

FAKTA 2012

NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET





Redaktør: Jon Ødegård Hansen, Olje- og energidepartementet
Redaktør: Bjørn Rasen, Oljedirektoratet
Redaksjonen avslutta: Mars 2012

Design: Artdirector/Klas Jønsson
Papir: omslag: Galerie art silk 250 g, materie: Arctic silk 115 g
Grafisk produksjon: 07 Gruppen AS
Trykk: 07 Gruppen AS
Opplag: 13 500 norsk og 12 000 engelsk
Publikasjonskode: Y-0103/13 N

Forsiden: Frå leiteverksemda i Barentshavet januar 2012.
(Foto: Harald Pettersen, Statoil)

ISSN 1504-3398



FAKTA 2012

NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Besøksadresse:
Middelthunsgate 29, Oslo
Postadresse:
Postboks 8148 Dep. NO-0033 Oslo
Telefon: +47 22 24 90 90
Telefaks: +47 22 24 95 65

www.regjeringen.no/oed
www.faktaheftet.no
e-post: postmottak@oed.dep.no



OLIEDIREKTORATET

Besøksadresse:
Professor Olav Hanssens vei 10
Postadresse:
Postboks 600, NO-4003 Stavanger
Telefon: +47 51 87 60 00
Faks: +47 51 55 15 71/51 87 19 35

www.npd.no
e-post: postboks@npd.no



Olje- og energiminister

FORORD

Ola Borten Moe

Olje-og energiminister

For olje- og gassverksemda i Noreg var 2011 eit svært godt år med mange nye funn. Eg hadde berre vore statsråd ein snau månad, då vi fekk nyheitene om funn i undersøkingsbrønnen på Skrugard nordvest for Hammerfest. Tidleg i 2012 blei òg Havisprospektet i same løyve stadfesta. Til saman utgjer dette 400-600 millionar fat oljeekvivalentar. Johan Sverdrup kan bli eit av dei største oljefunna våre. Det blei til og med gjort på ein del av den norske sokkelen vi trudde vi kjende svært godt. Dette viser at leiting i slike område er viktig for å finne og utnytte den fulle verdien av ressursformuen.

Det er stor aktivitet på sokkelen. I fjor behandla vi 10 utbyggingssplanar – alt frå mindre, tidskritiske prosjekt til revitaliseringa av Ekofiskfeltet til 65 milliardar kroner. Dei samla investeringane i prosjekta vil vere over 100 milliardar. 2011 var òg eit år då Noreg blei større. Delelinjeavtalen med Russland gav oss 87.000 kvadratkilometer ny sokkel.

Men har det vore mange positive nyheiter og mange viktige funn, er det like fullt slik at norsk oljeproduksjon er fallande. Oljeproduksjonen har felle med 1,3 millionar fat per dag sidan toppen. Utan fleire vedtak om investeringar vil oljeproduksjonen kunne halverast fram mot slutten av tiåret. Mitt mål og vår felles oppgåve er å gjere dette fallet minst mogleg. Det fantastiske funnåret vi har bak oss endrar ikkje på dette. Det er ikkje anna enn eit godt første bidrag til å løyse oppgåva.

Avgjerande er det at rettshavarane i dei ulike felta hentar ut alle lønnsame ressursar for å avgrense fallet i produksjonen. Kor viktig det som skjer på eksisterande felt er, kan ikkje overdrivast. Det er viktig å utnytte infrastrukturen og hindre at unødig mykje ressursar blir liggjande fordi vi ikkje får produsert i tide. Nye funn og nytt areal kan ikkje erstatte manglande resultat på eksisterande felt. Derimot trengst det nye funn og nytt areal for å halde aktiviteten oppe over tid. Vi må altså ha ein parallell innsats i heile kjeda.

Petroleumsaktiviteten er no i ferd med å trekke nordover. Å utvikle Barentshavet til den tredje petroleumsprovinsen vår har teke tid. Det har gått 32 år sidan området blei opna, og 30 år sidan den første gassen blei påvist – i Snøhvit. I Barentshavet søraust, det nye havområdet vårt mot Russland, er den geologiske kartlegginga og konsekvensutgreiinga godt i gang. Det same gjeld for havområda ved Jan Mayen. Eg arbeider for å leggje fram spørsmålet om opning av desse to områda for Stortinget i 2013. At vi no ser langsiktig, vesentleg petroleumsaktivitet i Barentshavet som mogleg, kan gje store moglegheiter for Finnmark og Nord-Norge. Utbygging av nye funn skal skape størst moglege verdiar for samfunnet og kan bidra til regionale ringverknader. Næringa skal nordover, og dialogen og samspelet mellom styresmakter, industri og regionalt næringsliv er viktig for å finne dei gode løysingane. På denne måten skal vi sikre maksimal verdiskaping og optimal ressursforvaltning, til det beste for Noreg.

I petroleumsmeldinga slår vi fast at strategien for utvikling av petroleumssektoren inneber ei offensiv og parallell satsing på:

- å auke utvinninga frå felt i produksjon,
- byggje ut drivverdige/lønnsame funn,
- leite i areal som er opna og
- opne nye område

Eg meiner regjeringa og Stortinget gjennom petroleumsmeldinga, og gjennom behandlinga av denne, har lagt eit godt grunnlag for ei slik utvikling. Den stadfesta at det finst brei politisk semje om dei hovudlinjene i petroleumpolitikken eg trekte opp i meldinga. Hovudmålet i petroleumpolitikken – å leggje til rette for lønnsam produksjon av olje og gass i eit langsiktig perspektiv – ligg fast. Dette er svært viktig for ei så langsiktig verksemd som den petroleumsverksemda er.



FORORD

Bente Nyland Oljedirektør

Oljedirektør

I stortingsmelding 28 (2010-2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* blir satsing innan fire område poengtert. For det første: Vi må auke utvinninga frå felt som er i drift. I dag blir mindre enn halvparten av ressursane i felta henta ut. Auka innsats og smarte tiltak kan gi store meirverdiar for selskapa og for samfunnet.

Ein gjennomgang viser at det er dei store, gamle felta i Nordsjøen som peikar seg ut: Ekofisk, Statfjord, Snorre, Heidrun, Gullfaks og Oseberg er dei felta som har mest olje igjen. Det å få ut ein eller to prosent meir frå desse store felta er meir verdifullt enn å hente ut meir frå mindre felt – sjølv om alle monnar dreg. Og på fleire av dei store felta hastar det med å gjere tiltak, elles risikerer vi at gevinsten er tapt.

For det andre: Vi må byggje ut drivverdige funn. Det er gjort mange funn dei siste åra, ja, det er gjort funn i mest annankvar brønn. Felles for desse er at dei er små. Utbygging kan i fleire tilfelle forsvarast med at funna kan knytast opp til eksisterande infrastruktur. Tilgangen til infrastrukturen varer ikkje evig, og det er difor viktig å vedta utbygging av desse funna.

I 2011 blei ti planar for utbygging og drift (PUD) godkjende. Dette gjer, saman med eit aukande tal funn som ser ut til å bli bygde ut, at vi forventar høg utbyggingsaktivitet dei nærmaste åra.

For det tredje: Vi må leite meir i dei areala som er opna for petroleumsverksemd. Vi må leite for å finne. Leiteverksemda på norsk sokkel er stor, og den har gitt resultat. I 2011 blei 54 leitebrønner avslutta. Det blei gjort 22 nye funn av olje og gass. 16 av desse blei gjort i Nordsjøen, 3 i Norskehavet og 3 i Barentshavet. Ved sida av storfunnet Johan Sverdrup i Nordsjøen, påvist hausten 2010 (brønn 16/2-6) og bekrefte i 2011 (brønn 16/2-8), er det grunn til å trekke fram leitesuksessen i Barentshavet. Der blei det gjort to viktige funn i fjor – og eitt funn blei bekrefte rett etter årsskiftet. Les meir om

Oljedirektoratets oppsummering av sokkelåret 2011 på nettstaden www.npd.no.

Vi nærmar oss 100 leitebrønner i Barentshavet. Kanskje oljekoden endeleg er i ferd med å bli knekt, slik at det kjem fleire gode nyheiter frå Barentshavet dei neste åra. Oljedirektoratet har heile tida hatt tru på Barentshavet, sjølv då mange avskreiv moglegheitene for nye store funn og reiste frå området på slutten av 1990-talet.

Vi arbeider med den 22. ordinære konsesjonsrunden på norsk sokkel, 47 år etter at den første konsesjonsrunden blei lyst ut. Vi konstaterer at interessa frå selskapa framleis er stor, også i nord.

Det fjerde poenget i petroleumsmeldinga er at vi må opne nye område for petroleumsverksemd. Førre gongen nye område blei opna var i 1994. Stortinget gir Oljedirektoratet i oppgåve å kartlegge geologien i dei nye områda for å betre kunnskapen om kor det er mest sannsynleg å gjere nye funn, og for å komplettere data-dekninga i uopna område.

Ei slik kartlegging skjer søraust i Barentshavet, i det nye området som grensar mot Russland. Etter år med venting blei den nye grenselinja endeleg avklart i 2011. Oljedirektoratet starta straks innsamling av seismiske data. Dei seismiske undersøkingane skal avsluttast i løpet av året.

I tillegg til det søraustlege Barentshavet, kartlegg Oljedirektoratet geologien i dei norske havområda ved Jan Mayen. Vi har også fått i oppdrag av Stortinget å kartlegge dei uopna delane av kontinentalsokkelen utanfor Nordland (Nordland IV og V).

Og framleis skal Oljedirektoratet – i sitt 40. år – vere eit nasjonalt sokkelbibliotek og spreie fakta og kunnskap. Vi skal levere relevante data og analysar, formidle potensial og konsekvensar. Dette heftet – *Fakta 2012* – er eitt av bidraga.

INNHold

Forord av olje- og energiminister Ola Borten Moe	4	5. Leiteverksemda	29
Forord av oljedirektør Bente Nyland	5	Leitepolitikk i modne og umodne område	33
1. Norsk petroleumshistorie	9	6. Utbygging og drift	37
2. Rammeverk og organisering	13	Effektiv produksjon av petroleumssressursane	38
Konsekvensutgreiing og opning av nye område	14	Auka utvinning i modne område	38
Utlysing	14	Auka ressursuttak	38
Tildeling	14	Effektiv drift	39
Utvinningssløyvet	14	Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur	39
Leiting	14	Opprydding etter at produksjon er avslutta	40
Utbygging og drift	14	7. Gasseksport frå norsk sokkel	43
Avslutning av petroleumsverksemd	15	Organisering av gasstransportsystemet	44
Erstatningsansvar for forureiningskade	15	Regulert tilgang til transportsystemet	44
Tryggleik	15	8. Forsking i olje- og gassverksemda	47
Statleg organisering av petroleumsverksemda	15	9. Miljø- og klimaomsyn i norsk petroleumsverksemd	51
Meir om organiseringa av petroleumsverksemda	15	Utslepp frå petroleumsverksemda	52
Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda	15	Lover og avtaleverk som regulerer utslepp frå petroleumsverksemda	52
Statens inntekter frå petroleumsverksemda	16	Måling og rapportering av utslepp	52
3. Petroleumsverksemda	19	Utsleppsstatus for CO ₂	52
– Noregs største næring	19	Verkemiddel for å redusere CO ₂ -utsleppa	53
Petroleumsverksemda i det norske samfunnet	20	Døme på tiltak for å redusere CO ₂ -utslepp frå felt	54
Utviklinga framover	20	Kraft frå land	55
Sysselsetjing over heile landet	21	Utsleppsstatus for NO _x	55
Ringverknader av petroleumsverksemda	21	Verkemiddel for å redusere NO _x -utsleppa	55
Norsk leverandørindustri	21	Eksempel på tiltak for å redusere NO _x -utsleppa	56
Næringa lykkast internasjonalt	21	Utsleppsstatus for nmVOC	56
Energimarknaden	22	Verkemiddel og tiltak for å redusere nmVOC-utslepp	56
4. Petroleumssressursane	25	Utslepp til sjø	56
Ressursar	26	Produsert vatn	56
Reservar	26	Utsleppsstatus for kjemikaliar	57
Avhengige ressursar	26	Verkemiddel for å redusere utslepp av kjemikaliar	57
Uoppdaga ressursar	27	Utslepp av olje	57
Nordsjøen	27	Akkutte utslepp	57
Norskehavet	27	Utslepp fra drift	57
Barentshavet	27	Verkemiddel for å redusere utslepp av olje	58



10. Felt i produksjon	59	Sleipner Vest	88	Skarv	114
Den sørlege delen av Nordsjøen	62	Sleipner Øst	89	Valemon	114
Den midtre delen av Nordsjøen	63	Snorre	89	Visund Sør	115
Den nordlege delen av Nordsjøen	64	Snøhvit	90	Yme	115
Norskehavet	67	Statfjord	90	12. Utbyggingar i framtida	117
Barentshavet	67	Statfjord Nord	91	Utbygging vedtekne av rettshavarane	119
Alve	68	Statfjord Øst	92	Felt og funn i planleggingsfasen	119
Alvheim	68	Sygna	92	13. Felt der produksjonen er avslutta ..	123
Balder	69	Tambar	93	Albuskjell	125
Blane	69	Tambar Øst	93	Cod	125
Brage	70	Tor	94	Edda	125
Draugen	70	Tordis	94	Frigg	125
Ekofisk	71	Troll	95	Frøy	125
Eldfisk	72	Troll I	95	Lille-Frigg	125
Embla	72	Troll II	96	Mime	126
Enoch	73	Trym	97	Nordøst Frigg	126
Fram	73	Tune	97	Odin	126
Gimle	74	Tyrihans	98	Tommeliten Gamma	126
Gjøa	74	Ula	98	Vest Ekofisk	126
Glitne	75	Urd	99	Øst Frigg	126
Grane	75	Vale	99	14. Rørleidningar og landanlegg	127
Gullfaks	76	Valhall	100	Gassled-landanlegg i Noreg	130
Gullfaks Sør	76	Varg	100	Rørleidningar utanfor Gassled	131
Gungne	77	Vega	101	Vedlegg	133
Gyda	77	Vega Sør	101	Vedlegg 1 Historisk statistikk	134
Heidrun	78	Veslefrikk	102	Vedlegg 2 Petroleumsressursane	137
Heimdal	78	Vigdis	102	Vedlegg 3 Operatørar og rettshavarar	146
Hod	79	Vilje	103	Vedlegg 4 Omrekningsfaktorar	148
Huldra	79	Visund	103		
Jotun	80	Volund	104		
Kristin	80	Volve	104		
Kvitebjørn	81	Yttergryta	105		
Mikkel	81	Åsgard	105		
Morvin	82	11. Felt under utbygging	107		
Murchison	82	Atla	109		
Njord	83	Brynhild	109		
Norne	83	Gaupe	110		
Ormen Lange	84	Goliat	110		
Oseberg	84	Gudrun	111		
Oseberg Sør	85	Hyme	111		
Oseberg Øst	86	Islay	112		
Rev	86	Knarr	112		
Ringhorne Øst	87	Marulk	113		
Sigyn	87	Oselvar	113		
Skirne	88				





NORSK PETROLEUMSHISTORIE

1



Hardt fysisk arbeid under støyping av understell til dei store betongplattformene på 1980-talet. (Foto: Leif Berge, Statoil)

Ved utgangen av 1950-åra var det svært få som trudde at norsk kontinentalsokkel skjulte olje- og gassrikdommar. Men gassfunnet i Groningen i Nederland i 1959 førte til ny optimisme om petroleums-potensialet i Nordsjøen.

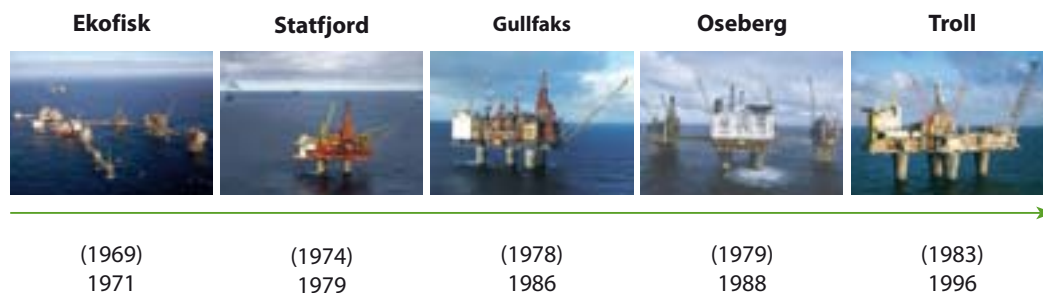
I oktober 1962 sende Philips Petroleum eit brev til styresmak- tene i Noreg og bad om løyve til å leite i Nordsjøen. Selskapet ville ha utvinningsløyve for dei delane av Nordsjøen som låg på norsk kontinentalsokkel. Tilbodet var på 160 000 dollar per måned, og blei sett som eit forsøk på å få eksklusive rettar. Det var utenkjeleg for styresmaktene å overlate heile sokkelen til eitt selskap. Dersom områda skulle bli opna for leiting, måtte fleire selskap inn.

I mai 1963 proklamerte regjeringa suverenitet over den norske kontinentalsokkelen. Ei ny lov slo fast at staten var grunneigar, og at berre Kongen (regjeringa) kunne gi løyve til leiting og utvinning. Sjølv om Noreg hadde proklamert suverenitet over store hav- område, stod det igjen nokre viktige avklaringar om avgrensing av kontinentalsokkelen, først og fremst mot Danmark og Storbritannia. I mars 1965 blei det gjort avtalar om avgrensing av kontinental- sokkelen på basis av midtlinjepriinsippet, og første konsesjonsrunde blei kunngjort 13. april 1965. Det blei tildelt 22 utvinningsløyve for 78 blokker. Den første leitebrønnen blei bora sommaren 1966, men viste seg å vere tørr.

Med funnet av Ekofisk i 1969 begynte det norske oljeeventyret for alvor. Produksjonen frå feltet tok til 15. juni 1971, og i åra etter blei det gjort fleire store funn. I 1970-åra var leiteverksemda konsen- trert om Nordsjøen, men gradvis blei sokkelen nordover også opna for oljeverksemd. I kvar konsesjonsrunde blei det berre kunngjort

eit avgrensa tal blokker, og dei områda som såg mest lovande ut blei undersøkte først. Det førte til funn i verdsklasse, og produk- sjonen frå den norske kontinentalsokkelen har vore dominert av desse store felta. Dei fekk namn som Ekofisk, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll. Desse felta har vore, og er framleis, svært viktige for utviklinga av petroleumsverksemda i Noreg. Desse utbyggin- gane har ført til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyte seg til. No minskar produksjonen frå fleire av desse felta, samtidig som fleire nye, mindre felt har kome til. Difor er produk- sjonen i dag fordelt på fleire felt enn før.

I starten valde styresmaktene ein modell der utanlandske sel- skap dreiv petroleums-verksemda, og i startfasen var det utanland- ske selskap som dominerte leiteverksemda og stod for utbygging av dei første olje- og gassfelta. Etter kvart auka det norske engasje- mentet ved at Norsk Hydro kom med, og i 1972 blei Statoil oppretta med staten som eineeigar. Då blei det også etablert eit prinsipp om 50 prosent statleg deltaking i kvart utvinningsløyve. I 1993 endra ein dette prinsippet til å vurdere i kvart tilfelle om staten skal delta, og om eigardelen skal setjast lågare eller høgare. Eit anna privat norsk selskap, Saga Petroleum, kom også til. I 1999 kjøpte Norsk Hydro opp Saga Petroleum. I 2001 blei Statoil delprivatisert. Dette førte til etableringa av Petoro. Petoro tok då over ansvaret Statoil hadde hatt for Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE), som staten hadde oppretta i 1985. I 2007 fusjonerte Statoil med olje- og gassverksemda til Norsk Hydro. I dag er nær 50 norske og utanlandske selskap aktive på sokkelen. I kapittel 3 står det meir om oljeproduksjonen i dag og kva han har å seie for norsk økonomi.



Figur 1.1 Historisk tidslinje. Funnår i parentes.

Faktaboks 1.1 Kva er petroleum?

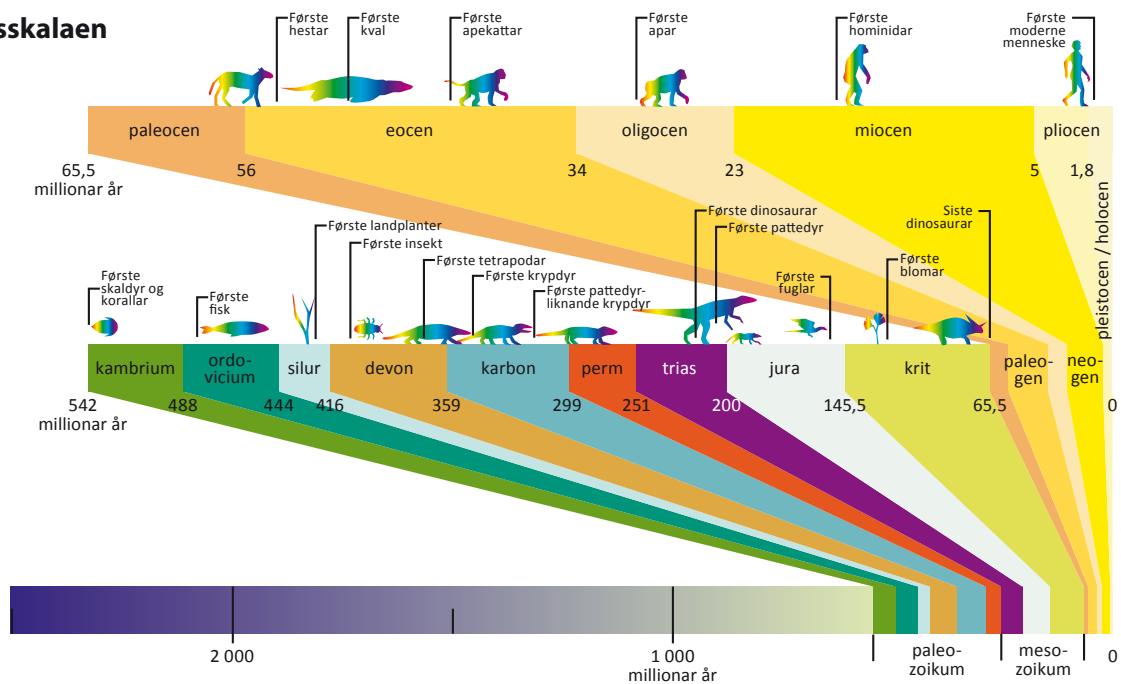
Olje og gass blir til over mange millionar år ved at organisk materiale blir brote ned, omdanna og avsett i havområde. Mesteparten av olje- og gassførekomstane på norsk kontinentalsokkel har opphav i eit tjukt lag av svart leire som i dag ligg fleire tusen meter under havbotnen. Den svarte leira er ein kjeldebergart, det vil seie ei avsetning som inneheld ei vesentleg mengd organiske restar. Leira blei avsett for rundt 150 millionar år sidan på botnen av eit hav som dekte mykje av det som i dag er Nordvest-Europa. Dette havet var spesielt, i og med at havbotnen var død og stagnerande, samtidig som det vrimla av liv i dei øvste vassmengdene. Store mengder mikroskopisk planteplankton hopa seg opp i dei oksygenfrie botnsedimenta, for etter kvart å bli gravlagde djupare. Etter langvarig kjemisk endring gjennom bakteriell nedbryting og seinare varmpåverknad danna det seg flytande hydrokarbon og gass i kjeldebergarten.

Ved oksygenfri nedbryting av organisk materiale blir det danna mellom anna kerogen, som gir opphav til olje og gass ved høgare temperatur og trykk. På norsk kontinentalsokkel aukar temperaturen med 25 grader per kilometer djup. Etter meir enn hundre millionar år med erosjon og avleiring kan det ligge eit fleire kilometer tjukt lag av leire og sand over kjeldebergarten. Når temperaturen på kerogenet når 60–120 grader, blir det danna olje, og over denne temperaturen hovudsakleg gass.

Etter kvart som det blir danna olje og gass, siv dette ut av kjeldebergarten og følgjer minste motstands veg, styrt av trykk og permeabilitet i bergartane. Fordi hydrokarbonar er lettare enn vatn, vil olja og gassen bevege seg oppover i ein porøs bergart som inneheld vatn. Denne vandringa (migrasjonen) skjer gjennom mange tusen år og kan strekkje seg over fleire mil, heilt til ho blir stoppa av tette lag. Reservoarbergartar er porøse og alltid metta med ulike blandingsforhold av vatn, olje og gass. Mesteparten av petroleumressursane våre er fanga i reservoarbergartar som er avsette i store delta laga av elvar som rann ut i havet i juratida. Hovudreservoaret på mellom anna Gullfaksfeltet, Osebergfeltet og Statfjordfeltet er i det store Brent-deltaet frå juratida. Store reservar finst også i sand som blei avsett på elvesletter i triastida (Snorrefeltet), i grunt hav i sein juratid (Trollfeltet) og som undersjøiske vifter i paleogentida (Balderfeltet). Sør i Nordsjøen er det tjukke lag av skrivekrit, som inneheld mikroskopiske kalkagar, ein viktig reservoarbergart.

Leirstein og leiraktig sandstein dannar tette avsetningar som påverkar migrasjonsvegane frå kjeldebergarten til reservoaret. Dei er også heilt avgjerande for å halde petroleum på plass i reservoaret over lang tid. Tette avsetningar som ligg som eit lokk over reservoarbergartar, kallar vi takbergartar. I tillegg må reservoarbergarten ha ei form som gjer at olja samlar seg: ei felle. Når eit område inneheld både kjeldebergart, reservoarbergart, takbergart og felle, er altså føresetnadene der for å kunne finne olje- og gassførekomstar.

Den geologiske tidsskalaen







Blåjakkene på gassbehandlingsanlegget på Kårstø. (Foto: Øyvind Hagen, Statoil)

For at oljeselskapa skal kunne gjere gode vedtak, er det ein føresetnad at rammeverket er føreseieleg og transparent. Organiseringa av verksemda skal saman med rolle- og ansvarsdelinga verne viktige samfunnsomsyn og sikre at verdiskapinga kjem fellesskapet til gode. Dette omfattar mellom anna omsynet til det ytre miljøet, helse, arbeidsmiljø og tryggleik¹. Alle tener på eit rammeverk som gir petroleumsindustrien tildriv til å oppfylle statens målsetjingar, samtidig som selskapa oppfyller sine egne mål om å maksimere eigen profitt.

Petroleumslova (lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet) inneheld den overordna heimelen for konsesjons-systemet som regulerer norsk petroleums-verksemd. Etter lova og forskrifta til lova (forskrift 27. juni 1997 nr. 653) kan det tildelast løyve for undersøking etter, utvinning av og transport av petroleum. Petroleumslova slår fast at det er staten som har eigeomsretten til undersjøiske petroleumsførekomstar på den norske kontinental-sokkelen. Offentlege godkjenningar og løyve er også nødvendig i alle fasar av petroleumsverksemda, frå tildeling av undersøkings- og utvinningsløyve, i samband med innsamling av seismikk og leiteboring², til planar for utbygging og drift³, og planar for avslutning⁴ av felt.

Konsekvensutgreiing og opning av nye område

Før det blir gitt løyve til undersøking og produksjon, må området der aktiviteten blir planlagt vere opna for petroleumsverksemd. I samband med dette skal det utarbeidast ei konsekvensutgreiing som mellom anna vurderer dei økonomiske og sosiale verknadene og miljøverknadene verksemda kan ha for andre næringer og for distrikta rundt. Konsekvensutgreiing og opning av nye område er regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 2a i petroleumsforskrifta.

Utlysing

Utvinningsløyve blir til vanleg tildelte gjennom konsesjonsrundar. Regjeringa kunngjer då ei viss mengd blokker som det kan søkjast utvinningsløyve for. Utlysinga står i Norsk lysingsblad og De Europiske Fellesskaps Tidende og på nettsidene til Oljedirektoratet. Utlysing er nærare regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta.

Tildeling

Søklarane kan søkje som gruppe eller individuelt. Kva søknaden skal innehalde, og framgangsmåten for å søkje på utvinningsløyve er regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta. Oljedirektoratet har utarbeidd ei rettleiing for korleis søknaden bør utformast, og rettleiinga er tilgjengeleg på nettsidene til Oljedirektoratet.

På bakgrunn av søknadene som kjem inn, tildeler Olje- og energidepartementet utvinningsløyve til ei gruppe selskap. Til

¹ Miljøomsyn i petroleumsverksemda er det gjort greie for i kapittel 9.

² Jf. kapittel 5.

³ I kapittel 6 er det gjort greie for utbygging og drift. Gassforvaltninga er omtala i kapittel 7.

⁴ Meir om avslutning etter at produksjonen er slutt, i kapittel 6.

grunn for tildelinga ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunnngjorde kriterium. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet som skal stå for den operative verksemda som løyvet gir rett til. Rettshavargruppa fungerer også som eit internt kontrollsystem i utvinningsløyvet, der kvar rettshavar har rolla som kontrollør av arbeidet til operatøren.

Utvinningsløyvet

Utvinningsløyvet regulerer rettar og plikter som selskapa har overfor staten. Dokumentet utfyller føresegnene i petroleumslova og viser detaljerte vilkår. Det gir einerett til undersøking, leiteboring og utvinning av petroleum innanfor det geografiske området for løyvet. Rettshavarane blir eigarar av petroleumen som blir produsert. Standard utvinningsløyve med vedlegg finst på nettsidene til Olje- og energidepartementet. Nærare føresegner om utvinningsløyve står i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta.

Leiting

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein innleiande periode (leiteperiode) som kan vare i inntil ti år. I denne perioden skal det utførast ei fastsett arbeidsplikt i form av mellom anna geologisk og geofysisk førearbeid og/eller leiteboring. Dersom rettshavarane er einige om å gi opp utvinningsløyvet, kan det leverast tilbake etter at arbeidsplikta er oppfylt. Ønsker rettshavarane å gå vidare med arbeidet i utvinningsløyvet, går løyvet inn i forlengingsperioden, som er perioden for utbygging og drift. Leiteperioden er nærare regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta.

Utbygging og drift

Dersom selskapa finn det kommersielt å byggje ut eit felt, er dei forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsførekomstar. Dermed er selskapa ansvarlege for å arbeide for og gjennomføre nye prosjekt, men det er styresmaktene som gir endeleg samtykke til å setje i gang. Når ein ny førekomst skal byggjast ut, må selskapa leggje fram ein plan for utbygging og drift (PUD) til departementet for godkjenning. Ein viktig del av utbyggingsplanen er ei konsekvensutgreiing som går ut til høyring til instansar som saka vedkjem. Konsekvensutgreiinga viser korleis ein reknar med at utbygginga vil verke på miljøet, fiskeria og samfunnet elles. Behandlinga av denne utgreiinga og av sjølve utbyggingsplanen sikrar ressursmessig forsvarlege prosjekt som har akseptable konsekvensar for andre samfunnsinteresser. Rettshavar kan eventuelt godtgjere at utbygginga omfattast av ei eksisterande relevant konsekvensutgreiing. Departementet har utarbeidd ein rettleiar for plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift. Hovudføremålet med rettleiaren er at regelverket og styresmaktene sine forventingar til utbyggjarar på norsk sokkel skal kome klart fram. Rettleiaren finst på nettsidene til Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet.

Utbygging og drift er nærare regulert i kapittel 4 i både petroleumslova og petroleumsforskrifta.

Avslutning av petroleumsverksemd

Petroleumslova krev at rettshavarane som hovudregel skal leggje fram ein avslutningsplan for departementet to til fem år før løyvet går ut eller blir oppgitt, eller bruken av ei innretning endeleg tek slutt. Avslutningsplanen skal ha to hovuddelar: ei konsekvensutgreiing og ein disponeringsdel. Konsekvensutgreiinga gir oversikt over konsekvensar som ein ventar at disponeringa vil ha for mellom anna miljøet. Disponeringsdelen skal mellom anna innehalde framlegg til korleis -petroleumsverksemda på eit felt kan avviklast.

Kapittel 5 i petroleumslova og kapittel 6 i petroleumsforskrifta regulerer disponering eller avvikling av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (Konvensjon om vern av det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) disponeringa av innretningane våre. Ut frå konvensjonen kan berre få innretningar etterlastast.

Erstatningsansvar for forureiningsskade

Erstatningsansvar for forureiningsskade er regulert i kapittel 7 i petroleumslova. Rettshavarane er ansvarlege for forureiningsskade, utan omsyn til skuld. Det er altså eit objektivt ansvar.

Tryggleik

Kapitla 9 og 10 i petroleumslova, med forskrifter, regulerer tryggleiken i samband med petroleumsverksemda. Det er eit utgangspunkt at verksemda skal gå føre seg slik at et høgt tryggleiksnivå kan oppretthaldast og utviklast i alle fasar, i takt med den kontinuerlege teknologiske og organisatoriske utviklinga.

Statleg organisering av petroleumsverksemda

Stortinget set rammene for petroleumsverksemda i Noreg, mellom anna ved å vedta lover. Store utbyggingssaker og prinsipielle saker skal drøftast der. Stortinget kontrollerer også regjeringa og statsforvaltninga.

Regjeringa har den utøvande makta over petroleumspolitikken og står til ansvar overfor Stortinget for politikken sin. Til å utøve politikken får regjeringa hjelp frå departementa, underliggjande direktorat og tilsyn. Ansvaret for dei ulike rollene i utøvinga av petroleumspolitikken er fordelt slik:

- Olje- og energidepartementet – ansvar for ressursforvaltninga og sektoren under eitt
- Arbeidsdepartementet – ansvar for arbeidsmiljø og tryggleik
- Finansdepartementet – ansvar for petroleumsskattlegging
- Fiskeri- og kystdepartementet – ansvar for oljevernberedskapen
- Helse- og omsorgsdepartementet - ansvar for dei helsesmessige sidene.
- Miljøverndepartementet – ansvar for det ytre miljøet

Meir om organiseringa av petroleumsverksemda

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Olje- og energidepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av petroleumsressursane på den norske kontinentalsokkelen. Departementet skal sjå til at petroleumsverksemda blir driven etter dei retningslinjene Stortinget og regjeringa gir. Departementet har i tillegg eit eigaransvar for dei statlege selskapa Petoro AS og Gassco AS, og det delvis statlege oljeselskapet, Statoil ASA.

Oljedirektoratet

Oljedirektoratet er administrativt underlagt Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet har ei sentral rolle innanfor petroleumsforvaltninga, og er eit viktig rådgivande organ for Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet utøver forvaltningsmyndi i samband med undersøkingar etter og utvinning av petroleumsforekomstar på den norske kontinentalsokkelen. Dette omfattar også mynde til å fastsetje forskrifter og gjere vedtak etter regelverket for petroleumsverksemda.

Petoro AS

Petoro AS er eit statleg selskap som på vegner av staten tek hand om Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

Gassco AS

Gassco AS er eit statleg selskap som har ansvaret for transport av gass frå den norske kontinentalsokkelen. Selskapet er operatør for Gassled. Gassco har ikkje eigardelar i Gassled, men har tilsyn med operatørskapet på ein nøytral og effektiv måte i forhold til eigarane og brukarane.

Statoil ASA

Statoil ASA er eit internasjonalt selskap som er til stades i 41 land. Selskapet er børsnotert i Oslo og New York. Staten eig per 31. desember 2010 67 prosent av aksjane i selskapet.

Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda

ARBEIDSDEPARTEMENTET

Arbeidsdepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av arbeidsmiljøet og for tryggleik og beredskap i samband med petroleumsverksemda.

Petroleumstilsynet

Petroleumstilsynet har ansvaret for å føre tilsyn med den tekniske og operasjonelle tryggleiken, medrekna beredskap og arbeidsmiljø i petroleumsverksemda.

FINANSDEPARTEMENTET

Finansdepartementet har det overordna ansvaret for å sørge for at staten får inn skattar og avgifter (selskapsskatt, særskatt, CO₂-avgift og NO_x-avgift) frå petroleumsverksemda.

Oljeskattekontoret

Oljeskattekontoret er ein del av Skatteetaten, som er underlagd Finansdepartementet. Oljeskattekontoret skal først og fremst sørge for rett fastsetjing og innbetaling av skattar og avgifter som politiske styresmakter vedtek.

Toll- og avgiftsdirektoratet

Toll- og avgiftsdirektoratet sørger for å fastsetje og krevje inn NO_x-avgifta.

Statens pensjonsfond – Utland

Finansdepartementet har ansvaret for å forvalte Statens pensjonsfond – Utland. Ansvaret for den operative forvaltninga er delegert til Noregs Bank.

FISKERI- OG KYSTDEPARTEMENTET

Fiskeri- og kystdepartementet har ansvaret for å sikre god beredskap mot akutt forureining i norske farvatn.

Kystverket

Kystverket har ansvaret for den statlege oljevernberedskapen.

MILJØVERNDEPARTEMENTET

Miljøverndepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av miljøvernet og det ytre miljøet i Noreg.

Klima- og forureiningsdirektoratet

Klima- og forureiningsdirektoratet har mellom anna ansvaret for å følgje opp forureiningslova. Ei anna sentral oppgåve er å gi Miljøverndepartementet råd og fagleg grunnlagsmateriell.

Statens inntekter frå petroleumsverksemda

Noreg har eit eige system for å sikre staten inntekter frå petroleumsverksemda. Hovudgrunngevinga for dette systemet er den ekstraordinære avkastninga som er knytt til utvinning av ressursane. Eigarskapen til petroleumsressursane tilhøyrrer fellesskapet. Staten sikrar seg ein stor del av verdiane som blir skapte gjennom skattelegging og det direkte eigarskapet SDØE.

Petroleumsskattesystemet

Petroleumsskattlegginga byggjer på reglane for ordinær bedriftsskattlegging, men er fastlagt i ei eiga petroleumsskattelov (lov av

13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster m.v.). På grunn av den ekstraordinære lønnsmda ved utvinning av petroleumsressursane blir det i tillegg lagt ein særskatt på denne næringsverksemda. Den ordinære skattesatsen er som på land, 28 prosent. Særskattesatsen er 50 prosent. Når ein reknar ut grunnlaget for ordinær skatt og særskatt, blir investeringane avskrivne lineært over seks år, frå det året investeringa blir pådrege. Det er frådrag for alle relevante kostnader, medrekna kostnader til leiting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning (sjå figur 3.3). Konsolidering mellom felt er det fullt høve til. For å skjerme normalavkastninga frå særskatt er det eit ekstra fråtrekk i utrekninggrunnlaget for særskatt, friinntekt. Dette er på 30 prosent av investeringane (7,5 prosent per år i fire år frå og med investeringsåret).

Selskap som ikkje er i skatteposisjon, kan føre fram underskot og friinntekt med rente. Desse rettane følgjer deltakarandelane og kan overførast. Selskapa kan også søkje om å få refundert skatteverdien av undersøkingstgifter i samband med likninga.

Petroleumsskattesystemet skal verke nøytralt, slik at eit investeringsprosjekt som er lønnsamt for ein investor før skatt, også vil vere det etter skatt. Dermed er det mogleg å ta omsyn både til vesentlege inntekter til fellesskapet og til at selskapa ønskjer å gjennomføre lønnsame prosjekt.

Normpris

Utvunnen petroleum frå norsk kontinentalsokkel blir for ein stor del omsett til nærstående selskap. For å kunne vurdere om prisfastsetjinga til nærstående selskap er slik som to uavhengige partar ville ha avtala seg imellom, kan det fastsetjast normprisar som skal brukast til å rekne ut skattbar inntekt ved likninga. Det er Petroleumsprisrådet (PPR) som fastset normprisen. Rådet tek imot informasjon og har møte med selskapa før den endelege normprisen blir sett. Normprissystemet gjeld for somme råoljekvalitetar og NGL. For gass legg ein den faktiske salsprisen til grunn.

Driftsinntekter (normpris)

- Driftskostnader
- Avskrivning (lineært over 6 år)
- Leitekostnader, FoU, avslutningskostnader
- CO ₂ -avgift, NO _x -avgift og arealavgift
- Netto finanskostnader
= Ordinært skattegrunnlag (skattesats: 28 %)
- Friinntekt (7,5 % av investeringar i 4 år)
= Særskattegrunnlag (skattesats: 50 %)

Figur 2.1 Utrekning av petroleumsskatt
(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

Arealavgifta

Arealavgifta⁵ skal medverke til at tildelte område blir utforska på ein effektiv måte, slik at eventuelle ressursar kjem i produksjon så fort som råd innanfor økonomisk forsvarlege rammer, og slik at eksisterande felt får lengre levetid.

⁵ Meir om arealavgifta i faktaboks 5.2.

Miljøavgifter

Viktige miljøavgifter for petroleumsverksemda er CO₂-avgifta og NO_x-avgifta. I samband med petroleumsverksemda er det i tillegg kvoteplikt. Det inneber at rettshavarselskapa må kjøpe klimavotar for kvart tonn CO₂ dei slepper ut frå norsk kontinentalsokkel.

CO₂-avgifta blei innført i 1991, og er eit verkemiddel for å redusere utslepp av CO₂ frå petroleumsverksemda. CO₂-avgifta skal beta-last per standardkubikkmeter (Sm³) gass som blir brend eller sleppt direkte ut, og per liter petroleum som blir brend. For 2012 er satsen sett til 49 øre per liter petroleum eller standardkubikkmeter gass.

Noreg er med heimel i Göteborgprotokollen av 1999 forplikta til å redusere dei årlege utsleppa av nitrogenoksid (NO_x), og difor blei det innført ei NO_x-avgift frå 1. januar 2007. For 2012 er satsen sett til 16,69 kroner per kilo NO_x.

SDØE

Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) er ei ordning der staten eig ein del i mange olje- og gassfelt, rørleidningar og landanlegg. Eigardelen i olje- og gassfelt blir fastsett i samband med tildelinga av utvinningsløyvet, og storleiken varierer frå felt til felt. Som éin av fleire eigarar dekkjer staten sin del av investeringane og kostnadene, og får ein tilsvarande del av inntektene frå utvinningsløyvet. SDØE blei oppretta med verknad frå 1. januar 1985. Fram til då hadde staten hatt eigarskap i utvinningsløyve berre gjennom selskapet Statoil, som staten då var eineigar av. Statoils deltakar-delar blei i 1985 splitta i ein direkte økonomisk del til staten (SDØE) og

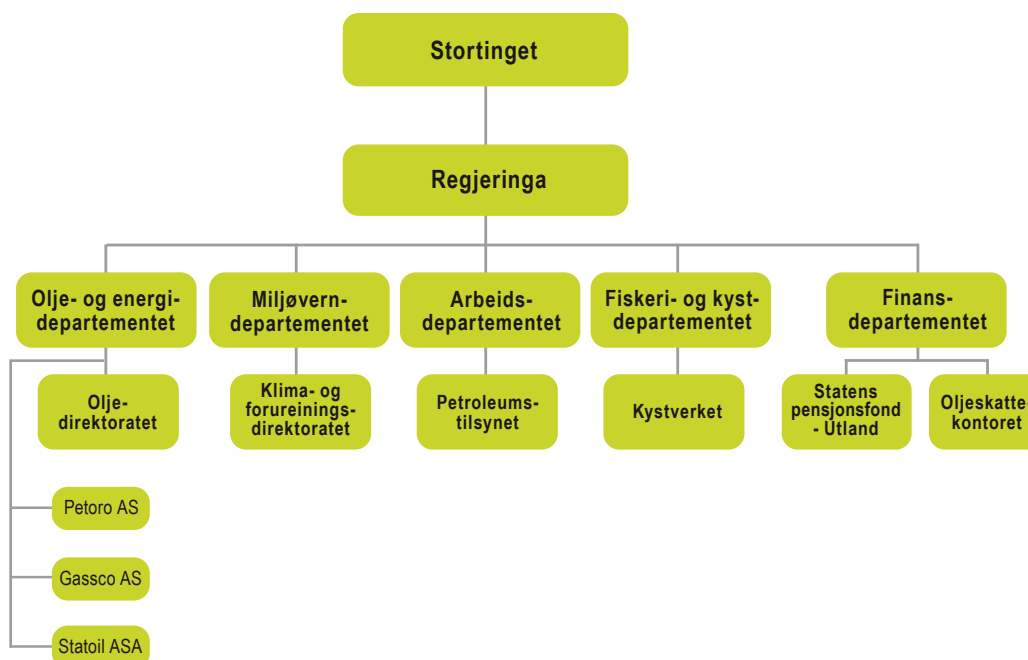
ein del til Statoil. I samband med børsnoteringa av Statoil i 2001 blei behandlinga av SDØE-porteføljen overført til det statlege ivaretakerselskapet Petoro. Per 01.01.2012 hadde staten direkte økonomiske deltakardelar i 146 utvinningsløyve, og dessutan delar i 14 interessensskap i rørleidningar og landanlegg.

