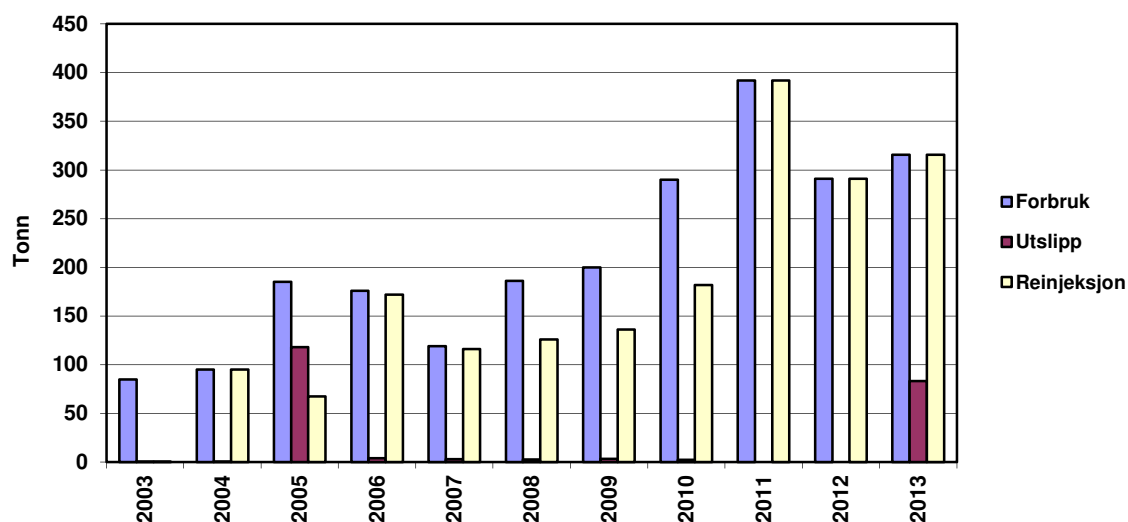
Figur 8 – Samlet forbruk og utslipp av produksjonskemikalier for Ula øverst og Tambar nederst.

4.4 Injeksjonskemikalier (Bruksområde C)

For 2012 ser vi en nedgang i bruk av biosid på 36 tonn og oksygenfjerner på 57 tonn som forklarer nedgangen av injeksjonskemikalier. Økning i forbruk i 2013 skyldes bruk av biosid for å kompensere for dårlig natriumhypokloritt-injeksjon.

Ved injeksjon tilsettes avleiringshemmer til produsert vannet. Utslipp av injeksjonskemikalier i 2013 skyldes avleiringshemmer. Denne blir tilsatt produsert vann som skal injiseres, men på grunn av problem med injeksjonsanlegget i 2013 ble noe av dette sluppet ut i stedet. Se kapittel 3.2 for mer informasjon om reinjeksjon i 2013.

Det er ikke benyttet injeksjonskemikalier på Tambar i 2013.

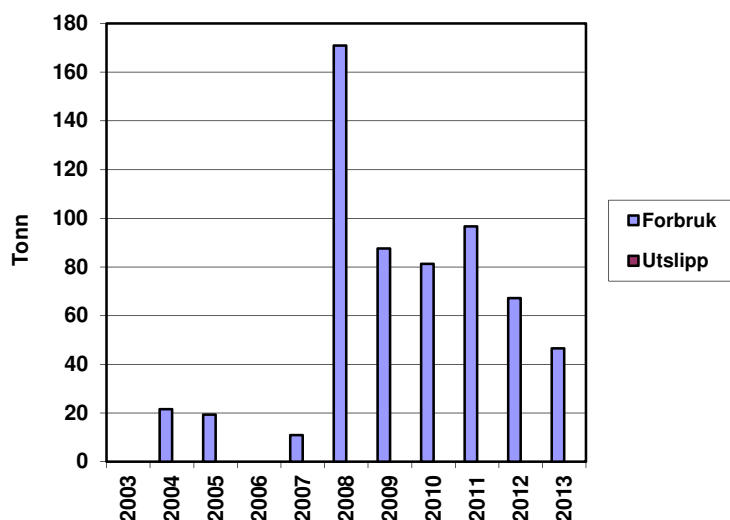


Figur 9 – Samlet forbruk og utslipp av injeksjonskemikalier Ula

4.5 Rørledningskemikalier (Bruksområde D)

Det er ikke benyttet rørledningskemikalier på Ula i 2013.

Det ble i 2011 gjennomført testing og optimalisering av friksjonsreducerende kemikalier på Tambar. Konklusjonen var at tilstrekkelig effekt kunne oppnås med lavere forbruk. Dette viser igjen i forbruk påfølgende år.



Figur 10 – Samlet forbruk og utslipp av rørledningskemikalier Tambar

4.6 Gassbehandlingskemikalier (Bruksområde E)

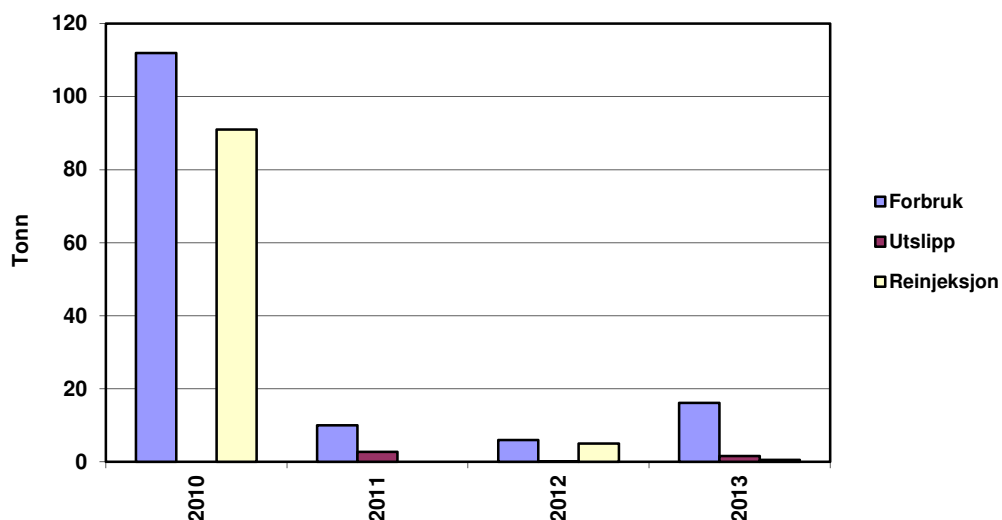
Det er ikke benyttet gassbehandlingskemikalier på Ula eller Tambar i 2013.

4.7 Hjelpekjemikalier (Bruksområde F)

I 2007, 2008 og 2009 var rapportert forbruk av hjelpekjemikalier mye høyere enn årene før og etter. På grunn av dette viser Figur 11 kun data fra og med 2010.

I 2010 ble scale squeeze kjemikalier feilaktig rapportert som hjelpekjemikalier. I 2012 ble utslipp av brannskum rapportert som hjelpekjemikalier. Forbruk og utslipp av brannskum i 2013 er oppgitt i Tabell 25. Dette er ikke rapportert som hjelpekjemikalier på samme måte som i fjor. Utslipp av brannskum skjer i forbindelse med funksjonstester av anlegget.

Økt forbruk i 2013 skyldes økt forbruk av korrosjonshemmer og natriumhydroksid på kjølesystem. Det ble i tillegg utført en avleiringsfjernings-operasjon på produsertvann-anlegg på Ula i 2013 i forbindelse med revisjonsstans. Det er egen tillatelse for bruk av dette kjemikalie. Det var ingen utslipp.



