



# MÅLOPPNÅELSE OG RESULTAT

—  
Måloppnåelse og resultat  
Ressursregnskap 2014

Side 20  
Side 24

# MÅLOPPNÅELSE OG RESULTAT

Det viser til Plan for virksomheten til Petoro AS og Oppdragsbrev til Petoro AS for 2014.

Nedenfor vises målene fra oppdragsbrevet og Petoros ivaretagelse av disse.

## OPERASJONELLE MÅL

*"Petoro skal utarbeide operasjonelle mål med hensyn til å opprettholde en høy produksjon i 2014"*

Utover ordinær lisensoppfølging der operatør og partnere fastlegger produksjonsmål og operatør utfordres på avvikshåndtering og kompensierende tiltak, har Petoros innsats vært spesielt rettet mot tiltak for økt boreeffektivitet. Dette er et viktig virkemiddel for å få gjennomført det planlagte brønnprogrammet i 2014 og for å opprettholde høy regularitet. Petoro har vært en pådriver for at Statoils interne forbedringsprogram, STEP, skal få økt sannsynlighet for resultatoppnåelse allerede i 2014 gjennom økt ledelsesengasjement i partnerskapene. Mål, tiltak og resultatoppnåelse rapporteres og diskuteres nå fast i lisenskomiteene.

Petoro har engasjert seg spesielt i oppfølgingen av feltkost, dvs den delen av driftskostnader som i stor grad er knyttet til drift og vedlikehold offshore. Petoro gjør dette særlig for å sikre at aktivitetskuttene som følge av operatørens forbedringsinnsats ikke går på bekostning av langsiktig regularitet. Dette er understøttet av en egen analyse av britisk sokkel som ble gjennomført for å sikre relevant læring på norsk sokkel.

Total produksjon var 1,0 millioner fat oljeekvivalenter (o.e.) per dag i 2014.

*"Petoro skal utarbeide operasjonelle mål med hensyn til å øke reservemodningen gjennom tiltak for økt utvinning i modne felt og utvikling av nye funn"*

SDØE-porteføljen består ved utgangen av året av 34 produserende felt. I tillegg kom Valemon-feltet i produksjon tidlig i januar. På disse feltene er det identifiserte en rekke tiltak for økt utvinning og flere mulige utbyggingsprosjekter som har potensial til å øke reservene.

I de siste ti år har industrien opplevd en sterk økning i kostnadene. Det er enighet i industrien om at denne kostnadsutviklingen ikke er bærekraftig. Dette har i 2014 drevet frem innsats for å redusere kostnader. Gjennom 2013 og 2014 har store oljeselskaper endret sine forretningsmessige mål fra volumvekst i retning av finansielle parametere som kontantstrøm og utbytte. Dette har medført strammere prioritering av investeringsmidler og økte lønnsomhetskrav for nye prosjekter. Resultatet er at prosjekter som skulle bidra til reservemodning er stanset, utsatt eller er videreført med redusert omfang. Dette har redusert muligheter for fremtidig reservetilgang og produksjon.

Petoros innsats for å realisere reservepotensialet i modne felt har vært rettet mot å identifisere og sannsynliggjøre det totale gjenværende brønnbehov, øke boretakten for å kunne bore alle lønnsomme brønner innenfor feltenes økonomiske levetid og redusere brønnkostnadene slik at flere brønner blir lønnsommere. Innsatsen har vært rettet mot et utvalg felt og er beskrevet nærmere i omtalen av modne felt i underkapittelet "Prioriterte mål og aktiviteter".

I Johan Sverdrup har innsatsen vært rettet mot å modne og tilrettelegge for bruk av vannbaserte injeksjonsteknikker

(EOR) for økt utvinning fra tidlig i feltets produksjonsperiode. Se også avsnitt "Prioriterte mål og aktiviteter/ Johan Sverdrup".