Utbytte frå Statoil

Staten eig 67 prosent av aksjane i Statoil. Som eigar i Statoil får staten utbytte som blir ein del av inntektene frå petroleumsverksemda. Utbyttet som staten fekk i 2011, var 13,35 milliardar kroner.

EITI

Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) er eit internasjonalt initiativ der føremålet er å styrkje styresettet ved å offentliggjere og kontrollere inntektsstraumar til staten frå olje-, gass- og gruveselskap i land som er rike på naturressursar. Større openheit om pengestraumar skal gjere sitt til betre forvaltninga og til at innbyggjarane kan halde si eiga regjering ansvarleg for bruken av pengane. Som det hittil einaste OECD-landet har Noreg implementert EITI. Det er oppretta ei interessentgruppe med deltakarar frå styresmaktene, selskapa og sivilsamfunnet. Grappa tek aktivt del i prosessen med å ta i bruk EITI i Noreg. Noreg blei godkjent som EITI-land i mars 2011, som det sjette godkjende landet. 12 andre land er godkjende og om lag 20 andre land er i gang med implementering av EITI.

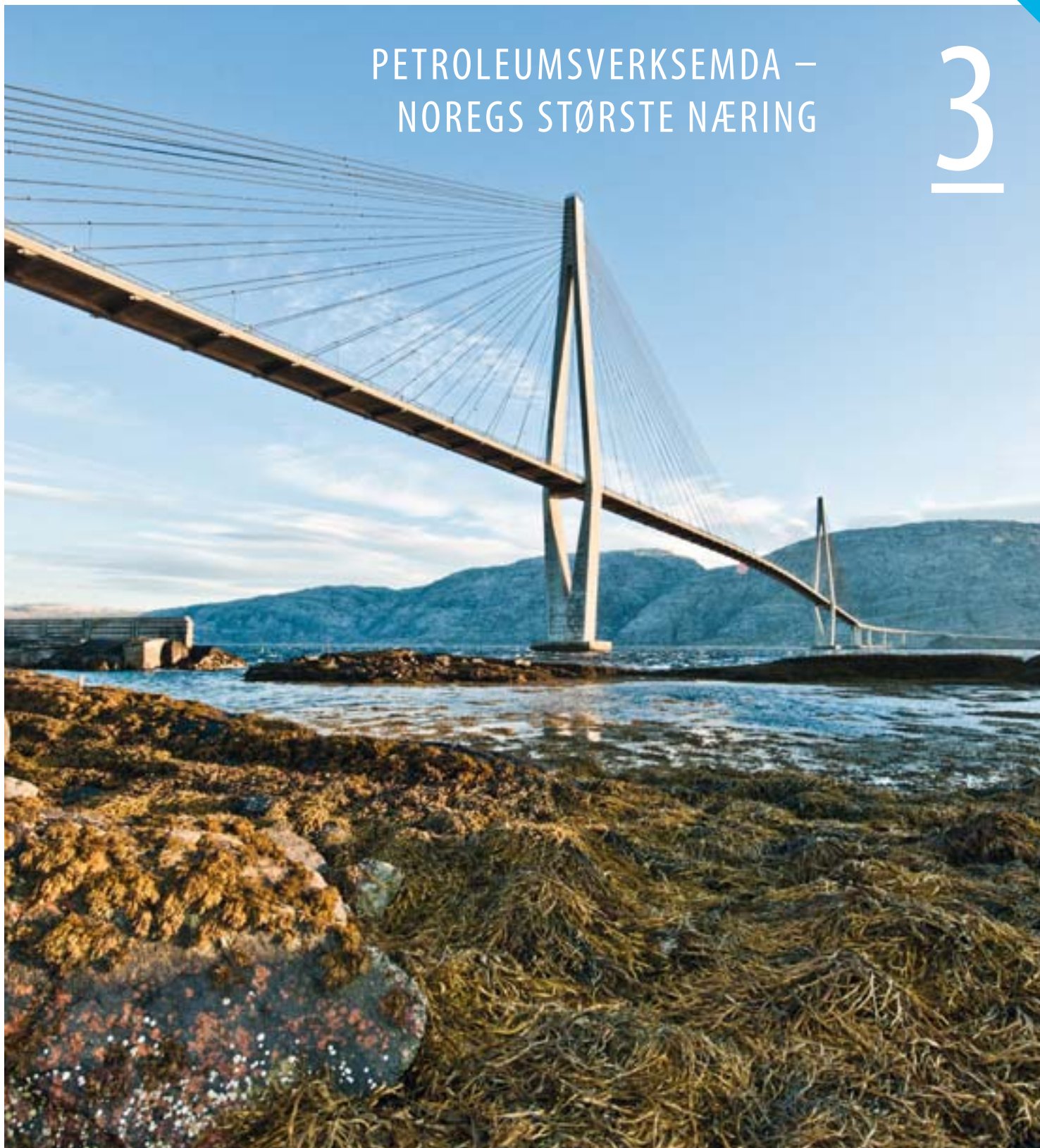


Figur 2.2 Statleg organisering av petroleumsverksemda (Kjelde: Statsbudsjettet)

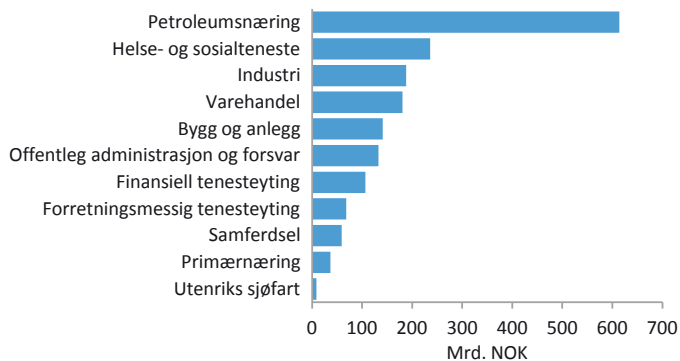


PETROLEUMSVERKSEMDA – NOREGS STØRSTE NÆRING

3



Helgelandsbrua er eit landemerke som spelar ei viktig rolle for utviklinga på Helgelandskysten. (Foto: Monica Larsen, Oljedirektoratet)



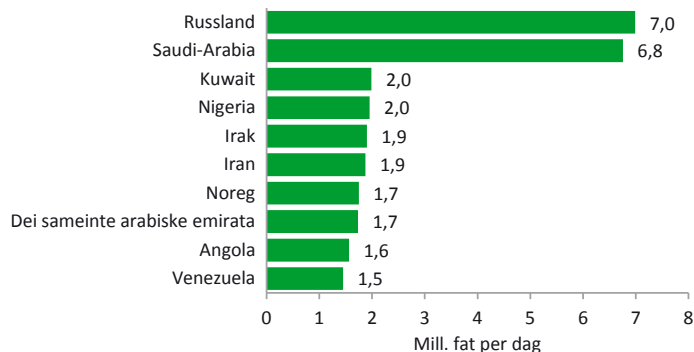
Figur 3.1 Verdiskaping i utvalde næringer 2011
(Kjelde: Nasjonalrekneskapen, Statistisk sentralbyrå)

Petroleumsverksemda i det norske samfunnet

Petroleumsverksemda har hatt svært mykje å seie for den økonomiske veksten i Noreg og for finansieringa av det norske velferds-samfunnet. Gjennom meir enn 40 år har produksjonen på norsk sokkel bidrege med nærare 9000 milliardar kroner til Noregs BNP. I 2010 stod petroleumssektoren for 21 prosent av den samla verdiskapinga i landet. Verdiskapinga i petroleumsnæringa er meir enn dobbelt så stor som i landindustrien, og omkring 15 gonger den samla verdiskapinga i primærnæringane.

I dag er 70 felt i produksjon på den norske kontinentalsokkelen. Desse felta produserte i 2011 meir enn 2,0 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og til saman omkring 100 milliardar standardkubikkmeter (Sm³) gass, ein produksjon av salbar petroleum på i alt 229,7 millionar Sm³ oljeekvivalentar (o.e.). Noreg er rangert som den sjuande største oljeeksportøren og den fjortande største oljeproduzenten i verda. I 2010 var Noreg den nest største gasseksportøren og den sjetteste største gassproduzenten i verda.

Staten får store inntekter frå petroleumsverksemda. Skatt frå utvinningselskapa og direkte eigarskap (SDØE) sikrar staten ein stor del av verdiane som petroleumsverksemda skaper.



Figur 3.2 Dei største oljeeksportørane (olje inkluderer NGL og kondensat) i 2011 og gasseksportørane i 2010
(Kjelde: KBC Market Services)

Statens inntekter frå sektoren utgjorde om lag ein firedel av dei samla statsinntektene i 2010. Figur 3.4 viser innbetalingane frå verksemda. Verdien av petroleumsressursane som er igjen på kontinentalsokkelen, er i Revidert nasjonalbudsjett 2011 vurdert til 4124 milliardar kroner.

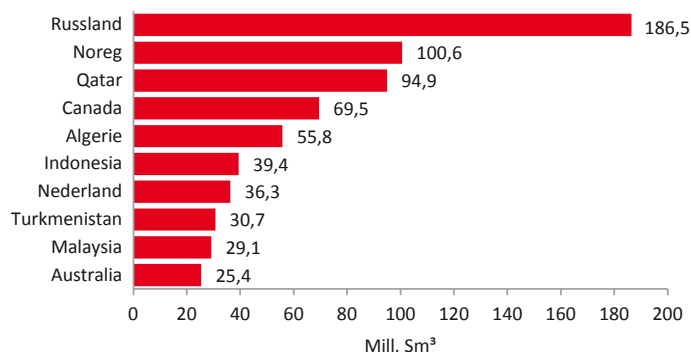
Statens inntekter frå petroleumsverksemda blir overførte til eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. I 2011 var overføringane til dette fondet om lag 271 milliardar kroner. Ved utgangen av 2011 var verdien av fondet 3312 milliardar kroner. Det svarar til meir enn 650 000 kroner per nordmann. I 2011 stod råolje, naturgass og røtenester for bortimot halvparten av Noregs eksportverdi. Eksporten av petroleumsvarer utgjorde nærare 500 milliardar kroner i 2010. Det er nesten ti gonger meir enn eksportverdien av fisk.

Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen er det investert enorme summar i leiting, utbygging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Investeringane i 2010 utgjorde heile 26 prosent av dei samla real-investeringane i landet.

Utviklinga framover

Ein ventar at petroleumsproduksjonen vil halde seg relativt stabil dei næraste åra. Produksjonen av olje og andre væsker vil gradvis bli redusert. Gassalet kjem derimot til å auke til mellom 105 og 130 milliardar Sm³ det neste tiåret. På lengre sikt blir talet på nye funn og storleiken på dei avgjerande for produksjonsnivået. Det er til no produsert omkring 43 prosent av det ein reknar med er dei samla utvinnbare ressursane på den norske kontinentalsokkelen. Dei utvinnbare ressursane som er igjen på sokkelen, utgjør eit stort potensial for verdiskaping også i mange år framover.

Investeringsnivået på norsk sokkel har lege på eit svært høgt nivå dei siste åra. I 2011 blei det investert for meir enn 125 milliardar kroner, inkludert leiting. Driftskostnadene i 2010 blei nesten 60 milliardar kroner. Ein ventar at både investeringane og driftskostnadene vil ligge på eit høgt nivå i åra som kjem. Aktiviteten på sokkelen vil vere ein stor marknad for leverandørindustrien i mange år framover.



Faktaboks 3.1 Ei næring for framtida

Ei sentral føresetnad for å vidareutvikla petroleumsverksemda er at vi har ein ressursbase som vi kan nyttiggjera. Etter 40 år med produksjon har vi framleis om lag 60 prosent av dei forventa utvinnbare ressursane igjen i bakken. I tillegg kjem ressursar som ligg i den del av tidligare omstridt område og områda rundt Jan Mayen.

Regjeringa la våren 2011 fram Meld. St. 28, *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*. I meldinga blir det presentert ein mogleg produksjonsgang ved ein brei satsing på norsk sokkel. For å nå måla om langsiktig forvaltning og verdiskaping frå petroleums-

ressursane må aktivitetsnivået haldast oppe på eit jamt nivå. Dette kan det best leggjast til rette for gjennom ei parallell og offensiv satsing på tre område:

- Auke utvinninga frå eksisterande felt og utbygging av drivverdige funn.
- Halde fram med ein aktiv utforsking av opne areal, både i modne og umodne område.
- Gjennomføring av opningsprosessane for Jan Mayen og den delen av tidligare omstridt område som ligg vest for avgrensingslinja i Barentshavet sør.

Syssetjing over heile landet

Etterspørselen frå petroleumsnæringa har og har hatt svært mykje å seie for aktiviteten i fleire verksemdar rundt omkring i landet. Statistisk sentralbyrå har analysert verknadene av denne etterspørselen, mellom anna på syssetjinga i Noreg. Ved å ta utgangspunkt i direkte og indirekte leveransar til petroleumsverksemda har SSB sett opp eit overslag over omfanget av syssetjinga som kan knytast til petroleumsnæringa. For 2009 var overslaget 206 000 syssette. Leveransane til petroleumsverksemda kjem frå mange delar av norsk næringsliv. Syssetjingseffektane dekkjer difor eit breitt spekter av næringar.

Ringverknader av petroleumsverksemda

Utbygging av nye funn skal skape størst mogleg verdiar for samfunnet og skal også gi ringverknader lokalt og regionalt.

Ved utbygging av funn er det viktig å finne samfunnsøkonomisk gode utbyggings- og driftsløysingar. Erfaringane frå utbyggingar som Skarv, Ormen Lange, Snøhvit og Goliat viser at nye, større utbyggingar gir ringverknader lokalt og regionalt, uavhengig av utbyggingsløysing. Ein viktig premiss for å oppnå gode ringver-

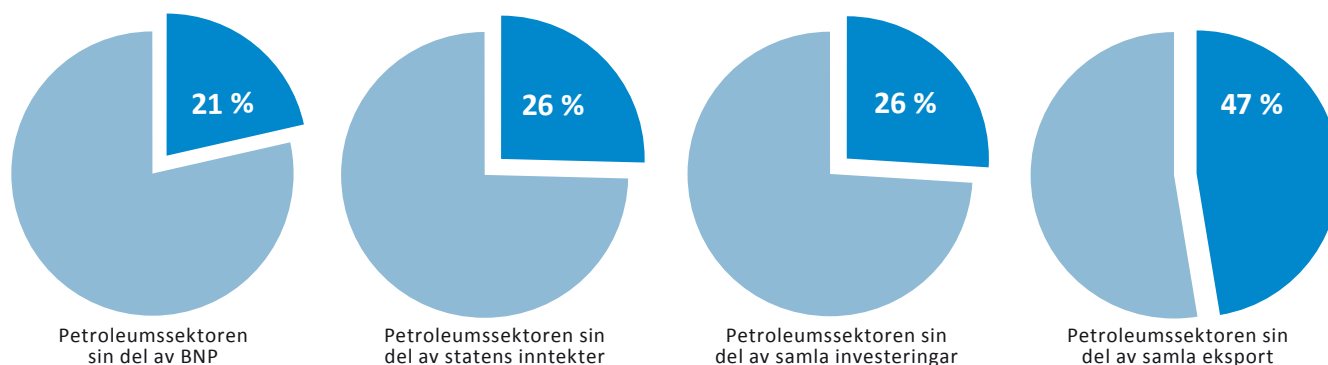
nader er at lokalt og regionalt næringsliv utnyttar det næringsmogleheitene som ei utbygging i nærområdet gir.

Norsk leverandørindustri

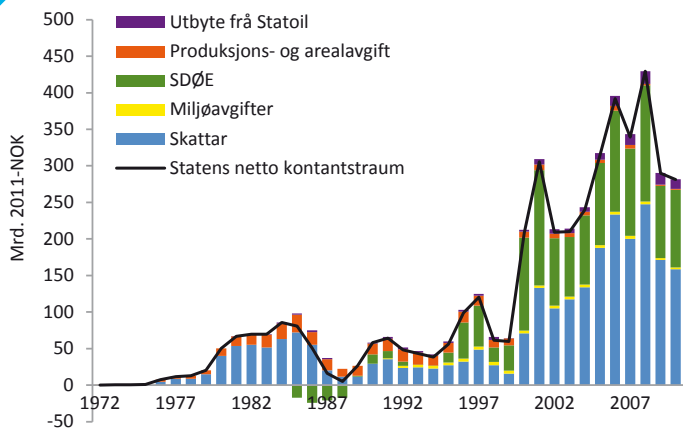
Petroleumsressursane på norsk sokkel har lagt grunnlaget for ei høg-kompetent og internasjonalt konkurransedyktig olje- og gassnæring. I dag leverer leverandørindustrien avansert teknologi, produkt og tenester til norsk sokkel og til internasjonale marknader. Industrien er aktiv innanfor leiteverksemd, nye utbyggingar, drift, vedlikehald, modifikasjonar og avslutningar på felt. Nokre selskap konsentrerer seg om ein av desse marknadene, medan andre har verksemdar i fleire delar av verdikjeda. Den norske offshorenæringa auka omsetninga frå 195 til 248 milliardar kroner i perioden 2007 til 2009. Dette tilsvarer ein vekst på om lag 25 prosent. Petroleumsnæringa gir også sterke impulsar til innovasjon og teknologisk utvikling i anna norsk næringsliv.

Næringa lykkast internasjonalt

Fleire norske leverandørar har fått ein sterk posisjon internasjonalt det siste tiåret. Det er eit direkte resultat av viljen til å utvikle og ta i bruk



Figur 3.3 Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren 2010
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Finansdepartementet)



Figur 3.4 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda (Kjelde: Statsrekneskapan)

ny teknologi på norsk sokkel. Samspelet mellom oljeselskapa på norsk sokkel, leverandørindustrien og forskingsmiljøa har gitt gode resultat.

Frå 1995 til 2009 har norsk leverandørindustri meir enn femdobla den internasjonale omsetninga si. Veksten har vore størst i Kina, Sør-aust-Asia og Australia. Tal frå Menon Business Economics legg til grunn at norske petroleumsretta selskap i 2009 omsette for 118 milliardar kroner i utlandet, mot 15,5 milliardar i 1995.

For å styrkje norsk petroleumsindustri internasjonalt etablerte styresmaktene og industrien stiftinga INTSOK i 1997. Saman arbeider dei for at norske leverandørar skal få oppdrag på internasjonale marknader.

Energimarknaden

Sikker tilgang til energi er viktig for alle land. Ved å auke bruken av energi kan arbeidskraft frigjerast frå lågproduktivt manuelt arbeid.

Faktaboks 3.2 Statens pensjonsfond – Utland

Statens pensjonsfond – Utland (SPU) blei etablert i 1990 for å sikre at det blir teke langsiktige omsyn i bruken av statens petroleumsinntekter. Første overføring til fondet var i 1996. Statens samla netto kontantstrøm frå petroleumsverksemda blir overført til Statens pensjonsfond – Utland. I tillegg får fondet inntekter gjennom avkastning, mellom anna renter og utbytte av investeringane til fondet.

Petroleumsinntektene blir fasa gradvis inn i økonomien ved å dekkje det strukturelle oljekorrigerte underskottet i statsbudsjettet. Innfasinga skjer om lag i takt med utviklinga i den venta realavkastninga av fondet.

Netto kontantstrøm frå petroleumsverksemda

– Oljekorrigert underskott i statsbudsjettet

+ Avkastning av investeringane til fondet

= Inntekter til Statens pensjonsfond – Utland

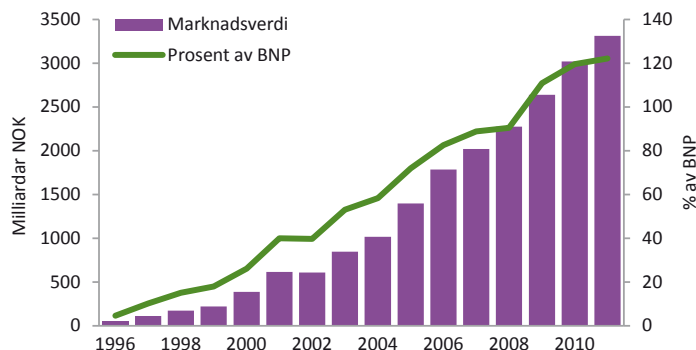
Skattar	155,6
Miljøavgifter, arealavgift og anna	3,6
SDØE	104,1
Utbytte frå Statoil	12,8*
Totalt	276,0

* Utbytte for rekneskapsåret 2009, utbetalt i 2010

Figur 3.5 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda 2010 (mrd. NOK) (Kjelde: Statsrekneskapan)

Dei viktigaste drivkreftene bak auken i energietterspørselen er folkeauke og økonomisk vekst. I tida framover vil auken i etterspørselen stort sett kome frå landa utanfor OECD.

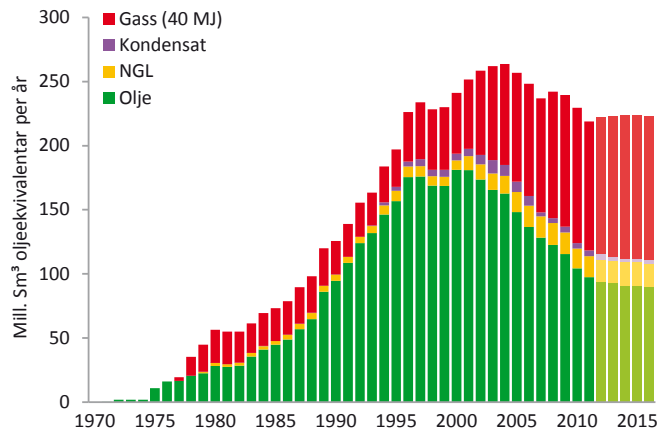
Olje utgjer om lag 1/3 av energiforbruket i verda. Transportsektoren står for meir enn halvparten av oljeforbruket, i form av drivstoff til motorkøyretøy. Olje blir også brukt som råvare i industri og i nokon grad til kraft- og varmeproduksjon. Etterspørselen etter olje aukar, særleg i land som Kina og India og landa i Midtausten. Dei største oljeprodusentane i verda er Saudi-Arabia, Russland og USA. Mykje av oljeressursane som er igjen, er lokaliserte i Midtausten, der dei største produsentane, saman med nokre andre produsentland, har slått seg saman i eit produksjonskartell, OPEC. Prisen på olje er avhengig av tilbud og etterspørsel på verdsmarknaden. OPEC kan påverke prisane noko ved å auke eller redusere tilbudet.



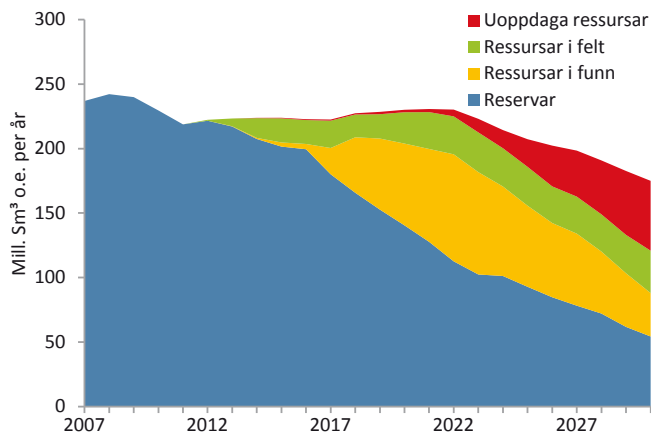
Figur 3.6 Storleiken på Statens pensjonsfond - Utland per 31.12.2011 og som del av BNP (Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Noregs Bank)

Oljeprisane blir no stadig meir påverka av geopolitiske forhold og utviklinga på dei internasjonale finansmarknadene.

Naturgass utgjer over 20 prosent av den samla energietterspørselen i verda. Dei viktigaste marknadene for naturgass er i Europa, Asia og Nord-Amerika. Løysingar for å transportere gass som LNG (liquefied natural gas – nedkjølt gass) på skip har gjort marknaden for naturgass til ein global marknad. Naturgass blir stort sett nytta til oppvarming og matlaging i hushald, i industri og til elektrisitetsproduksjon. Dei siste ti åra har det vore store endringar på gassmarknaden. Sidan det no er mogleg å vinne ut ukonvensjonell gass, har gassreservane blitt mykje større, og auken i tilbodet av LNG har gjort gass tilgjengeleg for nye marknader.



Figur 3.7 Historisk produksjon av olje og gass, og prognose for produksjonen dei neste åra. (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 3.8 Produksjonsprognose (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Faktaboks 3.3 Undervassteknologi

Utvikling og bruk av ny havbotnteknologi er eit viktig satsingsområde på norsk sokkel og internasjonalt. Med havbotnanlegg kan ein knyte små felt til større anlegg og feltsenter. Eksisterande plattformar og infrastruktur får då lengre levetid, og i slike tilfelle medverkar havbotnteknologi til at ein får meir ressursar ut av feltområda. Framstega innanfor havbotnteknologien legg også til rette for utbygging på store djup. Undervassegmentet har blitt eit forretningsområde der norsk leverandørindustri er teknologisk leiande internasjonalt.



Figur 3.9 Historiske investeringar (investering i leiting er ikkje inkludert) (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)



Ressursane frå Snøhvitfeltet blir tatt inn til anlegget på Melkøya i Hammerfest. (Foto: Harald Pettersen, Statoil)

Ressursar

Ressursar er eit samleomgrep for utvinnbare petroleumsmengder. Ressursane blir klassifiserte etter kor modne dei er, sjå figur 4.2. Klassifiseringa viser petroleumsmengder som er vedtekne eller godkjende for utbygging (reservar), avhengige av avklaring og vedtak (avhengige ressursar), og mengder ein reknar med vil bli funne (uoppdaga ressursar). Hovudklassane er dermed reservar, avhengige ressursar og uoppdaga ressursar.

Oljedirektoratets basisestimat for oppdaga og uoppdaga petroleumsressursar på norsk kontinentalsokkel utgjer om lag 13,1 milliardar standard kubikkmeter oljeekvivalentar (milliardar Sm³ o.e.). Av dette er det selt og levert i alt 5,7 milliardar Sm³ o.e., som svarar til 44 prosent av dei totale ressursane. Dei totale utvinnbare ressursane som er igjen, utgjer dermed 7,4 milliardar Sm³ o.e. Av dette er 4,9 milliardar Sm³ o.e. oppdaga, medan estimatet for uoppdaga ressursar er 2,5 milliardar Sm³ o.e.

Samla tilvekst av oppdaga ressursar frå leiteverksemda i 2011 er estimert til 61 millionar Sm³ olje og 53 milliardar Sm³ gass. Det vart gjort 22 nye funn i 54 undersøkningsbrønner. Mange av funna er ikkje ferdig evaluerte, og estimata er difor svært usikre.

Sidan produksjonen tok til på norsk kontinentalsokkel i 1971, er det produsert petroleum frå i alt 82 felt. I 2011 begynte produksjonen frå Trymfeltet i Nordsjøen. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2011/2012, ligg 56 i Nordsjøen, 13 i Norskehavet og 1 i Barentshavet.

Figur 4.1 viser estimata for utvinnbare ressursar på norsk kontinentalsokkel. Mengdene er delte inn etter Oljedirektoratets ressursklassifisering, og viser totale ressursar, væske og gass.

Detaljert ressursrekneskap per 31.12.2011 er framstilt i tabell 4.1 og i tabellar i Vedlegg 2.

Reservar

Reservar omfattar utvinnbare petroleumsressursar som er igjen i førekomstar som styresmaktene har godkjent PUD for eller gitt PUD-fritak for, og i førekomstar som rettshavarane har vedteke å vinne ut, men der styresmaktene enno ikkje er ferdige med å behandle planen.

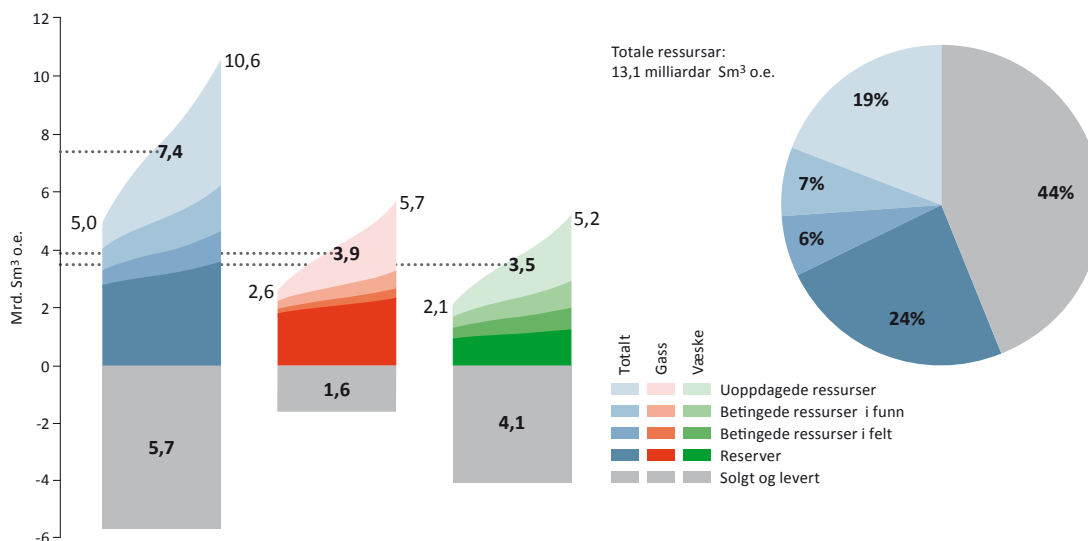
I 2011 var reservetilveksten 260 millionar Sm³ o.e. Samtidig vart det selt og levert 222 millionar Sm³ o.e. (inkludert historisk produksjon av gass frå Tambar, som ikkje var med i fjor). Ressursrekneskapen viser derfor ein auke på 38 millionar Sm³ o.e. i attervande reservar. Det svarar til om lag ein prosent.

Når det gjeld målet til styresmaktene om å modne fram 800 millionar Sm³ olje til reservar før 2015, vart 93 millionar Sm³ olje bokførte som nye reservar i 2011. I perioden frå 2005 til 2011 har den samla reservetilveksten vore totalt 452 millionar Sm³ olje.

Avhengige ressursar

Avhengige ressursar omfattar påviste petroleumsmengder som ein enno ikkje har vedteke å produsere. Avhengige ressursar i felt, ikkje medrekna ressursar frå moglege framtidige tiltak for auka utvinning (ressurskategori 7A), blei redusert med 189 millionar Sm³ o.e. Årsaka til dette er at det i 2011 har vore ei god modning av ressursar til reservar i felta.

Mengda av avhengige ressursar i funn er auka med 356 millionar Sm³ o.e., til 1006 millionar Sm³ o.e., og auken kan forklarast mellom anna med at tilveksten av ressursar frå nye funn har vore positiv og at ressursanslaget for funnet 16/2-6 Johan Sverdrup auka med 270 millionar Sm³ o.e. som følgje av fleire avgrensingsboringar i 2011.



Figur 4.1 Petroleumsressursar og uvissa i estimata per 31.12.2011 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Uoppdaga ressursar

Uoppdaga ressursar omfattar petroleumsmengder som ein reknar med finst, men som enno ikkje er påviste ved boring (ressurskategoriane 8 og 9).

Oljedirektoratet har som følgje av at det er gjort nye funn i 2011 redusert estimatet over dei totale uoppdaga ressursane med årets funn. Estimatet er redusert med 0,1 milliardar Sm³ o.e. til 2,5 milliardar Sm³ o.e.

Nordsjøen

Endringa i rekneskapen for det som er selt og levert frå Nordsjøen det siste året, var 145 millionar Sm³ o.e. (inkludert historisk produksjon av gass frå Tambar, som ikkje var med i fjor). Tilveksten av bruttoreservar var 184 millionar Sm³ o.e. Noko av grunnen til auken var at funna 25/5-7 Atla og 7/7-2 Brynhild fekk godkjend PUD samt at rettshavarane leverte inn PUD for 25/8-17 Jette*. I tillegg har reservane for felt i drift auka. Det førte til at reservane som var igjen i Nordsjøen auka med 39 millionar Sm³ o.e. Avhengige ressursar i felt blei redusert med 170 millionar Sm³ o.e., mellom anna fordi prosjekt på felta blei vedtekne og dermed overført til reservar. Det er gjort 16 nye funn i Nordsjøen i 2011, og avhengige ressursar i funn auka med 302 millionar Sm³ o.e. Grunnen var at ressursanslaget for 16/2-6 Johan Sverdrup som blei påvist i 2010, blei oppdatert.

*PUD for Jette blei godkjend i februar 2012.

Norskehavet

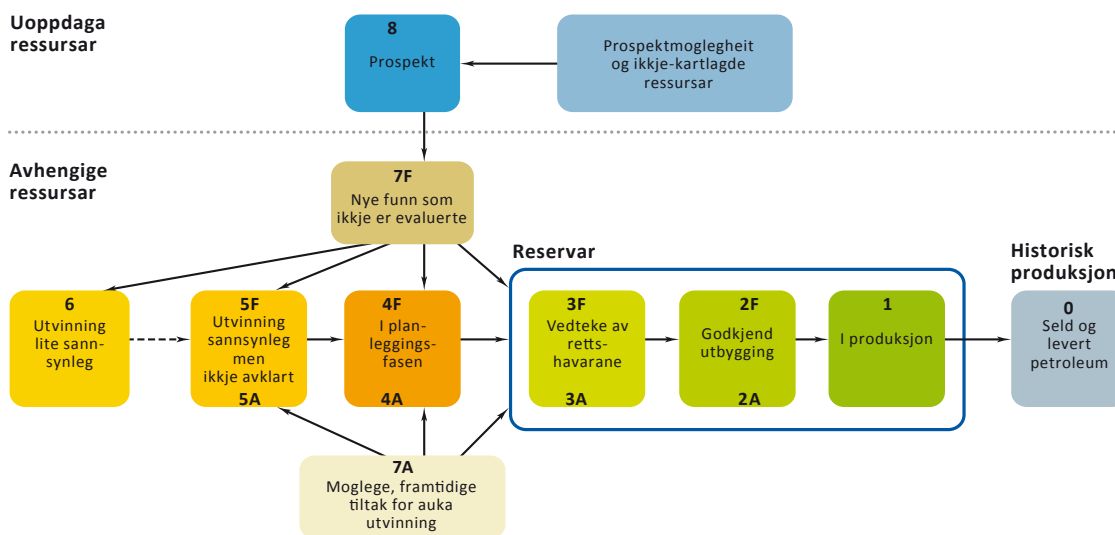
Endringa i rekneskapen for det som er selt og levert frå Norskehavet i 2011, var 72 millionar Sm³ o.e. Tilveksten av bruttoreservar var 58 millionar Sm³ o.e., grunna mellom anna at PUD for 6407/8-5 S Hyme er godkjend og PUD for 6608/10-12 Skuld* er levert inn. Gassreservane på felt som Åsgard og Njord er auka. Reservane som er igjen i Norskehavet er likevel reduserte med 14 millionar Sm³ o.e. Avhengige ressursar i felt er redusert med 49 millionar Sm³ o.e. hovudsakleg fordi det er levert inn PUD for Åsgard kompresjon og ressursane er overført til reservar. Det er gjort 3 nye funn i Norskehavet i 2011. Likevel er estimata for avhengige ressursar i funn reduserte med 21 millionar Sm³ o.e. i forhold til rekneskapen i fjor. Årsaka er mellom anna at ressursar er overført til reservane for 6407/8-5 S Hyme og 6608/10-12 Skuld.

*PUD for Skuld blei godkjend i januar 2012.

Barentshavet

Endringa i det som vart selt og levert frå Barentshavet i 2011, var 5 millionar Sm³ o.e. Brutto reservane på Snøhvitfeltet har auka med 20 millionar Sm³ o.e., difor er reservane som er igjen i Barentshavet auka med 15 millionar Sm³ o.e. Avhengige ressursar i felt har auka med 31 millionar Sm³ o.e., mellom anna fordi det er konkretisert to nye prosjekt for auka utvinning på Snøhvitfeltet. Det er gjort tre nye funn i Barentshavet i 2011. Dette fører til at avhengige ressursar i funn har auka med 73 millionar Sm³ o.e.

Oljedirektoratet si ressursklassifisering



Figur 4.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering (Kjelde: Oljedirektoratet)

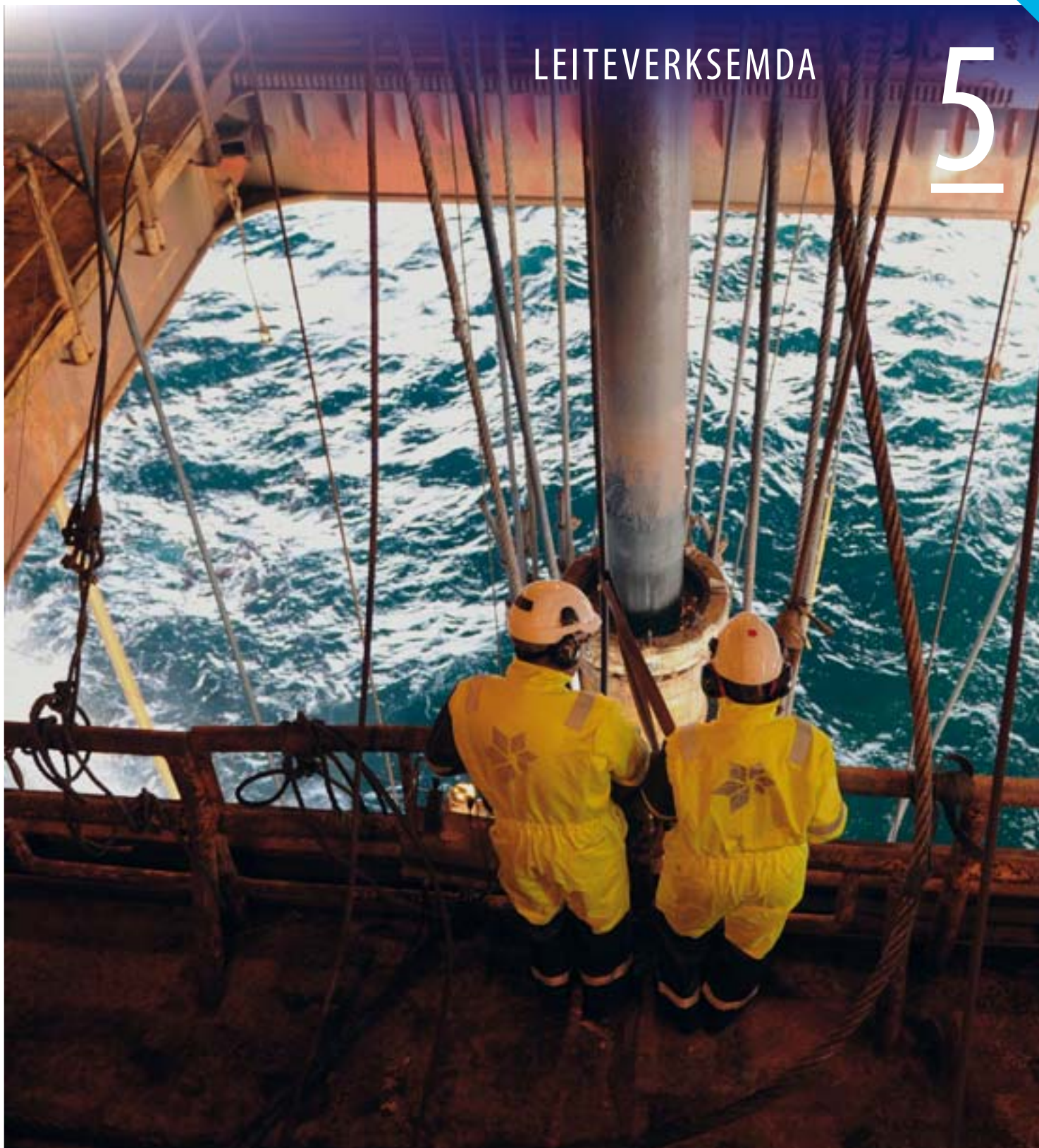
Tabell 4.1 Ressursrekneskapen per 31.12.2011

Totalt utvinnbart potensial Prosjektstatuskategori	Ressursrekneskap per 31.12.2011					Endring frå 2010				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kond mill. Sm ³	Total mill. Sm ³ o.e.	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kond mill. Sm ³	Total mill. Sm ³ o.e.
Seld og levert*	3723	1651	142	100	5743	98	104	8	5	222
Attverande reservar**	823	2070	125	30	3161	-5	27	11	-5	38
Avhengige ressursar i felt	356	179	18	3	572	-54	-114	-9	-3	-189
Avhengige ressursar i funn	574	386	14	19	1006	319	29	3	3	356
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning***	140	50			190	0	-20			-20
Uoppdaga ressursar	1140	1205		110	2455	-60	-50		-5	-115
Sum totalt	6756	5540	299	262	13127	298	-25	13	-5	293
Nordsjøen										
Seld og levert	3228	1383	107	69	4884	76	58	5	2	145
Attverande reservar**	636	1433	70	2	2203	-9	45	3	-4	39
Avhengige ressursar i felt	314	118	11	1	454	-56	-105	-4	-1	-170
Avhengige ressursar i funn	488	162	10	15	684	286	9	2	4	302
Uoppdaga ressursar	520	270		20	810	-20	-10	0	-5	-35
Sum totalt	5187	3365	198	107	9036	277	-4	6	-4	281
Norskehavet										
Seld og levert	495	253	33	27	839	21	42	3	2	72
Attverande reservar**	156	472	48	9	728	4	-26	6	-4	-14
Avhengige ressursar i felt	42	30	5	0	82	2	-35	-7	-4	-49
Avhengige ressursar i funn	47	171	4	4	230	-5	-16	0	-1	-21
Uoppdaga ressursar	280	450		40	770	-5	-5	0	0	-10
Sum totalt	1020	1377	90	81	2650	18	-40	3	-7	-23
Barentshavet										
Seld og levert	0	15	1	3	19	0	4	0	1	5
Attverande reservar**	31	165	8	19	230	0	8	2	3	15
Avhengige ressursar i felt	0	30	2	2	36	0	27	1	2	31
Avhengige ressursar i funn	38	53	0	0	92	38	35	0	0	73
Uoppdaga ressursar	340	485		50	875	-35	-35	0	0	-70
Sum totalt	409	748	11	75	1252	3	39	4	6	55

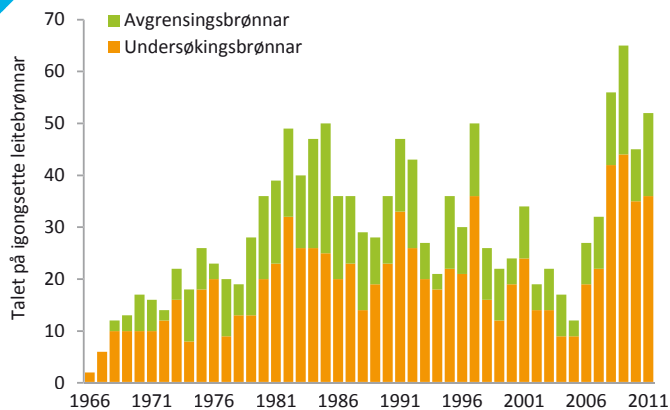
* Inkluderer historisk produksjon av gass frå Tambar, som ikkje var inkludert i før.