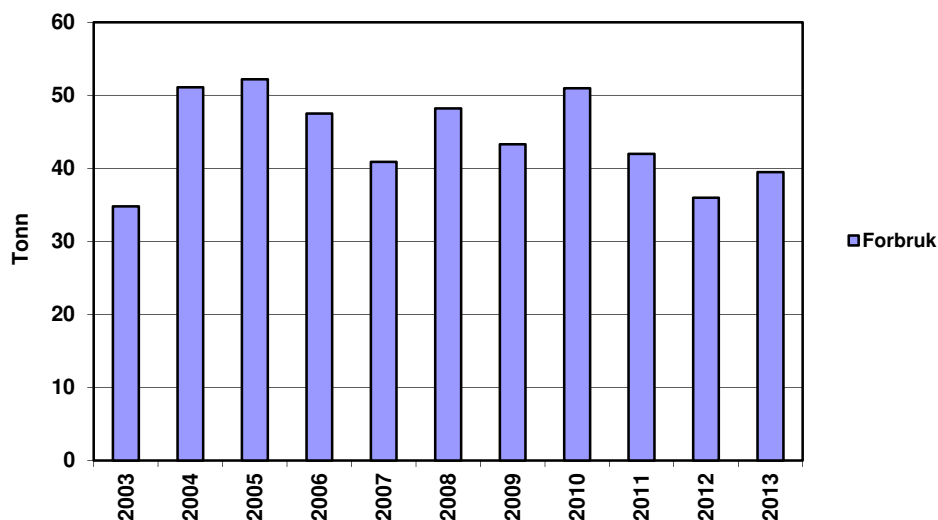
Figur 11 – Samlet forbruk og utslipp av hjelpekjemikalier på Ula og Tambar

Tabell 25 - Forbruk og utslipp av brannskum

Felt	Plattform	Type skum	Forbruk i kg	Utslipp i kg	Miljøklassifisering, produkt
Ula	Alle	Arctic Foam 201 AFFF 1%	243,8	243,8	Svart

4.8 Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen (Bruksområde G)

Eventuelle utslipp av korrosjonshemmere skjer ved Teesideterminalen i England.



Figur 12 – Samlet forbruk av kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen, Ula

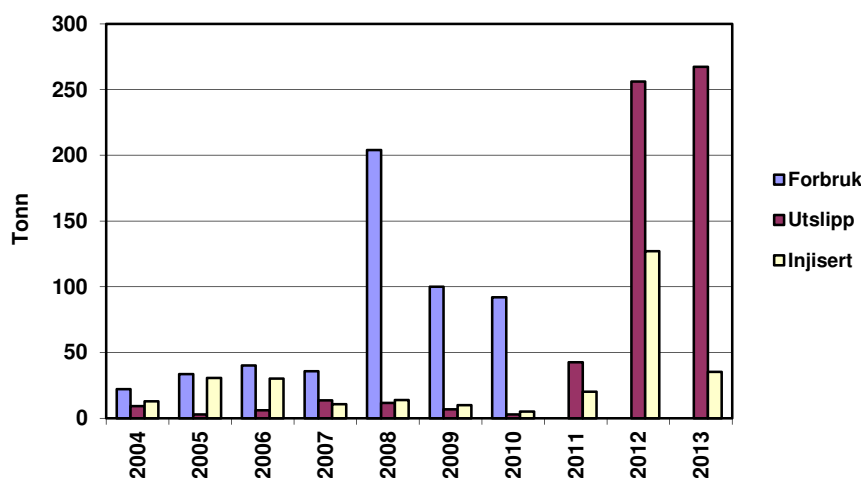
Endringene følger endringene i volumene som er eksportert.

Tambar har ikke eksportkjemikalier.

4.9 Kjemikalier fra andre produksjonssteder (Bruksområde H)

Det er fra og med 2008 mottatt kjemikalier med produksjonsstrømmen fra Tambar og Blane, og etter hvert Oselvar. Det er som følge av dette benyttet en større andel friksjonsreducerende kjemikalier etter dette sammenlignet med tidligere rapporteringsår. Forbruket ligger på Tambar, Blane og Oselvar.

I 2012 var det en økning på ca 200 tonn kjemikalier til utslipp og 100 tonn til reinjeksjon grunnet introduksjon av Oselvar prosess strøm i april. Det er hovedsakelig økt bruk av MEG ved oppstart og nedstengning av Oselvar som har ført til denne økningen. MEG brukes for å hindre hydratformasjon. Ytterligere økning i utslipp i 2013 skyldes at en større andel av produsert vannet har gått til utslipp, samt forbruk av MEG på Blane i forbindelse med oppstart og nedstenging.



Figur 13 – Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier fra andre produksjonssteder

4.10 Sporstoffer (Bruksområde K)

Det injiseres vann og gass på Ula feltet for å opprettholde reservoartrykk og for å fortrenge olje.

Det ble i april 2013 søkt om forbruk av gass- og vannsporingstoff i 2013 og 2014. Bruk av disse gjør det mulig å beregne hvordan gass og vann som blir injisert som trykkstøtte fordeler seg i reservoaret. Denne informasjonen kan så brukes for å optimalisere injeksjonen til reservoaret og dermed optimalisere utvinningen og energibruken på feltet.

Det ble injisert 0,12 tonn vannsporingstoff i to brønner i 2013. Vannsporingstoffene følger vannfasen og blir reinjisert eller sluppet til sjø.

5 Miljøvurdering av kjemikalier

Basert på stoffenes iboende egenskaper, er disse gruppert som følger:

- Svarte: Kjemikalier som det kun unntaksvis gis utslippstillatelse for (gruppe 1-4)
- Røde: Kjemikalier som skal prioriteres spesielt for substitusjon (gruppe 6-8)
- Gule: Kjemikalier som har akseptable miljøegenskaper ("Andre kjemikalier")
- Grønne: PLONOR-kjemikalier og vann

De ulike bruksområdene for kjemikaliene er i Tabell 26 oppsummert mht mengder av miljøklassene gule, røde og svarte stoffgrupper

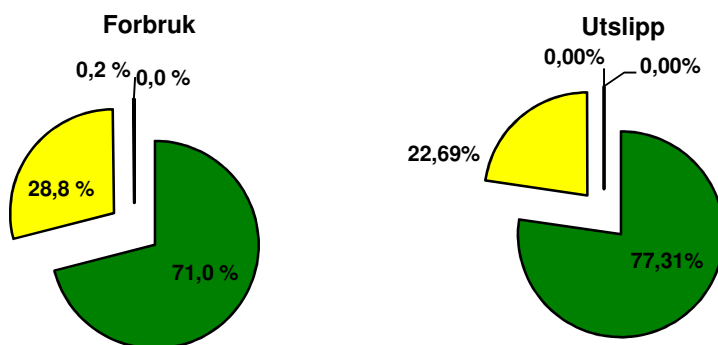
5.1 Oppsummering av kjemikalier

Tabell 26 – EEH-tabell 5.1 Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier for Ula og Tambar Ula