Ved utgangen av året besto SDØE-porteføljen av forventede gjenværende olje-, kondensat-, NGL- og gassreserver på 6 145 millioner fat o.e. Det har vært en netto reserveøkning på 88 millioner fat o.e. i 2014. Den lave reserveøkningen skyldes at det har vært få beslutninger om å investere i nye utbygginger og økt utvinningstiltak i eksisterende felt i SDØE-porteføljen i 2014. Det meste av økningen skyldes en mer ensartet reserverapportering for nye brønner på felt operert av Statoil. Samtidig skjedde det nedjusteringer på enkelte felt. Det ble produsert 365 millioner fat o.e. i 2014, dette gir en netto reserveerstatningsgrad på 24 prosent. I 2013 var reserveerstatningsgraden 47 prosent. Dette stemmer godt overens med Oljedirektoratets produksjonstall.

Det har vært høy leteaktivitet på norsk sokkel i 2014. Det ble totalt ferdigstilt 59 letebrønner som er det samme som i 2013. Det ble boret rekordmange letebrønner i Barentshavet, 14 mot 10 i 2013. Leteaktiviteten i dette området resulterte i oljefunn og vellykkede avgrensninger, men leteresultatene de siste år understøtter ikke de opprinnelige, optimistiske estimatene og det er utfordrende å finne lønnsomme utbyggingsløsninger.

Petoro var deltaker i 20 av de 59 letebrønnene som ble ferdigstilt i 2014. Det ble gjort totalt 22 nye funn (8 i Barentshavet, 5 i Norskehavet og 9 i Nordsjøen), der Petoro er deltaker i 10.



*“Petoro skal utarbeide operasjonelle mål med hensyn til å holde kostnadene på et lavest mulig nivå”*

Petoro har i 2014 arbeidet for en betydelig (minst 50 prosent) reduksjon av brønnskostnadene fordi mange av de gjenværende brønnmålene preges av lave utvinnbare reserver. Egne analyser av årsak til kostnadsvekst, nødvendigheten av radikale mål og identifisering av konkrete tiltak har gitt grunnlag til aktiv innsats på eksterne konferanser, for bilateral dialog på ledelsesnivå med oljeselskap og leverandører samt proaktiv innsats på lisensarenaen for økt ledelsesengasjement i partnerskapet. Grunnleggende i dette arbeidet er at Petoro dokumenterte at industrien selv har mye av skylden for den sterke kostnadsutviklingen og at kostnadsutviklingen ikke kan begrunnes med HMS.

Innen drift- og vedlikehold har Petoro vært en pådriver for at Statoils interne forbedringsprogram, STEP, skal få økt sannsynlighet for resultatoppnåelse allerede i 2014 gjennom økt ledelsesengasjement i partnerskapene. I tillegg har Petoro gjennomført egne analyser med tanke på læring fra britisk sokkel for å sikre at kortsiktige kutt i vedlikeholds- og modifikasjonsaktiviteter ikke skal gå på bekostning av langsiktig kostnadsutvikling.

*“Petoro skal utarbeide operasjonelle mål med hensyn til å ivareta sikkerhet og miljøhensyn i petroleumssektoren”*

Forbedringer av HMS-resultatene fortsetter. Det har ikke vært hendelser med storulykkepotensiale i 2014. Det har heller ikke vært større enkeltutslipp til sjø eller land. Det har vært en positiv utvikling i alvorlig hendelsesfrekvens i flere år. Frekvensen ble 0,7 for 2014 mot 0,9 i 2013. Personskadefrekvensen har også vist en positiv utvikling, og resultatet ble 3,8 i 2014 mot 4,4 året før.

Store omstillings- og endringsprosesser i

industrien påvirker risikobildet, og Petoro har økt årvåkenhet i lisensoppfølgingen med hensyn til HMS og teknisk integritet.

Det ble tatt et initiativ av Petoro, ConocoPhillips, ExxonMobil og Total i 2010 for å bedre rettighetshavernes involvering i sikkerhetsarbeidet. Dette arbeidet har i 2014 resultert i en veiledning for håndtering av storulykkerisiko på lisensnivå. Resultatet er økt involvering av rettighetshaverne i arbeidet med risikostyring. Veiledningen er nå i ferd med å bli innarbeidet som bransjestandard gjennom Norsk olje og gass. Gjennom 2014 har Petoro deltatt på 11 arbeidsmøter om storulykker, og erfaringene er positive. Petoro har også deltatt på flere ledelsesinspeksjoner for helse, miljø og sikkerhet på utvalgte felt og installasjoner i 2014.