** Inkluderer ressurskategoriane 1, 2 og 3.

*** Ressursar frå framtidige tiltak for auka utvinning er berre rekna ut for totalt utvinnbart potensial, og ein har ikkje fordelt det moglege potensialet for kvart område.



Frå Transocean Leader under boring for å avgrense Johan Sverdrup-funnet i Nordsjøen i 2011. (Foto: Harald Pettersen, Statoil)



Figur 5.1 Igongsette leitebrønner på den norske kontinental-sokkelen 1966–2011

(Kjelde: Oljedirektoratet)

For å få ut petroleumssressursane som finst på den norske kontinental-sokkelen, må ressursane leitast etter og påvisast. Leiteaktiviteten er ein viktig indikator på framtidig produksjon. Generelt tek det fleire år frå det blir avgjort å leite etter ressursar, til eventuelle funn kan setjast i produksjon. I umodne område er det ikkje uvanleg at det tek 10–15 år. Utforminga av leitepolitikken er difor ein viktig del av den langsiktige norske ressursforvaltninga, ein politikk utforma med tanke på at den norske kontinental-sokkelen skal vere attraktiv både for etablerte og nye aktørar som kan bidra til effektiv utforsking. Regjeringa vil gi selskapa tilgang til attraktive leiteareal, og desse areala skal vere ei blanding av modne område og nye, mindre utforska område.

På den norske kontinental-sokkelen har Stortinget opna for petroleumssaktivitet i størstedelen av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Estimata frå Oljedirektoratet over uoppdaga ressursar i områda på sokkelen, ligg på rundt 2,5 milliardar Sm³ utvinnbare oljeekvivalentar. Ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med om lag 33 prosent i Nordsjøen, 31 prosent i Norskehavet og 36 prosent i Barentshavet (sjå figur 5.2). Utfordringane med å realisere det økonomiske potensialet i dei uoppdaga ressursane varierer avhengig av kor modne område er.

Faktaboks 5.1 Konsesjonssystemet

I det norske konsesjonssystemet er det to typar konsesjonsrundar. Den eine er dei nummererte konsesjonsrundane for umodne delar av sokkelen. Dei har ein halde på med sidan 1965, og i seinare tid har slike vore gjennomførte annakvart år. Oljeselskapa blir inviterte til å nominere blokker som dei ønskjer utlyst, og på bakgrunn av dette kunngjer regjeringa ei viss mengd blokker som det kan søkast om utvinningsløyve for.

Den andre typen konsesjonsrunde er ordninga regjeringa innførte i 2003 med tildeling av utvinningsløyve i førehandsdefinerte område (TFO) i modne delar av kontinental-sokkelen. Ordninga inneber at det er oppretta store førehandsdefinerte leiteområde som omfattar alt mode areal på sokkelen, der oljeselskapa kan søkje på alt areal innanfor det definerte området. Etter kvart som

nye område blir modna vil områda bli utvida, men ikkje innskrenka. Det er lagt opp til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført ni årlege rundar (TFO 2003–2011).

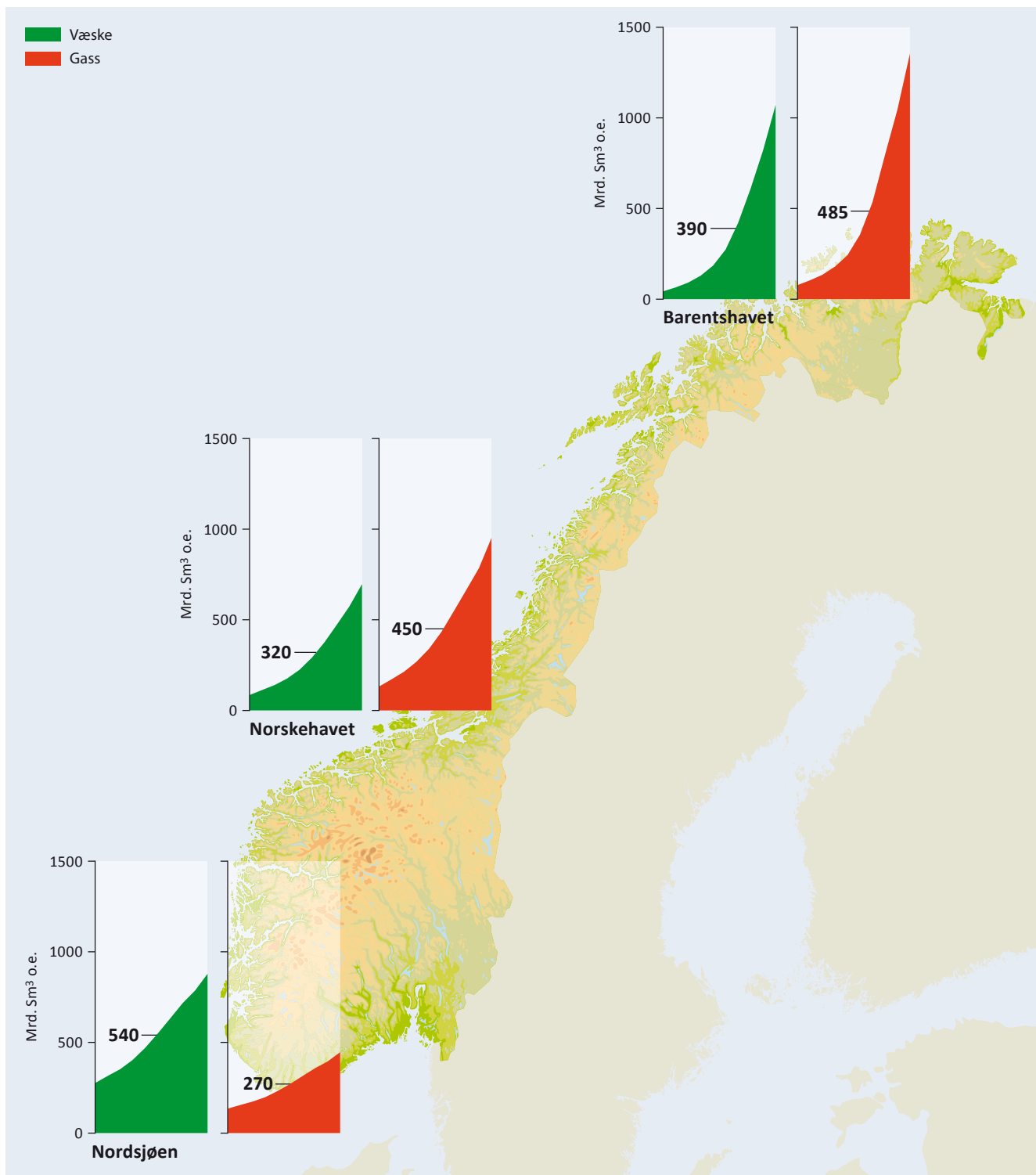
I begge dei to konsesjonsrundane kan søkjarane søkje som gruppe eller individuelt. Til grunn for tildelinga av utvinningsløyva ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngjorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, tildeler Olje- og energidepartementet utvinningsløyve til ei gruppe selskap. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet til å stå for den operative verksemda som løyvet gir rett til.

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein initiell periode (leiteperiode) som kan vare inntil ti år.

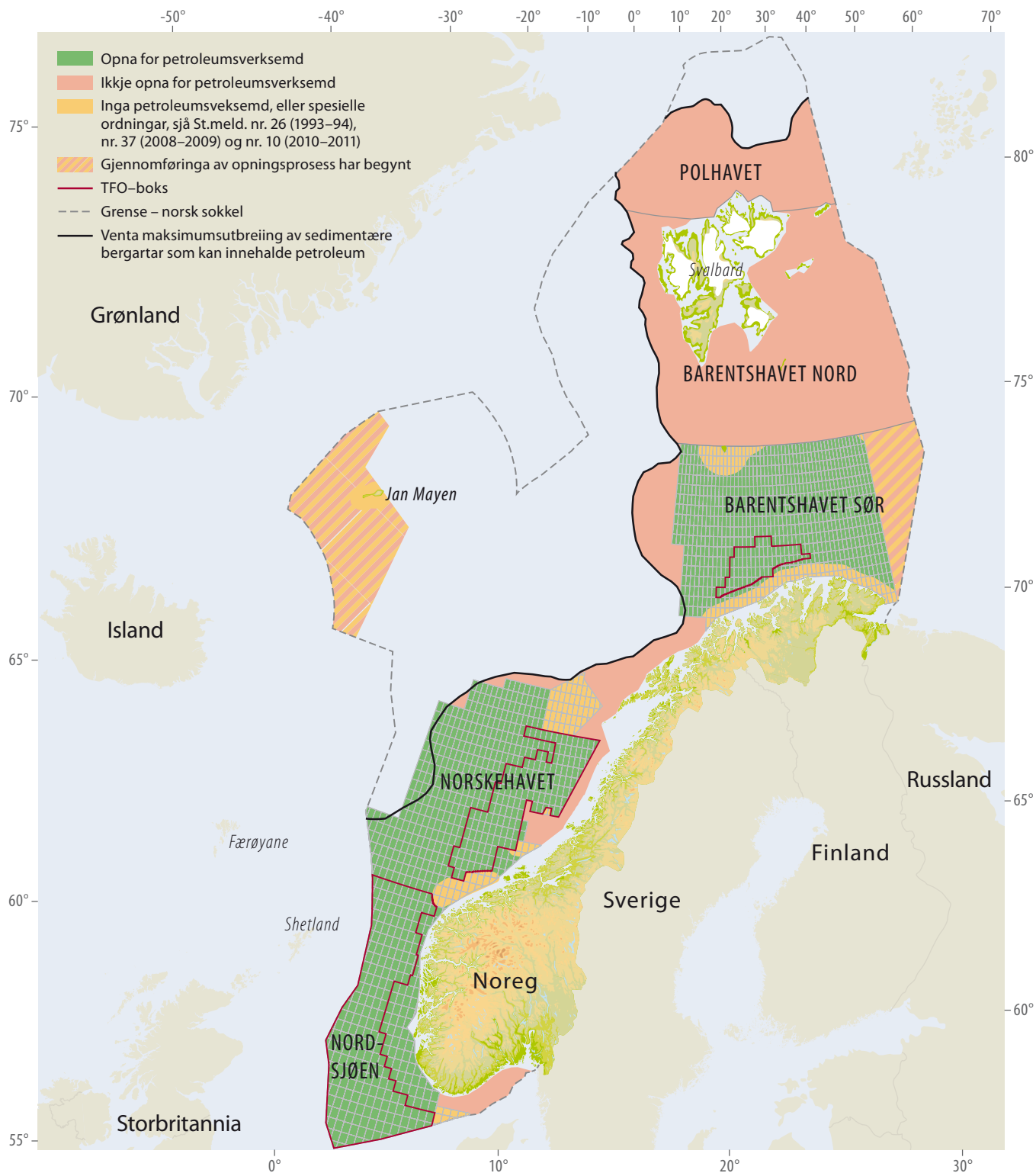
Faktaboks 5.2 Arealavgift

Arealavgifta er eit verkemiddel for å auke aktiviteten i dei tildelte områda. Ideen bak avgifta er at det ikkje skal betalast arealavgift for område der det er produksjon eller aktiv leiteverksemd. I den initielle perioden, der leiteaktiviteten følgjer eit pålagt arbeidsprogram, betaler rettshavarane inga avgift. Etter den initielle perioden skal dei betale ei årleg avgift til staten for kvar kvadratkilometer av området som utvinningsløyvet gjeld for. For at arealavgifta skal fungere betre i ressursforvaltninga, blei reglane for arealavgift skjerpte, med verknad frå 1. januar 2007. Etter dei nye reglane skal selskapa

betale 30 000 kroner per kvadratkilometer første året, og satsen aukar til 60 000 kroner andre året. Frå og med tredje året betalar selskapa den maksimale avgiftssatsen på 120 000 kroner per kvadratkilometer. Selskapa får fritak frå arealavgifta dersom dei leverer inn ein plan for utbygging og drift (PUD) til Olje- og energidepartementet. Fritaket gjeld berre dei områda innanfor den geografiske utstrekninga av førekomstane som det er levert inn PUD for. Regelverket gir også fritak for arealavgift i to år dersom selskapa borar ein undersøkingsbrønn ut over fastsett arbeidsplikt.



Figur 5.2 Uoppdaga ressursar fordelt på område. Talet i kvar søyle viser venta utvinnbart volum medan uvissa i estimatet er vist ved den skrå linja, lågt estimat til venstre, høgt estimat til høgre (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 5.3 Arealstatus for norsk kontinentalsokkel per mars 2012 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Leitepolitikk i modne og umodne område

Modne område

Petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen tok til i Nordsjøen, og har, over tid flytta seg nordover basert på prinsippet om stegvis utforsking. Frå eit leiteperspektiv gjer dette at store delar av Nordsjøen i dag blir rekna som modne område. Det same gjeld Haltenbanken og området rundt feltet Ormen Lange i Norskehavet og området rundt Snøhvit i Barentshavet.

Kjenneteikn på modne område er kjend geologi og godt utbygd eller planlagd infrastruktur. Det er svært sannsynleg at det vil bli gjort funn, men mindre sannsynleg at det vil vere nye, store funn, og difor er det viktig å påvise og få ut ressursane i området før den eksisterande infrastrukturen i området blir stengd ned. Dersom det ikkje lèt seg gjere, kan lønnsame ressursar bli liggjande att fordi funna er for små til å forsvare ei eiga utbygging av infrastruktur.

I modne områda har styresmaktene vurdert det som viktig at industrien får tilgang til større område, slik at dei tidskritiske ressursane kan bli produsert i rett tid. Vidare er det viktig at areala industrien får tildelt, blir utforska på ein rask og effektiv måte. Difor innførte regjeringa i 2003 ordninga med tildeling i førehandsdefinerte område (TFO). Figur 5.3 viser det arealet som blei lyst ut for tildeling i TFO 2011.

For styresmaktene er det viktig at det blir arbeidd aktivt med areal som har fått konsesjon. Ved tildeling blir områda for utvinningsløyve skreddarsydd slik at selskapa berre får områda der dei har konkrete planar. Nye selskap, som kan ha eit anna syn på prospektiviteten, kan søke på tilbakeleverte areal. Det fører til raskare sirkulasjon av areal og meir effektiv utforsking av dei modne områda. Før kunne -selskapa etter den initiale perioden behalde opptil 50 prosent av det tildelte arealet utan plikt til å drive konkret aktivitet. I dag er hovudregelen at dei berre får ha dei områda der dei har planar om å starte produksjon.

Umodne område

Områda på den norske kontinentalsokkelen som i dag blir rekna som umodne, er store delar av Barentshavet og Norskehavet, og mindre område i Nordsjøen. I Norskehavet gjeld det særleg djupvassområda og dei nordlegaste delane. I tillegg er dei kystnære områda i den sørlege delen av sokkelen relativt umodne.

Kjenneteikn på umodne område er lite kjennskap til geologien, til dels store tekniske utfordringar og manglande infrastruktur. Uvissa omkring leiteaktiviteten er større her, og det er mogleg å gjere nye, store funn. Aktørane som skal leite i umodne område må i tillegg til eit solid finansielt fundament ha brei erfaring og teknisk og geologisk kompetanse.

I 18. konsesjonsrunde blei prinsippa for tilbakelevering i modne område også endra for umodne område. Det er likevel ikkje slik at alle selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område, bør levere inn ein utbyggingsplan ved utgangen av den initiale perioden, så hovudregelen for tilbakelevering i desse områda er knytt til avgrensing av ressursar som er påviste ved boring. I umodne område er det elles gjort dei same endringane som i modne område når det gjeld å skreddarsy områda som skal tildelast.

21. konsesjonsrunde blei tildelt våren 2011 og omfatta 24 utvinningsløyve i Barentshavet og Norskehavet. 29 selskap fikk tilbod om andelar.

Uopna område og opningsprosessar

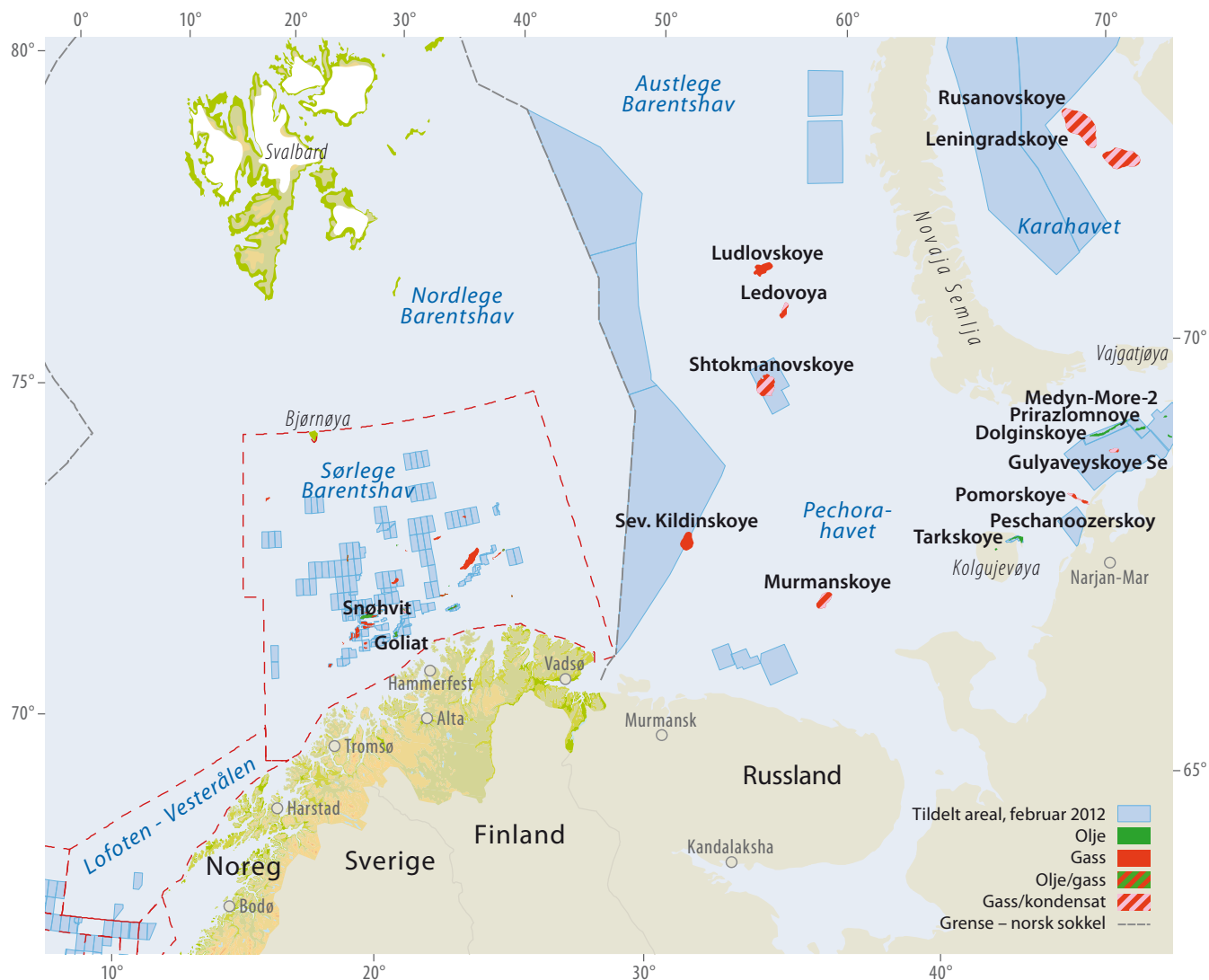
På den norske kontinentalsokkelen er det framleis store område som Stortinget ikkje har opna for petroleumsverksemd. Det gjeld heile Barentshavet nord, austleg del av Barentshavet sør, det nord-austlege Norskehavet (Troms II, Nordland VII og delar av Nordland IV, V og VI), kystnære område utanfor Nordlandskysten, Skagerrak og området rundt Jan Mayen. Generelt gjeld det for uopna område at Stortinget må vedta at dei skal opnast for petroleumsaktivitet før dei eventuelt kan bli lyst ut i ein konsesjonsrunde. Noko av grunnlaget for slike vedtak er ei konsekvensutgreiing som vurderer mellom anna økonomiske og sosiale verknader, samt miljøverknader som verksemda vil kunne ha for andre næringar og distrikta rundt. For tida går det føre seg to opningsprosessar: ein for områda nær Jan Mayen og ein annan for det søraustlege Barentshavet (sjå faktaboks 5.4)

Oppdateringa av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområda utanfor Lofoten blei framlagt i mars 2011. Regjeringa vedtok at det ikkje vil bli starta konsekvensutgreiing eller petroleumsaktivitet i Troms II, Nordland VII og i dei uopna delane av Nordland IV, V og VI i denne stortingsperioden. Olje- og energi-departementet fekk i oppdrag å foreta ei kunnskapsinnsamling for dei uopna områda i det nordaustlege Norskehavet. Den innsamla kunnskapen skal kunne brukast i oppdateringar av forvaltningsplanen. Den kunnskapen som samlast inn skal også kunne brukast ved ei eventuell seinare konsekvensutgreiing. Tema i kunnskapsinnhentinga blei fastsette hausten 2011 i samspel med interesser på lokalt og regionalt nivå, samt partar frå ulike næringar og miljø. Det har vore innspelsmøter i Harstad, Stokmarknes, Svolvær, Bodø og Oslo. Mykje kunnskap om dei opna områda finst frå før, så fokuset er å tette kunnskapshol. Fleire studiar skal gjennomførast i 2012. Oljedirektoratet har i denne prosessen hatt ansvaret for eit treårig program for geologisk kartlegging og innsamling av seismikkdata. Alt i alt meiner oljedirektoratet det er 202 millionar standardkubikkmeter uoppdaga oljeekvivalentar i det vurderte området, som omfattar Troms II, Nordland VII og Nordland VI.

Aktørbiletet og aktivitet

Med aktørbiletet meiner vi talet på og samansetjinga av oljeselskapa som gjennomfører petroleumsaktivitetar på den norske kontinentalsokkelen. Dei største internasjonale aktørane har fått ein sentral plass, ein naturleg konsekvens av at det har vore store og krevjande oppgåver på sokkelen. Etter kvart som områda har modnast og utfordringane har endra seg og blitt meir diversifiserte, har det vore viktig å tilpasse aktørbiletet til den endra situasjonen. Difor har ein dei siste åra fokusert på å få inn nye aktørar, mellom anna ved å etablere TFO-ordninga i 2003 og innføre leiterefusjonsordninga i 2005 (sjå figur 5.7).

Dette har gitt resultat. Etter ein periode med låg leiteaktivitet tok han seg opp i 2006, sjå figur 5.6. Av figur 5.5 går det også tydeleg fram at det er dei nye selskapa som har stått for auken i borekostnader, som eit resultat av at leiteaktiviteten har teke seg opp. Dei nye aktørane står no for over 40 prosent av leitekostnadene på

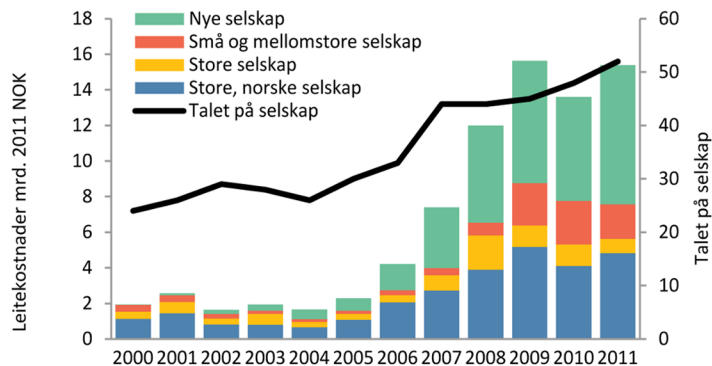


Figur 5.4 Norsk og russisk del av Barentshavet per mars 2012 (Kjelde: Oljedirektoratet/OGRI RAS)

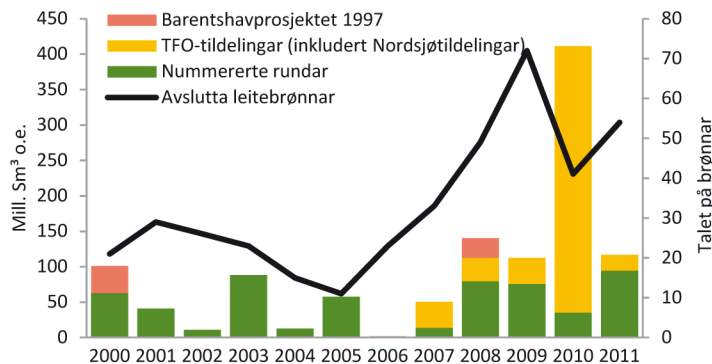
sokkelen. I 2009 blei det sett ny rekord med 65 igangsette leitebrønner, og av dei var 44 undersøkingsbrønner. Det blei gjort 28 funn, det høgste talet til no. I 2010 begynte selskapa på 45 leitebrønner, og 35 av dei var undersøkingsbrønner. Det blei gjort 16 funn. I 2011 blei 54 leitebrønner avslutta, av desse resulterte 22 i funn. 2011 kjem særleg til å bli hugsa på grunn av funna «Skrugard» i Barentshavet og «Johan Sverdrup» i Nordsjøen.

For å leggje forholda betre til rette for nye aktørar er det introdusert ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar og

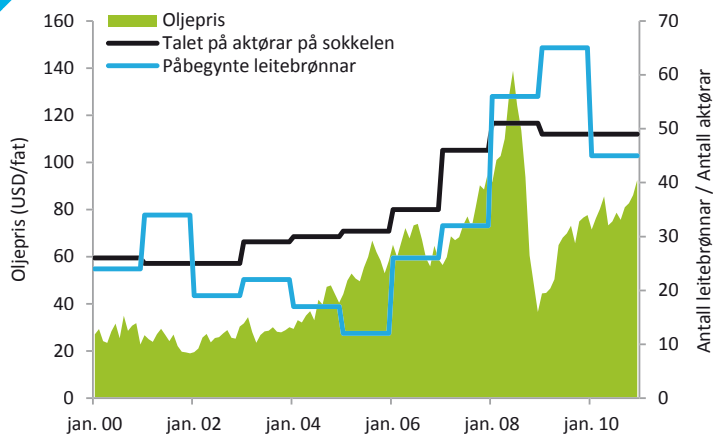
rettshavarar. Når det gjeld dei årlege konsesjonsrundane i modne område, har dei nye aktørane fått tildelt vesentlege areal og utvinningsløyve. Dei fleste nye selskapa har til no konsentrert seg om modne område i Nordsjøen og Norskehavet. I dei siste rundane har desse selskapa også vist stadig større interesse for Barentshavet, og ein ventar at fleire nye selskap vil delta i konsesjonsrundane i umodne område etter kvart som dei får god kjennskap til sokkelen og etablerer større organisasjonar i Noreg. Ei liste over alle rettshavarane på norsk kontinentalsokkel ligg i vedlegg 3.



Figur 5.5 Leitekostnader i utvinningsløyve i Nordsjøen etter storleiken på selskapa (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 5.6 Ressurstilvekst (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 5.7 Stigande oljepris og eit breiare aktørbiletet har medverka til høg leiteaktivitet (Kjelde: Oljedirektoratet)

Faktaboks 5.3 Forvaltningsplanar

Forvaltningsplanane gjer greie for retningslinjene regjeringa nyttar for å drive ei heilskapleg forvaltning av dei norske havområda. Føremålet med forvaltningsplanane er dermed å leggje til rette for verdiskaping gjennom berekraftig bruk av ressursar og økosystemtenester i dei aktuelle havområda.

Ein grunnleggjande føresetnad for petroleumsverksemda er sameksistens mellom oljeindustrien og dei andre brukarane av hav- og landområda som petroleumsverksemda får følgjer for. Forvaltningsplanane etablerer såleis rammevilkår som balanserer interessene til fiskerinæringa, petroleumsnæringa og skipsfartsnæringa, og samtidig tek omsyn til miljøet.

Den første forvaltningsplanen, Stortingsmelding nr. 8 (2005–2006) *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan)* blei lagd fram for Stortinget våren 2006. Gjennom fleire program har det dei siste åra blitt samla inn meir kunnskap om havområda før HFB blei oppdatert i 2011. Arbeidet med ein heilskapleg forvaltningsplan for Norskehavet begynte våren 2007, og planen blei lagd fram for Stortinget våren 2009 som Stortingsmelding nr. 37 (2008–2009) *Helhetlig forvaltningsplan for det marine miljø i Norskehavet (forvaltningsplan)*. Ein forvaltningsplan for Nordsjøen–Skagerak skal vere ferdig i 2013.

Faktaboks 5.4 Opningsprosessar for uopna område

Delar av den norske kontinentalsokkelen er ikkje opna for petroleumsverksemd. Desse omfattar delar av Nordland IV, V, og Nordland VI, VII, Troms II, område nær Jan Mayen, søraustlege Barentshavet, Barentshavet nord, og Skagerak. I tillegg er det restriksjonar eller særkrav knytt til enkelte område innanfor dei opna områda. For tida blir det arbeidd med to opningsprosessar; for havområda utanfor Jan Mayen, og for det tidligare omstridde området søraust i Barentshavet.

I 2009 vedtok regjeringa å setje i gang ein opningsprosess for petroleumsverksemd ved Jan Mayen, med sikte på tildeling av utvinningsløyve. Programmet for konsekvensutgreiinga har vore ute til høyring, og blei fastsett hausten 2011. Framover vil det bli gjennomført ei rekke studiar som skal kaste lys over konsekvensar for mellom anna næringsverksemd, samfunn og miljø. Det har også blitt gjort undersøkingar av flora og fauna på øya og i havområda rundt Jan Mayen. I tillegg vil Oljedirektoratet halde fram seismiske undersøkingar, for å få anslag på ressursar i havområda som er

aktuelle å opne for petroleumsverksemd. Dersom konsekvensutgreiinga gir grunnlag for det, vil regjeringa gjere framlegg om opning av områda våren 2013.

Den 7.juli 2011 trådde delelinjeavtalen mellom Noreg og Russland i kraft. Det nye området vest for avgrensingslinja verkar interessant for petroleumsverksemd. Det er funne hydrokarbon både aust og vest for det tidlegare omstridde området der Oljedirektoratet sommaren 2011 starta seismikkinnstilling. Også sommaren 2012 skal det nye området undersøkast med seismikk. Regjeringa sette i gang ein opningsprosess for petroleumsverksemd i Barentshavet søraust. Ein konsekvensutgreiingsprosess har starta. Eit forslag til program for utgreiinga blei sendt på offentleg høyring hausten 2011. Programmet blir fastsett våren 2012, deretter vil det bli gjort studiar av konsekvensar av petroleumsverksemd i området. Ei anbefaling om opning skal leggjast fram for Stortinget våren 2013, dersom konsekvensutgreiinga gir grunnlag for det.



Sveisesaumane må vere pinlig nøyaktige under legging av rørleidningar på norsk sokkel. (Foto: Anette Westgaard, Statoil)

I 2011 godkjende styresmaktene planane for utbygging og drift (PUD) av Hyme, Knarr, Visund Sør, Vigdis Nordøst, Valemon, Stjerne, Vilje Sør (PUD fritak), Atla, Brynhild, Ekofisk Sør og Eldfisk II. PUD for Skuld blei godkjent i januar 2012, og PUD for Åsgard, Jette, Hild og Luno ligg til godkjenning hos styresmaktene. Ein ventar òg at det vil komme utbyggingsplanar for Bøyla, Svalin, Dagny, Draupne og Mikkel Sør.

Effektiv produksjon av petroleumsressursane

Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift av olje- og gassfelt har styresmaktene etablert rammer for desse aktivitetane. Det er lagt opp til ein modell som er prega av både samarbeid og konkurranse mellom aktørane. Føremålet med det er å skape klima for gode avgjerder som tener selskapa og samfunnet. Sjå kapittel 2 for meir informasjon om organisering og rammeverk.

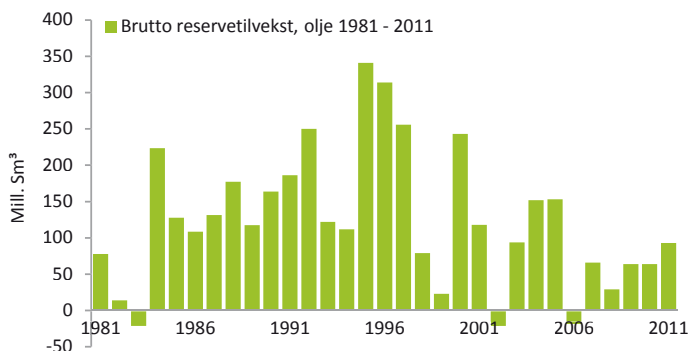
Utbygging av påviste petroleumsressursar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsnæringa i dag. Det blir stadig viktigare å utnytte ressursane i dei kjende områda betre. Alt i alt er dette eit stort potensial som kan generere store verdiar for samfunnet, dersom det blir utnytta på ein fornuftig måte. Oljedirektoratet har vurdert dette potensialet og kome fram til ei målsetjing om ein reservetilvekst på den norske kontinentalsokkelen på 800 millionar Sm^3 olje før 2015. Det er om lag dobbelt så mykje som dei opphavlege oljeressursane i heile Gullfaksfeltet. Målsetjinga er eit strekksmål for industrien og styresmaktene. Ved utgangen av 2011 har reservetilveksten vore 451 mill. Sm^3 olje, medan målsetjinga var 480 mill. Sm^3 olje. Figur 6.1 viser årleg tilvekst av oljeresservar i perioden 1981 - 2011. Rekneskapa for 2011 viste ein vekst på 93 millionar Sm^3 olje, bokført som nye reservar. I 2010 blei det også bokført 64 millionar Sm^3 olje. Den største auken i oljeresservane kjem frå felta Ekofisk, Snorre, Heidrun og Troll olje. I tillegg er ressursane i Skuld, Hyme og Brynhild modna til reservar.

Auka utvinning i modne område

Det er framleis eit stort potensial for verdiskaping dersom ein aukar utvinningsgraden i produserande felt, effektiviserer drifta og leitar etter ressursar i nærleiken av infrastrukturen som er utbygd. Figur 6.2 viser ei oversikt over dei totale oljeressursane i felt i produksjon. Ressursane kan delast inn i tre grupper:

- produserte mengder
- reservar som er igjen
- ressursar som vil bli liggjande igjen i grunnen etter den planlagde nedstenginga.

Figuren viser at ut frå planane i dag vil det vere store oljeressursar igjen etter den planlagde nedstenginga av desse felta. Mange tiltak er nødvendige, dersom ein skal kunne produsere meir av desse ressursane. Tiltaka kan delast i to hovudgrupper, den eine omfattar tiltak for å auke ressursuttaket, og den andre går ut på å effektivisere drifta.



Figur 6.1 Brutto reservetilvekst av olje 1981–2011 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Auka ressursuttak

Først og fremst må rettshavarane investere i prosjekt som kan auke utvinninga. Nokre døme er boring av fleire brønner, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønner, injeksjon i reservoara for å få ut meir petroleum og tilpassingar i prosessanlegg. Slike tiltak gjer sitt til å auke den gjennomsnittlege utvinningsgraden. I 1995 var om lag 40 prosent den venta gjennomsnittlege utvinningsgraden for olje for felt i produksjon når feltet skulle avslutte produksjonen, i dag er den tilsvarande graden 46 prosent. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore svært viktig for å auke utvinninga, og er det framleis. Teknologiu utviklinga gjer til dømes at ein kan bore brønner og utvikle felt på måtar som tidlegare var teknisk umogleg.

Figur 6.3 viser produksjonsutviklinga for felta Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula. Den faktiske produksjonen frå desse felta har blitt svært annleis enn det dei opphavlege utbyggingsplanane la opp til.

Faktaboks 6.1 Utvinningsutvalet

Departementet oppnemnde i februar 2010 eit utval (Åm-utvalet), med mandat til å greie ut tiltak for å auke utvinninga frå eksisterande felt på norsk kontinentalsokkel. Utvalet leverte rapporten sin i september 2010, og han har vore ute til offentlig høyring.

Utvalet skulle finne fram til og sjå nærare på eventuelle teknologiske, kunnskapsmessige, regulatoriske, økonomiske eller andre hinder som gjer at samfunnsøkonomisk lønnsame ressursar i og rundt eksisterande felt i dag ikkje blir henta opp.

Utvalet peikar på at tiltak for å auke utvinninga frå felt på norsk sokkel vil krevje stor innsats frå aktørane. Utvalet utfordrar difor både styresmaktene og industrien med fleire tilrådingar og tiltak for å kunne realisere det store verdipotensialet som ligg i auka utvinning frå gjenståande, eksisterande felt. Tre område står sentralt i rapporten for å auke utvinninga: tilgang på boreriggar, kostnadsnivå og ny teknologi. Rapporten kan lesast på heimesidene til OED.

Av figur 6.3 ser vi også at auka utvinning gir lengre levetid. Lengre levetid er positivt, fordi ein då kan setje i verk fleire utvinnings-tiltak, og det inneber at infrastrukturen vil vere på plass i ein lengre periode. Dermed aukar sjansane for at andre funn kan bli knytt opp til denne infrastrukturen. Figur 6.4 viser at levetida til felt blir lengre enn ein tidlegare har rekna med.

Effektiv drift

Den viktigaste faktoren for å forlengje levetida til eit felt er at produksjonen er lønnsam. Effektiv drift medverkar til å redusere kostnadene i produksjonen. Ressursuttaket blir påverka fordi ein kan drive lønnsam produksjon lenger enn om drifta var mindre effektiv. Det kan gjere sitt til at ressursar som i dag ikkje er lønnsame, blir produserte. Mange felt er i ein situasjon der kostnadsnivået må bli redusert for å kunne forsvare lønnsam drift på eit lågare produksjonsnivå. Effektiv drift er også svært viktig når det gjeld å redusere utslepp til luft og utslepp til sjø frå aktivitetane på norsk kontinentalsokkel.

Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur

I 2011 blei det investert i overkant av 115 milliardar kroner* på den norske kontinentalsokkelen. Totalt er det investert om lag 2300 milliardar kroner* målt i dagens pengeverdi. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen gjer det mogleg å produsere og marknadsføre petroleum, men legg også eit grunnlag for å utnytte meir av ressursane på ein kostnadseffektiv måte.

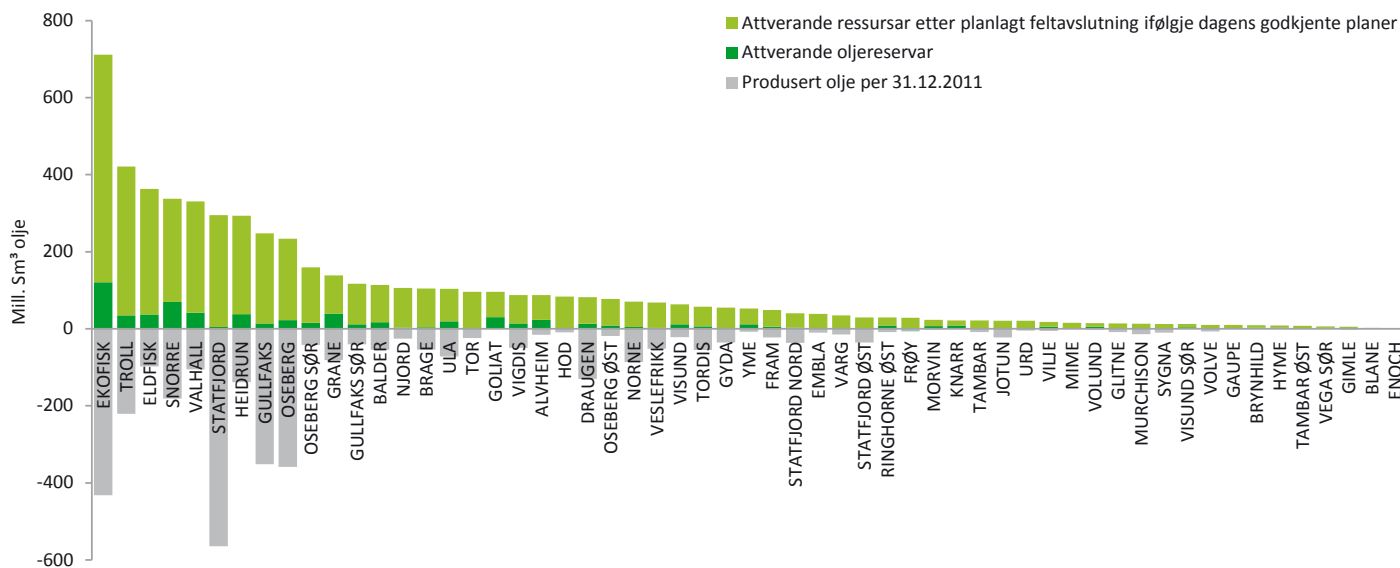
* Eksklusive leitekostnader - inga rapportering om leitekostnader for 1985.

Når produksjonen frå eit felt minkar, blir det tilgjengelig kapasitet i infrastrukturen som kan nyttast svært effektivt for ressursar som kan bli knytt opp til denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er det å bruke den eksisterande infrastrukturen ein føresetnad for å produsere nye førekomstar, fordi ein del slike førekomstar er for små til at det løner seg å byggje ut eigen infrastruktur. Leiting etter og utbygging av ressursar i nærleiken av eksisterande infrastruktur kan gi det norske samfunnet store verdjar. I kapittel 5 står det meir om leiting i modne område.

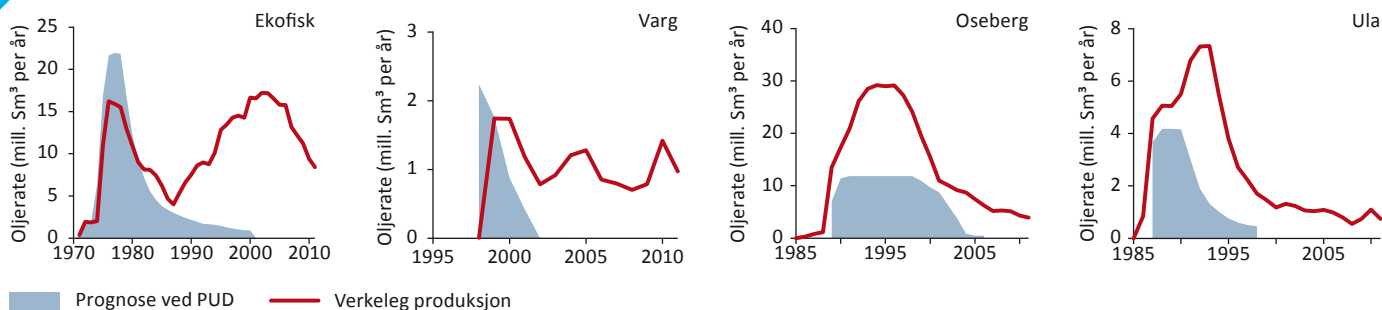
For å medverke til effektiv bruk av eksisterande infrastruktur, mellom anna plattformer og rørleidningar, utarbeidde Olje- og energidepartementet i 2005 ei forskrift på dette området, Forskrift om andres bruk av innretningar, som tok til å gjelde 01.01.2006. Føremålet med forskrifta er å sikre effektiv bruk av infrastrukturen og dermed gi rettshavarar gode insentiv til å drive leite- og utvinningsverksemd. Føremålet blir oppfylt gjennom rammer for forhandlingsprosessen og utforminga av tariffar og vilkår elles i avtalar om andre sin bruk av innretningar. Forskrifta inneber inga endring i prinsippet om at det er dei kommersielle aktørane som skal forhandle fram gode løysingar for begge partar.