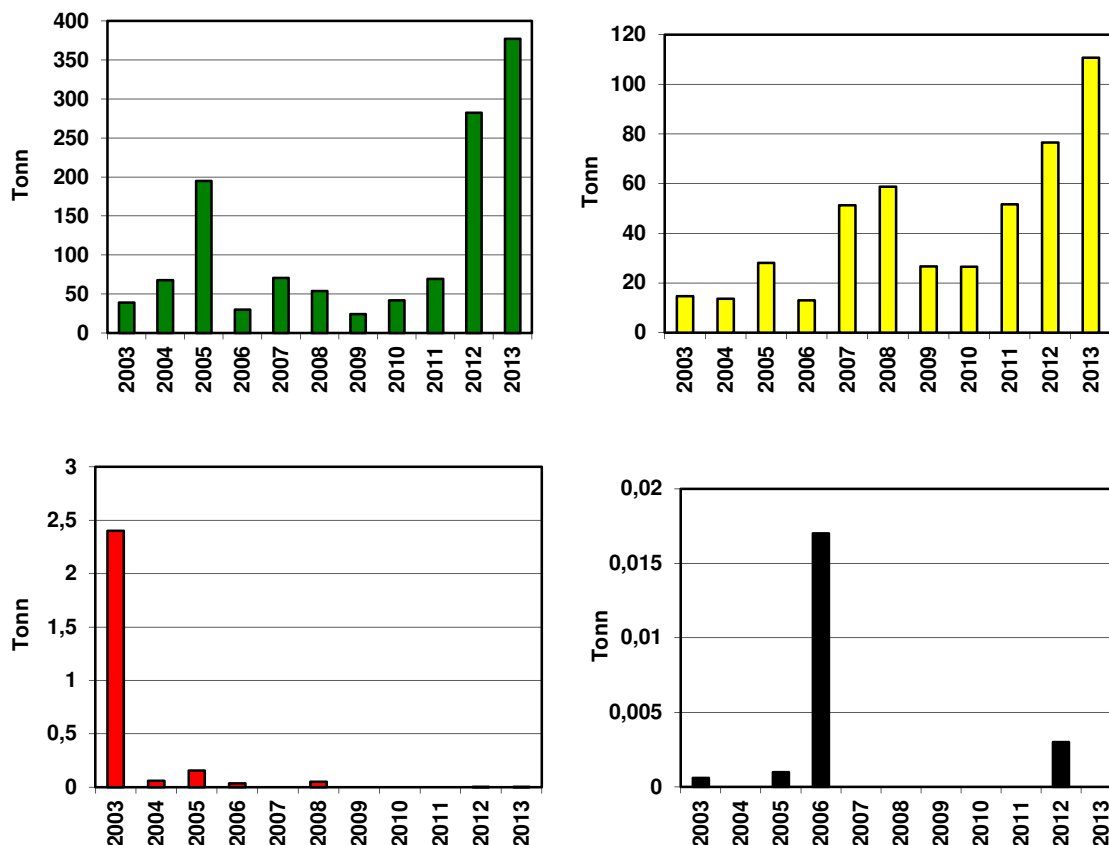
Utslipp	Kategori	Miljødirektoratets fargekategori	Mengde brukt (tonn)	Mengde sluppet ut (tonn)
Vann	200	Grønn	335.0252490492	106.5507941302
Stoff på PLONOR listen	201	Grønn	206.2565642081	270.4324476127
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet <60%, logPow ≥ 3, EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	6	Rød	0	0
Bionedbrytbarhet <20%	8	Rød	1.2731659091	0.0042613637
Stoff med bionedbrytbarhet > 60%	100	Gul	188.0513414872	88.7703267202
Gul underkategori 1 – forventes å biodegradere fullstendig	101	Gul	2.7624398620	0.5722638075
Gul underkategori 2 – forventes å biodegradere til stoff som ikke er miljøfarlige	102	Gul	29.0940794842	21.2935792725
			762.46	487.62

Tambar

Utslipp	Kategori	Miljødirektoratets fargekategori	Mengde brukt (tonn)	Mengde sluppet ut (tonn)
Vann	200	Grønn	25.2489203779	0
Stoff på PLONOR listen	201	Grønn	5.5607340923	0
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet <60%, logPow ≥ 3, EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	6	Rød	0.2461307804	0
Bionedbrytbarhet <20%	8	Rød	0.2461307804	0
Stoff med bionedbrytbarhet > 60%	100	Gul	23.3038039692	0
			54.61	0



Figur 14 – Fordeling på utfasingsgrupper for Ula



Figur 15 – Historisk utvikling av utslipp av grønn, gul, rød og svart kategori for Ula

Økning i utslipp av gule komponenter i 2007 og 2008 kom av kjemikalier brukt i forbindelse med scale squeeze jobber. Historiske utslipp av svarte kjemikalier har hovedsakelig kommet fra bruk av gjengefett. Økningen i utslipp generelt for 2011, 2012 og 2013 kommer av at en større andel av produsert vann er sluppet ut på grunn av problemer med reinjeksjonspumpene. For 2012 ser vi en økning i utslipp av både gule og grønne kjemikalier, noe som tilskrives både økt produsert vann utslipp (14%) i 2012 sammenlignet med fjoråret, samt introduksjon av Oselvar brønnstrøm på Ula i april i år som krever mer kjemikaliebruk og utslipp. Det ble sluppet ut omtrent like store mengder produsert vann i 2013 som i 2012.

Utslipp av sorte og røde kjemikalier på Ula og Tambar i 2012 er relatert til utslipp av brannskum. Det brukes et rødt rødledningskjemikalie på Tambar. Se kommentarer for hvert bruksområde for nærmere beskrivelse av endring i kjemikaliebruk og utslipp for 2013.

7 Utslipp til luft

For beregning av CO₂-utslipp fra brenngass i turbiner benyttes feltspesifikk faktor basert på karbonmassefraksjonsmetoden (f.o.m 1998). For beregning av CO₂-utslipp fra fakkel og diesel til motorer og turbiner benyttes faktorer gitt i tillatelse til utslipp av klimavotepliktige utslipp..

Tambar får strøm levert fra Ula.

7.1 Forbrenningsprosesser

Kilder for utslipp til luft relatert til forbrenningsprosesser er:

- Turbiner (gass)
- Fakkel
- Dieselmotorer
- Dieselturbiner

Utslippsfaktorene benyttet er:

- CO₂ faktor brenngass (UGU turbin) 0,00252 tonn/Sm³
- CO₂ faktor brenngass (I GT35 b+A/B/C) 0,00275 tonn/tSm³
- CO₂ faktor fakkel 0,00372 tonn/Sm³
- CO₂ faktor diesel (motor) 3,17 tonn/tonn
- NO_x faktor brenngass (UGU turbin) 1,8 g/Sm³
- NO_x faktor brenngass (GT35 b+A/B/C) 10,3 g/Sm³
- NO_x faktor fakkel 0,000012 tonn/Sm³
- NO_x faktor diesel (motor) 0,055 tonn/tonn
- NO_x faktor diesel (GT35B+A/B/C) 0,016 tonn/tonn
- CH₄ faktor brenngass 0,00091 kg/Sm³
- CH₄ faktor fakkel 0,00024 kg/Sm³
- nmVOC faktor brenngass 0,00024 kg/Sm³
- nmVOC faktor fakkel 0,00006 kg/Sm³

Tabell 29 og Tabell 30 viser utslippsdata for 2013 for Ula. Figur 16 – Utslipp til luft viser historiske data.

Tabell 29 – EEH-7.1a Utslipp til luft fra forbrenningsprosesser på permanent plasserte innretninger Ula

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)	Oljeforbruk (tonn)
Fakkel	0	9231314.999999996	34340.4918	12.923841	0.5538789	2.2155156	0	0	0	0	0	0
Kjel												
Turbin	5411.3556	49270262	149196.79811392	459.0753157	11.987203548	44.83593842	15.15179568	0	0	0	0	0
Ovn												
Motor	10.8444	0	34.376748	0.596442	0.054222	0	0.03036432	0	0	0	0	0
Brønntest												
Andre kilder												
	5422.20	58501577.0	183571.67	472.60	12.60	47.05	15.18	0	0	0	0	0

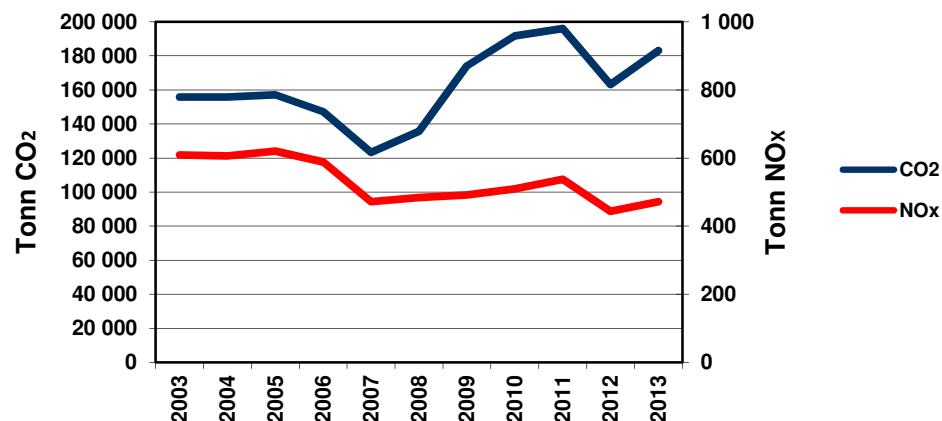
Det er en liten variasjon i utslipp av CO₂ fra turbiner i denne rapporten i forhold til klimakvoterapporteringen for 2013 grunnet antall desimaler på faktor for brenngassen, mengder brenngass er den samme for begge rapportene.