Petoro rapporterer utslipp til luft og vann fra porteføljen i et eget kapittel om miljø i årsrapporten. Tallene kommer fra operatørenes rapportering til Norsk olje og gass og vil bli lagt inn i årsrapporten så snart disse foreligger.

## PRIORITERTE MÅL OG AKTIVITETER

Prioriterte mål og aktiviteter i 2014 har vært å øke utvinningen fra modne felt, ivareta langsiktige feltutvinningsløsninger for funn som planlegges utbygd og fremme helhetlig utvikling av Nordområdene.

### Modne felt: Investere for økt utvinning

*“OED ser det som svært viktig at Petoro fortsetter arbeidet med å få realisert reservegrunnlaget og tilleggsressursene i de modne feltene. Petoros innsats skal være rettet mot å øke utvinningen fra prioriterte installasjoner gjennom valg av løsninger for langsiktig feltutvikling, boring av flere brønner og mer effektiv boring. Petoro skal arbeide for at usikkerhet i reserve- og ressursgrunnlaget blir redusert gjennom kartlegging av gjenværende ressurspotensial. Petoro skal konsentrere innsatsen spesielt mot Snorre, Heidrun og Oseberg.”*

Petoros innsats knyttet til de modne feltene har til hensikt å øke utvinningen fra prioriterte felt gjennom valg av gode løsninger for langsiktig feltutvikling, boring av flere brønner per år og mer effektiv boring. Petoro arbeider for å avklare reserve- og ressursgrunnlaget gjennom kartlegging av gjenværende ressurspotensial, og at tilhørende brønnmål blir identifisert slik at feltutvinningsbeslutninger kan tas basert på realistiske langtidsplaner i lisensene. I disse prioriterte feltene har innsatsen vært:

### Snorre

Petoro har over lang tid vært en pådriver for en ny plattform på Snorre og mener en plattform er det beste middelet for å realisere de 100 boremålene som er identifisert på feltet. Basert på konseptvalget i november 2013 (ny plattform – Snorre C), har selskapet jobbet for etablering av et forventningsrett volumgrunnlag og en kostnadseffektiv plattform mot DG2. Hovedfokus i 2014 har vært eget simuleringsarbeid på oppdaterte reservoarmodeller der effekt av gassimport og plassering av brønner er vurdert. Resultatene fra arbeidet viser økte volumer for Snorre C. Dette bidrar til mindre usikkerhet for etablering av volumgrunnlag til DG2.

På anleggssiden viste resultatene fra operatørens C-studier en uønsket vektøkning. Petoro har i 2014 igangsatt egne studier for å konkretisere tiltak selskapet mener er viktig å gjennomføre for å redusere vekt og dermed kostnader for en ny plattform.

Beslutning om videreføring (DG2) har blitt utsatt flere ganger og ble i februar 2015 satt til fjerde kvartal 2016. Det planlegges nå investeringsbeslutning i 2017 og produksjonsoppstart 2022. Bakgrunn for utsettelsen er at lønnsomheten i prosjektet ikke er tilfredsstillende og det arbeides nå med mer gjennomgripende endringer på anleggsløsningen. Konseptvalget står fast. Petoro har vært

opptatt av tidskritikaliteten i prosjektet. En forskyvning i tidsplan for et slikt prosjekt vil medføre risiko for tap av reserver som følge av begrenset teknisk levetid på eksisterende installasjoner. Det vil i det videre arbeidet bli sett nærmere på tiltak som kan motvirke dette.

#### Heidrun

For Heidrunfeltet har Petoro gjennom eget undergrunnsarbeid i 2014 identifisert et økt reservegrunnlag og flere nye brønnmål som har bidratt til at partnerskapet besluttet å gå videre med i et forpliktende beslutningsløp for et Heidrun videreutviklingsprosjekt. Konseptstudiene vil adressere hele Heidrun feltets ressurspotensial og det er planlagt konseptvalg i slutten av 2016.