For å sikre at potensialet i og omkring produserande felt blir utnytta, er det viktig at eigarinteressene er hos dei selskapa som ynskjer å gjere mest ut av dette. Det er opna for eit vidare spekter av aktørar, jamfør omtalen av aktørbiletet i kapittel 5. Norske styresmakter meiner at eit mangfald av aktørar som gjer ulike vurderingar og prioriteringar, er positivt når det gjeld å realisere ressurspotensialet på den norske kontinentalsokkelen.

Auka utvinning, lengre levetid og innføring av ressursar i nærleiken av felt som produserer, legg grunnlaget for å skape store meirverdjar for samfunnet. For å kunne utvikle ressursane vidare



Figur 6.2 Fordeling av oljereservar og oljereservar i felt (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 6.3 Produksjonsutvikling for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula (Kjelde: Oljedirektoratet)

i og rundt eksisterande felt må ein bruke infrastrukturen der. Dermed står selskapa mindre fritt enn ved nye utbyggingar, og kan for eksempel ikkje velje kva som helst teknisk løysing på grunn av avgrensingar ved det som alt finst av utstyr, vektgrenser osb.

Opprydding etter at produksjon er avslutta

Petroleumsverksemda låner havet, og alle fasar av olje- og gassverksemda skal ta omsyn til miljøet og andre brukarar av havet. Utgangspunktet er at når verksemda er slutt, skal alt vere rydda og fjerna.

Olje- og energidepartementet har til no handsama meir enn ti avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det bestemt at utrangerte innretningar skal bli fjerna og teke til land som t.d. for Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille Frigg, Frøy og TOGI. Under handsaminga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg blei det gitt løyve til å la betongunderstellet med vernevegg på Ekofisktanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet vere igjen.

Når styresmaktene gjer vedtak om korleis ei innretning på den norske kontinentalsokkelen skal bli disponert, tek ein i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Petroleumslova av 1996 regulerer disponering og avvikling av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (Konvensjon om vern av

det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) disponeringa av innretningane våre. OSPAR-vedtak 98/3 om disponering av utrangerte offshoreinstallasjonar tok til å gjelde 1999, og legg føringar for kva for disponeringsalternativ som er akseptable for ulike typar innretningar til havs. Vedtaket omfattar ikkje rørleidningar, delar av innretningar som ligg under havbotnen, og ankerfundament i betong som ikkje er til hinder for fiskeria.

Vedtaket inneber at det er forbode å dumpe og å leggje igjen, heilt eller delvis, utrangerte installasjonar i sjøområdet. Det kan bli gjort unntak frå forbodet for somme innretningar eller delar av innretningar dersom ei samla vurdering viser at det er sterke grunnar for disponering i sjøen.

For rørleidningar og kablar gjeld retningslinjene som står i Stortingsmelding nr. 47 (1999–2000) Disponering av utrangerte rørledningar og kablar på norsk kontinentalsokkel. Som ein generell regel kan ein la rørleidningar og kablar liggje igjen når dei ikkje er til ulempe eller utgjør ein risiko for botnfiske, vurdert ut frå kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning.

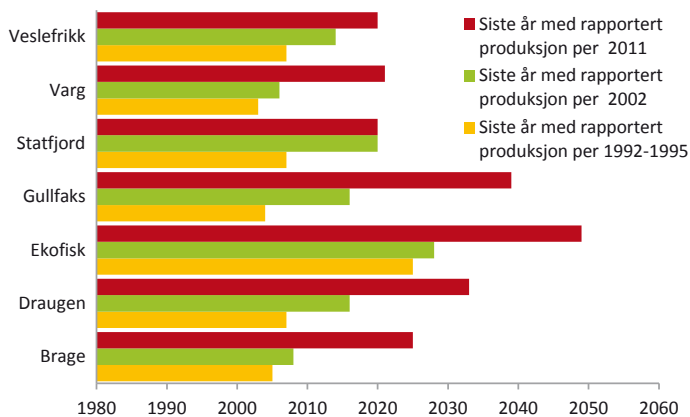
Petroleumslova krev at rettshavarane som hovudregel skal leggje fram ein avslutningsplan for departementet to til fem år før løyvet går ut eller blir oppgitt, eller bruken av ei innretning endeleg tek slutt.

Avslutningsplanen skal ha to hovuddelar: ei konsekvensutgreiing og ein disponeringsdel. Konsekvensutgreiinga gir oversikt over konsekvensar som ein ventar at disponeringa vil ha for mellom anna miljøet. Disponeringsdelen skal innehalde for eksempel framlegg til endeleg disponering.

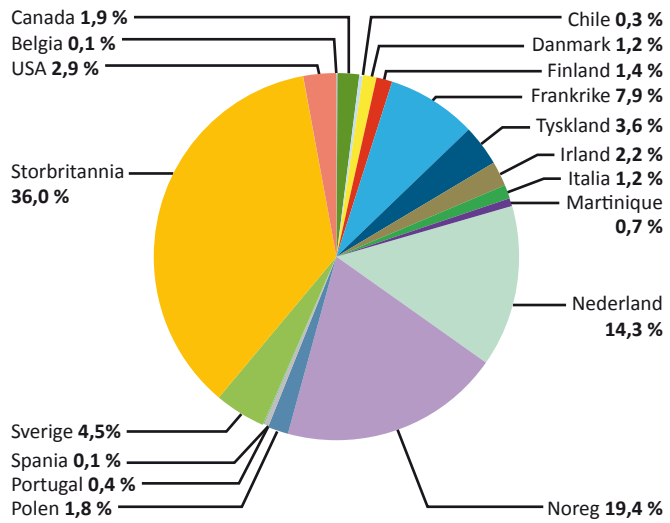
På bakgrunn av konsekvensutgreiinga, høyringsfråsegnene, og disponeringsdelen og vurderinga av denne delen, blir det gjort vedtak om disponering.

Det er rettshavarane på tidspunktet for disponeringsvedtaket som er ansvarlege for å gjennomføre disponeringa. I 2009 blei petroleumslova endra slik at den som sel ein del av eit utvinningsløyve, er subsidiært ansvarleg for disponeringskostnader som er knytte til denne delen.

Når det blir gjort vedtak om å setje att ei innretning, seier lovverket at rettshavarane framleis har ansvaret for skade eller ulempe som skjer med vilje eller av aktløyse i samband med innretninga. Men rettshavarane og staten kan avtale at framtidig vedlikehald og ansvar skal bli overført til staten mot ein avtalefesta økonomisk kompensasjon.



Figur 6.4 Levetida for nokre felt (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 6.5 Eksport av råolje fordelt på mottakarland, 2011
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 6.6 Pumpeinnretninga 37/4A, der understellet vart fjerna sommaren 2010 (Kjelde: ConocoPhillips)



Figur 6.7 Illustrasjon av Ekofisktanken før og etter fjerning av overbygninga (Kjelde: ConocoPhillips)

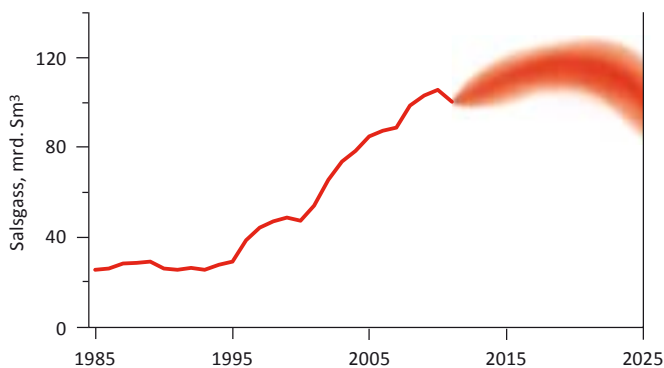




Norsk eksportgass blir mellom anna send til terminalen i tyske Emden. Oljedirektoratet ser til at måleinstrumenta fungerer heilt nøyaktig. (Foto: Emile Ashley, Oljedirektoratet)

Gassverksemda utgjør ein aukande del av petroleumssektoren, og gir staten store inntekter. Norsk gass er viktig for energiforsyninga i Europa og blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa. I 2011 var gasseksporten i energiinnhald om lag åtte gonger så stor som den norske normalproduksjonen av elektrisitet. Den norske gasseksporten dekkjer bortimot 20 prosent av det europeiske gassforbruket. Størstedelen av eksporten går til Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike, der norsk gass utgjør mellom 20 og 40 prosent av det samla forbruket.

Produsentselskap på den norske kontinentalsokkelen har salsavtalar for gass med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekia, Austerrike og Danmark. Snøhvit-anlegget leverer LNG (liquefied natural gas) til mellom anna USA, Japan, Sør-Korea, og fleire land i EU-området. Figur 7.1 viser historisk og venta norsk gassal. Ein ventar at gassalet vil nå ein topp rundt 2020 på eit nivå mellom 105 og 130 milliardar Sm³, gassalet er forventa å vere mellom 80 og 120 milliardar Sm³ i 2025.



Figur 7.1 Salsgass frå norske felt
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Transportkapasiteten i det norske rørleidningssystemet er i dag om lag 120 milliardar Sm³ per år. Det er fire mottaksterminalar for norsk gass på kontinentet: to i Tyskland, ein i Belgia og ein i Frankrike. I tillegg er det to mottaksterminalar i Storbritannia (sjå kartet). Det norske gasstransportsystemet omfattar eit nettverk av rørleidningar med ei lengd på over 7975 km, om lag som avstanden frå Oslo til Beijing. Det er utarbeidd traktatar som regulerer rettar og plikter mellom Noreg og landa som har landingspunkt for gass frå norsk sokkel.

Alle rettshavarar på den norske kontinentalsokkelen er ansvarlege for å selje sin eigen gass. Statoil sel olje og gass som staten eig, saman med sin eigen petroleum, i samsvar med ein særskild instruks.

Gassproduksjon krev store investeringar i transportløyningar. Det aller meste av den norske gassen blir transportert i rørleidningar frå felta til gassbrukarane. I samband med nye utbyggingar legg styresmaktene stor vekt på å greie ut ulike transportløyningar, slik at ein kan velje den mest robuste løysinga. I mange tilfelle er det fornuftig å byggje rørleidningane noko større enn det i utgangspunktet er behov for, slik at gass frå eventuelle nye gassfelt kan bli transportert i det eksisterande rørleidningssystemet.

Organisering av gasstransportsystemet

Eit overordna mål er å oppnå størst mogleg verdi på dei norske petroleumsressursane. Dei fleste felta inneheld både olje og gass, og det er om å gjere å sikre optimal balanse mellom oljeproduksjon og gassproduksjon. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, tek dei omsyn til utsiktene for optimal utvinning av olje. Styresmaktene har ei viktig rolle når det gjeld å leggje til rette for at handsamings- og transportkapasiteten skal vere tilpassa ulike scenario for ny utvinning på mellomlang og lang sikt.

Samtidig er det viktig å sikre effektiv drift i det norske gasstransportsystemet, mellom anna i form av stordriftsfordelar. Hjelpemiddel som styresmaktene nyttar til det, er operatøren Gassco, den samordna eigarskapen av systemet Gassled og regulert tilgang til transportsystemet.

Gassco

Gassco AS blei oppretta i 2001, og staten eig 100 prosent av selskapet. Gassco er operatør av gasstransportsystemet med eit særskilt og eit allment operatøransvar. Det særskilde operatøransvaret inneber utvikling av infrastruktur og det å drifte og administrere kapasiteten i gasstransportsystemet. Det allmenne operatøransvaret går ut på utøving av anleggsstyring i samsvar med petroleumslova og helse-, miljø- og sikkerhetslovgivinga (HMS). Denne verksemda er også regulert i operatøravtalen med Gassled.¹

Gassco greier ut transportløyningar, og gir råd til styresmaktene. Gassco skal medverke til ei heilskapleg vidareutvikling av norsk gassinfrastruktur. Når ein vurderer større utbyggingar, må difor annan norsk gass, utover dei felta som utløyser eit gasstransportbehov, også bli teke med i vurderingane. Ny gassinfrastruktur skal byggjast ut på ein måte som er tenleg for den eksisterande gassinfrastrukturen.

Gassled

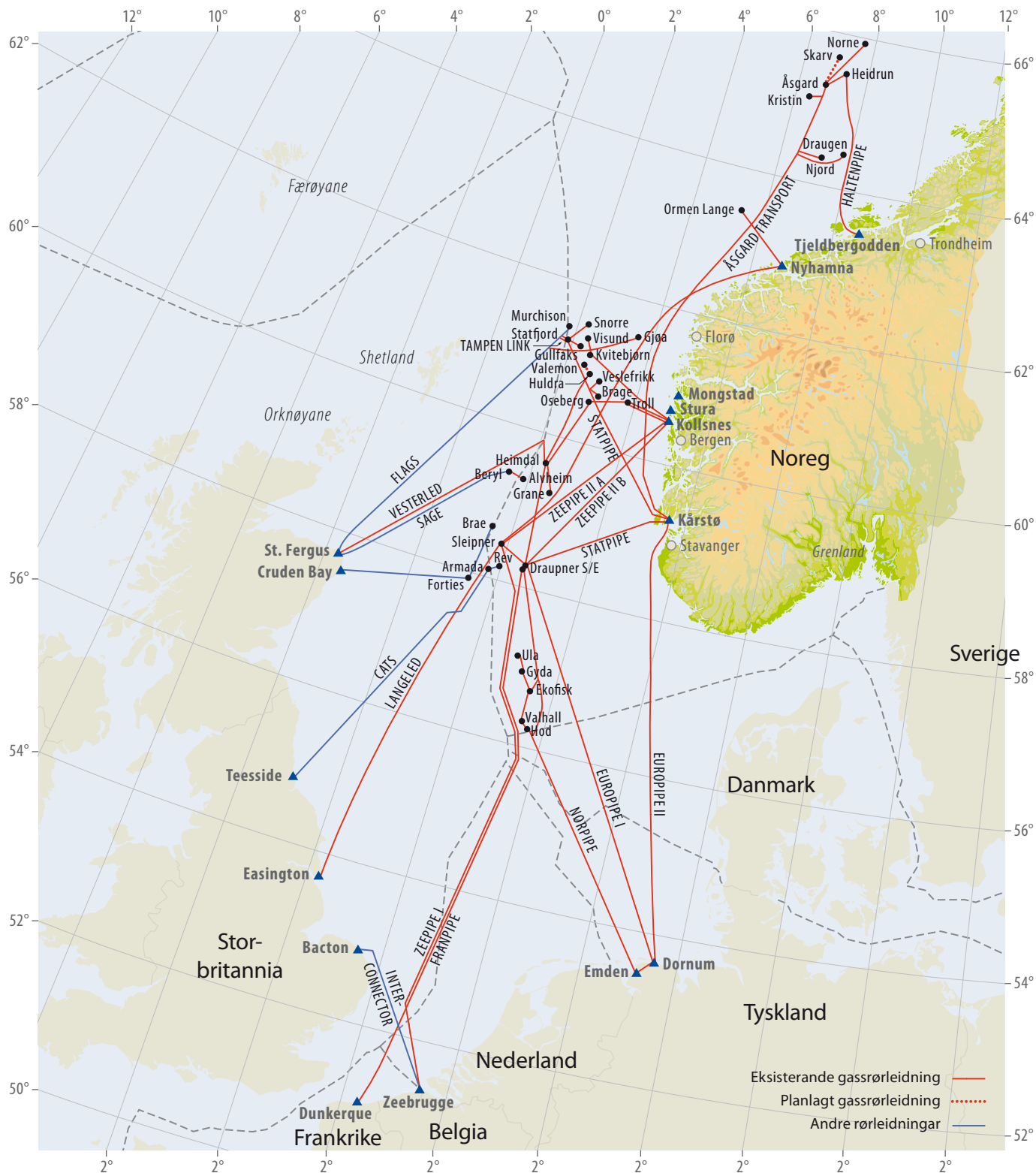
Gassled blei oppretta 1. januar 2003 og er eit interessentskap. Selskapet har ikkje tilsette, og det blir organisert gjennom komitear med spesifikke oppgåver.

Interessentskapet eig størstedelen av transportsystemet for norsk gass, det vil seie rørleidningane og terminalane. Gassled omfattar alle rikgass- og tørgassanlegg som eigarane eller andre brukar, eller som dei planlegg å bruke. Når ein tredjepart tek i bruk ein rørleidning eller eit transportrelatert anlegg, er det lagt opp til at dette systemet blir innlemma i Gassled, og blir ein del av det sentrale oppstraums gasstransportsystemet.

Regulert tilgang til transportsystemet

Rørleidningssystemet er eit naturleg monopol, med store grunnlagsinvesteringar. Difor blir tariffane for gasstransport regulerte gjennom ei eiga forskrift fastsett av Olje- og energidepartementet. Det sikrar at forteneista blir teken ut på felta og ikkje i transportsystemet. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå

¹ Kapittel 14 omtalar det særskilde og det allmenne operatøransvaret.



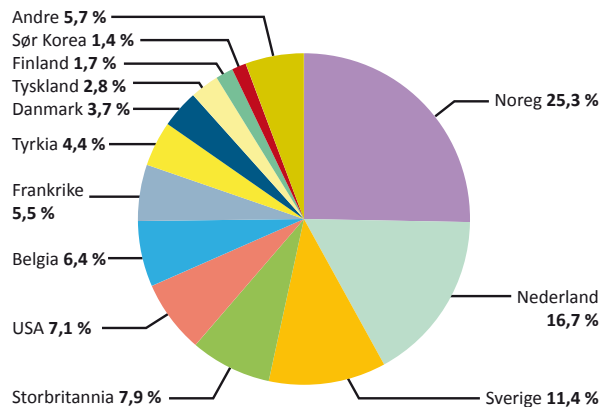
Figur 7.2 Gassrørleidningar (Kjelde: Oljedirektoratet)

behovet for gasstransport. For å sikre god ressursforvaltning kan transportrettene bli overdrege mellom brukarar når behova endrar seg.

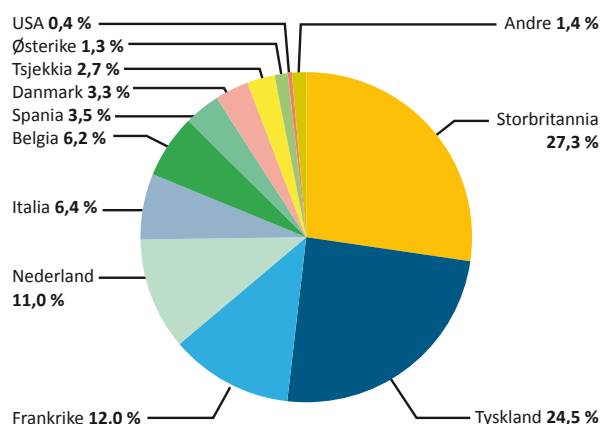
Felles eigarskap for transportsystemet sikrar at gassen blir frakta mest mogleg effektivt og gir størst verdiskaping, dels ved å unngå interessekonfliktar om kva for ein rørleidning gassen skal bli frakta gjennom. Gassco har operatøransvaret for Gassled, etter avtale med eigarane. Gassco ser også til at frakta av gass i den daglege drifta av anlegga er effektiv, som ein del av det særskilde operatøransvaret. Sjå nærare omtale av kapasitetsadministrasjonen i kapittel 14.

Norsk gassproduksjon 2010, i mill. Sm ³		
Eksport rørleidning	97 326	92,5 %
Sal til Noreg	1 645	1,6 %
Sal til reinjeksjon	1 347	1,3 %
LNG	4 953	4,7 %
Total	105 271	100,0 %

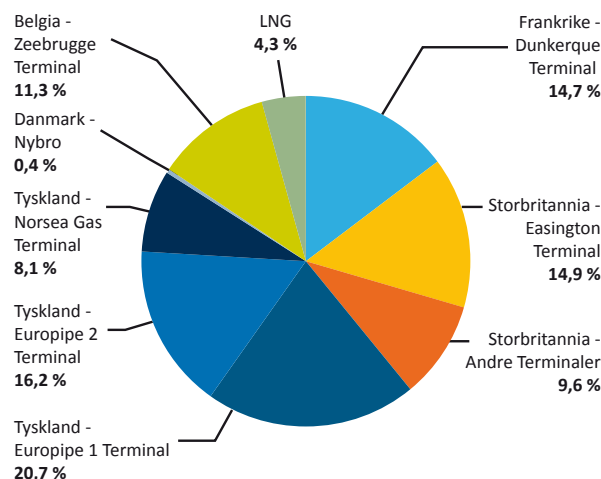
Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet



Figur 7.3 Sal av NGL/kondensat i 2011, fordelt på første mottakarland, om lag 20,2 millionar Sm³ o.e. (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 7.4 Norsk naturgasseksport 2011, basert på kjøperselskapets nasjonalitet (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 7.5 Norsk naturgasseksport, om lag 100,2 milliardar Sm³ fordelt på leveransepunkt (Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet)

FORSKING I OLJE- OG GASSVERKSEMDA

8

Årlig blir det brukt store beløp innan forskinga i olje- og gassverksemda. (Foto: Øyvind Hagen, Statoil)

Ny teknologi har vore viktig for å oppnå ei optimal og miljøvennleg utnytting av ressursane på den norske kontinentalsokkelen. Gode rammevilkår frå styresmaktene har gitt selskapa insentiv til å drive forskning og utvikling. Eit tett samarbeid mellom oljeselskap, leverandørbedrifter og forskingsinstitusjonar har vore ein føresetnad for denne utviklinga. Leverandørindustrien i Noreg har også med teknologi som er utvikla på norsk sokkel, skaffa seg ein konkurransefordel internasjonalt.

I dag står ein framfor fleire nye utfordringar. Funna og utbyggingane er mindre enn tidlegare. Ressursane som er igjen i felta, er meir krevjande å produsere enn dei som allereie er produserte. Dermed blir det vanskelegare for enkeltprosjekt å finansiere teknologiutvikling. Aktørane på norsk sokkel og staten som ressurseigar må framleis satse på forskning og utvikling. Figur 8.2 viser korleis Olje- og energidepartementet er involvert i petroleumsforskninga i Noreg.

For å kunne møte utfordringane som følgjer med ei effektiv og forsvareleg petroleumsverksemd, blei strategien *OG21 – Olje og gass i det 21. århundre* etablert på initiativ av Olje- og energidepartementet i 2001. OG21 har greidd å få oljeselskap, universitet, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene til å samle seg om ein felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass, jamfør www.OG21.org.

Det offentlege gir insentiva til forskning og teknologiutvikling hovudsakleg gjennom det regulatoriske rammeverket og direkte løyvingar til Forskningsrådet. Løyvingane til Forskningsrådet går først

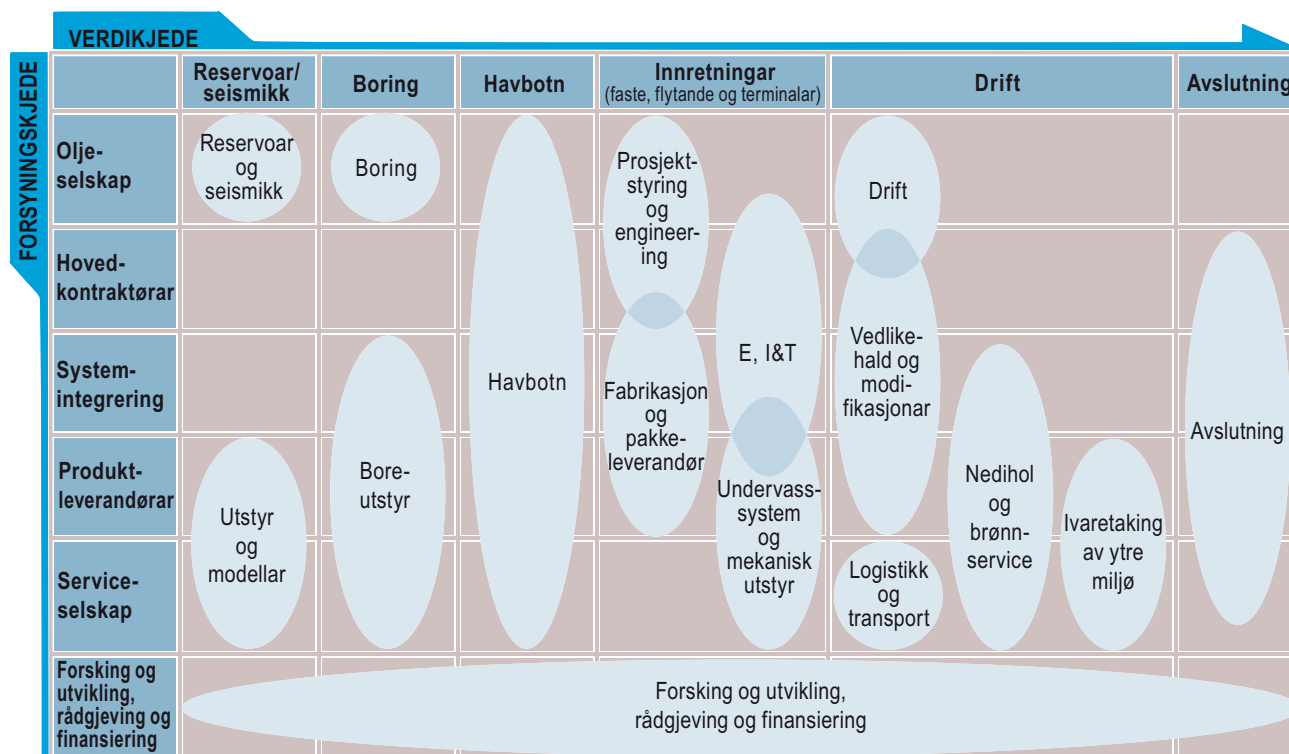
og fremst til forskingsprogramma PETROMAKS og DEMO 2000. Desse programma skal medverke til å nå måla ein har sett gjennom OG21-strategien.

PETROMAKS

PETROMAKS støttar eit breitt spekter av prosjekt, frå grunnforskning til innovasjonsprosjekt i industrien. Programmet har som mål å modne fram meir reservar både frå felt i produksjon og gjennom funn. Sidan 2003 er det løyvt om lag 2 milliardar kroner til 360 prosjekt. Dette har utløyst 2,1 milliardar kroner i anna finansiering, stort sett frå næringslivet. PETROMAKS er eit viktig verkemiddel for å fremje langsiktig forskning og kompetanseutvikling. Programmet har sidan oppstarten i 2003 finansiert 291 stipendiatar og 136 postdoktorar. Det er eit svært høgt tal samanlikna med det oljeselskapa støttar av liknande stillingar, og illustrerer kor viktige dei offentlege midlane er for langsiktig og grunnleggjande forskning.

DEMO 2000

DEMO 2000 er eit viktig verkemiddel for å teste ut nye teknologiløysingar i petroleumsnæringa. Programmet har som mål å redusere kostnader og risiko for industrien ved å gi støtte til pilotprosjekt og demonstrasjon. DEMO 2000 fungerer også som ein samarbeidsarena mellom oljeselskapa og leverandørbedriftene, og er spesielt viktig for leverandørane. Leverandørindustrien og forskningsmiljøa



Figur 8.1 Kart over norske olje- og gassklynger (Kjelde: www.Intsok.com)

har ikkje dei same insentiva knytta til teknologiutviklinga dei leverer som det oljeselskapa har når dei investerer i denne teknologien. På grunnlag av juridiske rammeverk har oljeselskapa eigne skatteinsentiv knytta til sine FoU-relatererte utgifter i utvinningsløyva.

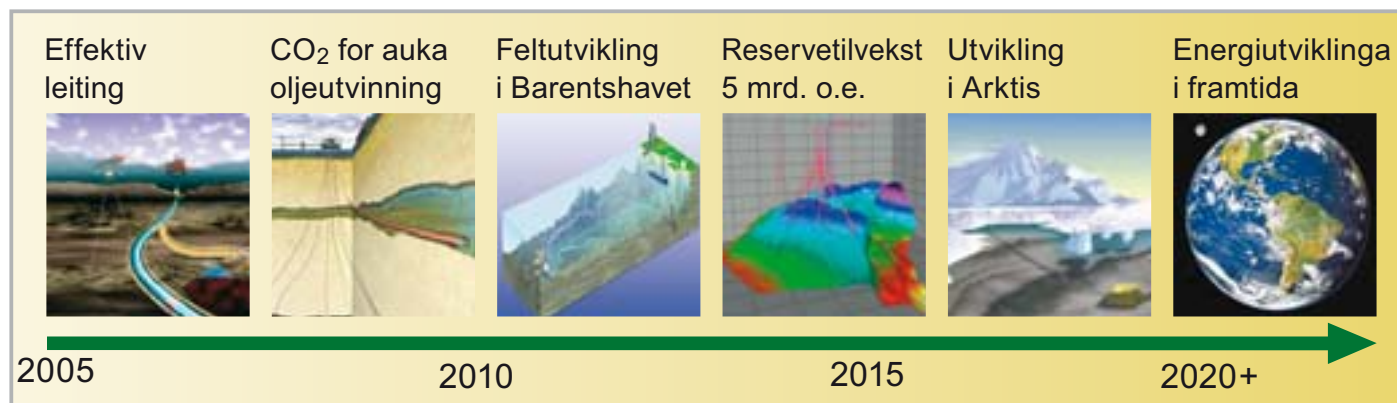
DEMO 2000 har sidan oppstarten i 1999 støtta 241 pilotprosjekt. Dei totale kostnadene til desse prosjekta er 2,7 milliardar kroner, og styresmaktene har gitt nærare 700 millionar kroner gjennom statsbudsjettet.

Andre forskingsprogram

Fleire andre forskingsprogram med relevans for petroleum får offentlig støtte. ProofNy, eit delprogram under Havet og kysten, er retta mot forskning på langtidsverknader på sjø som følgje av petroleumsverksemda. PETROSAM støttar samfunnsvitskapleg petroleumsforskning. Forskningsrådet har også oppretta ei rekkje Senter for forskingsdriven innovasjon (SFI) og Senter for framstående forskning (SFF). Fleire av desse sentra har relevans for petroleumsindustrien, mellom anna CIPR (Center for integrated petroleum research) ved universitetet i Bergen, FACE innan fleirfaseforskning ved Sintef/IFE, Senter for integrerte operasjonar ved NTNU, Senter for bore- og brønnteknologi for økt utvinning ved IRIS (i samarbeid med Sintef), og Senter for arktisk og maritim forskning ved NTNU. Sentra for forskingsdriven innovasjon kan få støtte i opptil åtte år, og sentra for framifrå forskning kan få støtte i opptil ti år.



Figur 8.2 Olje- og energidepartementet si involvering i petroleumsforskninga (Kjelde: Olje- og energidepartementet)



Figur 8.3 OG21 sitt teknologi-vegkart for verdiskaping på norsk kontinentalsokkel (Kjelde: OG21)

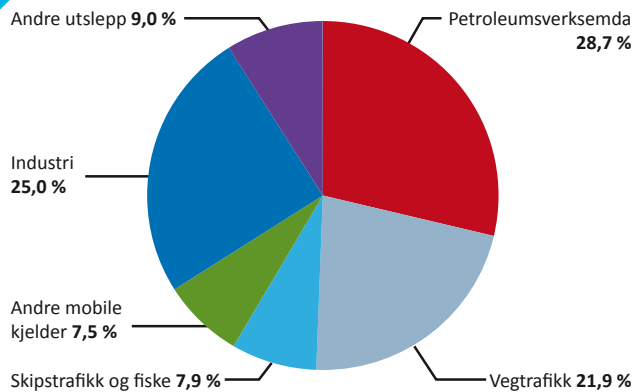


MILJØ- OG KLIMAOMSYN I NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

9



Petroleumsverksemda blir drive sikkert under til dels barske forhold året rundt. (Foto: Harald Pettersen, Statoil)

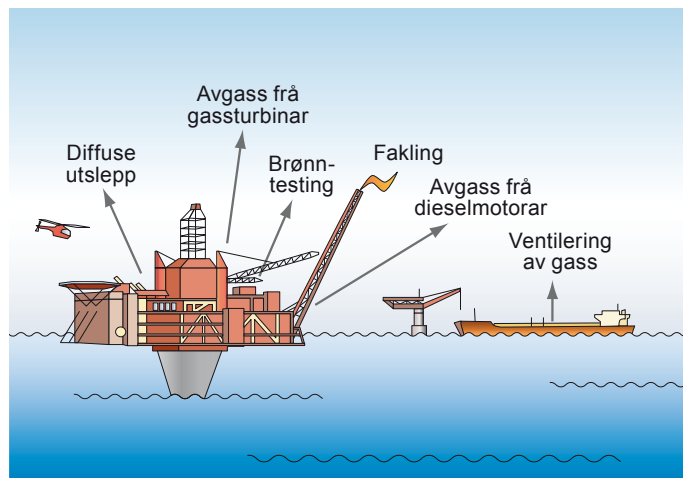


Figur 9.1 Kjelder til norske utslepp av CO₂, 2009
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

Omsynet til miljø og klima har alltid vore ein integrert del av den norske petroleumsverksemda. Eit omfattande verkemiddelapparat tek omsyn til miljø og klima i alle fasar av petroleumsverksemda, frå konsesjonsrundar til leiting, utbygging, drift og avslutning. Dei strenge reglane petroleumslova har for fakling gjer sitt til at det generelle nivået på fakling på norsk sokkel er lågt samanlikna med nivået internasjonalt.

Som eit av dei første landa i verda innførte Noreg ei CO₂-avgift i 1991. Avgifta har ført til utvikling av ny teknologi og utløyst tiltak som har redusert utsleppa mykje. Styresmaktene og oljeindustrien har arbeidd tett saman om å nå målet om null skadelege utslepp til sjø (nullutsleppsmålet). Ein reknar at målet om nullutslepp er nådd for tilsette kjemikalier. Som eit resultat av den kontinuerleg sterke vektleggjinga av miljøet, held norsk petroleumsverksemd svært høg miljøstandard samanlikna med petroleumsverksemd i andre land.

Dette kapitlet gir ei oversikt over utslepp frå petroleumsverksemda til luft og sjø, og verkemiddel og tiltak som tek omsyn til klima og miljø.



Oversikt over utsleppskjelder

Utslepp frå petroleumsverksemda

Utslepp frå petroleumssektoren til luft er stort sett eksos frå forbrenning av naturgass i turbinar, fakling av naturgass og forbrenning av diesel (sjå figur 9.2). Desse avgassane inneheld mellom anna CO₂ og NO_x. Andre utslepp er nmVOC, metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂). Utslepp frå petroleumssektoren til sjø inneheld restar av olje og kjemikalier som blir nytta i produksjonsprosessane. Det blir også utslepp til sjø av borekaks med restar av vassbaserte borevæsker.

Lover og avtaleverk som regulerer utslepp frå petroleumsverksemda

Utslepp frå petroleumsverksemda i Noreg blir regulert gjennom fleire lover, mellom anna petroleumslova, CO₂-avgiftslova, særavgiftslova, klimavotellova og forureiningslova. Petroleumsanlegga på land er underlagde dei same verkemidla som annan landbasert industri. Sentralt i petroleumslovgivinga står prosessane knytt til konsekvensutgreiing og godkjenning av nye utbyggingsplanar (PUD/PAD). Anlegg på land eller sjø innanfor grunnlinja kjem i tillegg inn under føresegnene i plan- og bygningslova (sjå kapittel 5).

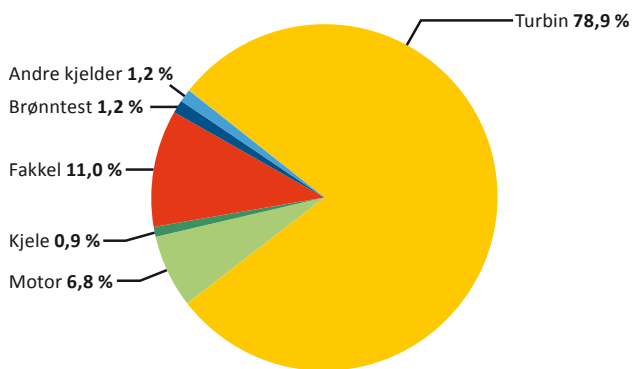
Noreg har også bunde seg gjennom internasjonale avtalar til å avgrense somme utslepp.

Måling og rapportering av utslepp

Klima- og forureiningsdirektoratet, Oljedirektoratet og Oljeindustriens Landsforening har etablert ein felles database for rapportering av utslepp til luft og sjø frå oljeverksemda, Environmental Web (EW). Alle operatørar på den norske kontinentalsokkelen rapporterer utsleppsdata direkte inn i databasen.

Utsleppsstatus for CO₂

I nasjonal samanheng stod petroleumsverksemda for omkring 29 prosent av CO₂-utsleppa i 2010 (sjå figur 9.1). Dei andre store utsleppskjeldene for CO₂ i Noreg er utslepp frå industriprosessar og



Figur 9.2 CO₂-utslepp frå petroleumsverksemda i 2010, fordelt på kjelder
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Faktaboks 9.1 Utslepp til luft

Avtalane om utslepp til luft spesifiserer vanlegvis utsleppstak for kvart land. Ordlyden i avtalane er avgjerande for om dei pålagde avgrensingane må bli heilt og fullt gjennomført innanfor grensene til kvart land, eller om reduksjonar også kan bli gjennomført i andre land der reduksjonskostnadene kan vere lågare. Kostnadene med å redusere utsleppa frå dei ulike utsleppskjeldene, både nasjonalt og internasjonalt, har innverknad på kva for tiltak ein set i verk mot petroleumssektoren.

Etter Kyotoprotokollen har Noreg eit utsleppstak som inneber at klimagassutslepp her i landet i gjennomsnitt for åra 2008–2012 ikkje skal auke meir enn ein prosent samanlikna med utslepps-nivået i 1990. Noreg ligg godt an til å innfri forpliktingane sine. Kravet blir oppfylt ved å redusere utsleppa nasjonalt og i andre land ved hjelp av Kyoto-mekanismane «Den grønne utviklingsmekanismen» (CDM) og «Felles gjennomføring» (JI). I Stortingsmelding nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk* gjorde regjeringa framlegg om at Noreg skal overoppfylle Kyoto-målsetjinga med 10 prosentpoeng.

Med klimavotelova frå 2005 (revidert fleire gonger sidan) oppretta Noreg eit nasjonalt kvotesystem for klimagassar. Hausten 2007 implementerte Noreg EUs kvotehandelsdirektiv, og det norske kvotesystemet er knytt til EUs kvotesystem i perioden 2008–2012. I desember 2008 samla EU seg om eit kvotehandelsdirektiv for perioden 2013–2020. Dette direktivet er no til vurdering i EØS/FETA-landa.

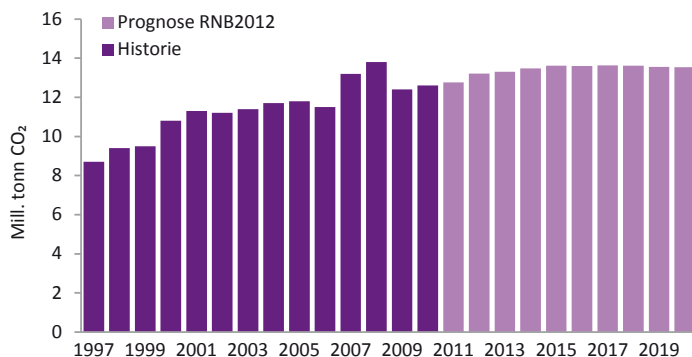
Utslepp som har regionale miljøkonsekvensar, er regulerte i protokollane under konvensjonen for langtransportert luftforureining (LRTAP-konvensjonen). Saman med USA, Canada og andre europeiske land skreiv Noreg i 1999 under Göteborgprotokollen, som søkjer å løyse miljøproblema forsurening, overgjødsling og bakkenært ozon. Göteborgprotokollen tok til å gjelde i 2005. I samsvar med denne protokollen skal Noreg redusere NO_x -utsleppa til 156 000 tonn innan 2010. Det inneber 29 prosent reduksjon samanlikna med utsleppsnivået i 1990. For nmVOC er forpliktinga tilnærma lik det Noreg har teke på seg under den gjeldande Genèveprotokollen. Der er kravet at dei årlege nmVOC -utsleppa frå heile fastlandet og norsk økonomisk sone sør for den 62. breiddegraden så snart som råd skal bli redusert med 30 prosent samanlikna med 1989-nivået. Dei samla nasjonale utsleppa skulle etter Göteborgprotokollen ikkje bli høgare enn 195 000 tonn per år innan 2010. På grunn av reduserande tiltak på tankskipa som utfører bøyelasting på norsk sokkel, og lågare oljeproduksjon, er desse krava oppfylte.

Hausten 2009 blei EUs direktiv om nasjonale utsleppstak for visse forureinande stoff til luft («takdirektivet») teke inn i EØS-avtalen. Direktivet fastset årlege utsleppstak for kvart land frå 2010 av dei same stoffa som i Göteborgprotokollen. Noreg forpliktar seg gjennom EØS-avtalen til å gjennomføre dei same utsleppsreduksjonane som vi godtok i Göteborgprotokollen.

vegtrafikk. Utviklinga på den norske kontinentalsokkelen går mot meir modne felt og lengre avstandar for gasstransport. Behandling og transport av produsert gass er meir energikrevjande enn produksjon og transport av væske. Produksjonen av gass utgjør ein stadig større del på den norske kontinentalsokkelen. I tillegg minkar reservoartrykket i felta.

Verkemiddel for å redusere CO_2 -utsleppa

Noreg ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljøeffektive løysingar, og ein nyttar politiske verkemiddel og set i verk tiltak i arbeidet med å redusere CO_2 -utsleppa. CO_2 -avgifta og klimavotelova er dei sentrale verkemidla for å redusere desse utsleppa. Styresmaktene kan også bruke andre verkemiddel, som vilkår i PUD/PAD, utsleppsløyve og produksjonsløyve, som gjeld mellom anna faking.



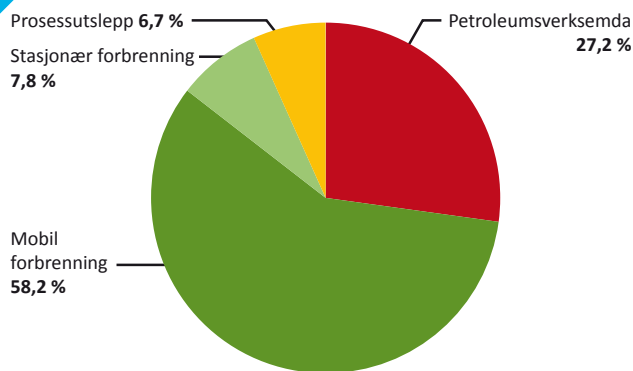
Figur 9.3 Utslepp av CO_2 frå petroleumssektoren i Noreg (Kjelde: Oljedirektoratet)

CO_2 -avgifta

Bruk av gass, olje og diesel i samband med petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er etter CO_2 -avgiftslova med verknad frå 01.01.1991 pålagd CO_2 -avgift. Frå 01.01.2012 er CO_2 -avgifta 49 øre per liter olje eller per standardkubikkmeter (Sm^3) gass.