Utslippsbegrensninger for energianlegg i tillatelsen er satt til utslipp av maks 800 tonn NOx/år. I 2013 ligger vi godt innenfor denne grensen.

Det er installert en ny lav-NOx turbin (UGU) på Ula. Historiske utslipp er gitt i Figur 16 – Utslipp til luft.

I klimakvotetillatelse for 2013 er vi pålagt å rapportere diesel som ikke er brent og benyttet i brønn som en del av totale CO₂ utslipp for denne kildestrømmen. Disse mengdene er derfor lagt til grunn i vårt miljøregnskap og tallene vil derfor ikke stemme overens med blant annet det som rapporteres til Toll og avgiftsdirektoratet. Det er kun det som er forbrent av diesel som er underlag for NOx avgifts rapportering.

Rapporterte utslipp av NOx i denne rapporten inneholder NOx basert på bruk av utslippsfaktor for å sikre overensstemmelse med tall som rapporteres til Toll- og avgiftsdirektoratet. PEMS er ikke bruk for 2013. Årsaken til dette er at det i mars 2013 ble oppdaget at PEMS sluttet å oppdatere i slutten av januar. En oppgradering av software ble initiert og gjennomført, men dette løste ikke problemet. Løsning på dette problemet ble funnet i januar 2014. UGU turbinen ble byttet ut høsten 2013 og det gjenstår arbeid for å få PEMS-data relatert til nytt utstyr.



Figur 16 – Utslipp til luft

Tabell 30 – EEH-7.1aa Utslipp til luft fra forbrenningsprosesser på permanent plasserte innretninger (Turbiner – Lav NOx)

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)	Oljeforbruk
Turbin	0	15881185	40093.9572747	28.586133	3.8114844	14.45187835	0	0	0	0	0	0
	0	15881185	40093.96	28.59	3.81	14.45	0	0	0	0	0	0

Tabell 7.1b og 7.1bb

N/A

7.2 Utslipp ved lagring og lasting av olje

Oljen transporteres i rørledning til Teeside via Ekofisk. Det foregår ingen lasting og lagring av råolje på Ula.

7.3 Diffuse utslipp og kaldventilering

Diffuse utslipp er estimert ut fra en gjennomgang av prosessen. Norsk olje og Gass sin retningslinje for faktorer er brukt for de aktuelle kildene.

Tabell 31 – EEH tabell 7.3 Diffuse utslipp og kaldventilering

Innretning	nmVOC Utslipp (tonn)	CH4 Utslipp (tonn)
ULA PP	26.4540258699	26.5043357744
	26.45	26.50

7.4 Bruk og utslipp av gassporstoffer

Det ble injisert gass- og vannsporsingsstoff på Ula i 2013, ref. søknad i april samme år. Bruk av disse gjør det mulig å beregne hvordan gass og vann som blir injisert som trykkstøtte fordeler seg i reservoaret. Denne informasjonen brukes for å optimalisere gassinjeksjonen til reservoaret og dermed optimalisere utvinningen og energibruken på feltet.

Gass blir reinjisert tilbake i reservoaret eller benyttet som brenngass i turbiner til kraftforsyning, eventuelt til fakling. Disse går følgelig ikke til utslipp uforbrent.

Tabell 32 - EEH tabell 7.4 - Forbruk og utslipp av gassporstoffer

Stoff/Handelsnavn	Forbruk (kg)	Utslipp (kg)
1.3.5-PTMCH	4	4

8 Akutte utslipp

Traction benyttes til rapportering av uønskede hendelser i BP, deriblant akutte utslipp. Traction rapportene er datagrunnlaget for oversiktene som er gitt i Tabell 33, Tabell 34 og Tabell 36. Akuttutslipp varsles til Petroleumstilsynet i henhold til BP's varslingsmatrise.

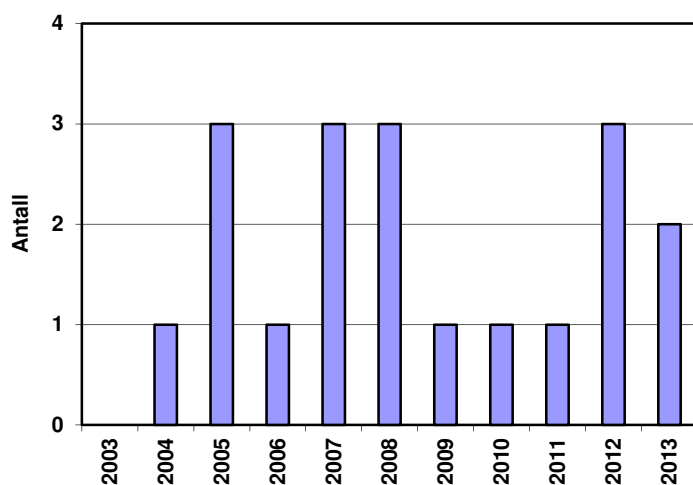
Beskrivelse av årsak og korrigerende tiltak for akutt olje- og kjemikalieutslipp er inkludert i Tabell 36.

8.1 Akutte oljeutslipp

Det har vært 2 akutte oljeutslipp på Ula i 2013. Tambar har ikke hatt akuttutslipp av olje.

Tabell 33 – EEH-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)
Råolje	2	0	0	2	0.047	0.0	0.0	0.047
Diesel	1	0	0	1	0.02	0.0	0.0	0.02
					0.067	0.0	0.0	0.067



Figur 17 – Antall akutte oljeutslipp

8.2 Akutte kjemikalieutslipp

Det har vært ett akutt kjemikalieutslipp på Ula i 2013. Tambar har ikke hatt akuttutslipp av kjemikalier.

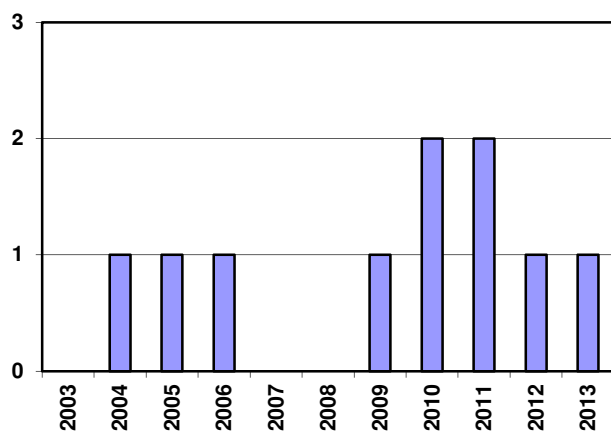
Tabell 34 – EEH- Tabell 8.2 - Oversikt over akutt forurensning av kjemikalier og borevæske i løpet av rapporteringsåret

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	1	1	0	2	0.04	0.3	0.0	0.34

0.04	0.3	0.0	0.34
------	-----	-----	------

Tabell 35 – EEH- Tabell 8.3 - Akutt forurensning av kjemikalier og borevæske fordelt etter deres miljøegenskaper

Utslipp	Kategori	Miljødirektoratets fargekategori	Mengde sluppet ut (tonn)
Stoff som mangler test data	0	Svart	0
Bionedbrytbarhet <20 % og giftighet EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	4	Svart	0.0015
Bionedbrytbarhet <20%	8	Rød	0.000051
Stoff med bionedbrytbarhet > 60%	100	Gul	0.24
Gul underkategori 2 – forventes å biodegradere til stoff som ikke er miljøfarlige	102	Gul	0.022
Vann	200	Grønn	0.017
Stoff på PLONOR listen	201	Grønn	0.0071



Figur 18 – Antall akutte kjemikalieutslipp

Tabell 36 – Beskrivelse av årsak og korrigerende tiltak ved akutt utslipp til sjø