I 2015 vil Petoro videreføre eget arbeid for å oppnå tilstrekkelig kvalitet i undergrunnsmodeller, dreneringsstudier og levetidsstudier for eksisterende havbunns anlegg, samt modne frem robuste fremtidige brønnløsninger.

#### Oseberg

Etter påtrykk fra Petoro ble Oseberg Future Development-prosjekt etablert i 2011. På grunn av den store arealmessige utbredelsen av gjenværende ressurser ble feltutviklingsprosjektet delt i tre faser. Petoro har i 2014 gjort eget arbeid for å vurdere ressursgrunnlag, brønnbehov og utbyggingskonsept i den sørlige delen av feltet. Tilleggsvolumer er blitt identifisert, men reserveøkningen var ikke stor nok til å forsvare ny prosesseringsplattform. Den vestre delen av feltet er definert som fase I, og prosjektet passerte godkjenning for å starte konseptutvikling i juni 2014 (DG1). To konsepter er blitt vurdert, henholdsvis en undervannsutbygging og en utbygging med ubemannet brønnhodeplattform. Petoros foretrukne løsning var ubemannet brønnhodeplattform og dette konseptet ble valgt av partnerskapet tidlig i 2015.

Petoro har også vært pådriver for å etablere et revitaliseringsprosjekt for Oseberg Øst for å øke utvinningsgraden

på feltet. Konkrete løsninger er blitt forelagt lisensen og godkjenning for å starte konseptutvikling vil bli tatt i 1. kvartal 2015.

#### **Utvikling av nye felt**

*"Petoro skal bidra til valg av langsiktige feltutviklingsløsninger for funn som planlegges utbygd. Petoro skal blant annet arbeide for gode reservoarbeskrivelser og tidlig bruk av teknologi for økt utvinning"*

Basert på læring fra eksisterende felt har Petoro valgt å fokusere på fleksibilitet i utviklingsløsningene som legger til rette for at fremtidige muligheter ivaretas, at det tilrettelegges for lang, lønnsom levetid, effektiv og rask bruk av teknologimuligheter for økt utvinning, reservoarbeskrivelse og havbunnsprosessering. Petoro har spesielt brukt ressurser i oppfølgingen av Johan Sverdrup.

#### **Johan Sverdrup**

*"Petoro skal ivareta SDØEs forretningsmessige interesser i samordningsforhandlingene, samt kvalitetssikre og robustgjøre beslutningsgrunnlaget for fase 1 av feltutbyggingen frem mot investeringsbeslutning og innsendelse av plan for utbygging og drift (PUD)."*

Innsatsen i Johan Sverdrup-feltet har i 2014 vært knyttet til å fremme en helhetlig utvikling av feltet, både for fase 1 og fremtidige faser. I februar 2014 ble det foretatt konseptvalg for fase 1 som var i tråd med Petoros syn. Petoros innsats innen feltutvikling har spesielt vært rettet mot løsninger som sikrer maksimal langsiktig verdiskapning, herunder; ett feltcenter, robust strømkapasitet, robuste anskaffelsesstrategier for fase 1 kontrakter samt tilrettelegging for tiltak som kan gi økt utvinning. Petoro har gjennomført omfattende egne analyser av potensialet for avansert økt utvinning (EOR) og fremmet "business case" for dette. Det forventes at dette potensialet,

sammen med andre lovende tiltak for økt utvinning, fremover vil bli utredet som en integrert del av fase 2 arbeidet frem mot konseptvalg i 2016. Dette er i tråd med Petoros strategi om å ivareta framtidige muligheter i forbindelse med beslutning om feltutbygginger.

Petoro har i 2014 aktivt støttet Statoils kandidatur som operatør for det samordnede feltet. I fjerde kvartal stillte et samlet partnerskap seg bak dette.

Petoro har i 2014 videreført et omfattende arbeid knyttet til samordningsforhandlingene for Johan Sverdrup-funnet i den hensikt å oppnå en rettmessig andel av verdiene i dette store feltet. Tilleggsbevilgningen til dette formålet ble økt i 2014, tilpasset gjeldende planer for Johan Sverdrup-prosjektet og omfattende samordningsforhandlinger har pågått i hele 2014.