Klimavotelova

Klimavotelova trådte i kraft i 2005 og blei seinast revidert i april 2011. I 2008 blei òg petroleumsanlegga til havs underlagt kvoteplikt, saman med dei bedriftene som hadde kvoteplikt i den første perioden av kvotesystemet (2005–2007). Petroleumsanlegga må per i dag kjøpe klimavotar for alle utsleppa sine. Kjøp av klimavotar kjem i tillegg til CO_2 -avgifta, og gir ein venta samla CO_2 -kostnad på i underkant av 300 kroner per tonn CO_2 .



Figur 9.4 Kjelder til NO_x-utslepp i Noreg i 2009
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

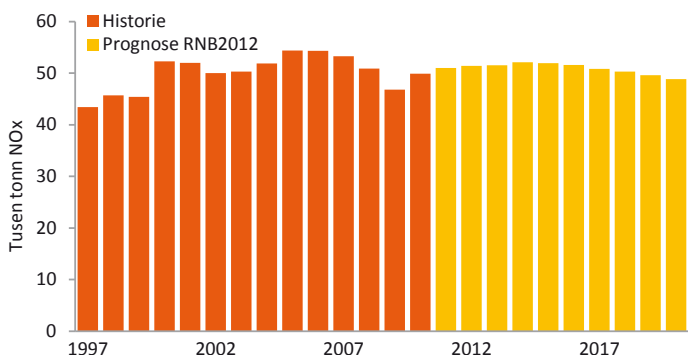
Vilkår og løyve

Brenning av gass i fakkell ut over det som er nødvendig for å sikre normal drift, er etter petroleumslova ikkje tillate utan godkjenning frå Olje- og energidepartementet. Fakling sto i 2010 for om lag 11 prosent av CO₂-utsleppa frå petroleumsverksemda. Ei rekke utsleppsreducerande tiltak gjer at Noreg er leiande på dette området.

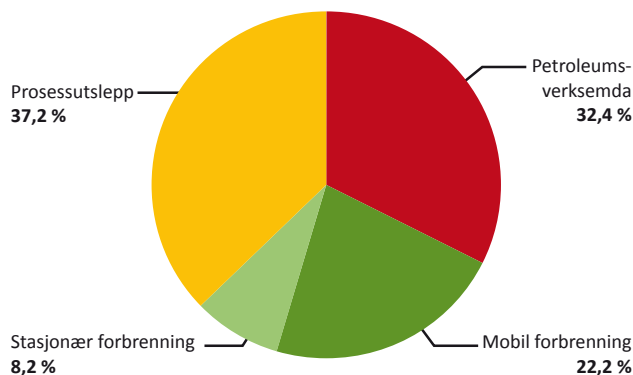
Alle planar for utbygging og drift av olje- og gassfelt (PUD/PAD) skal innehalde ei god og effektiv energiløysing, med ein analyse av mogleg kraftforsyning frå land. Det gjeld både nye feltutbyggingar og større modifikasjonar på eksisterande installasjonar.

Døme på tiltak for å redusere CO₂-utslepp frå felt

Styresmaktene og oljeselskapa satsar sterkt på forskning og teknologiutvikling for å finne gode tekniske løysingar som kan gjere sitt til å redusere utslepp som skadar miljø og klima. Det blir gjort mykje for å utvikle miljøkompetanse og miljøteknologi, og norsk oljeindustri ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljø- og klimavennlege løysingar. Dette har gitt resultat, og mange av løysingane som er tekne i bruk i Noreg, har blitt eksportvare.



Figur 9.5 Utslepp av NO_x frå petroleumsverksemda
(Kjelde: Oljedirektoratet)



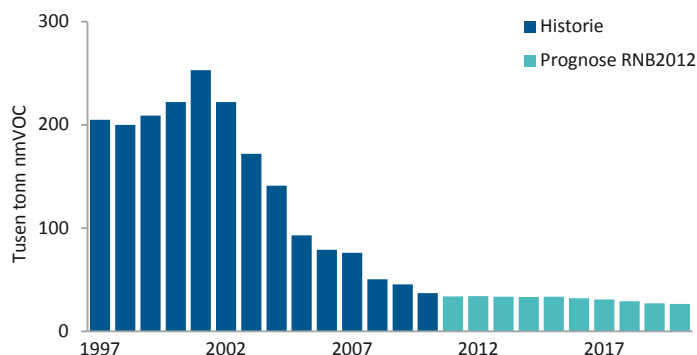
Figur 9.6 Kjelder til norske utslepp av nmVOC i 2009
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

Kombikraft

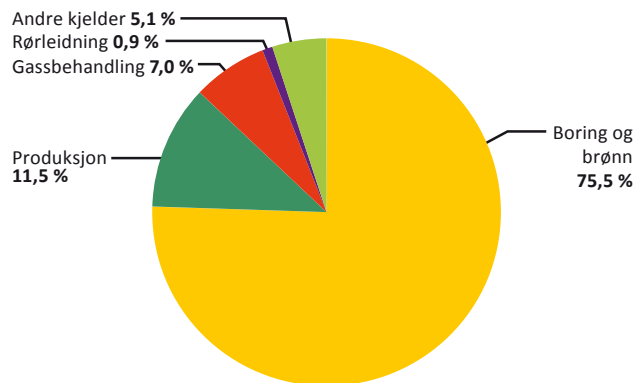
Kombikraft er ei løysing der ein brukar varme frå eksosgassen i turbinane til å produsere damp, som så blir nytta til å generere elektrisk kraft. Kombikraft aukar energiutnyttinga og er i dag i bruk på felta Oseberg, Snorre og Eldfisk. Desse anlegga er einestående i offshoresamanheng i verda.

Lagring av CO₂

CO₂ kan bli injisert og lagra i ferdigproduserte olje- eller gassreservoar, eller i geologiske formasjonar under vatn eller på land. Sidan 1996 har det årleg vore lagra om lag ein million tonn CO₂ i Utsira-formasjonen i samband med prosessering av gassen frå Sleipner Vest-feltet. Noreg var med Sleipner-prosjektet først ut i verda med å lagre større mengder CO₂ i ein geologisk formasjon under havbotnen i tilknytning til Utsira-formasjonen. På Snøhvitfeltet begynte ein i april 2008 å separere og lagre CO₂ før naturgassen blir kjølt ned til flytande gass (LNG). CO₂-gassen går i rør frå LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet. Der blir han injisert og lagra i formasjonen Tubåen. Ved normal drift på Snøhvit vil opptil 700 000 tonn CO₂ kunne bli lagra i året.



Figur 9.7 Utslepp av nmVOC frå petroleumsverksemda
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.8 Utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsvirksomhet fordelt på kjelder, 2010
(Kjelde: Oljedirektoratet)

ENØK

Mange ENØK-tiltak er gjennomførte etter at CO₂-avgifta blei vedteken i 1991. Energieffektivisering og energistyringssystem (energi-leiing) er viktige tiltak i arbeidet med å redusere utsleppa. Dette arbeidet krev kontinuerleg oppfølging. Val av tiltak avheng mellom anna av alderen på innretninga, driftsmønsteret, installert utstyr og prosessar, og av tilgjengeleg gjennomføringskapasitet. Døme på tiltak er modifikasjonar på kraftkrevjande utstyr (i.e kompressorar og pumper), og optimalisering av prosessar for betre utnytting av energien.

Kraft frå land

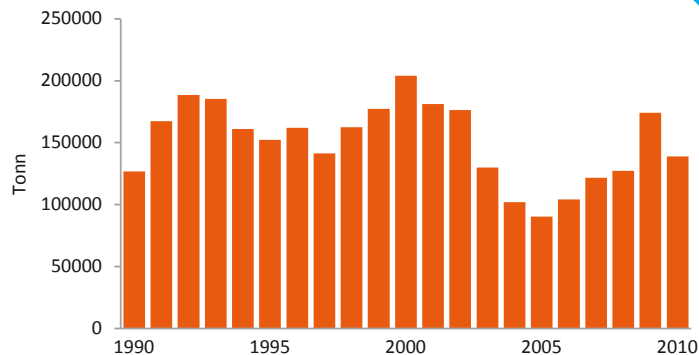
Kraft frå land må ein sjå i lys av at det er store variasjonar mellom installasjonane når det gjeld tekniske eigenskapar, kostnader og verknaden installasjonen påfører andre kraftbrukarar gjennom tilknyttinga til den generelle kraftforsyninga.

I dag er det fleire felt som får heile eller delar av kraftforsyninga frå land. Mellom anna nyttar installasjonane på Troll A, Ormen Lange og Gjøa kraft frå el-nettet, medan Valhall vidareutvikling og Goliat vil få kraft frå land når dei kjem i produksjon. I 2010 kom om lag 42 prosent av den norske gasssekporten frå felt med kraftforsyning frå land.

Utsleppsstatus for NO_x

Det er nær samanheng mellom utsleppa av CO₂ og NO_x. Som for CO₂ er gassforbrenning i turbinar, faking av gass og dieselforbruk på innretningane sentrale utsleppskjelder også for NO_x. Mengda av utslepp er avhengig både av forbrenningsteknologien og kor mykje drivstoff som blir brukt. Til dømes gir forbrenning i gassturbinar lågare utslepp av NO_x enn forbrenning i dieselmotorar.

NO_x er fleire nitrogensambindingar som medverkar til forsureing. Miljøeffektane av NO_x er mellom anna skade på fiske- og dyreliv gjennom forsureing av vassdrag og jordsmonn, skade på helse, avlingar og bygningar på grunn av at det dannar seg bakkenært ozon.



Figur 9.9 Totale utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsvirksomhet (Kjelde: Oljedirektoratet)

Mobile kjelder står for størsteparten av dei norske NO_x-utsleppa (sjå figur 9.4). Petroleumsvirksomda står for omlag 27 prosent. Dei totale utsleppa av NO_x frå sektoren har auka frå 1991 (sjå figur 9.5) og stabilisert seg frå 2000-talet. Hovudårsaka til veksten er auka aktivitet som har ført til meir utslepp.

Verkemiddel for å redusere NO_x-utsleppa

Vilkår og løyve

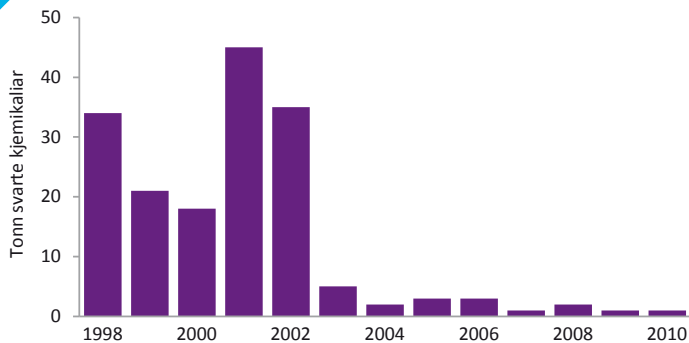
I driftsfasen er utslepp av NO_x på kontinentalsokkelen regulert ved eventuelle vilkår i samband med behandlinga av PUD/PAD. Det kan også bli gitt utsleppsløyve med heimel i forureiningslova, som omfattar NO_x.

NO_x-avgifta

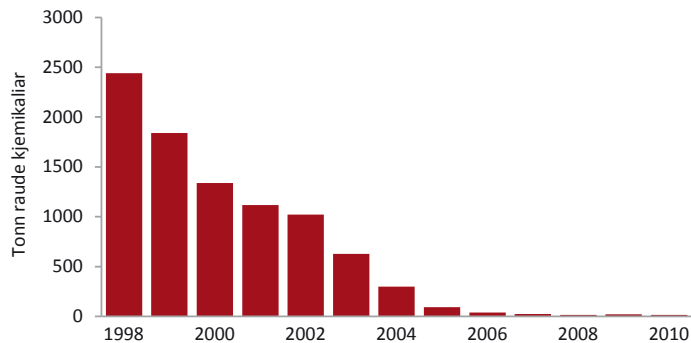
Stortinget vedtok 28. november 2006 at det skal betalast ei avgift for utslepp av NO_x. Avgifta rettar seg mot utslepp frå innanlandsk aktivitet, og omfattar samla utslepp frå store einingar innanfor sektorane sjøfart, luftfart, landbasert aktivitet og kontinentalsokkelen. For petroleumsvirksomda omfattar avgifta samla utslepp frå større gassturbinar og maskinar samt utslepp frå faking. I 2012 er avgifta 16,69 kroner per kilo NO_x.

I samband med at Stortinget behandla NO_x-avgifta, blei det bestemt å gi avgiftsfritak for utsleppskjelder som kjem inn under miljøavtalar med staten om gjennomføring av NO_x-reducerande tiltak. Det er inngått ein miljøavtale om reduksjon av NO_x-utslepp mellom den norske staten og næringsorganisasjonane.

Næringsorganisasjonane har etablert eit eige NO_x-fond som skal nyttast til å oppfylle dei forplikningane dei har etter denne avtalen. På vegner av næringsorganisasjonane krev fondet inn betaling per kilo utslepp av NO_x frå verksemdar som sluttar seg til avtalen, og fondet gir tilskott til kostnadseffektive NO_x-reducerande tiltak. Per 14. desember 2011 hadde 656 verksemdar slutta seg til den nye miljøavtalen om NO_x 2011-2017. Det aller meste av aktivitetane i olje- og gassindustrien kjem inn under avtalen.



Figur 9.10 Utslepp av svarte kjemikalier frå petroleumsvverksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.11 Utslepp av raude kjemikalier frå petroleumsvverksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)

Eksempel på tiltak for å redusere NO_x-utsleppa

Låg-NO_x-brennarar

Eit tiltak er låg-NO_x-brennarar, som kan bli etterinstallert på turbinar. Studiar viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere slike brennarar er ein god del høgare enn ein tidlegare har gått ut ifrå. Generelt vil låg-NO_x-teknologi installert på maskinar som køyrer med høg utnyttingsgrad, gi vesentleg reduserte NO_x-utslepp.

Utsleppsstatus for nmVOC

NmVOC er ei nemning på flyktige organiske sambindingar, med unntak av metan, som fordampar frå substansar som mellom anna råolje. Miljøeffektane av nmVOC er mellom anna at det dannar seg bakkenært ozon som kan gi helseskadar og skade avlingar og bygningar. NmVOC kan også skade luftvegane ved direkte eksponering, og medverkar indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO₂ og ozon når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

Petroleumssektoren har tradisjonelt vore hovudkjelda til utslepp av nmVOC i Noreg. Utsleppa av nmVOC frå petroleumsvverksemda kjem i hovudsak frå lagring og lastning av råolje off-shore. Mindre utslepp oppstår også på gassterminalane. Andre industriprosessar og vegtrafikk er elles viktige kjelder til utslepp av nmVOC i Noreg (sjå figur 9.6). Utsleppa frå petroleumsvsektoren er likevel redusert sidan 2001, og prognosane tyder på at dei vil fortsette å minke sterkt i åra framover (sjå figur 9.7). Hovudårsaka til nedgangen i utsleppa er implementeringa av utsleppsreduserande teknologi.

Etter at dei norske utsleppa av nmVOC gjekk kraftig ned sidan 2001, auka dei med 1 prosent til 141 000 tonn i 2010. Betre lasteteknologi i oljesektoren har bidrege til den overordna reduksjonen, og nedgangen for denne kjelda fortsette i 2010. Etter nedgang i 2009, auka utsleppa av løysemiddel frå produkt i 2010, og vog opp for nedgangen i oljesektoren. Utsleppa av nmVOC var likevel 28 prosent under målet i Gøteborgprotokollen.

Verkemiddel og tiltak for å redusere nmVOC-utslepp

Oljeselskapa har i fleire år arbeidd med å gjere teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengeleg for lagerskip og skytteltankarar. I dag finst det utprøvd gjenvinningsteknologi som reduserer utsleppa frå lastning med om lag 70 prosent. Avtalen om industri-samarbeid blei inngått i 2002 og er eit ledd i arbeidet med å samordne innfasing av teknologi som oppfyller krava om beste tilgjengelege utsleppsreduserande teknologi (BAT) på ein føremålstenleg og kostnadseffektiv måte. Ved utgangen av 2009 hadde 19 bøyelastingsskip og lagerskipa Norne, Åsgard A og C, Jotun, Balder, Varg og Volve installert nmVOC-reduserande teknologi. Alvheimfeltet fekk sitt anlegg i drift i juli 2010.

Eit gjenvinningsanlegg for nmVOC blei teke i bruk på råoljeterminalen på Sture i 1996. Anlegget er det første i sitt slag på ein råoljeterminal. For at tankskip som lastar skal kunne bruke anlegget, må dei ha montert tilkoplingsutstyr. Frå 01.01.2003 har det vore eit krav at alle skip skal ha montert utstyr for gjenvinning av nmVOC, og som regel slepp ikkje skipa inn til anlegget utan nødvendig utstyr.

Utslepp til sjø

Utslepp til sjø omfattar i hovudsak produsert vatn, borekaks og restar av kjemikalier og sement frå boreoperasjonar.

Produsert vatn

Olje- og kjemikalieutslepp frå produsert vatn kan ha lokale effektar i nærleiken av innretningane, og blir regulerte nasjonalt gjennom utsleppsløyve med heimel i forureiningslova. Internasjonalt blir dei regulerte gjennom OSPAR-konvensjonen. For utsleppa til sjø er det internasjonalt fastsette maksimumsnivået for oljeinnhald i vatn redusert til 30 mg per liter frå og med 2007.

Målsetjinga om null miljøfarlege utslepp til sjø frå petroleumsvverksemda blei slått fast i 1997. Styresmaktene og industrien har arbeidd saman for å presisere målsetjinga og kome fram til løysingar for å nå målet. Målet er nådd.

Utsleppsstatus for kjemikalier

Kjemikalier er ei samlenemning for alle tilsetjingsstoff og hjelpestoff som blir nytta ved bore- og brønnoperasjonar og i produksjon av olje og gass. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, anten dei no er tilsette eller finst naturleg.

Bidraget frå petroleumssektoren til dei nasjonale utsleppa til sjø er på under 3 prosent av miljøgiftene på prioriteringslista til Klima- og forureiningsdirektoratet (KLIF).

Vel 99 prosent av kjemikaliebruken i norsk petroleumsvirksemd er kjemikalier som ein meiner har liten eller ingen miljøeffekt (grøne og gule kjemikalier). Ein stor del av dei er stoff som finst naturleg i sjøvåtn. Resten er miljøfarlege kjemikalier eller kjemikalier der eventuelle effektar ikkje er godt nok dokumenterte.

Det meste av kjemalieutsleppa er knytt til borevirksemda (sjå figur 9.8), og utslepps-mengda varierer i tråd med aktivitetsnivået. Figur 9.9 viser utviklinga i dei totale utsleppa av kjemikalier frå petroleumsvirksemda.

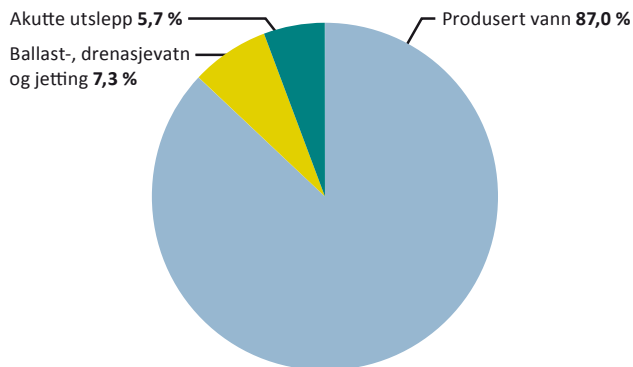
Dei kjemikaliane som ikkje blir sleppte ut, løyser seg i olja, blir deponerte i undergrunnen eller blir behandla som spesialavfall.

Verkemiddel for å redusere utslepp av kjemikalier

Selskapa må søkje om utsleppsløyve for å kunne sleppe ut kjemikalier til sjø. Klima- og forureiningsdirektoratet (KLIF) gir utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølv ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å handtere akutt forureining. I tillegg er det kommunal og statleg beredskap.

Utslepp av olje

Dei totale utsleppa av olje frå norsk petroleumsvirksemd står for ein liten del av den totale tilførsla til Nordsjøen. Hovudtilførselen av olje til Nordsjøen kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Ein reknar med at om lag 5 prosent av dei totale oljeutsleppa til Nordsjøen kjem frå norsk petroleumsvirksemd.



Figur 9.12 Utslepp frå petroleumsvirksemda fordelt på aktivitetar, 2010
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Akutte utslepp

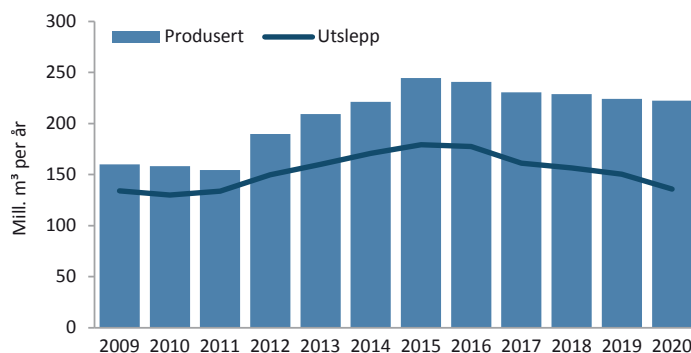
Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.

Petroleumsvirksemda har ikkje vore årsak til store akutte utslepp av olje som har ført til miljøskadar. Og i dei 40 åra det har vore drive petroleumsvirksemda, har utslepp frå verksemda aldri nådd land. I 2009 utgjorde dei totale akutte utsleppa til sjø 104 m³. I 2007 blei dei totale akutte utsleppa til sjø 4488 m³, på grunn av hendinga på Statfjordfeltet i Nordsjøen.

Miljøeffektane av eventuelle akutte oljeutslepp er avhengige av fleire faktorar enn berre storleiken på utsleppet. Mellom anna er utsleppsstaden, årstida, vindstyrken, straumane og effektiviteten til beredskapen avgjerande for skadeomfanget. Akutte oljeutslepp kan skade fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsoner. I Noreg har dei fleste alvorlege akutte utsleppa skrive seg frå skip nær kysten.

Utslepp frå drift

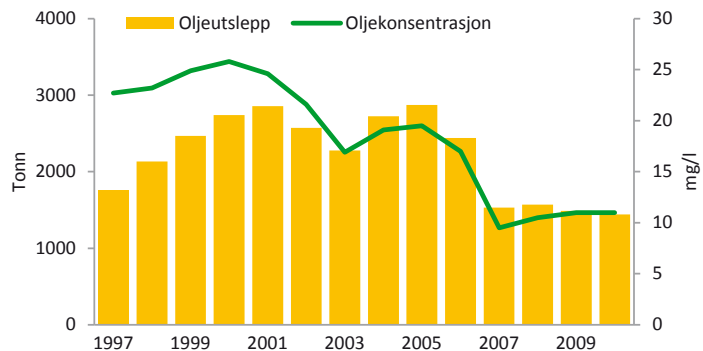
Våtn som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje) og andre organiske komponentar (inkludert lause oljefraksjonar). Det produserte våtnet blir reinjisert til undergrunnen eller reinsa før ein slepper det ut i sjøen. Oljehaldig borekaks og borevæske, som tidlegare stod for ein vesentleg del av oljeutsleppa frå aktiviteten, blir no injisert i eigna reservoar, eller teke til land for vidare behandling. Figur 9.12 viser oljeutslepp fordelt på aktivitetar, medan figur 9.13 viser prognosert utvikling i mengda av produsert våtn og utslepp av produsert våtn. Implementerte tiltak har ført til vesentlege reduksjonar i utslepp av olje per eining produsert våtn.



Figur 9.13 Prognose for produsert våtn og for utslepp av produsert våtn
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Verkemiddel for å redusere utslipp av olje

På same måten som for kjemikalier må selskapa søkje om utslippsløyve for å få sleppe ut olje til sjø. Klima- og forureiningsdirektoratet gir utslippsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å møte akutt forureining. I tillegg er det kommunal og statleg beredskap.



Figur 9.14 Utslipp av olje i produsert vatn og tilhøyrande oljekonsentrasjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Faktaboks 9.2 Oljevernberedskap

I Noreg er beredskapen mot akutt forureining bygd opp av privat beredskap, kommunal beredskap og statleg beredskap. Fiskeri- og kystdepartementet, ved Kystverket, har ansvaret for å koordinere den samla nasjonale oljevernberedskapen og den statlege beredskapen mot akutt forureining. Miljøverndepartementet har ansvar for å stille krav til beredskap mot akutt forureining i kommunar og private verksemdar. Klima- og forureiningsdirektoratet godkjenner beredskapsplanar og kontrollerer at krava blir følgde.

Oljeselskapa ved operatøren er ansvarlege for å ta seg av akutte hendingar som skriv seg frå eiga verksemd, med beredskap som

er dimensjonert for dette. Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO), der eigarane er ei rekkje selskap som er rettshavarar på den norske sokkelen, har i tillegg etablert regionale planar som tek omsyn til forsterking av havgåande beredskap og beredskap ved kysten og i strandsona. NOFO administrerer og held oppe ein beredskap som inkluderer personell, utstyr og fartøy. NOFO har fem basar langs kysten: Stavanger, Mongstad, Kristiansund, Træna og Hammerfest. I tillegg er det på nokre felt plassert ut NOFO-utstyr permanent. NOFO har totalt 16 oljevernssystem og gjennomfører felles øvingar kvart år.



Operatør på oppdrag ute på Åsgard B-innretninga i Norskehavet. (Foto: Marit Hommedal, Statoil)

Om tabellane i kapitla 10-12

Deltakardelane til rettshavarane som er lista for felta er ikkje alltid dei same som deltakardelane i det enkelte utvinningsløyvet, dette fordi samordna felt eller felt der det er utøvd glideskala har andre deltakardelar enn utvinningsløyvet. Fordi det berre er brukt to desimalar, er summen av deltakardelane for eit felt ikkje alltid 100 prosent. Deltakardelane er per februar 2012.

Under Utvinnbare reservar, opphavgleg er det teke med reservar i ressurskategoriane 0, 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratet si klassifisering, sjå figur 4.2.

Under Utvinnbare reservar, igjen per 31.12.2011 er det teke med reservar i ressurskategoriane 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratet si klassifisering.

Ressurskategori 0:	Seld og levert petroleum
Ressurskategori 1:	Reservar i produksjon
Ressurskategori 2:	Reservar med godkjend plan for utbygging og drift
Ressurskategori 3:	Reservar som rettshavarane har vedteke å vinne ut

Når det gjeld venta produksjon, er olje rekna i fat per dag, medan gass, NGL og kondensat er rekna i volum per år.

Karta i kapitla 10-13

- Olje
- Gass
- Olje/gass
- Gass/kondensat
- ★ Funn 2011/2012 utan omriss

Grafar i kapittel 10

- Olje, kondensat, NGL
- Gass

Bilete og figurar i kapitla 10-14

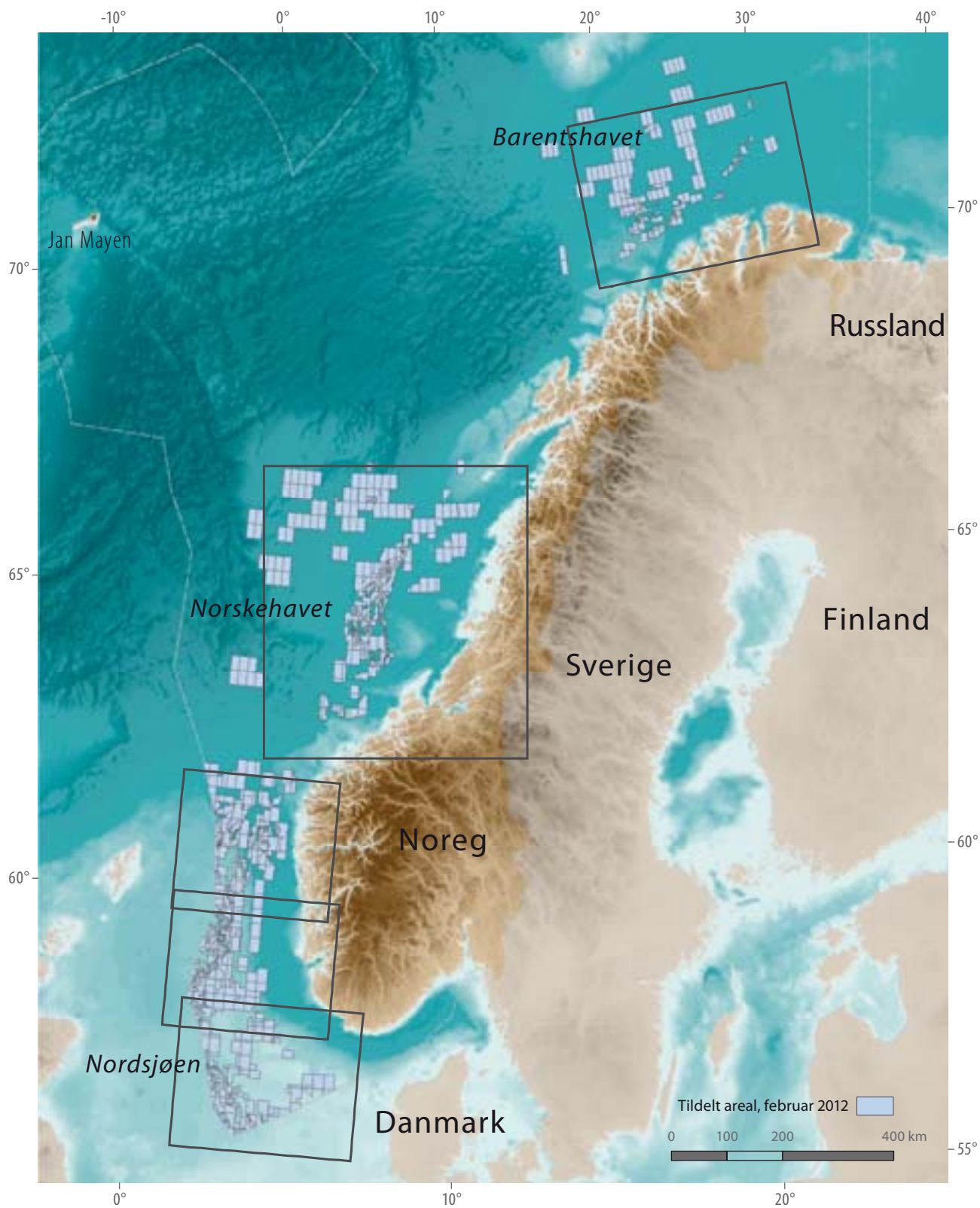
Takk til operatørane for bruk av bilete og teikningar av innretningar på felta.

Reservoartype

Krono- og litostratigrafi

System	Serie	Nord-sjøen			Norske-havet		Barents-havet		
		56°	58°	60°	62°				
PALEOGEN	Olig								
	Eoc		Hordaland						
	Pale	Shetland Balder Forties Ekofisk	Roga-land x Frigg Balder Hermod Heimdal Ty				«Egga»		
KRIT	Ø	Tor Hod					Nise Lysing		
	N						Lange		
JURA	Ø	Ula	Viking	O Draupne Δ Heather	Viking	Sognefjord	Viking		
	M	Sandnes Bryne	Vestland	Hugin Sleipner	Brent	Fensfjord Tarbert Ness Etive Rannoch Oseberg	Fangst	Garn Not Ile	Stø
	N				Dunlin	Cook Statfjord Lunde	Båt Tofte Tilje Åre	Nordmela	
TRIAS	Ø	Skagerrak	Skagerrak					Kapp Toscana-gruppa	
	M							Snadd Kobbe	
	N								
PERM									
KARBON									
DEVON		«Devon»							

- x Balder – intra Balder sandstein
- O Draupne – intra Draupne sandstein
- Δ Heather – intra Heather sandstein
- «Egga» – uformelt namn

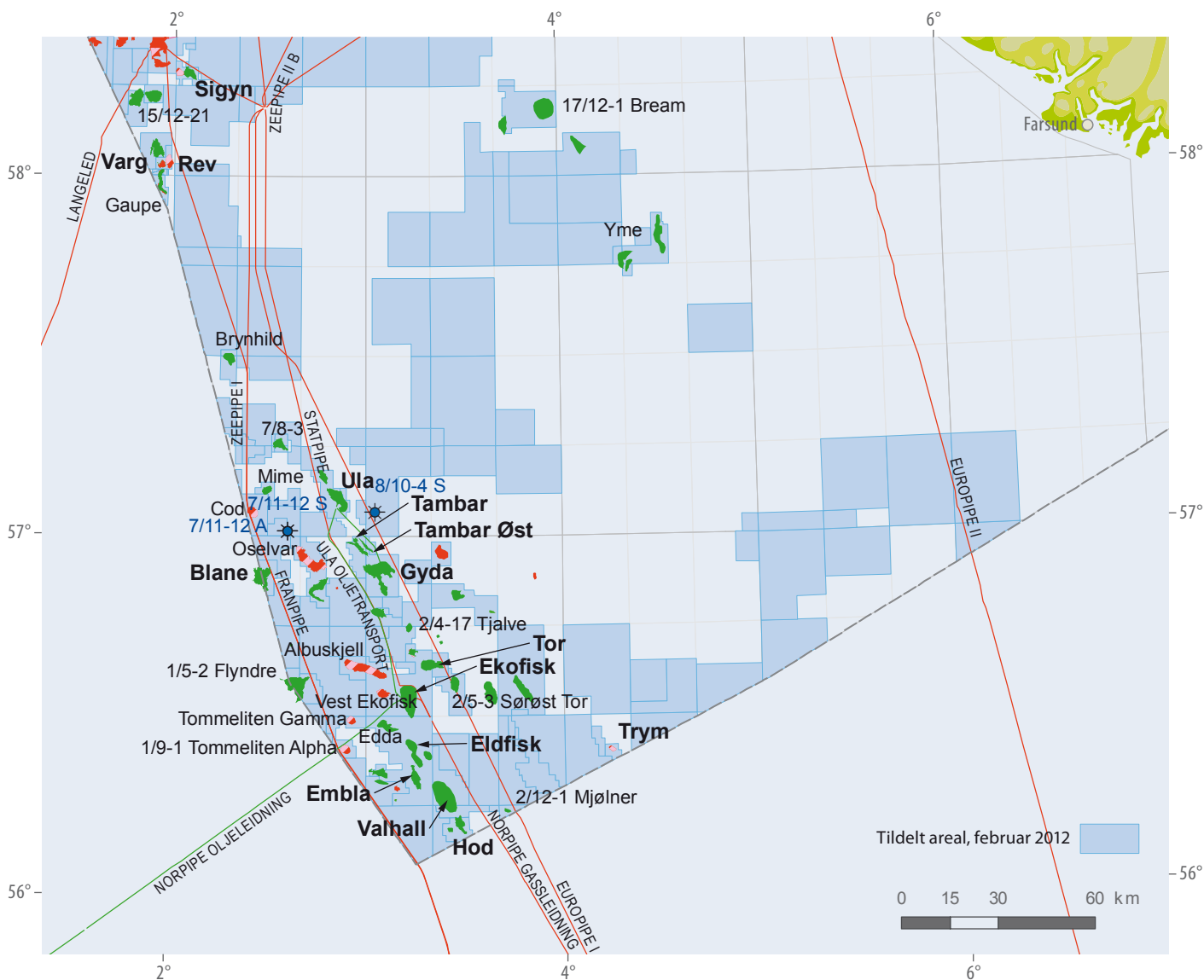


Figur 10.1 Område på den norske kontinentalsokkelen (Kjelde: Oljedirektoratet)

Den sørlege delen av Nordsjøen

Den sørlege delen av Nordsjøen er framleis ein viktig petroleumsprovins for Noreg, 40 år etter at Ekofisk blei satt i produksjon. Ekofisk er no det største feltet på norsk kontinentalsokkel, målt i dagleg oljeproduksjon. Etter at Trym starta produksjonen i februar 2011 er det er 12 felt i produksjon i den sørlege delen av Nordsjøen. Oselvar er venta å starte produksjonen i 2012. Sju felt har avslutta produk-

sjonen, og innretningar blir no fjerna. Ekofisk er eit knutepunkt for petroleumsverksemda i området, og mange felt er knytte til infrastrukturen på Ekofisk for vidare transport i Norpipe-systemet. Det er framleis store ressursar igjen i den sørlege delen av Nordsjøen, særleg i dei store kritfelte heilt i sør. Ein ventar difor at det vil bli produsert olje og gass derifrå i kanskje 40 år til.

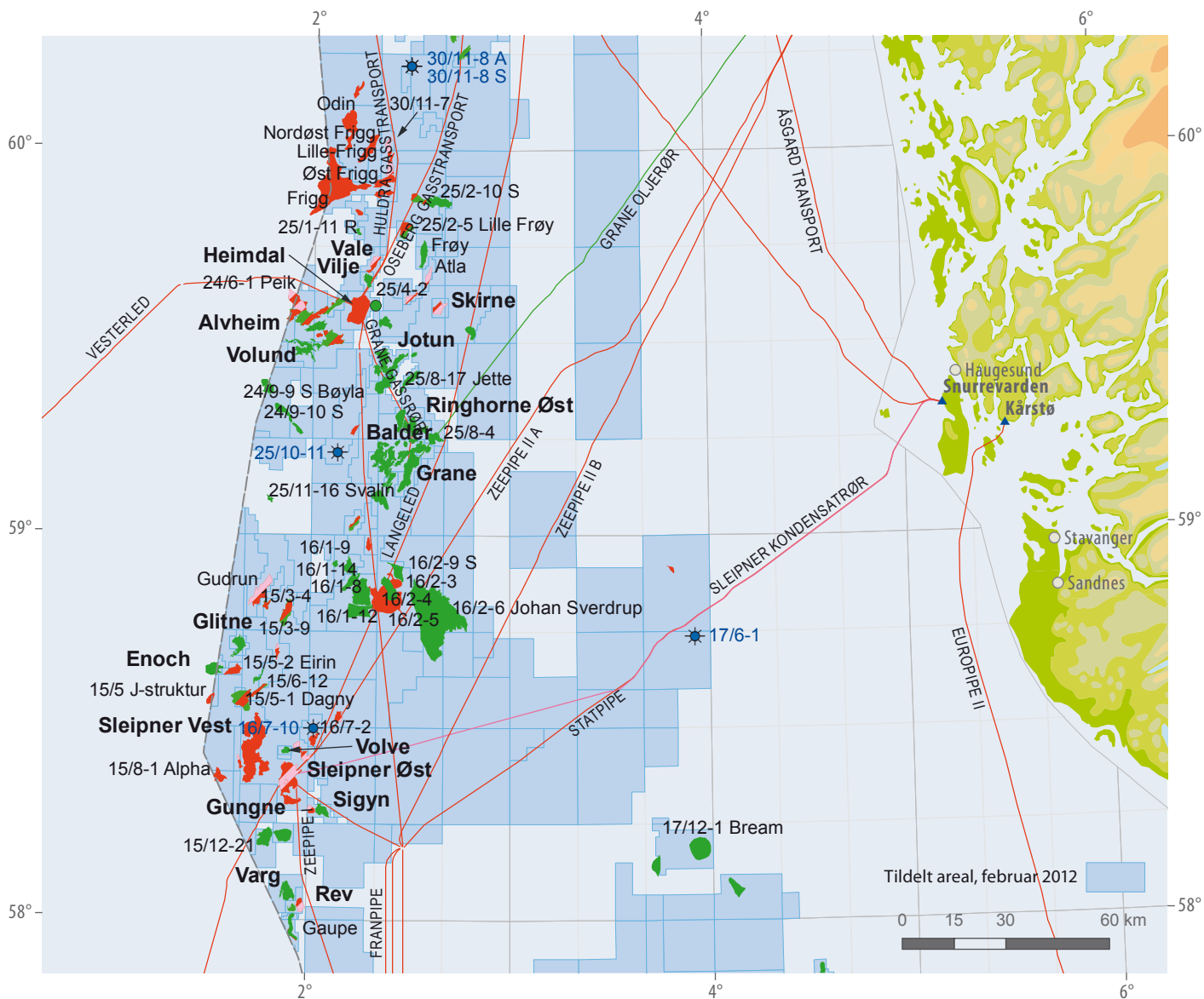


Figur 10.2 Felt og funn i den sørlege delen av Nordsjøen (Kjelde: Oljedirektoratet)

Den midtre delen av Nordsjøen

Den midtre delen av Nordsjøen har ei lang petroleumshistorie. Balder, som blei påvist i 1967, var det første oljefunnet på norsk kontinentalsokkel, men blei ikkje bygt ut før 30 år seinare. Den første utbygginga var gassfeltet Frigg, som produserte i nær 30 år før det blei stengt ned i 2004. Det er i dag 19 felt i produksjon i den midtre delen av Nordsjøen, og tre felt, Gaupe, Gudrun, og Atla er under utbygging. Fleire funn er planlagde utbygde i framtida, blant dei det vesentlege oljefunnet Johan Sverdrup i Utsirahøgda Sør. Seks felt i

Frigg-området har avslutta produksjonen, og innretningane er no fjerna. Somme av desse felta kan bli bygde ut på nytt seinare. Heimdal har produsert gass sidan 1985, og er no først og fremst eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt. Heimdal- og Sleipnerfeltene representerer viktige knutepunkt i gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Olje og gass frå feltene i den midtre delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.