Dato	Hendelse	Felt	Mengde til sjø	Årsak	Korrigerende tiltak
12.09.2013	Utslipp til sjø ifm bunkring av diesel.		20 liter	Under klargjøring/henting av diesel slangen ble det ikke observert noen skade på slangen. Etter bunkring var skadet kom det en melding om skade på slangen fra båten, der det var en utbløring på slangen som sprakk. Det oppsto en lekkasje av diesel og utslipp til sjø.	Fylle operasjon ble stoppet umiddelbart da lekkasjen ble oppdaget, slange tatt ut av service. Alle skift har gjennomgått Marine operations manual der rutine for sjekkliste for visuell inspeksjon og prosedyre for lekkasje testing er gjennomgått. Prosedyre til leverandør (supplieskip) er også oppdatert med en rutine der vakthavende styrmann skal etterspørre trykktesting av slanger før bunkring.
02.08.2013	Høyt innhold av olje i produsert vann til sjø		10 liter	Under oppkjøring av Blane blir det ofte problem med vannutskilling pga lav temperaturen på væsken. Denne gangen oppsto på MP separatoren, der lave nivå på væske medførte lav temperatur. Døgnprøve var på 78 mg/l (Arjay metoden)	Vannutløpet ble stengt for å få kontroll på vannet. Brønn W-09 ble startet for å gi høyere temperatur på MP og dermed bedre vannutskilling. MP separator ble drenering. Stenging av Blane ble vurdert kontinuerlig, men oppstart av brønn W-09 gjorde dette unødvendig.
26.07.2013	Utslipp av hydraulikkolje til sjø, Castrol Brayco Micronic SC/3		300 liter	Wellhead operatøren fikk beskjed fra kontroll rommet at det var melding på lavbryteren på hydraulikk tanken på D-14. Det ble oppdaget lekkasje av hydraulikkvæske fra en fittings på 200 bars systemet like ved filteret.	Lekkasjestedet ble isolert og skaden på fittings ble utbedret. Det ble laget en endringsordre og fittings ble sjekket og utbedret. Det er også tatt en gjennomgang av kompetanse til instrumentteknikere og verifisert påkrevd kompetanse for håndtering av fittings.
26.03.2013	Høye verdier olje til sjø med produsert vann		37 liter	Under åpning av vannuttak fra testseparator fulgte det med noe olje i vannstrømmen til produsert vann anlegget. Noe olje ble skimmet av i degassing drum og noe (37 liter) fulgte med produsert vann til sjø.	Vann ut fra testseparator ble stengt ned og degassing drum ble skimmet. Det ble informert om hendelsen på HMS møte for alle skift, med fokus på at det er viktig å følge med når produsert vann tas ut fra testseparator.
31.01.2013	Utslipp av 40 liter AFFF 1%, kategori svart		40 liter	I.f.b.m stormen ble 2 av AFFF dunkene (2 x 20 liter) tatt av stormen, falt ned ca 80 cm og sprakk i kontakten med dekk. Dette resulterte i at væsken rant ut på dekk og videre ut i åpen drenering på dekk og deretter til sjø. Estimert tid før dunkene var tom ca 5 min. Hendelsen ble oppdaget på ett senere tidspunkt.	Resterende kanner ble sikret mot fremtidig uvær og en gjennomgang, sikring av de andre lagrene på plattformen blir utført.

8.3 Akutte utslipp til luft

Det har vært ikke vært akutt utslipp til luft fra Ula eller Tambar i 2013.

EEH- Tabell 8 .4

N/A

9 Avfall

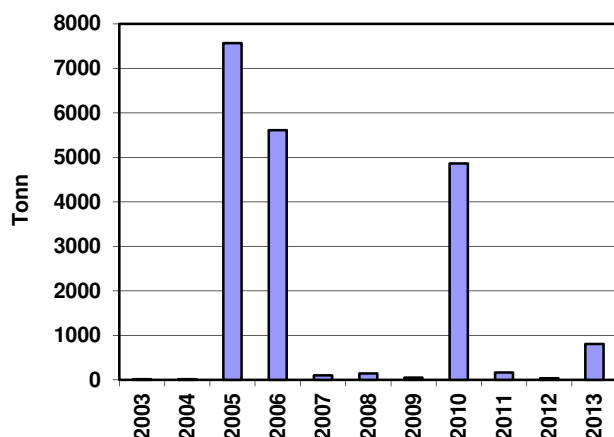
BP Norge har som mål å minimalisere avfallsmengden fra vår virksomhet. Farlig avfall håndteres i henhold til BP Norges HMS direktiv nr. 6. På Ula optimaliseres håndtering av avfall ved kildesortering og ombruk. Våtorganisk avfall blir kvernet og sluppet til sjø. Det er derfor ikke registrert noen mengde for denne fraksjonen. Papp sendes sammen med papiret for sortering på land.

9.1 Farlig avfall

Tabell 37 – EEH-tabell 9.1 Farlig avfall

Avfallstype	Beskrivelse	EAL kode	Avfallstoff nummer	Sendt til land (tonn)
Batterier	Blybatteri (Backup-strøm)	160601	7092	0.048
Batterier	Diverse blandede batterier	160605	7093	0.04
Batterier	Oppladbare lithium	160605	7094	0.012
Batterier	Oppladbare nikkel/kadmium	160602	7084	0.03
Lysrør/Pære	Lysstoffrør og sparepære, UV lampe	200121	7086	0.891
Oljeholdig avfall	Spillolje div.blanding	130899	7012	0.242
Annet	Gasser i trykkbeholdere	160504	7261	0.123
Annet	Oljebasert borevæske	165071	7142	765.605
Annet	Oljeholdig boreslam/slop/mud, bulk, (EAL Code: 165071, Waste Code: 7141)	165071	7141	0.584
Annet	Oljeholdig masse,fat	130899	7022	1.828
Annet	Oljeholdige emulsjoner fra boredekk	160708	7031	1.5
Annet	Oljeholdige filler, lenser etc. fat/cont	150202	7022	6.673
Annet	Prosessvann, vaskevann, (EAL Code: 165073, Waste Code: 7165)	165073	7165	0.2
Annet	Sekkeavfall organisk avfall u/halogen	165073	7152	0.502
Annet	Smørefett og grease, fat	120112	7021	1.092
Annet	Spillolje<30% vann bulk	130208	7012	1.871
Annet	Spraybokser, små	160504	7055	0.078

Annet	Spraybokser,fat	160504	7055	0.097
Annet	Tomme fat/kanner med oljerester (EAL Code: 150110, Waste Code: 7012)	150110	7012	0.381
Annet	Waste from well with crude oil/condensate	130802	7025	3.6
Annet	andre løsemidler og løsemiddelblandinger (EAL Code: 140603, Waste Code: 7042)	140603	7042	0.087
Annet	avfall fra sandblåsing som inneholder farlige stoffer (EAL Code: 120116, Waste Code: 7096)	120116	7096	3.648
Annet	avfall som inneholder andre tungmetaller (EAL Code: 60405, Waste Code: 7091)	60405	7091	8.144
Annet	batterier og akkumulatorer som omfattes av 16 06 01, 16 06 02 eller 16 06 03 og usorterte batterier og akkumulatorer som inneholder slike batterier	200133	7093	0.009
Annet	kasserte organiske kjemikalier som består av eller inneholder farlige stoffer (EAL Code: 160508, Waste Code: 7134)	160508	7134	0.001
Annet	kasserte uorganiske kjemikalier som består av eller inneholder farlige stoffer (EAL Code: 160507, Waste Code: 7131)	160507	7131	0.079
Annet	oljeholdig avfall (EAL Code: 160708, Waste Code: 7030)	160708	7030	6.3
				803.67



Figur 19 – Historisk utvikling mht farlig avfall

Den store mengden farlig avfall i 2005 og 2006 skyldes at det ble fraktet i land oljeholdig kaks, oljeholdig boreslam samt prosess- og vaskevann. Dette kom av problemer med avfallsbrønnen. Det ble i 2010 også fraktet mye oljeboringsavfall til land. Nedgangen i 2011 og 2012 skyldes at det ikke har vært boring. Økning i 2013 skyldes avfall i form av oljebasert mud i forbindelse med brønnoverhaling/rekomplettering av 1 brønn.