PUD ble levert 13.februar 2015. Da ble også en fremforhandlet samordningsavtale overlatt til myndighetene for å fastsette de endelige vilkårene.

#### **Nordområdene-fremme helhetlig utvikling**

*"Petoro skal følge opp SDØE-porteføljen i Barentshavet sør med særlig vekt på felt og funn som Snøhvit, Johan Castberg og Hoop-området."*

Produksjonen på Snøhvit anlegget var i 2014 rekordstor og produksjonseffektiviteten endte på om lag 84 prosent. Dette er betydelig høyere enn tidligere år og gir tro på at robustgjøringsiltakene implementert på Snøhvit har effekt.

I Johan Castberg har Petoro arbeidet med konseptvalget for Johan Castberg-feltet i hele 2014. Petoro har vært opptatt av at de ulike utbyggingskonseptene blir individuelt optimalisert, men samtidig robustgjort

for å møte lønnsomhetsutfordringene og usikkerhetene både i et kort og langt perspektiv. Petoro har identifisert en egen alternativ og konkurransedyktig utviklingsløsning og arbeidet for at denne skulle utredes og optimaliseres på linje med de andre konseptene.

Leteaktiviteten i Barentshavet i 2014 var rekordhøy med totalt 14 letebrønner boret, av disse var SDØE deltaker i åtte. Resultatet for SDØE sin del var skuffende og kun et drivverdig funn gjort, Drivis i PL532, samme lisens som Johan Castberg. Dette funnet vil bli utviklet som en integrert del av Johan Castberg prosjektet. Et mulig drivverdig funn, Hanssen ble gjort i PL537, samme lisens som Wisting funnet fra 2013. Her planlegges videre leting og avgrensning i 2015.

Den største skuffelsen i 2014 var at brønnene Apollo og Atlantis i Hoop området, PL615, var henholdsvis tørr og kun et lite gassfunn. Rundt Johan Castberg ble det boret to letebrønner i tillegg til Drivis, men begge disse fant kun små mengder gass som det ikke finnes et kommersielt lønnsomt utbyggingskonsept for på det nåværende tidspunkt.

#### **Overvåking av Statoils avsetning av statens petroleum**

*"Petoro skal i tråd med de definerte hovedoppgavene overvåke Statoils avsetning av den petroleum som produseres fra statens direkte deltakerandeler, i tråd med Statoils avsetningsinstruks. Målsettingen er en høyest mulig samlet verdi av statens og Statoils petroleum, samt en rettmessig fordeling av inntekter og kostnader.*

*Som en del av selskapets overvåkning av Statoils avsetning, skal Petoro i 2014 spesielt være opptatt av følgende:*

- *Overvåke avsetningen av statens petroleum med oppmerksomhet på strategi, risiko og forretningsutvikling samt saker av stor verdimeessig betydning eller prinsipiell karakter.*
- *Vurdere om det nye formelverket for*

*våtgass oppfyller de målsettinger som lå til grunn for endringene i 2011. Som en del av denne vurdering skal Petoro foreta en samlet gjennomgang av alle våtgassalg i 2012 og 2013, for eventuelt å identifisere avvik mellom formelpris og realisert salgsverdi på statens våtgass."*

Petoro er tildelt oppgaven å overvåke at Statoil utfører avsetningen av statens petroleum sammen med sin egen i samsvar med Statoils avsetningsinstruks. Målsettingen er en høyest mulig samlet verdi av statens og Statoils petroleum, samt en rettmessig fordeling av inntekter og kostnader.

Petoro har prioritert arbeidet knyttet til maksimal verdiskaping i gassporteføljen. Selskapet er opptatt av at tilgjengelig gass blir avsatt i markedet til høyest mulig pris og at fleksibiliteten i produksjonsanlegg og transportkapasitet blir utnyttet for å optimalisere avsetningen. Petoro har også vært opptatt av gassens rolle i Europas fremtidige energimiks og fulgt utviklingen i EUs energipolitikk.