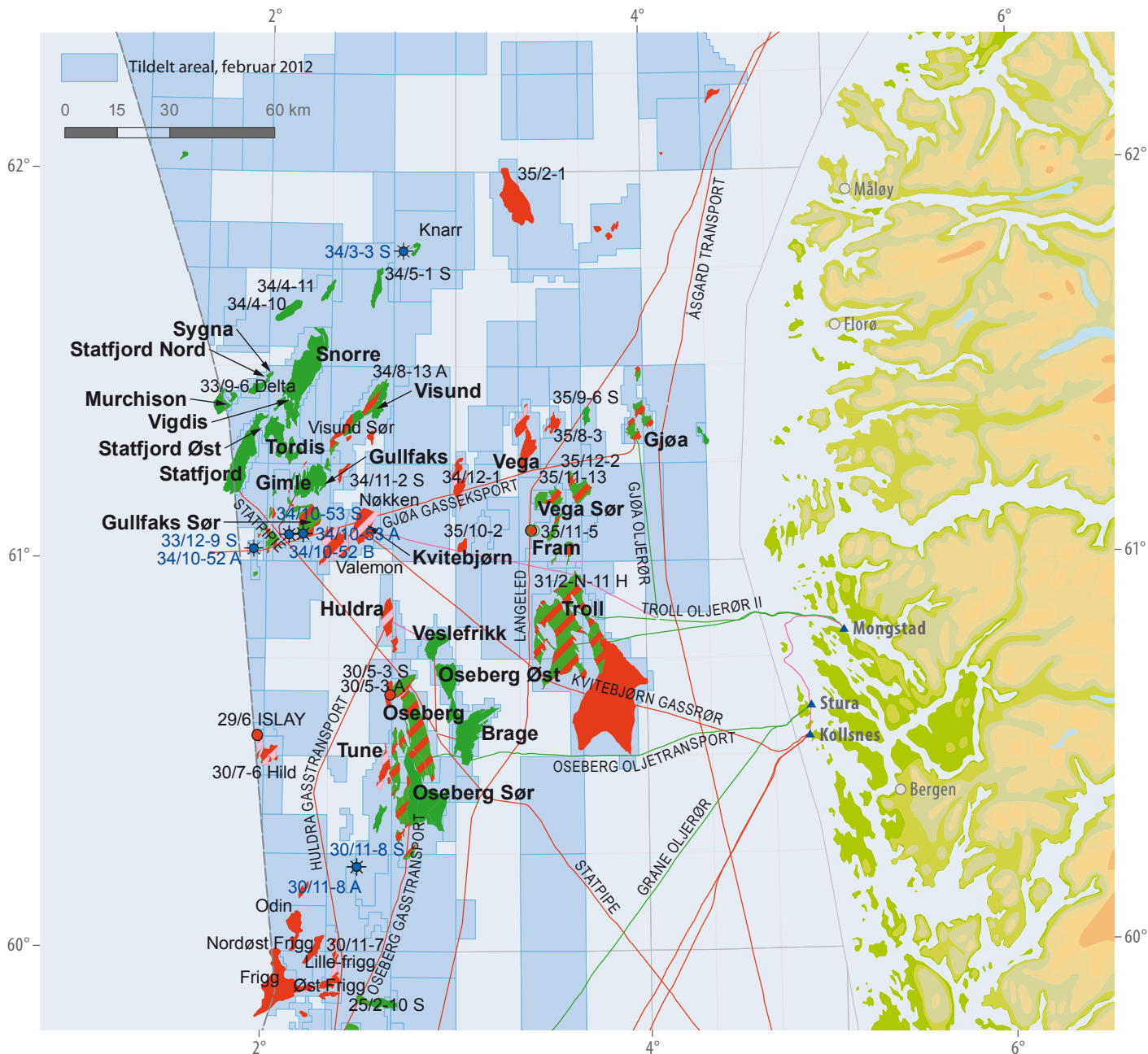


Figur 10.3 Felt og funn i den midtre delen av Nordsjøen (Kjelde: Oljedirektoratet)

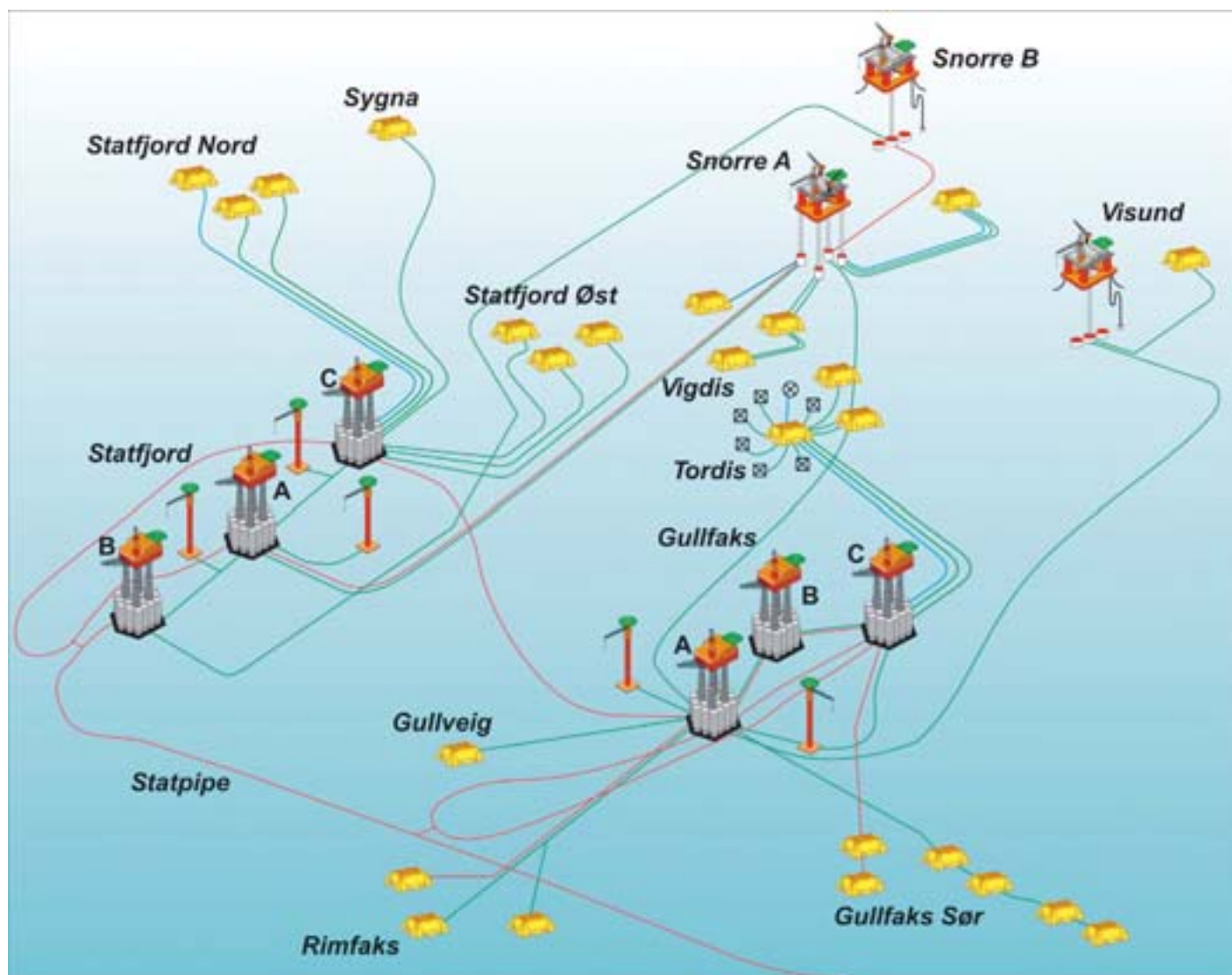
Den nordlege delen av Nordsjøen

Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar dei to hovudområda Tampen og Oseberg/Troll. I dag er det 25 felt i produksjon i denne delen av Nordsjøen. Eitt felt, Visund Sør, er under utbygging. Etter 30 år med produksjon frå området er ressurspotensialet framleis stort. Ein ventar at det vil vere produksjon i området i meir enn 30 år til. Trollfeltet har ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk

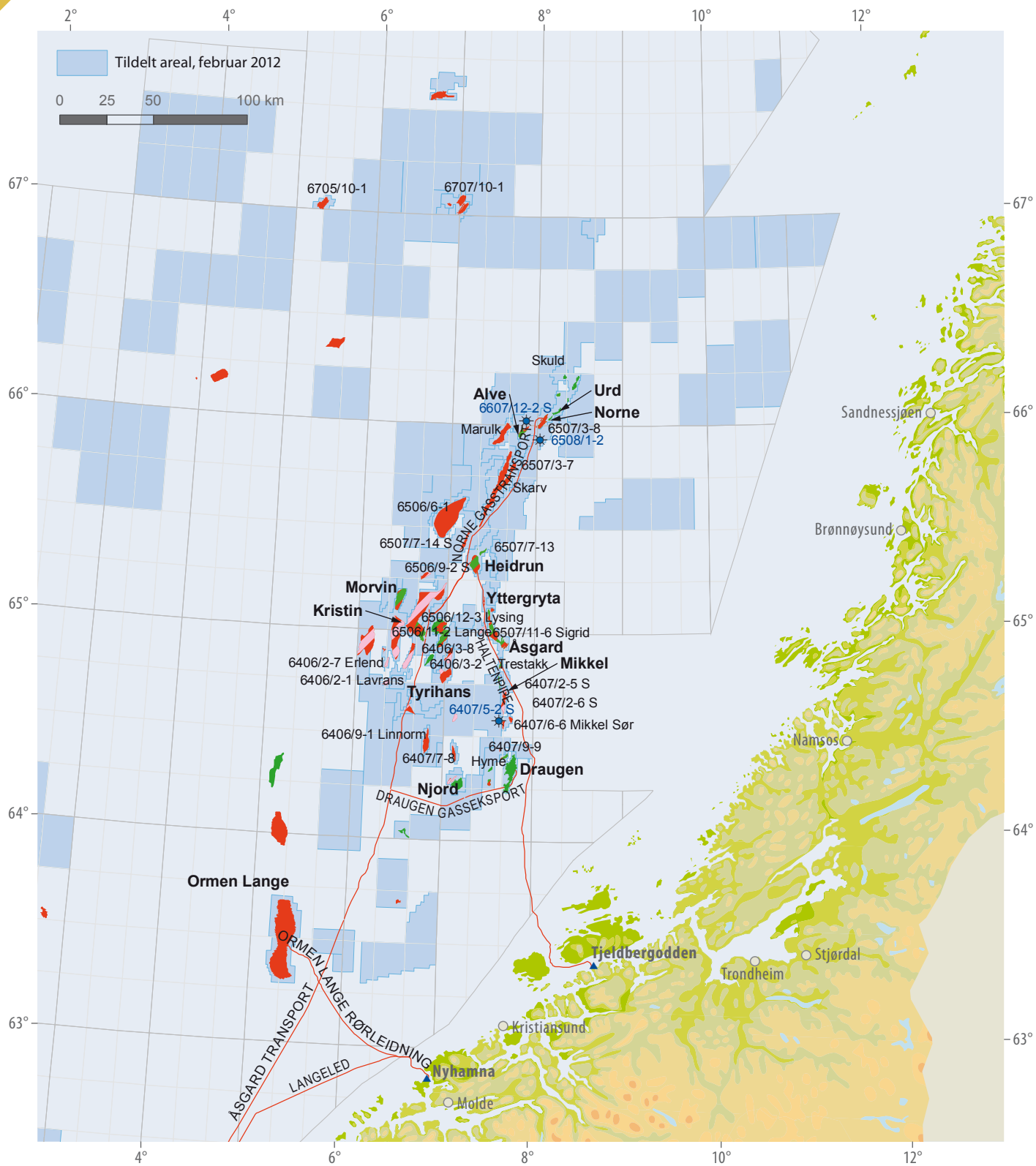
kontinentalsokkel, og vil vere hovudkjelda for norsk gasseksport i dette hundreåret. Når dei største oljefelta avsluttar oljeproduksjonen, kan store gassvolum bli produsert i ein nedblåsings-lågtrykksperiode. Olje og gass frå feltene i den nordlege delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.



Figur 10.4 Felt og funn i den nordlege delen av Nordsjøen (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 10.5 Innretningar i Tampenområdet (Kjelde: Statoil)



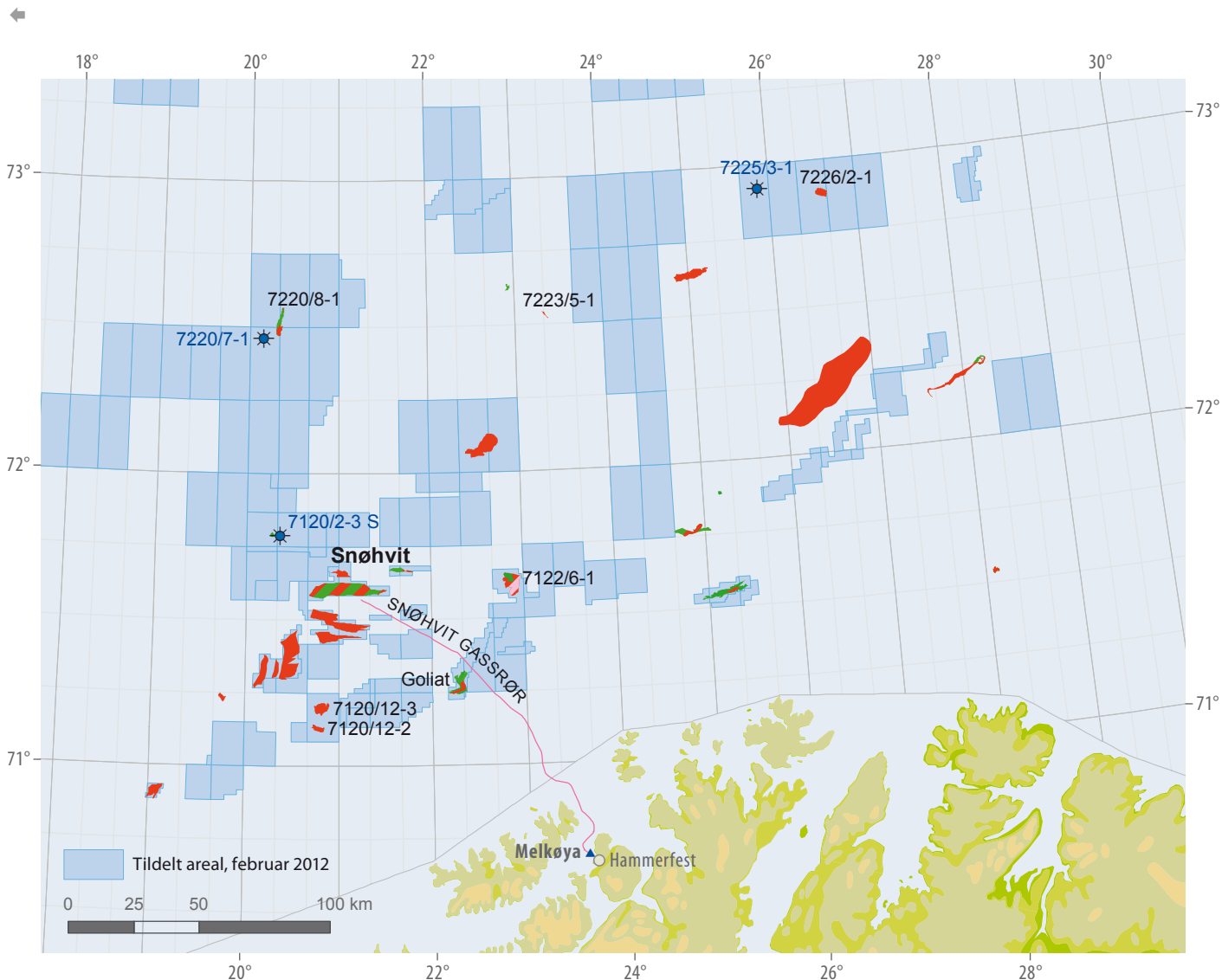
Figur 10.6 Felt og funn i Norskehavet (Kjilde: Oljedirektoratet)

Norskehavet

Norskehavet som petroleumsprovins er mindre modent enn Nordsjøen. Draugen var det første feltet som kom i produksjon, i 1993, og det er no 13 felt som produserer i Norskehavet etter at Morvin blei bygt ut. Fire felt er under utbygging: Skarv, Marulk, Hyme og Skuld. Yttergrya har avslutta produksjonen. Norskehavet har store gassreservar. Produsert gass frå felta blir transportert i rørleidningen Åsgard transport til Kårstø i Rogaland, og i Haltenpipe til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Gassen frå Ormen Lange går i rørledning til Nyhamna og derifrå vidare til Easington i Storbritannia. Oljetransporten frå felta i Norskehavet skjer med tankskip.

Barentshavet

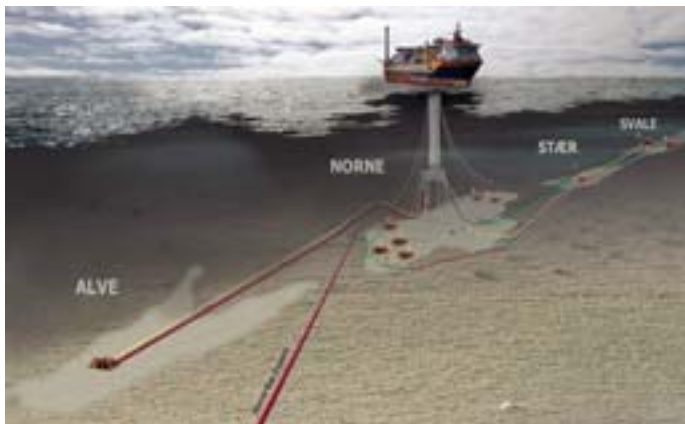
Barentshavet blir rekna som ein umoden petroleumsprovins. Det er berre eitt felt som er bygt ut i området: Snøhvit, som kom i produksjon i 2007. Gassen frå Snøhvit går i rør til Melkøya, der han blir prosessert og nedkjølt til LNG, som blir frakta med spesialskip til marknaden. Goliat er under utbygging, og produksjonsstart er planlagt til seint i 2013.



Figur 10.7 Felt og funn i Barentshavet (Kjelde: Oljedirektoratet)

Alve

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 159 B, tildelt 2004.	
Godkjent utbygt	16.03.2007 av Kongen i statsråd	Funnår 1990
Produksjonsstart	19.03.2009	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	DONG E&P Norge AS	15,00 %
	Statoil Petroleum AS	85,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	1,4 millionar Sm ³ olje	0,6 millionar Sm ³ olje
	5,1 milliardar Sm ³ gass	2,6 milliardar Sm ³ gass
	1,1 millionar tonn NGL	0,6 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,61 milliardar Sm ³ , NGL: 0,13 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,4 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	3,5 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Alve er eit gass-, kondensat- og oljefelt som ligg i Norskehavet, om lag 16 kilometer sørvest for Norne. Havdjupe i området er 370 meter. Utbyggingsløyvinga er ei standard havbotnramme med fire brønnsissar og to produksjonsbrønner.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Garn-, Not-, Ile- og Tiljefomasjonane av jura alder. Reservoaret ligg på om lag 3600 meter djup.

Utvinningsstrategi: Reservoaret blir produsert med trykkavlasting.

Transport: Alve er knytt til Norne-skipet med ein rørleidning. Gassen blir transportert via Norne-rørleidningen til Åsgard transport og vidare til Kårstø gassbehandlingsanlegg for eksport.

Status: Den andre produksjonsbrønnen blei starta opp i april 2011, og produserer olje og gass frå Ile- og Tiljefomasjonane.

Alve
Mill. Sm³ o.e.



Alvheim

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 24/6 - utvinningsløyve 088 BS, tildelt 2003 Blokk 24/6 - utvinningsløyve 203, tildelt 1996. Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036 C, tildelt 2003 Blokk 25/4 - utvinningsløyve 203, tildelt 1996.	
Godkjent utbygt	06.10.2004 av Kongen i statsråd	Funnår 1998
Produksjonsstart	08.06.2008	
Operatør	Marathon Oil Norge AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	20,00 %
	Lundin Norway AS	15,00 %
	Marathon Oil Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	38,9 millionar Sm ³ olje	23,2 millionar Sm ³ olje
	6,8 milliardar Sm ³ gass	5,3 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 70 000 fat per dag, Gass: 0,57 milliardar Sm ³ tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	4,9 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	16,4 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Alvheim er eit olje- og gassfelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen vest for Heimdal ved grensa til britisk sektor. Feltet omfattar dei tre funna 24/6-2 (Kamelon), 24/6-4 (Boa) og 25/4-7 (Kneler). Førekosten 24/6-4 (Boa) ligg delvis i britisk sektor. Havdjupe i området er 120-130 meter. Feltet er bygt ut med eit produksjonsskip, *Alvheim FPSO*, og havbotnbrønner. Olja blir stabilisert og lagra på produksjonsskipet. Felta Vilje og Volund er knytte opp til produksjonsskipet.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Heimdalformasjonen av paleocen alder. Sanden er avsett som djupmarine vifteavsetningar, ligg på om lag 2200 meter djup og har høg porøsitet og permeabilitet.

Utvinningsstrategi: Alvheim blir produsert med naturleg vassdriv.

Transport: Olja blir eksportert frå Alvheim med tankskip. Prosessert rikgass går via ein rørleidning frå Alvheim til rørsystemet Scottish Area Gas Evacuation (SAGE) på den britiske kontinentalsokkelen.

Status: Alvheim produserer over forventning, og ressurstimata for feltet er gradvis auka som følgje av utvinningsboring. Ein ny utvinningsbrønn skal etter planen borast i 2012. Feltet kan bli eit knutepunkt for nye funn i området.

Alvheim
Mill. Sm³ o.e.



Balder

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/10 - utvinningsløype 028, tildelt 1969. Blokk 25/11 - utvinningsløype 001, tildelt 1965. Blokk 25/8 - utvinningsløype 027, tildelt 1969 Blokk 25/8 - utvinningsløype 027 C, tildelt 2000 Blokk 25/8 - utvinningsløype 169, tildelt 1991.	
Godkjent utbygt	02.02.1996 av Kongen i statsråd	Funnår 1967
Produksjonsstart	02.10.1999	
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 100,00 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	71,3 millionar Sm ³ olje	17,3 millionar Sm ³ olje
	1,6 milliardar Sm ³ gass	0,3 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 42 000 fat per dag, Gass: 0,05 milliardar Sm ³ tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	7,9 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	21,7 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbygging: Balder er eit oljefelt i den midtre delen av Nordsjøen og ligg på 125 meter havdjup. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte brønner som er knytte til bustad-, produksjons- og lagerskipet *Balder FPSO*, der olja og gassen blir prosessert. Ringhorne-førekomsten, som inngår i Balderfeltet, er bygt ut med ei kombinert bustad-, bore- og brønnhovudinnretning som er knytt til *Balder FPSO*. PUD for Ringhorne blei godkjend i mai 2000 og produksjonen tok til i mai 2001. Endra PUD for Ringhorne blei godkjend i 2007.



Reservoar: Feltet inneheld fleire skilde oljeførekomstar i sandstein av eocen, paleocen og jura alder. Reservoara i Rogaland-gruppa ligg i Heimdal-, Hermod- og Ty formasjonane, mens det i Brent-gruppa tilhøyrar Statfjordformasjonen. Toppen av reservoara ligg på om lag 1700 meter djup.

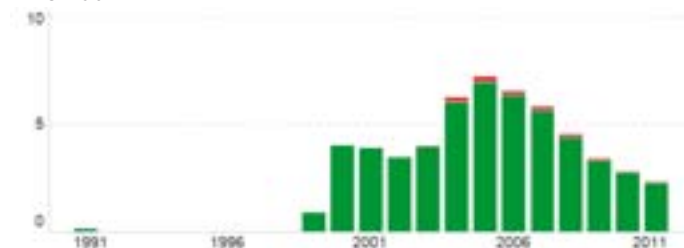
Utvinningsstrategi: Balder og Ringhorne produserer hovudsakleg ved naturleg vassdriv, men injeksjon av vatn for trykkstøtte blir særleg nytta i jura-reservoaret på Ringhorne. Når gasseksporthet er ute av drift, blir òg gass injisert i reservoara.

Transport: Ringhorne-innretninga er knytta til *Balder FPSO* og *Jotun FPSO* for prosessering, råoljelagring og gasseksport. Olja vert eksportert med tankskip. Overskottsgass frå Balder blir transportert til Jotun for gasseksport. Jotun eksporterer gassen frå Ringhorne og Balder via Statpipe. I periodar med redusert gasseksport kan overskottsgass injiserast i Balder-reservoaret.

Status: Feltet har gått av platå, men ein reknar med at det kan produsere fram til 2025. Det er sett i gang undersøkingar for moglege tiltak for auka utvinning. Ei 4D seismisk undersøking blei utført i 2009, og data er tolka for å finne nye bore mål. Ein borekampanje blei starta på Ringhorne i 2011, og både på Balder og Ringhorne vi ein halde fram med nye kampanjar dei neste åra. Nye produksjonsbrønner er under planlegging både på Ringhorne og Balder. Dei vil kunne setjast i produksjon i 2012-2016.

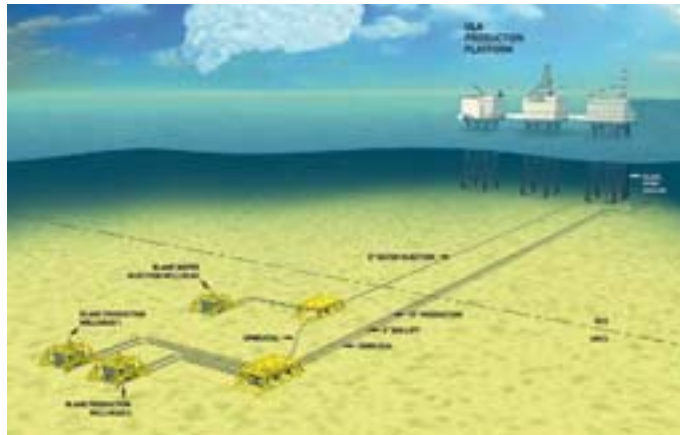
Balder

Mill. Sm³ o.e.



Blane

Blokk og utvinningsløype	Blokk 1/2 - utvinningsløype 143 BS, tildelt 2003. Den norske delen av feltet er 18 %, den britiske delen er 82 %	
Godkjent utbygt	01.07.2005	Funnår 1989
Produksjonsstart	12.09.2007	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavalar	Talisman Energy Norge AS	18,00 %
	Dana Petroleum (BVUK) Limited	12,50 %
	Faroe Petroleum (UK) Limited	18,01 %
	JX Nippon Exploration and Production (UK) Limited	13,99 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,50 %
	Talisman Energy (UK) Limited	25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	0,9 millionar Sm ³ olje	0,4 millionar Sm ³ olje
(den norske delen)		
Venta produksjon i 2012	Olje: 1 000 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2010	0,5 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Blane er eit oljefelt som ligg på om lag 70 meter havdjup, sørvest for Ulafeltet i den sørlege delen av Nordsjøen og på grensa til britisk sektor. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg knytt til Ula. Innretningane på havbotnen er plasserte på den britiske kontinentalsokkelen.

Reservoar: Reservoaret er i marin sandstein i Fortiesformasjonen av paleocen alder og ligg om lag 3100 meter under havflata.

Utvinningsstrategi: Blane blir produsert med trykkvedlikehald frå injeksjon av produsert vatn frå Blane, Tambar og Ula. I tillegg blir gassløft nytta i brønnane.

Transport: Brønnstraumen går i rør til Ula for prosessering og måling. Olja blir eksportert i eksisterande rørledning til Teesside, medan gassen blir seld til Ula for injeksjon i Ula-reservoaret.

Status: Gassløft tok til i februar 2009, men på grunn av driftsproblem har regulariteten i gassløftforsyninga vore dårleg i 2011. Feltet produserer generelt godt, vassgjennombrøtt blei observert i ein av brønnane i 2011.

Blane

Mill. Sm³ o.e.



Brage

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/6 - utvinningsløype 053 B, tildelt 1998. Blokk 31/4 - utvinningsløype 055, tildelt 1979. Blokk 31/7 - utvinningsløype 185, tildelt 1991.	
Godkjent utbygt	29.03.1990 i Stortinget	Funnår 1980
Produksjonsstart	23.09.1993	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Core Energy AS	12,26 %
	Faroe Petroleum Norge AS	14,26 %
	Spring Energy Norway AS	2,50 %
	Statoil Petroleum AS	32,70 %
	Talisman Energy Norge AS	33,84 %
VNG Norge AS	4,44 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	58,6 millionar Sm ³ olje	4,1 millionar Sm ³ olje
	4,3 milliardar Sm ³ gass	1,2 milliardar Sm ³ gass
	1,5 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 14 000 fat per dag, Gass: 0,09 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	3,5 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	16,4 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

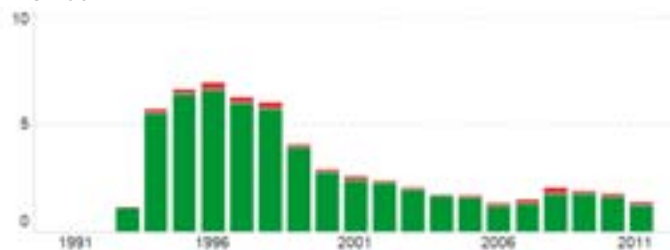
Utbygging: Brage er eit oljefelt som ligg aust for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 140 meter havdjupe. Brage er bygt ut med ei botnfast integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning med stålunderstell.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje i sandstein i Statfjordformasjonen av tidlegjura alder, samt Brent-gruppa og Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av seinjura alder. Reservoara ligg på 2000-2300 meter djup. Kvaliteten på reservoara varierer frå dårleg til svært god.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon i Statfjordformasjonen og Fensfjordformasjonen. Sognefjordformasjonen tok til med gassinjeksjon i mars 2009. Dei første oljeproduksjonsbrønnane i Brent-gruppa begynte å produsere i 2008, og utvinninga går føre seg med vassinjeksjon. Transport: Olja går i rørledning til Oseberg og vidare gjennom rørledningen i Oseberg Transport System (OTS) til Sture-terminalen. Ein rørledning for gass er knytt til Statpipe.

Status: Brage har vore i produksjon lenge, og framleis blir det gjort ein innsats for å finne nye løysingar som kan auke utvinninga frå feltet. Nye brønner har blitt bora dei siste åra, og fleire er planlagde i dei komande åra. Bragefeltet vurderer bruk av fleire teknologiar for å betre utvinninga. Ein pilot for mikrobiologisk injeksjon (MEOR) er planlagd.

Brage
Mill. Sm³ o.e.



Draugen

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6407/9 - utvinningsløype 093, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	19.12.1988 i Stortinget	Funnår 1984
Produksjonsstart	19.10.1993	
Operatør	A/S Norske Shell	
Rettskavalar	A/S Norske Shell	26,20 %
	BP Norge AS	18,36 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
	Petoro AS	47,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	143,0 millionar Sm ³ olje	13,2 millionar Sm ³ olje
	1,5 milliardar Sm ³ gass	0,3 millionar tonn NGL
	2,6 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Olje: 34 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	3,4 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	22,2 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging: Draugen er eit oljefelt som ligg i Norskehavet, på 250 meter havdjupe. Feltet er bygt ut med ei botnfast betonginnretning med integrert dekk. Stabilisert olje blir lagra i tankar i botnen av innretninga. To rørleidningar går frå innretninga til ei flytande lastebøye. Garn Vest-førekosten og Rogn Sør-førekosten er bygd ut med i alt sju havbotnbrønner knytte til hovudinnretninga på Draugen. Feltet har også seks havbotnkompletterte vassinjeksjonsbrønner, men berre to av dei er i bruk.



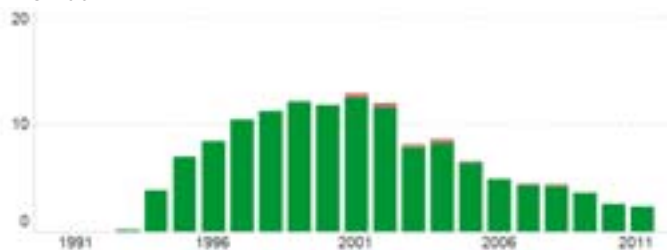
Reservoar: Hovudreservoaret er sandstein i Rognformasjonen av seinjura alder. Feltet produserer òg frå Garnformasjonen av mellomjura alder vest på feltet. Reservoaret ligg på om lag 1600 meter djup og er relativt homogent, med gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkvedlikehald frå vassinjeksjon og naturleg vassdriv.

Transport: Olja blir eksportert via ei flytande lastebøye til tankskip. Assosiert gass blir levert gjennom Åsgard transport til gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

Status: Fleire tiltak for å auke oljeutvinninga er vurderte. Basert på ei 4D-seismisk undersøking som blei utført i 2009, blei ein borekampanje for «infill»-brønner vedteken i 2011. Prosjektet omfattar fire produksjonsbrønner og ei havbotnpumpe. Den første olja frå prosjektet er planlagd i 2013. I løpet av 2011 blei det lagt ned ein vesentleg innsats for å få på plass tredjeparts tilknytningar til Draugen, og i juni 2011 blei Draugen vald som tilknytningspunkt for funnet 6406/9-1 Linnorm. På grunn av dette er utvinning av "Hasselmus"-funnet for brenngass utsett, og utvinning for gasseksport vil bli vurdert.

Draugen
Mill. Sm³ o.e.



Ekofisk

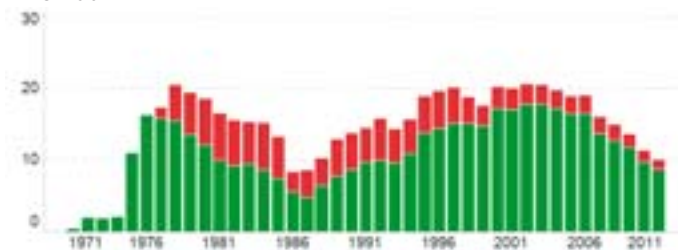
Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/4 - utvinningsløype 018, tildelt 1965.	
Godkjent utbygt	01.03.1972	Funnår 1969
Produksjonsstart	15.06.1971	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil Petroleum AS	7,60 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Ilgjen per 31.12.2011
	552,7 millionar Sm ³ olje	120,9 millionar Sm ³ olje
	162,1 milliardar Sm ³ gass	21,5 milliardar Sm ³ gass
	14,9 millionar tonn NGL	2,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 127 000 fat per dag, Gass: 1,29 milliardar Sm ³ , NGL: 0,15 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	84,8 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	84,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



Utbygging: Ekofisk er eit oljefelt som ligg på 70-75 meter havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet blei produsert til tankskip fram til 1973, då ein betongtank kom på plass. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerørrinnretningar for tilknytte felt og eksportørleidningar. Fleire av dei eldste innretningane er tekne ut av drift og ventar på disponering. Dei operative delane av Ekofisk-senteret er i dag bustadinnretningane Ekofisk H og Ekofisk Q, produksjonsinnretninga Ekofisk C, bore- og produksjonsinnretninga Ekofisk X, prosessinnretninga Ekofisk J og produksjons- og prosessinnretninga Ekofisk M. Frå brønnhovudinnretninga Ekofisk A sør på feltet går produksjonen i rør til stigerørrinnretninga Ekofisk FTP på Ekofisk-senteret for prosessering. Rørleidningen frå Ekofisk B nord på feltet går til Ekofisk M. Ekofisk K er ei innretning for vassinjeksjon.

Plan for vassinjeksjon på Ekofisk blei godkjend i desember 1983, PUD for Ekofisk II blei godkjend i november 1994, og PUD for Ekofisk Vekst i juni 2003.

Ekofisk Mill. Sm³ o.e.



I juni 2008 blei ei havbotnramme for vassinjeksjonsbrønner godkjend. Dei har erstatta vassinjeksjonsbrønnane på Ekofisk W, som no blir stengd ned.

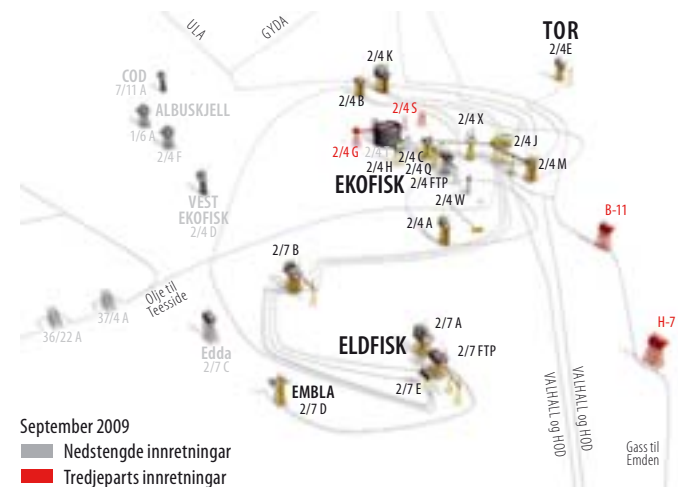
I mars 2010 blei den nye bustadinnretninga Ekofisk L, som skal erstatte Ekofisk H og Ekofisk Q, godkjend. Den skal vere i drift frå hausten 2013. Permanente kablar for innsamling av seismiske data er lagt på havbotnen over Ekofisk-reservoaret.

Reservoar: Ekofiskfeltet produserer frå naturleg oppsprokne kritbergartar i Ekofisk- og Torformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten har høg porøsitet, men låg permeabilitet. Reservoaret har ein oljekolonne på meir enn 300 meter og ligg 2900-3250 meter under havflata.

Utvinningsstrategi: Ekofisk blei opphavleg produsert med trykkavlastning som drivmekanisme og ein venta utvinningsgrad på 17 prosent. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auke oljeutvinninga vesentleg. Vassinjeksjon i stor skala begynte i 1987, og i ettertid har området for vassinjeksjon blitt utvida i fleire steg. Erfaringar viser at vatnet fortregner olja effektivt, og venta utvinningsgrad for Ekofisk er no om lag 50 prosent. I tillegg til vassinjeksjon gir kompaksjonen av dei mjuke kritbergartane ekstra driv til dreneringa av feltet. Kompaksjonen i reservoaret har også resultert i at havbotnen på Ekofiskfeltet har sokke inn, fram til i dag over ni meter sentralt på feltet. Det er venta at innsøkinga vil halde fram i mange år, men med lågare rate.

Transport: Olje og gass blir ført til eksportørleidningane via prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå Ekofisk-området blir transportert i Norpipe gassrør til Emden, medan olja, som også inneheld NGL-fraksjonane, går i Norpipe oljerørleidning til Teesside.

Status: Produksjonen frå Ekofisk held seg på eit høgt nivå ved at ein borar nye brønner for vassinjeksjon og produksjon frå mange innretningar på feltet. PUD for Ekofisk Sør blei godkjend i juni 2011. Prosjektet inkluderer to nye innretningar, Ekofisk Z, som er ei produksjonsinnretning, og Ekofisk VB, som er ei havbotnramme for vassinjeksjonsbrønner. Den første produksjonen frå Ekofisk Z er forventa i 2013.



Figur 10.8 Innretningar i Ekofiskområdet (Kjelder: ConocoPhillips)

Eldfisk

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/7 - utvinningsløype 018, tildelt 1965.	
Godkjent utbygt	25.04.1975	Funnår 1970
Produksjonsstart	08.08.1979	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil Petroleum AS	7,60 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Ilgjen per 31.12.2011
	134,8 millionar Sm ³ olje	36,9 millionar Sm ³ olje
	44,1 milliardar Sm ³ gass	4,9 milliardar Sm ³ gass
	4,1 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 50 000 fat per dag, Gass: 0,47 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	39,8 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	31,2 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging: Eldfisk er eit oljefelt som ligg rett sør for Ekofisk på 70–75 meter havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet blei først bygt ut med tre innretningar. Eldfisk B er ei kombinert bore-, brønnehovud- og prosessinnretning, medan Eldfisk A og Eldfisk FTP er brønnehovud- og prosessinnretningar knytte saman med bru. Eldfisk A har også borefasilitetar. I 1999 kom Eldfisk E, ei innretning for vassinjeksjon, på plass. Innretninga leverer også ein del injeksjonsvatn til Ekofiskfeltet gjennom ein rørledning frå Eldfisk til Ekofisk K. Embla-feltet, som ligg rett sør for Eldfisk, er knytt til Eldfisk FTP.



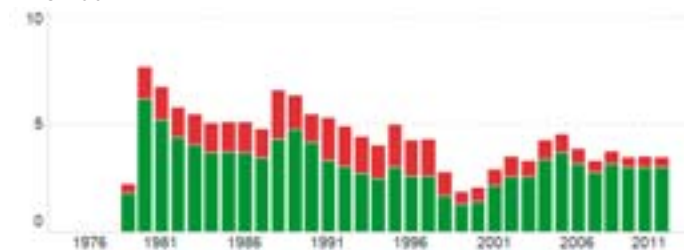
Reservoar: Eldfisk produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men har høg porøsitet. Naturleg oppsprekking let reservoarvæskene fløyme friare. Feltet inneheld tre førekomstar: Alfa, Bravo og Øst Eldfisk. Reservoaret ligg 2700–2900 meter djupt.

Utvinningsstrategi: Eldfisk blei opphavleg produsert med trykkavlastning som drivmekanisme. I 1999 begynte vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønner. I tillegg blir det i periodar injisert gass, når eksport av gass ikkje er mogleg. Trykkavlastninga har ført til kompaksjon av reservoaret, og dette har resultert i at havbotnen på Eldfiskfeltet har sokke inn eit par meter.

Transport: Olje og gass blir ført til eksportrørledningane via Ekofisk-senteret. Gassen frå Ekofisk-området blir transportert i rørledning til Emden, medan olja, som også inneheld NGL-fraksjonane, går i rørledning til Teesside.

Status: PUD for Eldfisk II blei godkjend i juni 2011. Planen inkluderer ei ny kombinert bustad-, brønnehovud- og prosessinnretning som er knytt til Eldfisk E via ei bru. Den nye innretninga, Eldfisk S, skal overta fleire av funksjonane til Eldfisk A og Eldfisk FTP. Modifikasjonar av eksisterande innretningar er også ein del av planen. Emblafeltet skal knytast til Eldfisk S. Om lag 40 nye produksjons- og injeksjonsbrønner blir bora frå Eldfisk S med oppstart i 2015.

Eldfisk
Mill. Sm³ o.e.



Embla

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/7 - utvinningsløype 018, tildelt 1965.	
Godkjent utbygt	14.12.1990 av Kongen i statsråd	Funnår 1988
Produksjonsstart	12.05.1993	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil Petroleum AS	7,60 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Ilgjen per 31.12.2011
	11,3 millionar Sm ³ olje	1,2 millionar Sm ³ olje
	5,9 milliardar Sm ³ gass	2,2 milliardar Sm ³ gass
	0,6 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,16 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,7 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	3,1 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



Utbygging: Embla er eit oljefelt nær Eldfisk i den sørlege delen av Nordsjøen, er bygt ut med ei brønnehovudinnretning fjernstyrt frå Eldfisk. Havdjupe i området er 70–75 meter. Endra PUD for Embla blei godkjend i april 1995.

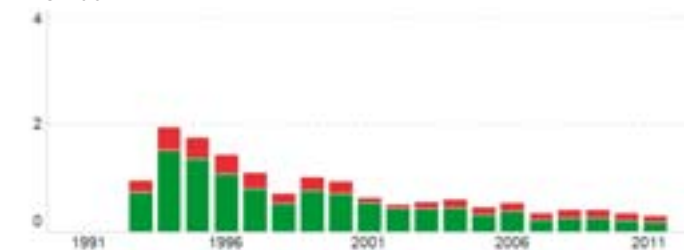
Reservoar: Embla produserer frå eit segmentert sandsteinreservoar av devon alder. Reservoaret er kompleks og ligg på meir enn 4000 meter djup. Embla er det første feltet med høgt trykk og høg temperatur som er bygt ut i området.

Utvinningsstrategi: Embla produserer med trykkavlastning.

Transport: Olje og gass blir transportert til Eldfisk for prosessering og vidare til Ekofisk-senteret for eksport. Gassen frå Ekofisk-området blir transportert i rørledning til Emden, medan olja, som også inneheld NGL-fraksjonane, går i rørledning til Teesside.

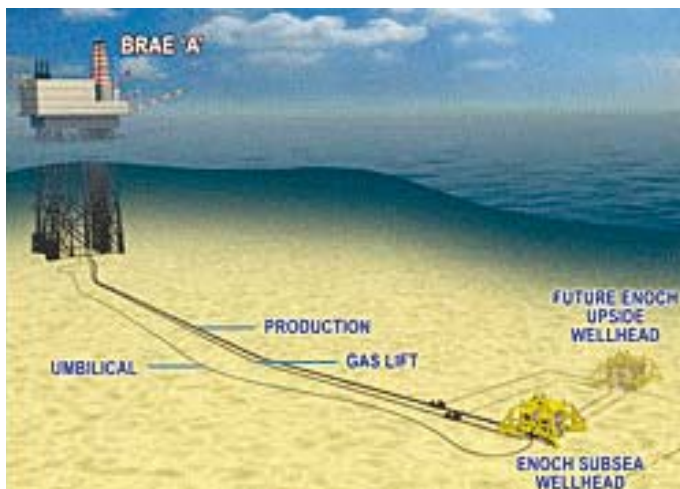
Status: Som ein del av Eldfisk II prosjektet, skal Embla knytast til den nye Eldfisk S-innretninga. Dette forlengjer levetida til Embla.