9.2 Kildesortert vanlig avfall

Økning i mengde kildesortert avfall i 2013 skyldes i hovedsak tre og metall i forbindelse med fjerning og/eller utskifting av gammelt utstyr.

Tabell 38 – EEH-tabell 9.2 Kildesortert vanlig avfall

Type	Mengde (tonn)
Metall	185.947
EE-avfall	10.583
Annet	3.775
Plast	4.3
Restavfall	33.337
Papir	19.118
Matbefengt avfall	59.73
Treverk	30.402
	347.192

10 Vedlegg

10.1 Månedsoversikt av oljeinnhold for hver vanntype

Tabell 39 – EEH-tabell 10 .4 .1 Månedsoversikt av oljeinnhold for produsertvann ULA PP

Månedsnavn	Mengde produsert vann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
januar	126611	10491	114231	21.12	2.41255872
februar	213994	7247	204732	15.74	3.22248168
mars	216747	7327	206836	23.77	4.91649172
april	183277	22828	158563	27.55	4.36841065
mai	139032	4360	133294	22.14	2.95112916
juni	2819	0	2978	11.76	0.03502128
juli	10736	0	10198	8.91	0.09086418
august	154380	14960	137636	9.34	1.28552024
september	156335	12783	142122	10.78	1.53207516
oktober	134560	18805	113618	10.78	1.22480204
november	119088.83	34588.1	82602.39	10.78	0.8904537642
desember	131804.18	50721.71	78936.94	10.78	0.8509402132
	1589384.01	184110.81	1385747.33		23.78

Tabell 40 – EEH-tabell 10 .4 .2 Månedsoversikt av oljeinnhold for drenasjevann

Merk: basert på analysedata fra 2012. Se kapittel 0 for forklaring

ULA PP

Månedsnavn	Mengde drenasjevann (m3)	Mengde reinjisert vann (m3)	Utslipp til sjø (m3)	Oljekonsentrasjon i utslipp til sjø (mg/l)	Oljemengde til sjø (tonn)
januar	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
februar	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
mars	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
april	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044

mai	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
juni	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
juli	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
august	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
september	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
oktober	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
november	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
desember	3299.9738	0	3299.9738	10.038	0.0331251370044
	39599.69	0	39599.69		0.398

10.2 Kjemikalier per funksjonsgruppe

Tabell 41 – EEH-tabell 10 .5 .1 Massebalanse for bore og brønnkjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent ULA DP

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
BARITE / MILBAR	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	90.77946	0	0	Grønn
Calcium chloride	16	Vektstoffer og uorganiske kjemikalier	14.04	0	0	Grønn
CARBOGEL	37	Andre	1.17607	0	0	Gul
CARBOMUL HT-N	22	Emulgeringsmiddel	3.33052	0	0	Gul
Clairsol NS	26	Kompleteringskjemikalier	43.42403	0	0	Gul
FL-1790	22	Emulgeringsmiddel	1.65342	0	0	Gul
JET-LUBE® SEAL-GUARD(TM) ECF	23	Gjengefett	0.025	0	0.0025	Gul
LIME	37	Andre	0.58077	0	0	Grønn
MAGMA-GEL™ SE	37	Andre	0.44675	0	0	Gul
MAGMA-TROL	37	Andre	0.40207	0	0	Gul
			155.85809	0	0.0025	

ULA PP

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
MONOETHYLENE GLYCOL (MEG) 100%	9	Frostvæske	11.544	0	5.772	Grønn
Scaletreat 8102	5	Oksygenfjerner	60.784	0	40.522	Gul
Scaletreat 8125	3	Avleiringshemmer	18.659	0	12.4393	Gul
			90.99	0	58.73	

**Tabell 42 – EEH-tabell 10 .5 .2 Massebalanse for produksjonskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent
ULA PP**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
CORRTREAT 7164B	2	Korrosjonshemmer	48.21	3.4766880301	23.4753807591	Gul
Phasetreat 6091	15	Emulsjonsbryter	15.34	0.414499063	3.1460565523	Gul
Scaletreat 8093	3	Avleiringshemmer	80.64	8.8993753674	50.242136991	Gul
			144.19	12.79	76.86	

Tambar

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
Scaletreat 8093	3	Avleiringshemmer	8.087	0	0	Gul
			8.087	0	0	

Tabell 43 – EEH-tabell 10 .5 .3 Massebalanse for injeksjonskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
BIOTREAT 7407	1	Biosid	47.59	47.59	0	Gul
Natriumhypokloritt 15%	1	Biosid	104.79	104.79	0	Gul
Scaletreat 8093	3	Avleiringshemmer	95.72	12.52238	83.07311	Gul
Scavtreat 1005	5	Oksygenfjerner	67.55	67.55	0	Grønn

315.65	232.45	83.07
--------	--------	-------

**Tabell 44 – EEH-tabell 10 .5 .4 Massebalanse for rørledningskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent
TAMBAR**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
LP(TM) Winter Flow Improver	12	Friksjonsreducerende kjemikalier	46.51872	0	0	Rød
			46.52	0	0	

Tabell 45 – EEH-tabell 10 .5 .5 Massebalanse for gassbehandlingskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent

N/A

Tabell 46 – EEH-tabell 10 .5 .6 Massebalanse for hjelpekjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
CITRAKS KOMBI	27	Vaske- og rensemidler	0.2	0	0	Gul
IC-Clean 1	27	Vaske- og rensemidler	6.6	0	0	Gul
IC-Dissolve 1	38	Avleiringsoppløser	7.2	0	0	Rød
KI-302-C	2	Korrosjonshemmer	0.345	0.345	0	Gul
NATRIUMHYDROKSID LØSNING	37	Andre	0.23275	0.23275	0	Gul
VK-Kaldavfetting	27	Vaske- og rensemidler	1.56	0	1.56	Gul
			16.13775	0.57775	1.56	

**Tabell 47 – EEH-tabell 10 .5 .7 - Massebalanse for kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen etter funksjonsgruppe med hovedkomponent
ULA PP**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
FX 2359 (DVE4D007)	2	Korrosjonshemmer	39.52	0	0	Gul
			39.52	0	0	

**Tabell 48 – EEH-tabell 10 .5 .8 Massebalanse for kjemikalier fra andre produksjonssteder etter funksjonsgruppe med hovedkomponent
ULA PP**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
Flexoil WM2200	13	Voksinhibitor	0	0.4961284058	3.7607710808	Gul
FX 2371	2	Korrosjonshemmer	0	1.8873545107	14.3065951871	Gul
LP(TM) Winter Flow Improver	12	Friksjonsreducerende kjemikalier	0	0	0	Rød
Monoethyleneglycol	8	Gasstørkekjemikalier	0	2.5948374393	19.6694837189	Grønn
Monoethyleneglycol	37	Andre	0	28.048441799	212.6138466152	Grønn
Phasetreat 6091	15	Emulsjonsbryter	0	1.6424705118	12.4503163481	Gul
Scaletreat 8093	3	Avleiringshemmer	0	0.5078001667	3.849245799	Gul
Scaletreat DF 8229	3	Avleiringshemmer	0	0.086531572	0.6559298557	Gul
			0	35.26	267.31	

**Tabell 49 - EEH tabell 10.5.9 – Massebalanse for reservoar styring etter funksjonsgruppe
ULA DP**

Handelsnavn	Funksjonsgruppe	Funksjon	Forbruk (tonn)	Injisert (tonn)	Utslipp (tonn)	Miljødirektoratets fargekategori
2-Fluorobenzoic acid solution	37	Andre	0.05	0.015	0.035	Gul
IFE-WT-11	37	Andre	0.07	0.02	0.05	Rød
			0.12	0.035	0.085	

**Tabell 50 - EEH tabell 10.6- Utslipp til luft i forbindelse med testing og opprensning av brønner fra flyttbare innretninger.
NA**

Tabell 51 - EEH-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)
ULA PP	Olje i vann	Olje i vann (Installasjon)			0.5	56.1198526087		9/12/2012	77767.93591249957
									77767.94

Tabell 52 – EEH-tabell 10 .7 .2 Prøvetaking og analyse av produsert vann (BTEX) pr. innretning