Petoro har hatt dialog med Statoil vedrørende Statoils organisatoriske og forretningsmessige tilpasning til nye markedsforhold for gass og olje. Oppfølgingen omkring problemstillinger knyttet til markedsutviklingen var et sentralt tema i 2014. Det ble blant annet besluttet å utsette noe gassproduksjon for å øke verdien av gassen. I tillegg har det vært utført arbeid for å belyse problemstillinger knyttet til reforhandlinger av langsiktige gassalgskontrakter og salg av petroleum til Statoils egne anlegg. Petoro har videre utredet forholdet mellom SDØE-porteføljen og Statoils internasjonale virksomhet, men uten at problemstillingen har blitt konkludert.

Petoro har videre igangsatt et arbeid for å kartlegge eventuelle behov for tilpasninger av formelverket for våtgass for å ivareta målsettingene i Avsetningsinstruksen.

Det er blitt foretatt kontroller av rettmessig fordeling av inntekter og kostnader relatert til avsetningen. I tillegg er det blitt foretatt en gjennomgang av Statoils prinsipper for belastning av salgs- og administrasjonskostnader relatert til Statoils endrede organisering av avsetningsvirksomheten.

Statoil og Petoro har hatt dialog vedrørende struktur for utøvelse av overvåkerrollen og igangsatt aktiviteter for å gjøre nødvendige tilpasninger og etablere en effektiv og hensiktsmessig overvåking.

# RESSURSREGNSKAP 2014

Vedlagte tabeller viser gjenværende reserver for ressurskategoriene 1 til og med 3 samt ressurser for ressurskategoriene 4 til og med 8.

Ressurskategori 1 til 8		Gjenværende utvinnbare ressurser		
		Olje, NGL og kondensat mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	Olje-ekvivalenter mill Sm <sup>3</sup>
RK 1-3	Reserver	209,5	767,4	977,0
RK 4	Ressurser i planleggingsfasen	131,6	21,8	153,5
RK 5	Utvinning sannsynlig men uavklart	37,6	59,4	97,0
RK 6	Utbygging lite sannsynlig	9,3	3,9	13,2
RK 7	Ressurser i nye funn som ikke er evaluert og mulige framtidige tiltak for økt utvinning	86,4	48,5	135,0
RK 8	Prospekt	19,7	24,8	44,5
<b>Sum</b>		<b>494,3</b>	<b>925,9</b>	<b>1420,1</b>

Felt	Opprinnelig utvinnbare reserver			Gjenværende reserver		
	Olje og NGL* mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	Olje-ekvivalenter mill Sm <sup>3</sup>	Olje og NGL mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	Olje-ekvivalenter mill Sm <sup>3</sup>
Atla	0,08	0,37	0,44	-0,01	0,25	0,25
Draugen	72,39	0,83	73,22	5,39	0,04	5,43
Ekofisk	29,06	8,11	37,17	5,18	0,90	6,09
Eldfisk	7,07	2,15	9,22	1,46	0,17	1,64
Embla	0,70	0,30	1,00	0,12	0,10	0,22
Gimle	0,86	0,35	1,21	0,12	0,17	0,29
Gjøa	8,36	10,46	18,82	4,52	6,94	11,46
Grane	41,22	-1,92	39,30	12,81	-1,92	10,89
Gullfaks	113,96	6,92	120,88	4,34	-0,01	4,33
Gullfaks Sør	25,45	24,96	50,42	8,95	13,35	22,29
Heidrun	108,41	27,34	135,74	22,62	17,89	40,51
Heimdal	1,31	9,05	10,35	0,00	0,00	-0,01
H-Nord	0,08	0,00	0,08	0,06	0,00	-7,21
Huldra	1,73	5,54	7,27	0,00	-0,01	7,25
Jette	0,30	0,00	0,30	0,20	0,00	0,20