Embla
Mill. Sm³ o.e.



Enoch

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/5 - utvinningsløype 048 D, tildelt 2005. Den norske delen av feltet er 20%, den britiske delen er 80%	
Godkjent utbygt	01.07.2005	Funnår 1991
Produksjonsstart	31.05.2007	
Operatør	Talisman North Sea Limited	
Rettskavarar	Altinex Oil Norway AS	4,36 %
	Det norske oljeselskap ASA	2,00 %
	Faroe Petroleum Norge AS	1,86 %
	Statoil Petroleum AS	11,78 %
	Dana Petroleum (BVUK) Limited	20,80 %
	Dyas UK Limited	14,00 %
	Endeavour Energy (UK) Limited	8,00 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,00 %
	Talisman LNS Limited	1,20 %
Talisman North Sea Limited	24,00 %	
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg 0,4 millionar Sm ³ olje	Igjen per 31.12.2011 0,1 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2012	Olje: 400 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2010	0,2 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Enoch ligg i den midtre delen av Nordsjøen på grensa til britisk sektor, og like nordvest for Sleipner-området. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg på britisk kontinentalsokkel, og er knytt til det britiske feltet Brae.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje i sandstein av paleocen alder, på om lag 2100 meter djup. Reservoarkvaliteten er varierende.

Utvinningsstrategi: Utvinninga skjer med trykkavlastning, men vassinjeksjon kan bli aktuelt seinare.

Transport: Brønnstraumen frå Enoch går til Brae A-innretninga for prosessering og vidare transport i eksisterande rørleidning til Cruden Bay. Gassen blir seld til Brae.

Enoch

Mill. Sm³ o.e.



Fram

Blokk og utvinningsløype	Blokk 31/2 - utvinningsløype 090 E, tildelt 2010. Blokk 35/11 - utvinningsløype 090, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kongen i statsråd	Funnår 1992
Produksjonsstart	02.10.2003	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	Statoil Petroleum AS	45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	28,0 millionar Sm ³ olje	5,7 millionar Sm ³ olje
	8,5 milliardar Sm ³ gass	6,6 milliardar Sm ³ gass
	0,5 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 36 000 fat per dag, Gass: 0,57 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	9,9 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging: Fram er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, 20 kilometer nord for Troll. Havdjupet i området er om lag 350 meter. Feltet har to førekomstar, Fram Vest og Fram Øst. Utbygginga av Fram Vest-førekomsten omfattar to havbotninnretningar som er knytte til Troll C. På Troll C blir gassen skild frå væska og injisert tilbake i Fram Vest-reservoaret.



Utbygging av Fram Øst-førekomsten blei godkjend i april 2005. Utbygginga omfattar to havbotninstallasjonar som er knytte til Troll C. Produksjonen frå Fram Øst tok til i oktober 2006.

Reservoar: Reservoara i Fram Vest og Fram Øst er dels i sandstein avsett i eit submarint viftesystem i Draupneformasjonen, og grunnmarin sandstein i Sognefjordformasjonen av seinjura alder, og dels i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder. Reservoara ligg i fleire isolerte roterte forkastingsblokker og inneheld olje med ei overliggjande gasskappe. Reservoara ligg på 2300-2500 meter djup. Reservoaret i Fram Vest-førekomsten er komplekst, medan reservoara i Fram Øst-førekomsten jamt over er av god kvalitet.

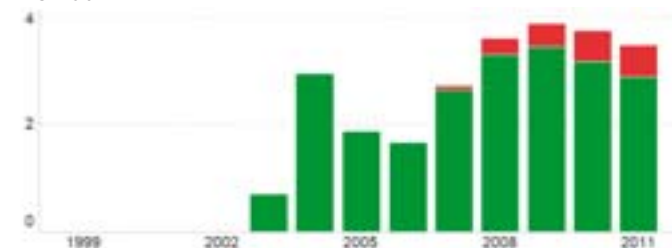
Utvinningsstrategi: Fram Øst-førekomsten i Sognefjordformasjonen blir produsert med injeksjon av produsert vatn som trykkstøtte, i tillegg til naturleg vassdriv. Brent-reservoaret i Fram Øst-førekomsten blir utvinne med naturleg vassdriv som trykkstøtte. Det blir nytta gassløft i brønnane. Oljeproduksjonen frå Fram blir optimalisert i forhold til gassproduksjonskapasiteten på Troll C. Gasseksport frå Fram tok til hausten 2007. Ved Fram Vest er gassnedblåsingsfasen i gang.

Transport: Brønnstraumen frå Fram blir transportert i rør til Troll C for prosessering. Olja går vidare til Mongstad gjennom Troll Oljerør II. Gass blir eksportert via Troll A til Kollsnes.

Status: Det er påvist tilleggsressursar i nye førekomstar ved feltet. Desse blir vurderte i samband med ei vidare utbygging av Fram. Ei rekkje prospekt er identifiserte innanfor PL090-lisensen.

Fram

Mill. Sm³ o.e.



Gimle

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/10 - utvinningsløype 050 DS, tildelt 2006. Blokk 34/7 - utvinningsløype. Blokk 34/8 - utvinningsløype 120 B, tildelt 2006.	
Godkjent utbygt	18.05.2006	Funnår 2004
Produksjonsstart	19.05.2006	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	5,79 %
	Petoro AS	24,19 %
	Statoil Petroleum AS	65,13 %
	Total E&P Norge AS	4,90 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	2,7 millionar Sm ³ olje	0,2 millionar Sm ³ olje
	0,7 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,30 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn	
Totalt investert per 31.12.2010	0,8 milliarder nominelle kroner	

Utbygging: Gimle er eit lite oljefelt som ligg på om lag 220 meter havdjupe i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er knytt opp til Gullfaks C-innretninga med to produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn bora frå Gullfaks C.

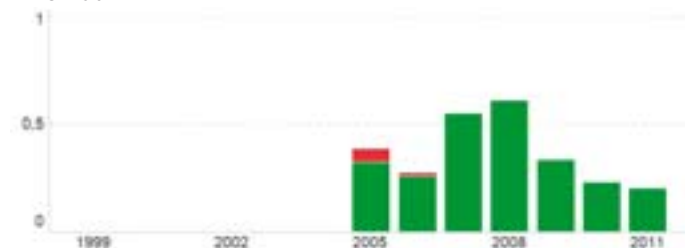
Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Tarbertformasjonen av mellomjura alder i ein nedforkasta struktur på nordaustsida av Gullfaks. I tillegg finst det omarbeidd sand av seinjura alder. Reservoaret ligg på om lag 2900 meter djup og har gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkvedlikehald frå vassinjeksjon.

Transport: Produksjonen frå Gimle blir prosessert på Gullfaks C-innretninga og transportert saman med olje og gass frå Gullfaks.

Status: Det blir vurdert å bore ein ny brønn nordaust for Gimle. Målet er å bore ein pilotbrønn med leitemål i samband med ein ny produksjonsbrønn i 2012.

Gimle
Mill. Sm³ o.e.



Gjøa

Blokk og utvinningsløype	Blokk 35/9 - utvinningsløype 153, tildelt 1988. Blokk 36/7 - utvinningsløype 153, tildelt 1988.	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	Funnår
Produksjonsstart	07.11.2010	
Operatør	GDF SUEZ E&P Norge AS	
Retthavarar	A/S Norske Shell	12,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	30,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	8,00 %
	Statoil Petroleum AS	20,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	10,3 millionar Sm ³ olje	7,9 millionar Sm ³ olje
	30,6 milliardar Sm ³ gass	28,7 milliardar Sm ³ gass
	8,1 millionar tonn NGL	7,8 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 42 000 fat per dag, Gass: 2,57 milliardar Sm ³ , NGL: 0,68 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	3,9 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	25,6 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	



Utbygging: Gjøa ligg om lag 40 kilometer nord for Framfeltet, på 360 meter havdjupe. Utbygginga omfattar fem havbotnrammer som er knytte til ei halvt nedsenkbar produksjons- og prosessinnretning. Gjøa-innretninga får dels kraftforsyning frå land. Vega og Vega Sør er tilknytte Gjøa-innretninga.

Reservoar: Reservoaret inneheld gass over ei relativt tynn oljesone i sandstein i Viking-, Brent- og Dunlin-gruppene av jura alder. Reservoaret ligg i fleire skråstilte forkastingssegment med delvis usikker kommunikasjon og vekslende reservoarkvalitet. Reservoaret ligg på om lag 2200 meter djup.

Utvinningsstrategi: Gjøa blir produsert med naturleg trykkavlasting.

Transport: Stabil olje blir eksportert i ein rørleidning som er kopl til Troll oljerør II, for vidare transport til Mongstad. Rikgassen blir eksportert i ein rørleidning til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) transportsystem på britisk kontinentalsokkel, for vidare transport til St Fergus.

Status: Gjøa blir vurdert som tilknytingspunkt for tilleggsressursar i området.

Gjøa
Mill. Sm³ o.e.



Glitne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 048 B, tildelt 2001. Blokk 15/6 - utvinningsløyve 029 B, tildelt 2001.	
Godkjent utbygt	08.09.2000 av Kronprinsregenten i statsråd	Funnår 1995
Produksjonsstart	29.08.2001	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Det norske oljeselskap ASA	10,00 %
	Faroe Petroleum Norge AS	9,30 %
	Statoil Petroleum AS	58,90 %
	Total E&P Norge AS	21,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	9,2 millionar Sm ³ olje	0,5 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2012	Olje: 2 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,2 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	2,5 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	



Utbygging: Glitne er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen, 40 kilometer nord for Sleipner-området, på 110 meter havdyp. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip, *Petrojarl 1*, som er knytt til seks horisontale produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn.

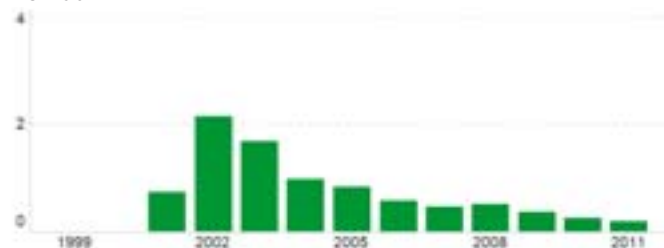
Reservoar: Reservoaret er fleire skilde sandkroppar av djupmarine vifteavsetningar i den øvre delen av Heimdalformasjonen av paleocen alder. Reservoaret ligg på 2150 meter djup.

Utvinningsstrategi: Glitne produserer med trykkstøtte frå eit stort naturleg vassbasseng i Heimdalformasjonen. Assosiert gass frå feltet blir nytta til gassløft i dei horisontale brønnane.

Transport: Olja frå Glitne blir prosessert og lagra på produksjonsskipet og eksportert med tankskip. Overskottsgass blir injisert i Utsiraformasjonen.

Status: Glitne er eit modent felt med lite attverande reservar. Ein ny brønn er planlagt i 2012. Det er venta at produksjonen frå feltet vil bli avslutta seint i 2014.

Glitne
Mill. Sm³ o.e.



Grane

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/11 - utvinningsløyve 001, tildelt 1965 Blokk 25/11 - utvinningsløyve 169 B1, tildelt 2000.	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	Funnår 1991
Produksjonsstart	23.09.2003	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	6,17 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	28,22 %
	Petoro AS	28,94 %
	Statoil Petroleum AS	36,66 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	120,9 millionar Sm ³ olje	39,5 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2012	Olje: 110 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	9,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	18,6 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	



Utbygging: Oljefeltet Grane ligg aust for Balder, i den midtre delen av Nordsjøen, på 128 meter havdyp. Feltet er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Innretninga har 40 brønnsliissar.

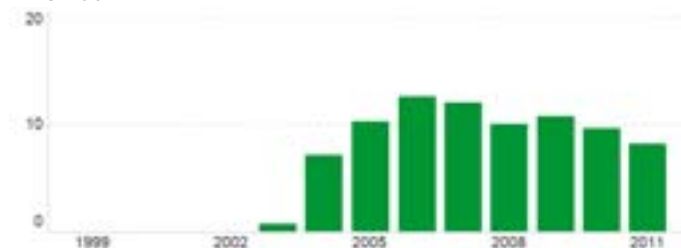
Reservoar: Feltet har ein hovudstruktur og fleire tilleggsstrukturar. Reservoaret er for det meste sand med svært gode reservoareigenskapar, i Heimdalformasjonen av paleocen alder. Reservoaret ligg på 1700 meter djup og har god kommunikasjon i heile reservoaret. Olja har høg viskositet.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med gassinjeksjon i toppen av strukturen og horisontale produksjonsbrønner i botnen av oljesona. Frå desember 2010 er gassimporten frå Heimdal gassenter avslutta, og berre den produserte gassen blir reinjisert i reservoaret. Oljeutvinninga vil halde fram med ekspansjon av gasskappa og vassinjeksjon.

Transport: Olja frå Grane blir transportert i rørledning til Sture-terminalen, der han blir lagra og utskipa.

Status: Det er planar om å bore fleire nye brønner, dei fleste som greinbrønner. Den første vassinjektoren starta opp i februar 2011.

Grane
Mill. Sm³ o.e.



Gullfaks

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/10 - utvinningsløype 050, tildelt 1978 Blokk 34/10 - utvinningsløype 050 B, tildelt 1995.	
Godkjent utbygt	09.10.1981 i Stortinget	Funnår 1978
Produksjonsstart	22.12.1986	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphøvelg	Igjen per 31.12.2011
	365,4 millionar Sm ³ olje	14,0 millionar Sm ³ olje
	23,1 milliardar Sm ³ gass 2,7 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Olje: 40 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	14,4 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	72,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbygging: Gullfaks er eit oljefelt som ligg i Tampen-området i den nordlege delen av Nordsjøen, på 130-220 meter havdyp. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekkramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg med berre førstestegsseparator. Gullfaks A og C tek imot og behandlar olje og gass frå Gullfaks Sør og Gimle. I tillegg blir innretningane nytta i produksjon og transport frå Tordis, Vigdis og Visund. Produksjonen frå Tordis blir behandla i eit eige anlegg på Gullfaks C.



Ein PUD for Gullfaks C blei godkjend i juni 1985, ein PUD for Gullfaks Vest i januar 1994 og utvinning frå Lunde-formasjonen blei godkjend i november 1995. I desember 2005 blei ein endra PUD for Gullfaks-feltet godkjend, som omfatta prospekt og små funn som kan borast og produsert frå eksisterande innretningar.

Reservoar: Reservoara i Gullfaks er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder og Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 1700-2000 meter djup og er delt opp i mange forkastingssegment. Gullfaks-reservoara ligg i roterte forkastingsblokker i vest og i strukturell horst i øst, med eit område med mykje forkastings mellom.

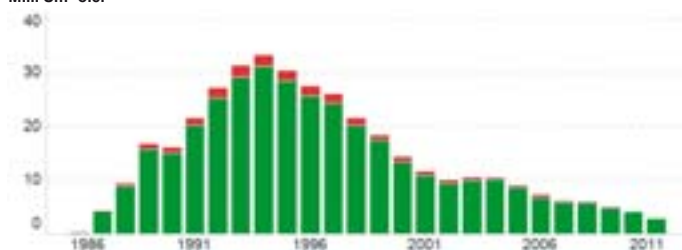
Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkstøtte ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerte vass- og gassinjeksjon (VAG). Drivmekanismane varierer mellom ulike dreneringsområde på feltet, med vassinjeksjon som hovudstrategien.

Transport: Olja blir eksportert frå Gullfaks A og Gullfaks C via lastebøyer til tankskip. Rikgassen går i rørledning til Statpipe for vidare prosessering på Kårstø og eksport som tørrgass til kontinentet.

Status: Forlenging av levetida for Gullfaks er under vurdering. Dette omfatar oppgradering av boreanlegga på Gullfaks A, B og C.

Gullfaks

Mill. Sm³ o.e.



Gullfaks Sør

Blokk og utvinningsløype	Blokk 32/12 - utvinningsløype 152, tildelt 1988. Blokk 33/12 - utvinningsløype 037 B, tildelt 1998 Blokk 33/12 - utvinningsløype 037 E, tildelt 2004. Blokk 34/10 - utvinningsløype 050, tildelt 1978 Blokk 34/10 - utvinningsløype 050 B, tildelt 1995.	
Godkjent utbygt	29.03.1996 av Kongen i statsråd	Funnår 1978
Produksjonsstart	10.10.1998	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphøvelg	Igjen per 31.12.2011
	52,1 millionar Sm ³ olje	11,8 millionar Sm ³ olje
	64,4 milliardar Sm ³ gass 8,0 millionar tonn NGL	33,9 milliardar Sm ³ gass 4,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 30 000 fat per dag, Gass: 2,30 milliardar Sm ³ , NGL: 0,26 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	20,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	26,7 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbygging: Gullfaks Sør ligg rett sør for Gullfaks i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med til saman 12 havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 omfatta utvinning av olje og kondensat frå førekomstane 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimfaks og 34/10-37 Gullveig. PUD for fase 2 blei godkjend i juni 1998 og omfatta utvinning av gass frå Brent-gruppa i Gullfaks Sør-førekomsten. I 2004 blei funnet 23/10-47 Gulltopp inkludert i Gullfaks Sør. Gulltopp blir produsert gjennom ein langtrekkande produksjonsbrønn frå Gullfaks A. Ein PUD for funnet 33/12-8 A Skinfaks og Rimfaks IOR blei godkjend i februar 2005. Utbygginga omfatar ei ny havbotnramme og ein satellittbrønn.

Reservoar: Reservoara i Gullfaks Sør er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder, og Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2400-3400 meter djup i roterte forkastingsblokker. Reservoara i Gullfaks Sør er tungt segmentert med mange indre forkastings, og Statfjordformasjonen har dårlege strøymingsegenskapar. Dei andre førekomstane har derimot gode reservoarkvalitetar.

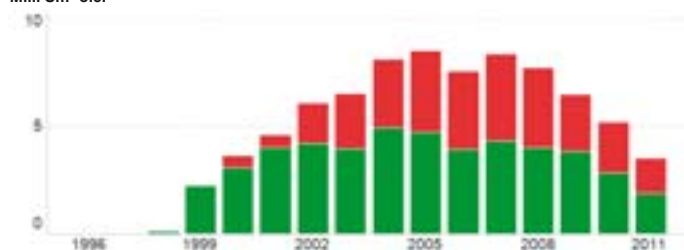
Utvinningsstrategi: Utvinninga frå Brent-reservoaret i Gullfaks Sør går føre seg med trykkavlasting etter at gassinjeksjonen stoppa i 2009. For Rimfaks produserer Brent-gruppa med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av gassinjeksjon, medan Statfjordformasjonen har delvis trykkstøtte frå gassinjeksjon. Førekomstane Gullveig og Gulltopp blir produserte med trykkavlasting og naturleg vassdriv.

Transport: Olja blir transportert til Gullfaks A for prosessering, lagring og vidare transport i tankskip. Rikgassen blir prosessert på Gullfaks C og derifrå eksportert via Statpipe til Kårstø for vidare prosessering og eksport som tørrgass til kontinentet.

Status: Eit prosjekt er igangsett for å evaluere mogleg ny produksjon frå Statfjordformasjonen. Ein gasskompressor skal installast på havbotnen for å auke gassproduksjonen frå Gullfaks Sør.

Gullfaks Sør

Mill. Sm³ o.e.



Gungne

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046, tildelt 1976.	
Godkjent utbygt	29.08.1995 av Kongen i statsråd	Funnår 1982
Produksjonsstart	21.04.1996	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	28,00 %
	Statoil Petroleum AS	62,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	14,4 milliardar Sm ³ gass	0,9 milliardar Sm ³ gass
	2,1 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
	4,6 millionar Sm ³ kondensat	0,3 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2012	Gass: 0,36 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn, Kondensat: 0,09 millionar Sm ³	
Totalt investert per 31.12.2010	1,9 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

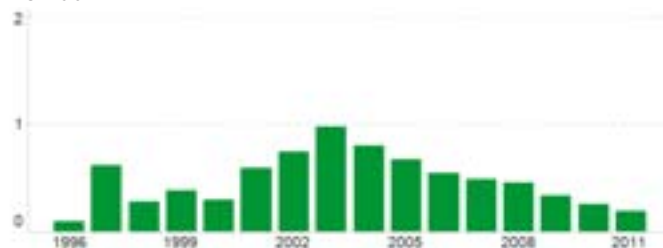
Utbygging: Gungne er eit lite gasskondensatfelt som ligg i Sleipner-området, i den midtre delen av Nordsjøen, på 83 meter havdjup. Gungne blir produsert gjennom tre brønner som er bora frå Sleipner A.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Skagerrakformasjonen av trias alder, på 2800 meter djup. Reservoarkvaliteten er generelt god, men reservoaret er segmentert, og laterale, kontinuerlege skiferlag verkar som interne barrierar.

Utvinningsstrategi: Gungne produserer med trykkavlastning.

Transport: Gass og kondensat frå Sleipner Øst og Gungne blir prosessert på Sleipner A. Prosessert gass frå Sleipner A blir blanda med gass frå Troll og eksportert gjennom Zeepipe til Zeebrugge.

Gungne
Mill. Sm³ o.e.



Gyda

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/1 - utvinningsløype 019 B, tildelt 1977.	
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget	Funnår 1980
Produksjonsstart	21.06.1990	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavarar	DONG E&P Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	35,9 millionar Sm ³ olje	0,3 millionar Sm ³ olje
	6,3 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
	1,9 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,05 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,8 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	11,8 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



Utbygging: Gyda er eit oljefelt som ligg mellom felta Ula og Ekofisk, i den sørlege delen av Nordsjøen, på 66 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore- bustad- og prosessinnretning med stålunderstell.

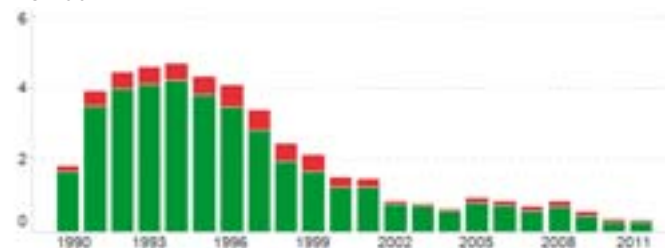
Reservoar: Gyda omfattar tre område med reservoar i sandstein i Ulaformasjonen av seinjura alder. Reservoaret ligg på 4000 meter djup.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med vassinjeksjon som drivmekanisme for hovuddelen av feltet. Trykkstøtte frå gasskappa og trykkstøtte frå naturleg vassdriv blir brukt som drivmekanisme for andre delar av feltet.

Transport: Olja blir transportert til Ekofisk via oljerørleidningen frå Ula og vidare i Norpipe til Teesside. Gassen går i eigen rørleidning til Ekofisk og derifrå gjennom Norpipe til Emden.

Status: Gyda er eit modent felt i halefasen, og ein erfarer aukande vassproduksjon og utfordringar med å halde oppe oljeproduksjonen. Rettighets-haverane arbeider med å forlengje drifta av feltet, inkludert boring av fleire brønner og planar om kunstig løft i nokre brønner. Gassløft har vist seg å gi auka produksjon frå brønnane.

Gyda
Mill. Sm³ o.e.



Heidrun

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6507/8 - utvinningsløype 124, tildelt 1986. Blokk 6707/7 - utvinningsløype 095, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	Funnår 1985
Produksjonsstart	18.10.1995	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	24,31 %
	Eni Norge AS	5,12 %
	Petoro AS	58,16 %
	Statoil Petroleum AS	12,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	177,1 millionar Sm ³ olje	38,3 millionar Sm ³ olje
	44,0 milliardar Sm ³ gass	29,4 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	1,5 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 52 000 fat per dag, Gass: 0,71 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	22,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	50,9 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging: Heidrun ligg på Haltenbanken i Norskehavet. Havdjupet er om lag 350 meter. Feltet er bygt ut med ei flytande strekkstaginnretning i betong over ei havbotnramme med 56 brønnsissar. Den nordlege delen av feltet blir produsert via havbotninnretningar. PUD for Heidrun nordflanke blei godkjend i mai 2000.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Garn-, Ile-, Tilje- og Åreformasjonane av tidlegjura og mellomjura alder. Reservoaret er sterkt forkasta. Garn- og Ileformasjonane har god reservoarkvalitet, medan Tilje- og Åreformasjonane er meir komplekse. Reservoardjupet er 2300 meter.

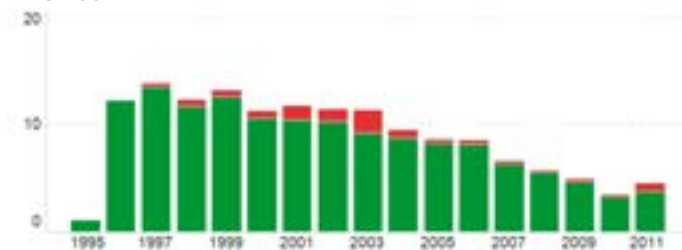


Utvinningsstrategi: Utvinningsstrategien for feltet er trykkvedlikehald ved hjelp av vass- og gassinjeksjon i Garn- og Ileformasjonane. I den meir komplekse delen av reservoaret i Tilje- og Åreformasjonane, er hovudstrategien vassinjeksjon. Nokre segment blir også produserte med trykkavlastning. Optimalisering av dreneringsstrategien er under vurdering og blei rapportert til OD i 2011. Ein vurderer fleire metodar for å auke utvinninga og forlengje levetida for feltet, inkludert fleire brønner, mogleg implementering av ny boreteknologi og EOR-metodar.

Transport: Olja frå Heidrun blir overført til tankskip på feltet og skipa til Mongstad og Tetney (Storbritannia). Gassen går i ein eigen rørleidning til Tjeldbergodden og i Åsgard transport til gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

Status: Nye brønsmål for å auke oljeutvinninga blir kontinuerleg vurderte. Ulike pilotprosjekt er under vurdering for å betre utvinninga frå reservoaret. Nokre er implementerte.

Heidrun
Mill. Sm³ o.e.



Heimdal

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/4 - utvinningsløype 036 BS, tildelt 2003.	
Godkjent utbygt	10.06.1981 i Stortinget	Funnår 1972
Produksjonsstart	13.12.1985	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS	23,80 %
	Petoro AS	20,00 %
	Statoil Petroleum AS	39,44 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	8,2 millionar Sm ³ olje	1,6 millionar Sm ³ olje
	47,0 milliardar Sm ³ gass	1,7 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 400 fat per dag, Gass: 0,14 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,2 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	10,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging: Heimdal er eit gassfelt som ligg på 120 meter havdjup i den midtre delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei integrert bore-, produksjons- og bustadinnretning med stålunderstell (HMP1). Heimdal Jura-utbygginga blei godkjend i oktober 1992. PUD for Heimdal gassenter (HGS) blei godkjend i januar 1999, og omfatta ei stigerørinnretning (HRP) som er knytt til HMP1 med bru. Heimdal er primært eit prosessenter for andre tilknytte felt. Felta Huldra, Skirne og Vale leverer gass til Heimdal, og i tillegg blir gass frå Oseberg transportert over Heimdal.



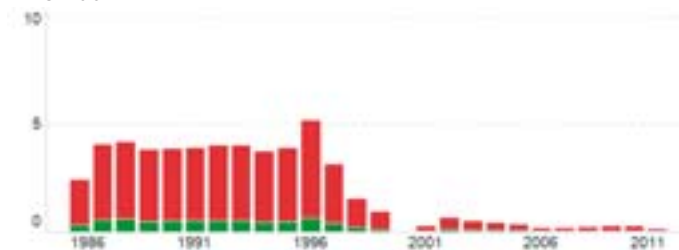
Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Heimdalformasjonen av paleocen alder, avsett i eit submarint viftesystem. Reservoardjupet er 2100 meter.

Utvinningsstrategi: Produksjonen har gått føre seg med naturleg trykkavlastning. Heimdal vil halde fram å produsere mindre mengder fram til 2014.

Transport: Opphavleg gjekk gasstransporten frå Heimdal i Statpipe til gassbehandlingsanlegget på Kårstø og vidare til kontinentet, men gassen kan no òg transporterast gjennom Vesterled til St Fergus i Storbritannia. Ved etableringa av Heimdal som gassenter blei ein gassrørleidning kopla til eksisterande gassrørleidning frå Frigg til St Fergus. I tillegg er det lagt ein gassrørleidning frå Heimdal til Grane for gassinjeksjon der. Kondensatet blir transportert i ein rørleidning til Brae i britisk sektor.

Status: Rettskavarane arbeider med å identifisere nye gassressursar som kan knytast til Heimdal for å forlengje levetida til gassenteret. Valemon er ein ny kandidat, med gass som kan transporterast/prosesserast via Heimdal og med planlagt oppstart i 2014.

Heimdal
Mill. Sm³ o.e.



Hod

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/11 - utvinningsløype 033, tildelt 1969.	
Godkjent utbygt	26.06.1988 i Stortinget	Funnår 1974
Produksjonsstart	30.09.1990	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavalar	BP Norge AS	37,50 %
	Hess Norge AS	62,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	10,4 millionar Sm ³ olje	1,0 millionar Sm ³ olje
	1,8 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
	0,4 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	2,1 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging: Hod er eit oljefelt som ligg 13 kilometer sør for Valhallfeltet i den sørlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er 72 meter. Feltet er bygt ut med ei produksjonsinnretning som blir fjernstyrt frå Valhall. I tillegg produserer feltet gjennom brønner bora frå Valhall. PUD for Hod sadel blei godkjend i juni 1994.



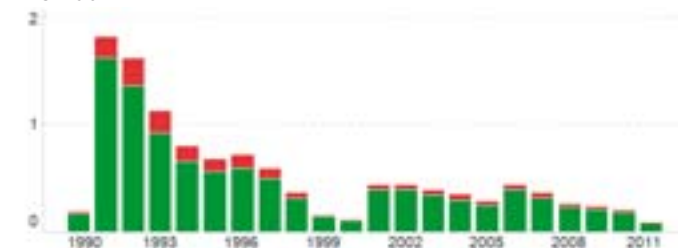
Reservoar: Reservoaret er i kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder, og ligg på 2700 meter djup. Feltet inneheld dei tre førekomstane Hod Vest, Hod Øst og Hod sadel. Hod sadel heng saman med Valhall og produserer via brønner bora frå Valhall.

Utvinningsstrategi: Feltet har blitt produsert med trykkavlasting. I to av brønnane blir det nytta gassløft for å auke produksjonen. Ein pilot for vassinjeksjon blei starta på Hod i 2011, og fullfelt vassinjeksjon blir også vurdert i samband med vidare utbygging av feltet.

Transport: Olje og gass går i ein felles rørleidning til Valhall for vidare prosessering. Eksporten går derifrå i transportsystema til Teesside og Emden.

Status: Produksjonen frå Hod Øst og Hod Vest er stabil på eit lågt nivå. Feltet er i ein sein fase med den utvinningsstrategien som blir nytta i dag. Det er planer om ny utbygging som kan forlengje levetida til feltet. Operatøren har søkt om forlenging av utvinningsløyvet frå 2015.

Hod
Mill. Sm³ o.e.



Huldra

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/2 - utvinningsløype 051, tildelt 1979. Blokk 30/3 - utvinningsløype 052 B, tildelt 2001.	
Godkjent utbygt	02.02.1999 i Stortinget	Funnår 1982
Produksjonsstart	21.11.2001	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	23,34 %
	Petoro AS	31,96 %
	Statoil Petroleum AS	19,88 %
	Talisman Energy Norge AS	0,50 %
	Total E&P Norge AS	24,33 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	5,2 millionar Sm ³ olje	0,2 millionar Sm ³ olje
	17,5 milliardar Sm ³ gass	1,2 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,39 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	7,4 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbygging: Huldra er eit gasskondensatfelt som ligg nord for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 125 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnehovudinnretning i stål med eit enkelt prosessanlegg. Innretninga er normalt ubemannet og blir fjernstyrt frå Veslefrikk B, 16 kilometer unna.



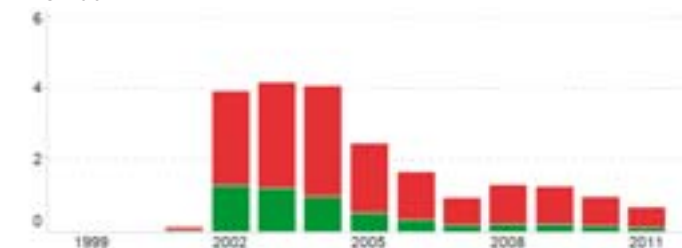
Reservoar: Reservoaret ligg i ei rotert forkastingsblokk og er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på 3500-3900 meter djup og har høgt trykk og høg temperatur. Det er mange små forkastingar i reservoaret og kommunikasjonen er usikker, men produksjonshistoria indikerer to hovudsegment utan trykkkommunikasjon.

Utvinningsstrategi: Huldra blir produsert med trykkavlasting. I 2007 starta lågtrykksproduksjon etter at ein gasskompressor blei installert på feltet. Kompressoren har forlengje levetida til feltet med fleire år.

Transport: Etter førstestegsseparator blir våtgassen transportert til Heimdal for vidare prosessering. Kondensatet går til Veslefrikk for prosessering.

Status: Huldra er i halefasen og det er venta at produksjonen stansar om nokre år. Rettskavalarane har vedteke å redusere trykket ytterlegare, og dette kan forlengje levetida til feltet.

Huldra
Mill. Sm³ o.e.



Jotun

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/7 - utvinningsløype 103 B, tildelt 1998. Blokk 25/8 - utvinningsløype 027 B, tildelt 1999.	
Godkjent utbygt	10.06.1997 i Stortinget	Funnår 1994
Produksjonsstart	25.10.1999	
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
Rettskavarar	Dana Petroleum Norway AS	45,00 %
	Det norske oljeselskap ASA	7,00 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	45,00 %
	Faroe Petroleum Norge AS	3,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	23,6 millionar Sm ³ olje 0,9 milliardar Sm ³ gass	1,0 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2012	Olje: 3 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	9,5 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	



Utbygging: Jotun er eit oljefelt som ligg om lag 25 kilometer nord for Balder, i den midtre delen av Nordsjøen. Havdjupe er 126 meter. Feltet er bygt ut med eit bustad-, produksjons- og lagerskip, *Jotun A* (FPSO), og ei brønnhovudinnretning, Jotun B. Jotun er integrert med Balder, og prosesserer i tillegg gass frå Balder og olje frå reservoaret i jura i Ringhorne-førekosten

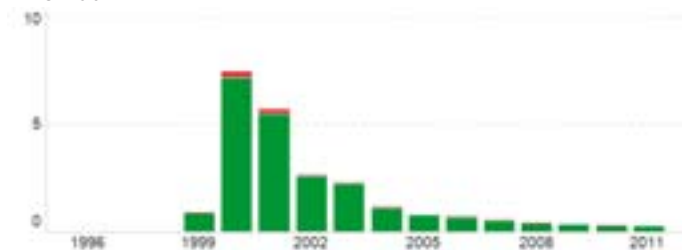
Reservoar: Jotun omfattar tre førekostar, og den austlegaste har òg ei lita gasskappe. Reservoara er i sandstein i Heimdalformasjonen av paleocen alder. Reservoara høyrer til eit submarint viftesystem som ligg på 2000 meter djup. I vest er reservoarqualiteten god, medan skiferinnhaldet aukar mot aust.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Produisert vatn blir no injisert i Utsiraformasjonen og er ikkje lenger brukt til trykkstøtte. Gassløft blir nytta i alle brønnane.

Transport: *Jotun* FPSO er ein integrert del av felta Balder og Ringhorne. Ringhorne leverer gass og olje til *Jotun* FPSO. Overskottsgass frå Balder blir transportert til Jotun for gassseksport. Jotun prosesserer og eksporterer røggass via Statpipe til gassbehandlingsanlegget på Kårstø. Olje blir send via produksjonsskipet ved Jotun til tankskip.

Status: Feltet er i halefasen. Det blir produsert stadig meir vatn, no kring 96 prosent av brønnstraumen. Eit lite oljefelt i nærleiken – Jette – blir tilknytt i løpet av 2012 og startar oljeproduksjon via Jotun tidleg i 2013. Jotun produserar venteleg til 2021.

Jotun
Mill. Sm³ o.e.



Kristin

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6406/2 - utvinningsløype 199, tildelt 1993. Blokk 6506/11 - utvinningsløype 134 B, tildelt 2000.	
Godkjent utbygt	17.12.2001 i Stortinget	Funnår 1997
Produksjonsstart	03.11.2005	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	8,25 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,88 %
	Petoro AS	19,58 %
	Statoil Petroleum AS	55,30 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	22,2 millionar Sm ³ olje 28,6 milliardar Sm ³ gass 6,4 millionar tonn NGL 2,1 millionar Sm ³ kondensat	6,4 millionar Sm ³ olje 11,2 milliardar Sm ³ gass 2,8 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 17 000 fat per dag, Gass: 1,45 milliardar Sm ³ , NGL: 0,32 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	2,4 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	24,2 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging: Kristin er eit gasskondensatfelt i Norskehavet som er bygt ut med eit havbotnanlegg med fire rammer og ei halvt nedsenkbar innretning for prosessering. Havdjupe ved innretninga er 370 meter. Det er lagt til rette for å fase inn og prosessere andre førekostar i området på Kristin. Tyrihans er knytt opp til Kristin og starta produksjonen i 2009.

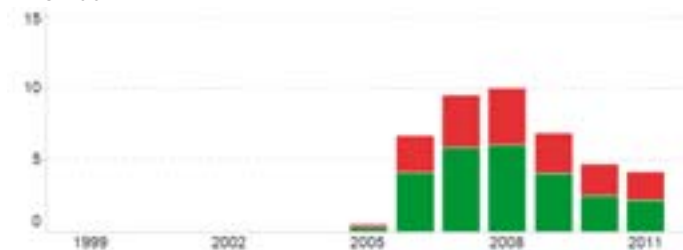
Reservoar: Reservoara er i sandstein av jura alder i Garn-, Ile- og Tofteformasjonane. Reservoara ligg på 4600 meter djup og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur. Reservoarqualiteten er relativt god, men låg permeabilitet i Garnformasjonen og strøymingsbarrierar i Ile- og Tofteformasjonane gjer at reservoartrykket fell raskt under produksjonen.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning som drivmekanisme.

Transport: Brønnstraumen blir prosessert på Kristin, og gass blir transportert i ein røleidning til Åsgard transport og vidare til gassbehandlingsanlegget på Kårstø. Lettolje blir overført til Åsgard C for lagring og utskipping. Kondensatet frå Kristin blir seld som olje (Halten Blend).

Status: Reservoartrykket i Kristin fell raskare enn venta, og dette gjer mellom anna at produksjon av vatn og sand blir ei utfordring. Ein arbeider difor med å finne teknologiske løysingar på produksjons- og boreutfordringar knytt til trykkfall og vassgjennombrott til brønner. Lågtrykksproduksjon frå reservoaret blir implementert med oppstart i 2014. Dette bidrar til auka utvinning av petroleum. Det blir arbeid med utvikling og tilknytning av tilleggssressurar i nærliggande segment. Kristin blir også vurdert som eit prosesseringssenter for andre funn i området.

Kristin
Mill. Sm³ o.e.



Kvitebjørn

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/11 - utvinningsløype 193, tildelt 1993.	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	Funnår 1994
Produksjonsstart	26.09.2004	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	58,55 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	26,4 milliardar Sm ³ olje	11,4 milliardar Sm ³ olje
	91,8 milliardar Sm ³ gass	59,5 milliardar Sm ³ gass
	5,1 milliardar tonn NGL	2,2 milliardar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 39 000 fat per dag, Gass: 6,27 milliardar Sm ³ , NGL: 0,33 milliardar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	7,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	13,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	



Utbygging: Kvitebjørn er eit gasskondensatfelt aust i Tampen-området i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupe er 190 meter. Feltet er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Borekaks og produsert vatn blir injisert i ein eigen deponibrønn. Endra PUD for Kvitebjørn blei godkjend i desember 2006.

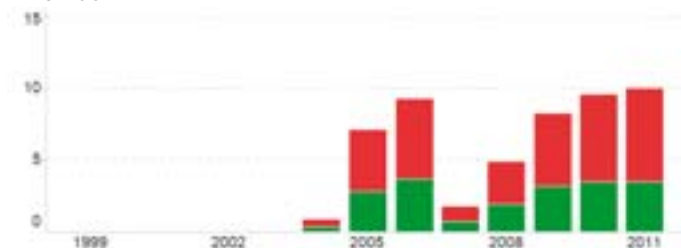
Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på 4000 meter djup og har høgt trykk og høg temperatur. Reservoarkvaliteten er relativt god.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning som drivmekanisme.

Transport: Rikgassen blir transportert i ein eigen rørleidning til Kollsnes, medan kondensatet blir transportert i ein rørleidning som er kopla til Troll oljerør II og går derifrå til Mongstad.

Status: Det er planlagt å halde fram med boring «infill»-brønner, modne nye bore mål i flankane av feltet, og installere ein gasskompressor på plattform, med oppstart seint i 2013.

Kvitebjørn
Mill. Sm³ o.e.



Mikkel

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6407/5 - utvinningsløype 121, tildelt 1986. Blokk 6407/6 - utvinningsløype 092, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	14.09.2001 av Kongen i statsråd	Funnår 1987
Produksjonsstart	01.08.2003	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	14,90 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	33,48 %
	Statoil Petroleum AS	43,97 %
	Total E&P Norge AS	7,65 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	4,6 milliardar Sm ³ olje	1,7 milliardar Sm ³ olje
	24,1 milliardar Sm ³ gass	10,1 milliardar Sm ³ gass
	6,6 milliardar tonn NGL	2,8 milliardar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 6 000 fat per dag, Gass: 1,56 milliardar Sm ³ , NGL: 0,42 milliardar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	3,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	1,9 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging: Mikkel er eit gasskondensatfelt som ligg aust i Norskehavet, om lag 30 kilometer nord for Draugen. Havdjupe er 220 meter. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg med to brønnrammer knytt til Åsgard B.

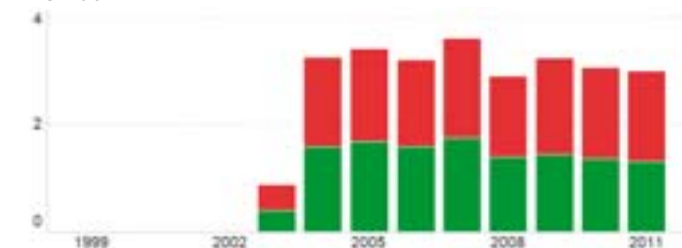
Reservoar: Mikkel har ein 300 meter tjukk gasskondensatkolonne og ei tynn underliggjande oljesone. Reservoara er i sandstein i Garn-, Ile- og Tofteformasjonane av jura alder og ligg på 2500 meter djup. Reservoara er i seks strukturar som er skilde av forkastingar, alle med god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning som drivmekanisme.

Transport: Frå Mikkel går brønnstraumen saman med produksjonen frå Midgard-førekosten til Åsgard B-innretninga for prosessering. Her blir kondensatet skilt frå gassen og stabilisert før det blir skipa frå feltet saman med kondensatet frå Åsgard. Kondensatet blir selt som olje (Halten Blend). Rikgassen går i rørleidning Åsgard transport til Kårstø, der NGL blir skild ut. Torrassen blir transportert vidare til kontinentet gjennom rørleidning Europeipe II.