[illegible]

Tabell 53 – EEH-tabell 10 .7 .3 Prøvetaking og analyse av produsert vann (PAH) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (g/m3)	Konsentrasjon i prøven (g/m3)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
ULA PP	PAH	Naftalen	0,049	M-036	0.00001	0.5943364383	Interteq West Lab	9/12/2012	823.6001324959349
ULA PP	PAH	C1-naftalen	0,049	M-036	0.00001	0.9046973689	Interteq West Lab	9/12/2012	1253.6819634112
ULA PP	PAH	C2-naftalen	0,049	M-036	0.00001	0.5448913668	Interteq West Lab	9/12/2012	755.0817566831508
ULA PP	PAH	C3-naftalen	0,049	M-036	0.00001	0.5623741587	Interteq West Lab	9/12/2012	779.3084888795213
ULA PP	PAH	Fenantren	0,049	M-036	0.00001	0.0527214503	Interteq West Lab	9/12/2012	73.0586089869527
ULA PP	PAH	Antrasen*	0,049	M-036	0.00001	0.0002012515	Interteq West Lab	9/12/2012	0.27888372878349504
ULA PP	PAH	C1-Fenantren	0,049	M-036	0.00001	0.1466055672	Interteq West Lab	9/12/2012	203.1582733105356
ULA PP	PAH	C2-Fenantren	0,049	M-036	0.00001	0.118128352	Interteq West Lab	9/12/2012	163.6960483813002
ULA PP	PAH	C3-Fenantren	0,049	M-036	0.00001	0.0332445572	Interteq West Lab	9/12/2012	46.06855637693228
ULA PP	PAH	Dibenzotiofen	0,049	M-036	0.00001	0.0052633095	Interteq West Lab	9/12/2012	7.293617086588635

ULA PP	PAH	C1-dibenzotiofen	0,049	M-036	0.00001	0.0107133854	Interteq West Lab	9/12/2012	14.846045213310983
ULA PP	PAH	C2-dibenzotiofen	0,049	M-036	0.00001	0.0195787041	Interteq West Lab	9/12/2012	27.131136931435055
ULA PP	PAH	C3-dibenzotiofen	0,049	M-036	0.00001	0.0004046429	Interteq West Lab	9/12/2012	0.5607328182784571
ULA PP	PAH	Acenaftilen*	0,049	M-036	0.00001	0.0009070552	Interteq West Lab	9/12/2012	1.256949321562616
ULA PP	PAH	Acenaften*	0,049	M-036	0.00001	0.0057173138	Interteq West Lab	9/12/2012	7.922752333122155
ULA PP	PAH	Fluoren*	0,049	M-036	0.00001	0.0295817508	Interteq West Lab	9/12/2012	40.99283218782537
ULA PP	PAH	Fluoranten*	0,049	M-036	0.00001	0.0010220522	Interteq West Lab	9/12/2012	1.416306107270626
ULA PP	PAH	Pyren*	0,049	M-036	0.00001	0.0023405606	Interteq West Lab	9/12/2012	3.243425602153198
ULA PP	PAH	Krysen*	0,049	M-036	0.00001	0.0020012375	Interteq West Lab	9/12/2012	2.7732095223208755
ULA PP	PAH	Benzo(a)antrasen*	0,049	M-036	0.00001	0.0003528961	Interteq West Lab	9/12/2012	0.489024828342413
ULA PP	PAH	Benzo(a)pyren*	0,049	M-036	0.00001	0.0001739717	Interteq West Lab	9/12/2012	0.24108081877056103
ULA PP	PAH	Benzo(g,h,i)perylene*	0,049	M-036	0.00001	0.0003676623	Interteq West Lab	9/12/2012	0.509487050566659

ULA PP	PAH	Benzo(b)fluoranten*	0,049	M-036	0.00001	0.0003764499	Interteq West Lab	9/12/2012	0.521664443803767
ULA PP	PAH	Benzo(k)fluoranten*	0,049	M-036	0.00001	0.0000108349	Interteq West Lab	9/12/2012	0.015014433745817003
ULA PP	PAH	Indeno(1,2,3-c,d)pyren*	0,049	M-036	0.00001	0.0000311173	Interteq West Lab	9/12/2012	0.043120715391809006
ULA PP	PAH	Dibenz(a,h)antrasen*	0,049	M-036	0.00001	0.0000428275	Interteq West Lab	9/12/2012	0.05934809377557501
									4207.24845976257584

Tabell 54 – EEH-tabell 10.7.4 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Fenoler) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (g/m3)	Konsentrasjon i prøven (g/m3)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
ULA PP	Fenoler	Fenol		M-038	0.00001	2.8333333333	Interteq West Lab	9/12/2012	3926.284101620475
ULA PP	Fenoler	C1-Alkylfenoler		M-038	0.00001	2.1899616594	Interteq West Lab	9/12/2012	3034.73352231592
ULA PP	Fenoler	C2-Alkylfenoler		M-038	0.00001	1.3941572119	Interteq West Lab	9/12/2012	1931.9496339906693
ULA PP	Fenoler	C3-Alkylfenoler		M-038	0.00001	0.2501731902	Interteq West Lab	9/12/2012	346.6768303572322

ULA PP	Fenoler	C4-Alkylfenoler		M-038	0.00001	0.0441581656	Interteq West Lab	9/12/2012	61.19206007789786
ULA PP	Fenoler	C5-Alkylfenoler		M-038	0.00001	0.0226199098	Interteq West Lab	9/12/2012	31.345479610190836
ULA PP	Fenoler	C6-Alkylfenoler		M-038	0.00001	0.0006549523	Interteq West Lab	9/12/2012	0.907598401002359
ULA PP	Fenoler	C7-Alkylfenoler		M-038	0.00001	0.0016032143	Interteq West Lab	9/12/2012	2.2216499356428194
ULA PP	Fenoler	C8-Alkylfenoler		M-038	0.00001	0.0002627435	Interteq West Lab	9/12/2012	0.36409610359985506
ULA PP	Fenoler	C9-Alkylfenoler		M-038	0.00001	0.0001491689	Interteq West Lab	9/12/2012	0.206710404894037
									9335.88

Tabell 55 – EEH-tabell 10.7.5 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Organiske syrer) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (g/m3)	Konsentrasjon i prøven (g/m3)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
ULA PP	Organiske syrer	Maursyre		K-160	0.25	0.734550673	Interteq West Lab	9/12/2012	1017.9016338594531
ULA PP	Organiske syrer	Eddiksyre		M-047	5	14.4192448125	Interteq West Lab	9/12/2012	19981.429999538228

ULA PP	Organiske syrer	Propionsyre		M-047	5	1.6729445528	Interteq West Lab	9/12/2012	2318.278447280644
ULA PP	Organiske syrer	Butansyre		M-047	5	0.734550673	Interteq West Lab	9/12/2012	1017.9016338594531
ULA PP	Organiske syrer	Pentansyre		M-047	5	0.734550673	Interteq West Lab	9/12/2012	1017.9016338594531
ULA PP	Organiske syrer	Naftensyrer		M-024	5	5	West Lab	8/26/2008	6928.736650000001
									32282.15

Tabell 56 – EEH-tabell 10 .7 .6 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Andre) pr. innretning

Innretning	Gruppe	Forbindelse	Metode	Teknikk	Deteksjonsgrense (g/m3)	Konsentrasjon i prøven (g/m3)	Analyse laboratorium	Dato for prøvetaking	Utslipp (kg)
ULA PP	Andre	Arsen		EPA 200.7/200.8	0.005	0.0066561637	Intertek Westlab	2/15/2013	9.223761075317922
ULA PP	Andre	Bly		EPA 200.7/200.8	0.0003	0.0126745662	ALS Scandinavia	9/12/2012	17.563746270558248
ULA PP	Andre	Kadmium		EPA 200.7/200.8	0.00005	0.001104981	ALS Scandinavia	9/12/2012	1.5312244704507303
ULA PP	Andre	Kobber		EPA 200.7/200.8	0.0005	0.001092011	ALS Scandinavia	9/12/2012	1.51325132758063
ULA PP	Andre	Krom		EPA 200.7/200.8	0.0001	0.0035274137	ALS Scandinavia	9/12/2012	4.888104116580421