Felt	Opprinnelig utvinnbare reserver			Gjenværende reserver		
	Olje og NGL* mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	Olje- ekvivalenter mill Sm <sup>3</sup>	Olje og NGL mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	Olje- ekvivalenter mill Sm <sup>3</sup>
Kristin	7,05	5,64	12,69	1,32	1,48	2,80
Kvitebjørn	14,64	26,61	41,25	4,40	10,26	14,66
Martin Linge	3,60	5,84	9,44	3,60	5,84	9,44
Norne	50,49	6,12	56,61	1,87	2,44	4,31
Ormen Lange	6,62	103,51	110,13	2,77	52,18	54,94
Oseberg	139,87	37,93	177,80	10,65	23,47	34,12
Oseberg Sør	24,51	6,67	31,18	8,28	4,24	12,52
Oseberg Øst	8,71	0,13	8,84	2,16	0,03	2,19
Rev	0,25	0,79	1,04	0,01	0,04	0,04
Skirne	0,68	3,07	3,75	0,12	0,09	0,22
Skuld	1,42	0,11	1,53	1,00	0,05	1,05
Snorre	80,56	1,99	82,55	18,96	0,10	19,06
Snøhvit	12,09	65,62	77,71	9,67	56,58	66,25
Statfjord Nord	13,43	0,67	14,10	1,91	-0,02	1,89
Statfjord Øst	12,28	1,21	13,49	0,54	0,02	0,57
Svalin	2,22	0,00	2,22	1,92	0,00	1,92
Sygna	3,33	0,00	3,33	0,34	0,00	0,34
Togi	0,00	12,15	12,15	0,00	0,00	0,00
Tor Unit	0,98	0,42	1,40	0,01	0,01	0,02
Tordis	20,28	1,41	21,68	2,53	0,12	2,65
Troll Unit	184,86	790,19	975,05	39,76	521,67	561,44
Tune	1,48	7,48	8,96	-0,03	-0,25	-0,28
Urd	1,76	0,10	1,86	0,35	0,04	0,40
Valemon	2,10	7,02	9,12	2,10	7,02	9,12
Varg	4,99	0,22	5,21	0,22	0,17	0,39
Vega	4,61	4,38	8,99	3,24	3,21	6,45
Veslefrikk	21,62	2,07	23,69	1,03	1,06	2,10
Vigdis	21,92	0,59	22,52	4,69	0,08	4,77
Visund	14,37	16,56	30,93	6,41	13,98	20,39
Visund Sør	1,50	2,56	4,06	1,16	2,35	3,51
Yttergryta	0,20	0,41	0,62	0,05	-0,02	0,03
Åsgard	68,23	74,05	142,28	12,75	23,28	36,03
<b>Totalt</b>	<b>1141,62</b>	<b>1279,98</b>	<b>2421,61</b>	<b>209,55</b>	<b>767,41</b>	<b>976,95</b>

\* Inkluderer kondensat

Ressurskategori 4	Utvinnbare ressurser		
	Olje, NGL og kondensat mill Sm <sup>3</sup>	Gass mrd Sm <sup>3</sup>	Olje-ekvivalenter mill Sm <sup>3</sup>
Asterix	0,06	3,56	3,62
Draugen	0,38	0,00	0,38
Drivis	1,63	0,00	1,63
Erlend	0,36	0,28	0,63
Gullfaks	1,67	0,09	1,76
Gullfaks Sør	1,49	2,32	3,81
Hasselmus	0,04	0,04	0,08
Heidrun	9,39	1,18	10,56
Johan Castberg	15,36	0,00	15,36
Johan Sverdrup	72,24	2,23	74,47
Kristin	0,44	0,28	0,72
Kvitebjørn	0,46	1,20	1,66
Maria	8,37	0,71	9,08
Norne	0,46	0,43	0,89
Ormen Lange	0,13	2,60	2,73
Oseberg	2,24	2,09	4,33
Oseberg Sør	0,06	0,00	0,06
Snorre	10,01	0,00	10,01
Snøhvit	0,34	1,96	2,30
Statfjord Øst	0,28	0,03	0,31
Tott East	0,05	1,11	1,16
Troll Brent	0,13	0,00	0,13
Troll Olje	4,73	0,00	4,73
Urd	0,17	0,00	0,17
Varg	0,19	0,00	0,19
Åsgard	0,97	1,73	2,71
<b>Totalt</b>	<b>131,63</b>	<b>21,83</b>	<b>153,46</b>