[illegible]

10.3 Tabeller

Tabell 1 – Eierandeler på Ulafeltet.....	4
Tabell 2 – Oversikt over utvinnbare og gjenværende reserver, per 31.12.12 (kilde www.npd.no).....	4
Tabell 3 – EEH-tabell 1.0a Status forbruk.....	6
Tabell 4 – EEH-tabell 1.0b Status produksjon.....	7
Tabell 5 – Utslippstillatelser gjeldende på Ula.....	9
Tabell 6 – Kjemikalier som er prioritert for substitusjon.....	10
Tabell 7 – Status for nullutslippsarbeidet.....	10
Tabell 8 – Brønnstatus 2013.....	11
Tabell 9 EEH tabell 2.3 Boring med oljebasert borevæske.....	12
Tabell 10 EEH tabell 2.4 Disponering av kaks ved boring med oljebasert borevæske.....	12
Tabell 11 - korrelasjonsfaktorer bruk i 2013.....	13
Tabell 12 – EEH-tabell 3.1 Utslipp av olje og oljeholdig vann.....	16
Tabell 13 – EEH-tabell 3.2.1 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Olje i vann).....	17
Tabell 14 – EEH-tabell 3.2.2 Prøvetaking og analyse av produsertvann (BTEX).....	17
Tabell 15 – EEH-tabell 3.2.3 Prøvetaking og analyse av produsertvann (PAH).....	17
Tabell 16 – EEH-tabell 3.2.4 Prøvetaking og analyse av produsertvann (NPD).....	18
Tabell 17 – EEH-tabell 3.2.5 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Sum 16 EPA-PAH (med stjerne)).....	18
Tabell 18 – EEH-tabell 3.2.6 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Fenoler).....	18
Tabell 19 – EEH-tabell 3.2.7 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Sum Alkylfenoler C1-C3).....	19
Tabell 20 – EEH-tabell 3.2.8 Prøvetaking og analyse av produsertvann (C4-C5).....	19
Tabell 21 – EEH-tabell 3.2.9 Prøvetaking og analyse av produsertvann (C6-C9).....	19
Tabell 22 – EEH-tabell 3.2.10 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Organiske syrer).....	19
Tabell 23 – EEH-tabell 3.2.11 Prøvetaking og analyse av produsertvann (Andre).....	19
Tabell 24 – EEH-tabell 4.1 Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier for Ula og Tambar, inklusive utslipp/reinjeksjon fra Blane og Oselvar.....	22
Tabell 25 - Forbruk og utslipp av brannskum.....	27
Tabell 26 – EEH-tabell 5.1 Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier for Ula og Tambar.....	29
Tabell 27 – EEH-tabell 6.2 Miljøfarlige forbindelser som tilsetning i produkter.....	32
Tabell 28 EEH Tabell 6.3 Miljøfarlige forbindelser som forurensning i produkter.....	32
Tabell 29 – EEH-7.1a Utslipp til luft fra forbrenningsprosesser på permanent plasserte innretninger Ula.....	34
Tabell 30 – EEH-7.1aa Utslipp til luft fra forbrenningsprosesser på permanent plasserte innretninger (Turbiner – Lav NOx).....	36
Tabell 31 – EEH tabell 7.3 Diffuse utslipp og kaldventilering.....	37
Tabell 32 - EEH tabell 7.4 - Forbruk og utslipp av gassporstoffer.....	37
Tabell 33 – EEH-tabell 8.1 Oversikt over akutt oljeforurensning i løpet av rapporteringsåret.....	38
Tabell 34 – EEH- Tabell 8.2 - Oversikt over akutt forurensning av kjemikalier og borevæske i løpet av rapporteringsåret.....	38
Tabell 35 – EEH- Tabell 8.3 - Akutt forurensning av kjemikalier og borevæske fordelt etter deres miljøegenskaper.....	39
Tabell 36 – Beskrivelse av årsak og korigerende tiltak ved akutt utslipp til sjø.....	40
Tabell 37 – EEH-tabell 9.1 Farlig avfall.....	42
Tabell 38 – EEH-tabell 9.2 Kildesortert vanlig avfall.....	44
Tabell 39 – EEH-tabell 10.4.1 Månedsoversikt av oljeinnhold for produsertvann.....	45
Tabell 40 – EEH-tabell 10.4.2 Månedsoversikt av oljeinnhold for drenasjevann.....	45
Tabell 41 – EEH-tabell 10.5.1 Massebalanse for bore og brønnskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.....	46
Tabell 42 – EEH-tabell 10.5.2 Massebalanse for produksjonskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.....	47
Tabell 43 – EEH-tabell 10.5.3 Massebalanse for injeksjonskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.....	47
Tabell 44 – EEH-tabell 10.5.4 Massebalanse for rørledningskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.....	48
Tabell 45 – EEH-tabell 10.5.5 Massebalanse for gassbehandlingskjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.....	48

Tabell 46 – EEH-tabell 10 .5 .6 Massebalanse for hjelpekjemikalier etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.....	48
Tabell 47 – EEH-tabell 10 .5 .7 - Massebalanse for kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.....	48
Tabell 48 – EEH-tabell 10 .5 .8 Massebalanse for kjemikalier fra andre produksjonssteder etter funksjonsgruppe med hovedkomponent.....	49
Tabell 49 - EEH tabell 10.5.9 – Massebalanse for reservoar styring etter funksjonsgruppe.....	49
Tabell 50 - EEH tabell 10.6- Utslipp til luft i forbindelse med testing og opprensning av brønner fra flyttbare innretninger.	49
Tabell 51 - EEH-tabell 10 .7 .1 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Olje i vann) pr. innretning	50
Tabell 52 – EEH-tabell 10 .7 .2 Prøvetaking og analyse av produsert vann (BTEX) pr. innretning	50
Tabell 53 – EEH-tabell 10 .7 .3 Prøvetaking og analyse av produsert vann (PAH) pr. innretning	51
Tabell 54 – EEH-tabell 10 .7 .4 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Fenoler) pr. innretning ..	53
Tabell 55 – EEH-tabell 10.7.5 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Organiske syrer) pr. innretning.....	54
Tabell 56 – EEH-tabell 10 .7 .6 Prøvetaking og analyse av produsert vann (Andre) pr. innretning	55

10.4 Figurer

Figur 1 – Oljeproduksjon på Ula og Tambar (Prognose fra RNB 2014)	5
Figur 3 - Historiske utslipp samt prognoser for CO ₂ og NO _x (data fra RNB2014)	8
Figur 4 - Historiske data samt prognoser for utslipp og reinjeksjon av produsert vann (data fra RNB2014).....	8
Figur 5 – Utslipp av olje og oljeholdig vann*	15
Figur 6 – Historisk utvikling i utslipp av komponenter i produsertvann.	20
Figur 7 – Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier, Ula øverst og Tambar nederst	23
Figur 8 – Samlet forbruk og utslipp av bore- og brønnskjemikalier for Ula.	24
Figur 9 – Samlet forbruk og utslipp av produksjonskjemikalier for Ula øverst og Tambar nederst.	25
Figur 10 – Samlet forbruk og utslipp av injeksjonskjemikalier Ula	25
Figur 11 – Samlet forbruk og utslipp av rørledningskjemikalier Tambar	26
Figur 12 – Samlet forbruk og utslipp av hjelpekjemikalier på Ula og Tambar	27
Figur 13 – Samlet forbruk av kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen, Ula.....	27
Figur 14 – Samlet forbruk og utslipp av kjemikalier fra andre produksjonssteder	28
Figur 15 – Fordeling på utfasingsgrupper for Ula	30
Figur 16 – Historisk utvikling av utslipp av grønn, gul, rød og svart kategori for Ula.....	31
Figur 17 – Utslipp til luft.....	35
Figur 18 – Antall akutte oljeutslipp	38
Figur 19 – Antall akutte kjemikalieutslipp	39
Figur 21 – Historisk utvikling mht farlig avfall.....	44