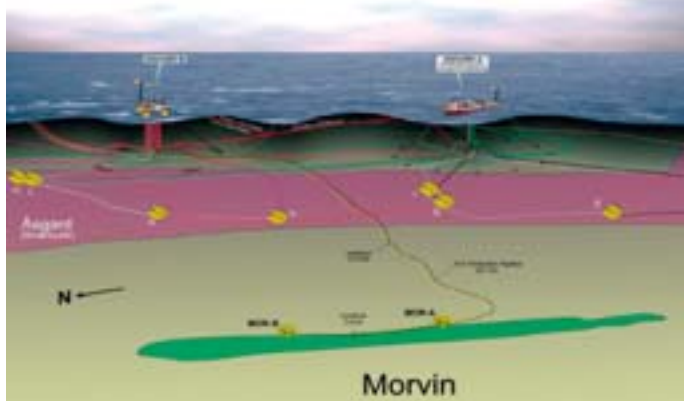
Status: Etablering av eit gasskompressorinnretning på Midgard er godkjend i juli 2011. Det er venta at prosjektet blir behandla av Stortinget i 2012. Gasskompressorprosjektet er planlagt med oppstart i 2015, for å oppretthalde trykket i rørleidningane frå Mikkel og Midgard til Åsgard B. Stabil forsyning av låg-CO₂-gass frå Mikkel og Midgard er òg viktig for utblending av høg-CO₂-gass frå Kristin i Åsgard transportrørleidning til Kårstø. Det blir arbeidd med å realisere påviste gassressursar i området via Mikkel og Midgard til Åsgard B.

Mikkel
Mill. Sm³ o.e.



Morvin

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 B, tildelt 2000 Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 C, tildelt 2006.	
Godkjent utbygt	25.04.2008 av Kongen i statsråd	Funnår 2001
Produksjonsstart	01.08.2010	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	64,00 %
	Total E&P Norge AS	6,00 %
	Opphavleg	
Utvinnbare reservar	Igjen per 31.12.2011	
	9,2 millionar Sm ³ olje	7,2 millionar Sm ³ olje
	3,1 milliardar Sm ³ gass	3,1 milliardar Sm ³ gass
	0,7 millionar tonn NGL	0,7 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 30 000 fat per dag, Gass: 0,22 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,6 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	7,4 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Morvin ligg om lag 20 kilometer nord for Kristinfeltet og 15 kilometer vest for Åsgardfeltet. Havdjupet er om lag 350 meter. Feltet er bygt ut med to havbotnrammer knytte til Åsgard B.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje og gass i ein rotet og skråstilt forkastingsblokk på 4500-4700 meter djup, og er i sandstein i Garn- og Ilefomasjonane av mellomjura alder. Reservoaret i Garnfomasjonen har relativt homogene avsetningar, medan reservoaret i Ilefomasjonen er meir heterogent.

Utvinningsstrategi: Morvin vil bli produsert med trykkavlasting.

Transport: Brønnstraumen frå Morvin går i ein 20 kilometer lang rørleidning til Åsgard B for prosessering og vidare transport.

Status: Feltet starta produksjon i august 2010.

Morvin
Mill. Sm³ o.e.



Murchison

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037 C, tildelt 2000. Den norske delen av feltet er 22,2 %, den britiske delen er 77,8 %	
Godkjent utbygt	15.12.1976	Funnår 1975
Produksjonsstart	28.09.1980	
Operatør	CNR International (UK) Limited	
Rettskavarar	Wintershall Norge ASA	22,20 %
	CNR International (UK) Limited	77,80 %
	Opphavleg	
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Igjen per 31.12.2011	
	13,9 millionar Sm ³ olje	0,1 millionar Sm ³ olje
	0,3 milliardar Sm ³ gass	
Venta produksjon i 2012	Olje: 1 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	2,6 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Peterhead, Skottland	

Utbygging: Murchison ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampen-området i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og produksjonsinnretning med stålunderstell som står i britisk sektor. Dei britiske og norske rettskavarane gjorde i 1979 ein avtale om felles utnytting av ressursane i Murchisonfeltet. Avtalen involverer britiske og norske styresmakter.

Reservoar: Reservoara i Murchison er i sandstein av jura alder.

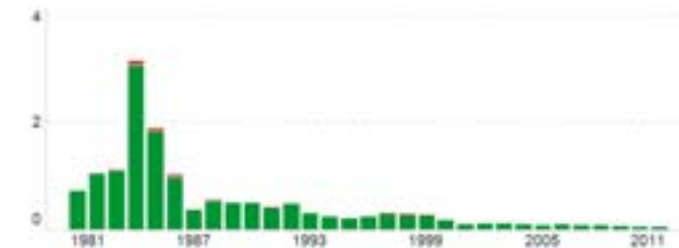
Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon som trykkstøtte.

Transport: Produksjonen blir ført til land gjennom Brent-systemet til Sullom Voe på Shetland.

Status: Murchison er i halefasen, og produksjonen kan bli avslutta i løpet av dei næraste åra.



Murchison
Mill. Sm³ o.e.



Njord

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6407/10 - utvinningsløype 132, tildelt 1987. Blokk 6407/7 - utvinningsløype 107, tildelt 1985.	
Godkjent utbygt	12.06.1995 i Stortinget	Funnår 1986
Produksjonsstart	30.09.1997	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	E.ON Ruhrgas Norge AS	30,00 %
	Faroe Petroleum Norge AS	7,50 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	40,00 %
	Statoil Petroleum AS	20,00 %
	VNG Norge AS	2,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	28,0 millionar Sm ³ olje	2,8 millionar Sm ³ olje
	16,2 milliardar Sm ³ gass	9,1 milliardar Sm ³ gass
	3,4 millionar tonn NGL	1,7 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 15 000 fat per dag, Gass: 1,55 milliardar Sm ³ , NGL: 0,31 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	6,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	13,6 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging: Njord er eit oljefelt som ligg i Norskehavet om lag 30 kilometer vest for Draugen, på om lag 330 meter havdjup. Njord er bygt ut med ei halvt nedsenkbar bore-, bustad- og produksjonsinnretning i stål og eit lagerskip, *Njord B*. Innretninga er plassert over havbotnkompletterte brønner som er knytte til innretninga med fleksible stigerør. PUD for Njord gasseskport blei godkjend i januar 2005.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Tilje- og Ileformasjonane av jura alder. Feltet har eit komplisert forkastingsmønster med berre delvis kommunikasjon mellom segmenta. Reservoaret ligg på 2850 meter djup.

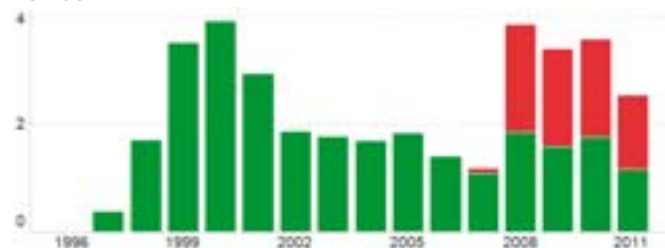
Utvinningsstrategi: Opphavleg blei Njord produsert med gassinjeksjon som trykkstøtte i delar av feltet og trykkavlastning i resten av reservoaret. Frå 2007 starta Njord med gasseskport frå feltet, slik at berre mindre mengder gass har blitt injisert. Det kompliserte reservoaret med mange forkastingar fører til at feltet får ein relativt låg utvinningsrate.

Transport: Olja blir lasta over frå lagerskipet til tankskip og transportert til marknaden. Gassen blir transportert gjennom Åsgard transport til gassbehandlinganlegget på Kårstø.

Status: I den komande perioden er ei rekkje nøkkeltiltak planlagde for Njordfeltet. Tiltak under overflata omfattar boring og fullføring av den første produksjonsbrønnen på nordvestflanken, og «infill»-boring på hovudfeltet. Nøkkeltiltak på overflata omfattar tilknytning av stigerør frå Hymefeltet og reparasjonar etter stigerørshendinga i 2011, installasjon av oppgradering for lågtrykksproduksjon, og modifikasjonar og oppgraderingar av overflateinnretningar for å handtere produksjonen frå nordvestflanken.

Njord

Mill. Sm³ o.e.



Norne

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6508/1 - utvinningsløype 128 B, tildelt 1998. Blokk 6608/10 - utvinningsløype 128, tildelt 1986.	
Godkjent utbygt	09.03.1995 i Stortinget	Funnår 1992
Produksjonsstart	06.11.1997	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	6,90 %
	Petoro AS	54,00 %
	Statoil Petroleum AS	39,10 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	90,8 millionar Sm ³ olje	4,6 millionar Sm ³ olje
	11,8 milliardar Sm ³ gass	5,4 milliardar Sm ³ gass
	1,8 millionar tonn NGL	1,0 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 18 000 fat per dag, Gass: 0,16 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	3,3 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	22,8 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sandnessjøen	

Utbygging: Norne er eit oljefelt som ligg i Norskehavet om lag 80 kilometer nord for Heidrun, på 380 meter havdjup. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip, *Norne FPSO* som er knytt til sju brønner på havbotnen. Brønnstraumen blir ført opp til produksjonskipet gjennom fleksible stigerør. I april 2008 blei endra PUD for Norne og Urd godkjend. Planen omfattar funnet 6608/10-11 S (Trost) og fleire prospekt i nærområdet rundt Norne og Urd.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein av jura alder. Olje finst hovudsakleg i Ile- og Tofteformasjonane, og gass i Notformasjonen. Reservoaret ligg 2500 meter under havflata, og er av god kvalitet.

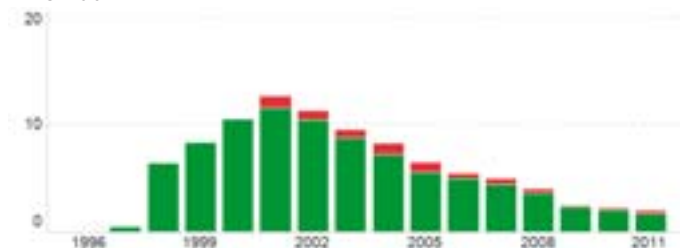
Utvinningsstrategi: Olja blir produsert ved hjelp av vassinjeksjon. Gassinjeksjonen blei avslutta i 2005 og all gass blir no eksportert.

Transport: Olja blir lasta på tankskip og transportert til marknaden. Gassekporten tok til i 2001 og skjer via ein eigen rørledning til Åsgard og vidare i Åsgard transport til Kårstø.

Status: Tiltak for å auke utvinninga, mellom anna ved å ta i bruk ny brønnteologi, blir vurdert. Fleire lette brønnintervensjonar og nye produksjonsbrønner er planlagde i 2012 for å halde oppe oljeproduksjonen.

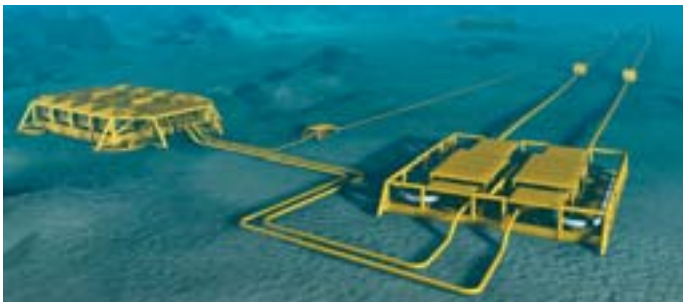
Norne

Mill. Sm³ o.e.



Ormen Lange

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6305/4 - utvinningsløype 209, tildelt 1996. Blokk 6305/5 - utvinningsløype 209, tildelt 1996. Blokk 6305/7 - utvinningsløype 208, tildelt 1996. Blokk 6305/8 - utvinningsløype 250, tildelt 1999.	
Godkjent utbygt	02.04.2004 i Stortinget	Funnår 1997
Produksjonsstart	13.09.2007	
Operatør	A/S Norske Shell	
Retthavarar	A/S Norske Shell	17,04 %
	DONG E&P Norge AS	10,34 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	7,23 %
	Petoro AS	36,48 %
	Statoil Petroleum AS	28,92 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	297,0 milliardar Sm ³ gass	220,5 milliardar Sm ³ gass
	16,3 millionar Sm ³ kondensat	10,3 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2012	Gass: 21,23 milliardar Sm ³ , Kondensat: 1,69 millionar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	30,6 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	31,1 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	



Utbygging: Ormen Lange er eit gassfelt som ligg i Møre-bassenget i den sørlege delen av Norskehavet. Havdjupet i området varierer frå 800 til meir enn 1100 meter. Det store havdjupet og botntilhøva har gjort utbygginga svært utfordrande og har ført til utvikling av ny teknologi. Planane for utbygging av Ormen Langefeltet føreset 24 brønningar. I 2007 var det to havbotnrammer i den midtre delen av feltet. I 2009 blei den tredje havbotnramma installert i den sørlege delen av feltet. Den fjerde ramma blei installert i den nordlege delen av feltet i 2011.

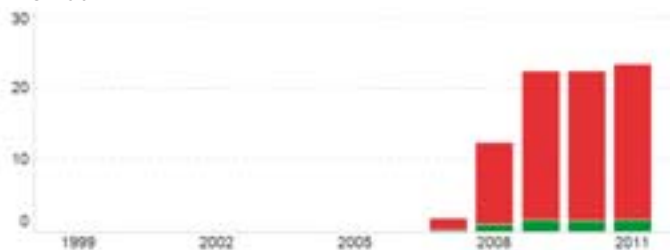
Reservoar: Hovudreservoaret er i sandstein av paleocen alder i Eggaformasjonen, og ligg 2700-2900 meter under havflata.

Utvinningsstrategi: Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon med trykkavlastning og seinare gasskompresjon.

Transport: Brønnstraumen, som inneheld gass og kondensat, blir ført gjennom to fleirfasererørleidningar til landanlegget på Nyhamna. Der blir gassen tørka og komprimert før han blir sendt i gassesporthøret, Langeled, via Sleipner R til Storbritannia.

Status: Feltet produserer no på platå med 15 brønningar. Estimata for reservane blei justert vesentleg ned i 2011. I løpet av 2011 endra utvinningsløyvet hovudløysinga for framtidig gasskompresjon til ein kombinasjon av komprimering på land frå 2016 og ei komprimeringsløysing på feltet frå 2021.

Ormen Lange
Mill. Sm³ o.e.



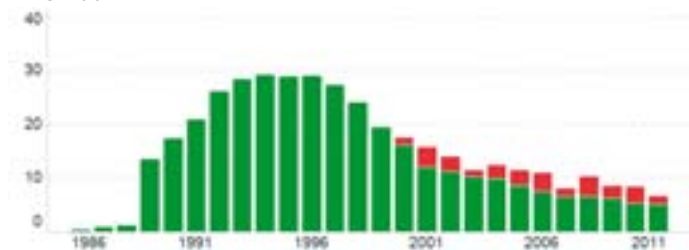
Oseberg

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/6 - utvinningsløype 053, tildelt 1979. Blokk 30/9 - utvinningsløype 079, tildelt 1982.	
Godkjent utbygt	05.06.1984 i Stortinget	Funnår 1979
Produksjonsstart	01.12.1988	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	381,0 millionar Sm ³ olje	22,4 millionar Sm ³ olje
	105,4 milliardar Sm ³ gass	75,1 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 55 000 fat per dag, Gass: 3,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,43 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	19,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	63,8 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	



Utbygging: Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe i den nordlege delen av Nordsjøen og ligg på om lag 100 meter havdjup. Oseberg er bygt ut i fleire fasar. Feltsenteret i sør har to innretningar; prosess- og bustadinnretninga Oseberg A og bore- og vassinjeksjonsinnretninga Oseberg B. I den nordlege delen av feltet ligg Oseberg C-innretninga som er ei integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning (PDQ). Oseberg D er ei innretning for gassprosessering knytt til Oseberg feltsenter. Oseberg Vestflanke er bygt ut med ei havbotnramme som er knytt til Oseberg B. Oseberg Delta er bygt ut med ei havbotnramme knytt til Oseberg D. Produksjonen frå Statfjordformasjonen i Gamma Main-strukturen starta i 2008 med to brønningar frå Oseberg feltsenter. Innretningane på feltsenteret behandlar òg olje og gass frå felta Oseberg Øst, Oseberg Sør og Tune. PUD for den nordlege delen av feltet blei godkjend i januar 1988. PUD for Oseberg D blei godkjend i desember 1996, PUD for Oseberg Vestflanke i desember 2003 og PUD for Oseberg Delta i september 2005.

Oseberg
Mill. Sm³ o.e.



Oseberg Sør

Reservoar: Feltet inneheld fleire reservoar i Brent-gruppa av mellomjura alder og er delt inn i fleire strukturar. Hovudreservoara ligg i Oseberg- og Tarbert-formasjonane, men det blir òg produsert frå Etive- og Nessformasjonane. Reservoara ligg på 2300-2700 meter djup og har generelt gode eigenskapar. I tillegg er det ressursar i Statfjordformasjonen i fleire av satellittstrukturane vest for hovudreservoaret.

Utvinningsstrategi: Osebergfeltet produserer ved trykkvedlikehald med injeksjon av både gass og vatn og med alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Massiv gassinjeksjon høgt oppe på strukturen i hovudfeltet har ført til svært god fortrenging av olja, og det er no danna ei stor gasskappe som vil bli produsert i åra framover. Injeksjonsgass blei tidlegare importert mellom anna frå Troll Øst (TOGI) og Oseberg Vest. Mindre delar av feltet produserer med trykkavlastning.

Transport: Olja blir transportert gjennom rørleidningen i Oseberg transport system (OTS) til Sture-terminalen. Gasseksporten tok til i 2000 gjennom ein rørleidning, Oseberg gasstransport (OGT), til Statpipe-systemet via Heimdal-innretninga.

Status: Utfordringa for hovudreservoaret på Oseberg framover blir å produsere olja som ligg att under gasskappa, og å balansere gassuttaket med omsyn til oljeutvinninga frå feltet. Rettskavarane har vedteke ein utsett opstart av gassnedblåsing. Ein modul for lågtrykksproduksjon blir installert på Oseberg feltsenter, og det blir gjort ein oppgradering av kompressoren. I tillegg blir boreanlegga på Oseberg B og C oppgraderte. Prøveutvinning frå eit overliggjande kritreservoar i Shetland-gruppa går føre seg for å evaluere produksjonseigenskapane. Vidare utbygging av satellittstrukturane er under vurdering.



Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/12 - utvinningsløyve 171 B, tildelt 2000. Blokk 30/9 - utvinningsløyve 079, tildelt 1982 Blokk 30/9 - utvinningsløyve 104, tildelt 1985.	
Godkjent utbygt	10.06.1997 i Stortinget	Funnår 1984
Produksjonsstart	05.02.2000	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	56,9 millionar Sm ³ olje	15,3 millionar Sm ³ olje
	14,5 milliardar Sm ³ gass	7,7 milliardar Sm ³ gass
	1,5 millionar tonn NGL	1,5 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 31 000 fat per dag, Gass: 0,31 milliardar Sm ³ , NGL: 0,14 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	9,8 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	18,7 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging: Oseberg Sør er eit oljefelt rett sør for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er om lag 100 meter. Feltet er bygt ut med ei integrert stålinnretning med bustadkvarter, boremodul og førstestegs-separasjon av olje og gass. I tillegg blir fleire strukturar på feltet produserte frå havbotnrammer som er knytte til Oseberg Sør-innretninga. Ferdigprosesseringa av olje og gass går føre seg på Oseberg feltsenter. Utbygginga av J-strukturen blei godkjend i 2003 og produksjonen starta i november 2006. Utbygging av 30/9 22 Stjerne-strukturen med ei havbotnramme blei godkjend i oktober 2011.



Reservoar: Oseberg Sør omfattar fleire førekomstar med reservoar i sandstein av jura alder. Reservoardjupet er 2200-2800 meter. Hovudreservoara ligg i Tarbert- og Heatherformasjonane. Reservoarkvaliteten er moderat.

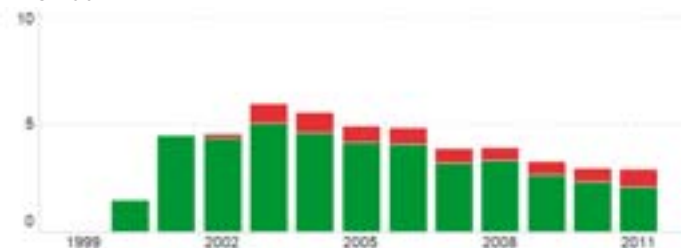
Utvinningsstrategi: Utvinninga går hovudsakleg føre seg ved hjelp av injeksjon av vatn og gass. Det er òg alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet. Vatn til injeksjon blir produsert frå Utsiraformasjonen.

Transport: Olja går i rørleidning frå Oseberg Sør-innretninga til Oseberg feltsenter der den blir prosessert og transportert gjennom Oseberg transport system (OTS) til Sture-terminalen. Gass blir transportert via Oseberg gasstransport (OGT) og inn i Statpipe.

Status: Optimal bruk av tilgjengeleg gass for reinjeksjon og ein strategi for nedblåsing av Oseberg Sør-reservoara blir evaluert. Det er etablert ein strategi for å samordne mindre prospekt og funn til klyngjer som er store nok til at dei kan byggjast ut med ny infrastruktur.

Oseberg Sør

Mill. Sm³ o.e.



Oseberg Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979.	
Godkjent utbygt	11.10.1996 av Kongen i statsråd	Funnår 1981
Produksjonsstart	03.05.1999	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	27,2 millionar Sm ³ olje	8,9 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 12 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	4,4 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	8,1 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	



Utbygging: Oseberg Øst er eit oljefelt rett aust for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei integrert botnfast innretning med bustadkvarter, boreutstyr og førstestegsseparator av olje, vatn og gass. Havdjupe ved innretninga er om lag 160 meter.

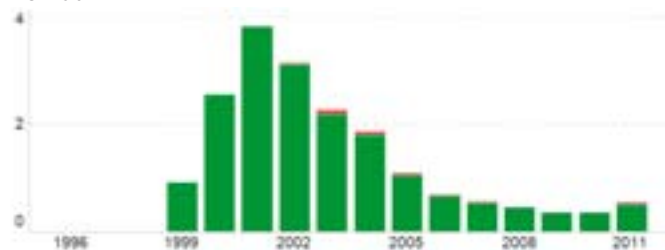
Reservoar: Hovudreservoaret har to førekemstar som er skilde med ei forseglende forkasting. Strukturane inneheld fleire oljeførande lag i sandstein med varierende reservoareigenskapar i Brent-gruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på 2700-3100 meter djup.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med delvis trykkstøtte frå vassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG).

Transport: Olja går i rørleidningar til Oseberg feltcenter, der han blir prosessert og transportert gjennom Oseberg transport system (OTS) til Sture-terminalen. Gassen blir i hovudsak nytta til injeksjon, gassløft og brensel.

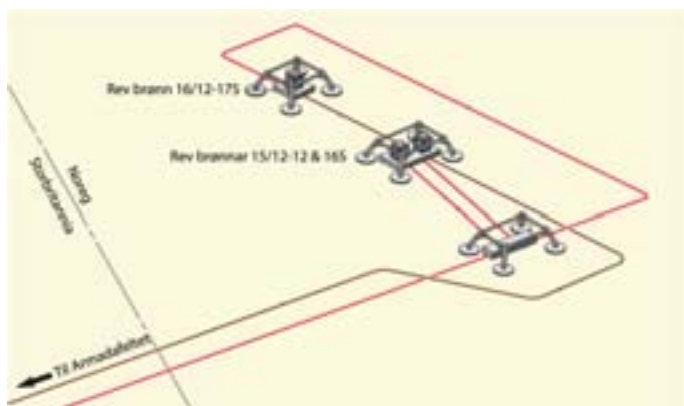
Status: Ei hovudutfordring er å balansere produksjon med avgrensa tilgang på gass for injeksjon. I tillegg blir det arbeidd med å betre boring av brønner.

Oseberg Øst
Mill. Sm³ o.e.



Rev

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 038 C, tildelt 2006.	
Godkjent utbygt	15.06.2007 av Kongen i statsråd	Funnår 2001
Produksjonsstart	24.01.2009	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavarar	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	1,2 millionar Sm ³ olje	0,5 millionar Sm ³ olje
	4,4 milliardar Sm ³ gass	2,2 milliardar Sm ³ gass
	0,3 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,72 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,5 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	3,8 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Rev er eit gasskondensatfelt som ligg nær grenselinja mellom norsk og britisk sektor, fire kilometer sør for Vargfeltet. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg med tre gassproduksjonsbrønner knytt til Armadafeltet på britisk kontinentalsokkel. Havdjupe i området er 90-110 meter.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein av seinjura alder rundt ein saltstruktur på 3000 meter djup. Reservoaret har god kvalitet. Trykkmålingar har vist at reservoaret er i kommunikasjon med Vargfeltet.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlasting/gassekspanjon.

Transport: Brønnstraumen går gjennom ein rørleidning til Armadafeltet for prosessering, og derifrå vidare til Storbritannia. Kondensatet er selt som stabilisert råolje.

Rev
Mill. Sm³ o.e.



Ringhorne Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027, tildelt 1969 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 169, tildelt 1991.	
Godkjent utbygt	10.11.2005 av Kongen i statsråd	Funnår 2003
Produksjonsstart	19.03.2006	
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	77,38 %
	Faroe Petroleum Norge AS	7,80 %
	Statoil Petroleum AS	14,82 %
	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
Utvinnbare reservar	16,6 millionar Sm ³ olje	8,4 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
	Venta produksjon i 2012	Olje: 19 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm ³
Venta investeringar f.o.m. 2011	1,3 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	0,7 milliarder nominelle kroner	

Utbygging: Ringhorne Øst er eit oljefelt like nordaust av Balder, i den midtre delen av Nordsjøen. Havdjupet er på om lag 130 meter. Feltet blir produsert gjennom tre produksjonsbrønner frå Ringhorne-innretninga på Balderfeltet.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje med assosiert gass i sandstein i Statfjordformasjonen av jura alder. Reservoaret ligg på 1940 meter djup, og kvaliteten på reservoaret er svært god. Ei 4D seismisk undersøking blei utført i 2009 og tolka i 2010 for planlegging av nye produksjonsbrønner.

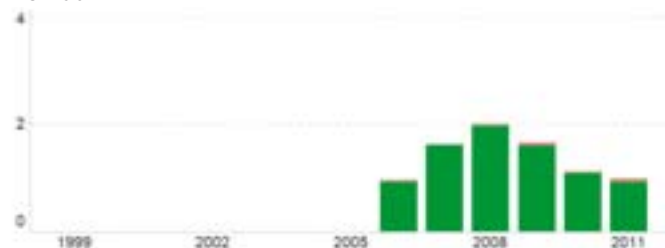
Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med naturleg vassdriv frå eit regionalt vassbasseng på nord- og austsida av strukturen. Alle brønner har gassløft for å optimalisere produksjonen, og dette vil bli utvida som følgje av aukande produksjon av vatn.

Transport: Produksjonen frå Ringhorne Øst går via Ringhorne brønnhovedplattform og vidare til Balder- og Jotun-innretningane for prosessering, lagring og eksport.

Status: Feltet er gått av platå og vil venteleg bli produsert fram til 2023. Ein produksjonsbrønn blei bora og tilkoppa i 2011. Ein annan brønn hadde borestart seint i 2011 og skal etter planen starte produksjon tidleg i 2012. To eller tre nye brønner er planlagde bora i 2012-2016.

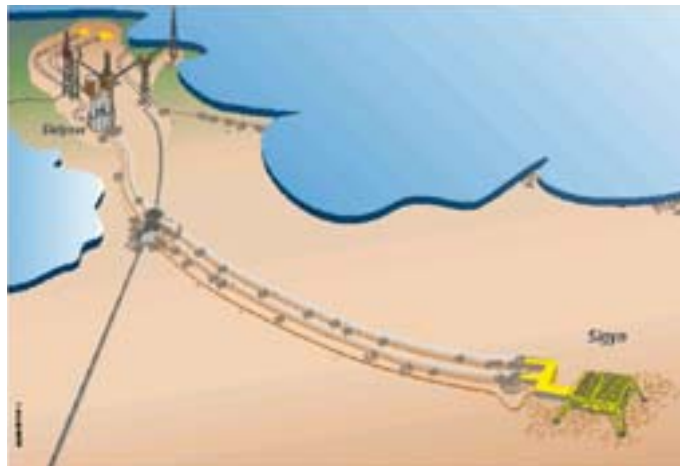


Ringhorne Øst
Mill. Sm³ o.e.



Sigyn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 16/7 - utvinningsløyve 072, tildelt 1981.	
Godkjent utbygt	31.08.2001 av Kongen i statsråd	Funnår 1982
Produksjonsstart	22.12.2002	
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	40,00 %
	Statoil Petroleum AS	60,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	7,0 milliardar Sm ³ gass	1,2 milliardar Sm ³ gass
	2,9 millionar tonn NGL	0,7 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Gass: 0,28 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn	
Totalt investert per 31.12.2010	2,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	



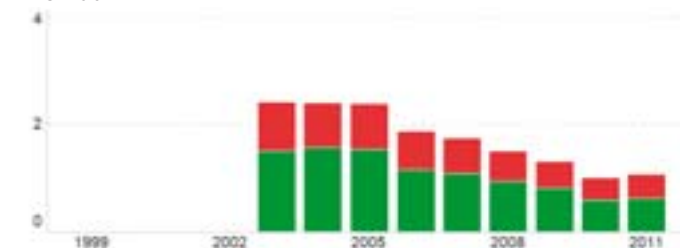
Utbygging: Sigyn ligg i Sleipner-området i den midtre delen av Nordsjøen, på om lag 70 meter havdjup. Til feltet høyrer førekomstane Sigyn Vest, som inneheld gass og kondensat, og Sigyn Øst, som inneheld lettolje. Feltet er bygt ut med ei havbotramme som ein satellitt til Sleipner Østfeltet.

Reservoar: Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen av trias alder på 2700 meter djup. Kvaliteten på reservoaret er god.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med trykkavlasting.

Transport: Brønnstraumen er styrt frå Sleipner Øst og går gjennom to 12 kilometer lange rørleidningar til Sleipner A-innretninga. Gassen blir eksportert via Sleipner A. Kondensatet går via kondensatrørleidningen frå Sleipner A til gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

Sigyn
Mill. Sm³ o.e.



Skirne

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/5 - utvinningsløype 102, tildelt 1985.	
Godkjent utbygt	05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd	Funnår 1990
Produksjonsstart	03.03.2004	
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS	20,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	2,2 milliardar Sm ³ olje	0,5 milliardar Sm ³ olje
	10,1 milliardar Sm ³ gass	1,8 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,48 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	2,7 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Skirne, som inkluderer Byggve-førekosten, inneheld gass og kondensat og ligg aust for Heimdal, i den midtre delen av Nordsjøen. Havdjupet er 120 meter. Feltet er bygt ut med to brønnrammer på havbotnen og er knytt til Heimdal med ein rørleidning.

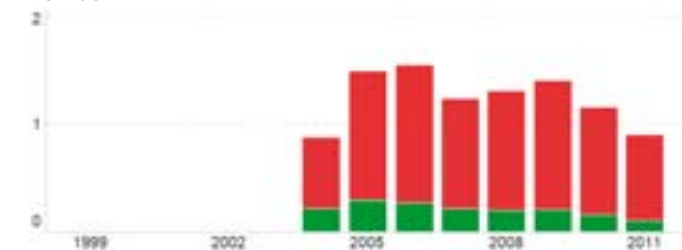
Reservoar: Reservoara er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder. Skirne-førekosten ligg på 2370 meter djup, medan Byggve-førekosten ligg på 2900 meter djup. Reservoarkvaliteten er god.

Utvinningsstrategi: Produksjonen går føre seg med trykkavlasting.

Transport: Brønnstraumen går i rørleidning til Heimdal for prosessering og vidare transport av gassen i Vesterled og Statpipe, medan kondensatet går til Brae i britisk sektor.

Status: Levetida til Skirne er avhengig av levetida til Heimdal-innretninga.

Skirne
Mill. Sm³ o.e.



Sleipner Vest

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/6 - utvinningsløype 029, tildelt 1969. Blokk 15/9 - utvinningsløype 046, tildelt 1976.	
Godkjent utbygt	14.12.1992 i Stortinget	Funnår 1974
Produksjonsstart	29.08.1996	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	32,24 %
	Statoil Petroleum AS	58,35 %
	Total E&P Norge AS	9,41 %
	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
Utvinnbare reservar*	128,7 milliardar Sm ³ gass	21,7 milliardar Sm ³ gass
	9,2 millionar tonn NGL	1,8 millionar tonn NGL
	31,4 millionar Sm ³ kondensat	4,5 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2012	Gass: 5,75 milliardar Sm ³ , NGL: 0,42 millionar tonn, Kondensat: 1,19 millionar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	2,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	22,7 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

* Gassproduksjonen for Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla. Attverande reservar viser Sleipner Vest og Sleipner Øst samla.

Utbygging: Sleipner Vest er eit gassfelt i den midtre delen av Nordsjøen, på 110 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnhovudinretning, Sleipner B, som er fjernstyrt frå Sleipner A-innretninga på Sleipner Østfeltet, og ei prosessinnretning, Sleipner T, som er knytt saman med Sleipner A med ei gangbru. Alfa Nord-segmentet blei bygt ut i 2004 med ei havbotnramme som er knytt til Sleipner T gjennom ein 18 kilometer lang rørleidning.



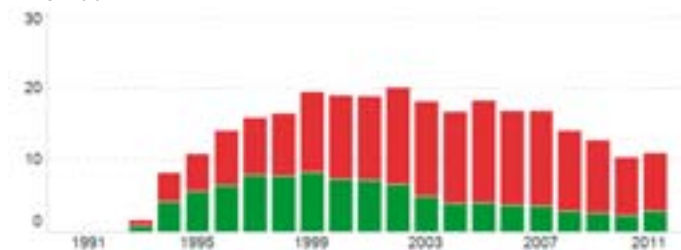
Reservoar: Sleipner Vest produserer frå Sleipner- og Huginformasjonen av mellomjura alder, på 3450 meter djup. Storparten av reservane finst i Huginformasjonen. Forkastingane på feltet er normalt ikkje forseglende, og kommunikasjon mellom sandavsetningane er god.

Utvinningsstrategi: Sleipner Vest produserer med trykkavlasting.

Transport: Prosessert gass frå Sleipner Vest går til Sleipner A for vidare eksport, medan CO₂ blir separert ut frå gassen og injisert i Utsiraformasjonen via ein eigen injeksjonsbrønn frå Sleipner A. Ustabilt kondensat frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir blanda på Sleipner A og går til Kårstø for prosessering til stabilt kondensat og NGL-produkt.

Status: To brønner har blitt bora og komplettert i 2011, og ein ny borekampanje er planlagt frå 2015.

Sleipner Vest & Sleipner Øst
Mill. Sm³ o.e.



Sleipner Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046, tildelt 1976.	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	Funnår 1981
Produksjonsstart	24.08.1993	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	Statoil Petroleum AS	59,60 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar*	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	66,3 milliardar Sm ³ gass	21,7 milliardar Sm ³ gass
	13,2 millionar tonn NGL	1,8 millionar tonn NGL
	26,8 millionar Sm ³ kondensat	4,5 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2012	Gass: 0,29 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn, Kondensat: 0,07 millionar	
Venta investeringar f.o.m. 2011	2,7 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	26,6 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

* Gassproduksjonen for Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla. Attverande reservar viser Sleipner Vest og Sleipner Øst samla.

Utbygging: Sleipner Øst er eit gasskondensatfelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen, på 82 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert prosess-, bore- og bustadinnretning med understell av betong, Sleipner A. I tillegg er det installert ei stigerørinnretning, Sleipner R, som knytter Sleipner A til rørleidningane for gasstransport, og eit faklingstårn, Sleipner F. Det er òg installert to havbotninnretningar, ei for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av Løke-førekomsten. Felta Sigyn og Gungne er òg knytte til Sleipner A. PUD for Løke var godkjend i 1991 og produksjonen starta i 1993. Utbygging av Løke Triassic var godkjend i august 1995 med produksjonsstart i 1998.



Reservoar: Reservoara i Sleipner Øst og Løke er hovudsakleg i sandstein i Tyformasjonen av paleocen alder og Huginformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det påvist gass i Heimdalformasjonen som ligg over Tyformasjonen. Reservoara ligg på 2300 meter djup.

Utvinningsstrategi: Reservoaret i Huginformasjonen produserer med trykkavlastning. Reservoaret i Tyformasjonen produserte med resirkulering av tørgass fram til 2005. For å optimalisere produksjonen blir brønnane no produserte mot eit redusert innløpstrykk.

Transport: Brønnstraumen frå Sleipner Øst blir prosessert på Sleipner A saman med produksjonen frå Gungne og Sigyn. Kondensatet frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir sendt til gassbehandlingsanlegget på Kårstø for vidare prosessering. Prosessert gass blir blanda med gass frå Troll og eksportert til Zeebrugge via Draupner.

Status: Auka utvinning gjennom ytterlegare redusert innløpstrykk blei sett i gang i 2010. Ein avtale om tilknytning og prosessering av olje og rik gass frå Gudrun på Sleipner-innretningane ble inngådd i 2010 og produksjonen frå Gudrun vil starte i 2014.



Sleipner Øst inkluderer samla produksjon frå Sleipner Vest og Sleipner Øst samt gassproduksjonen frå Gungne.

Snorre

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/4 - utvinningsløype 057, tildelt 1979. Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	27.05.1988 i Stortinget	Funnår 1979
Produksjonsstart	03.08.1992	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Core Energy AS	1,04 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	11,58 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	8,28 %
	Statoil Petroleum AS	33,32 %
	Total E&P Norge AS	6,18 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	251,0 millionar Sm ³ olje	69,7 millionar Sm ³ olje
	6,7 milliardar Sm ³ gass	0,4 milliardar Sm ³ gass
	4,8 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 99 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	42,4 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	62,5 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging: Snorre er eit oljefelt som ligg i Tampen-området i den nordlege delen av Nordsjøen, på 300-350 meter havdjup. Snorre A i sør er ei flytande stålinnretning (TLP) med bustad-, bore- og prosessanlegg. Snorre A har òg eit eige prosessanlegg for produksjonen frå Vigdisfeltet. Ei havbotnramme med ti brønnsliissar, Snorre UPA, er plassert sentralt på feltet og tilknytt Snorre A. På den nordlege delen av feltet ligg Snorre B som er ei halvt nedsenkbar integrert bore-, prosess- og bustadinnretning. Ein endra PUD for Snorre, som inkluderer ny prosesseringsmodul på Snorre A for prosessering av olje frå Vigdis, blei godkjend i desember 1994. PUD for Snorre B blei godkjend i juni 1998. Produksjonen frå Snorre B tok til i juni 2001.



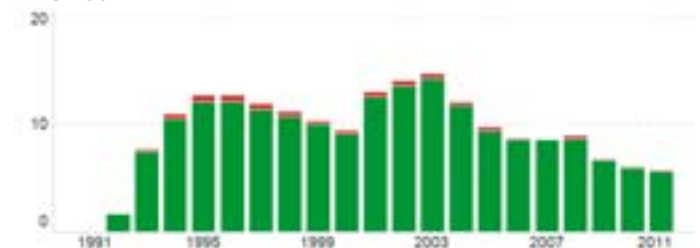
Reservoar: Snorrefeltet er bygt opp av mange store forkastingsblokker. Reservoaret er i sandstein i Statfjord- og Lundeforrasjonane av tidlegjura og trias alder. Reservoaret ligg på 2000-2700 meter djup og har ein kompleks struktur med mange alluviale kanalar og indre strøymingsbarrierar.

Utvinningsstrategi: Snorre produserer med trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Manglande injeksjonskapasitet og brønner har over tid ført til lågare trykk enn ønskeleg i delar av feltet.

Transport: Olje og gass blir separert i to steg på Snorre A og transportert i separate rørleidningar til Statfjord A for sluttprosessering og eksport. Olja blir lasta til tankskip på Statfjord og overskottsgass kan gå gjennom Statpipe til Kårstø. Ferdig prosessert olje frå Snorre B går i rørleidning til Statfjord B, der han blir lagra og lasta vidare på tankskip. All gassen frå Snorre B blir normalt reinjisert, men kan også sendast til Snorre A for injeksjon eller eksport.

Status: Rettskavaraner arbeider med utbyggingsplanar for utvida utvinning frå feltet (Snorre 2040). «Infill»-boring, modifisering av innretningar, ny infrastruktur og langsiktig transportløyning er nøkkelement i undersøkingane.

Snorre
Mill. Sm³ o.e.



Snøhvit

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7120/5 - utvinningsløyve 110, tildelt 1985. Blokk 7120/6 - utvinningsløyve 097, tildelt 1984. Blokk 7120/7 - utvinningsløyve 077, tildelt 1982. Blokk 7120/8 - utvinningsløyve 064, tildelt 1981. Blokk 7120/9 - utvinningsløyve 078, tildelt 1982. Blokk 7121/4 - utvinningsløyve 099, tildelt 1984. Blokk 7121/5 - utvinningsløyve 110, tildelt 1985. Blokk 7121/7 - utvinningsløyve 100, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	07.03.2002 i Stortinget	Funnår 1984
Produksjonsstart	21.08.2007	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	GDF SUEZ E&P Norge AS	12,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,81 %
	Statoil Petroleum AS	36,79 %
	Total E&P Norge AS	18,40 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	172,8 milliardar Sm ³ gass	157,6 milliardar Sm ³ gass
	8,7 millionar tonn NGL	7,9 millionar tonn NGL
	21,8 millionar Sm ³ kondensat	19,0 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2012	Gass: 5,85 milliardar Sm ³ , NGL: 0,29 millionar tonn, Kondensat: 0,98 millionar	
Venta investeringar f.o.m. 2011	20,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	8,1 milliarder nominelle kroner	

Utbygging: Snøhvit ligg i Barentshavet, i den sentrale delen av Hammerfestbassenget, på 310-340 meter havdjup. Snøhvit er eit gassfelt med kondensat og ei underliggjande tynn oljesone. Snøhvitfeltet omfattar fleire funn og førekomstnar i Askeladd- og Albatross-strukturane i tillegg til Snøhvit. Godkjend PUD for gassressursane inkluderer havbotninstallasjonar for 19 produksjonsbrønner og ein injeksjonsbrønn for CO₂.



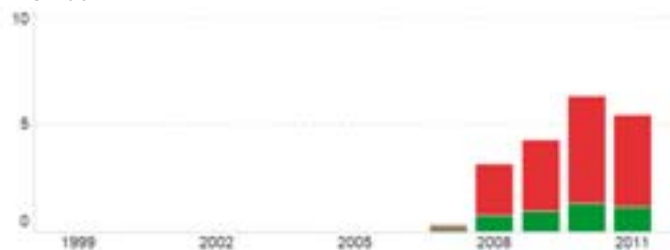
Reservoar: Reservoara i Snøhvit inneheld gass, kondensat og olje i sandstein i Stø- og Nordmelaformasjonane av tidlegjura og mellomjura alder. Reservoara ligg på 2300 meter djup.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlasting. Utbygginga omfattar ikkje utvinning av oljesona.

Transport: Brønnstraumen, som inneheld naturgass inklusiv CO₂, samt NGL og kondensat, blir ført gjennom eit 160 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskiping. Gassen blir prosessert og kjølt ned til flytande form (LNG). CO₂-innhaldet i gassen blir skilt ut i anlegget på Melkøya og send tilbake til feltet for å bli injisert i ein djupare formasjon. LNG, LPG og kondensat går med skip til marknaden.

Status: Det blir vurdert å utvide Melkøya-anlegget med eit ekstra prosesseringstog 2.

Snøhvit
Mill. Sm³ o.e.



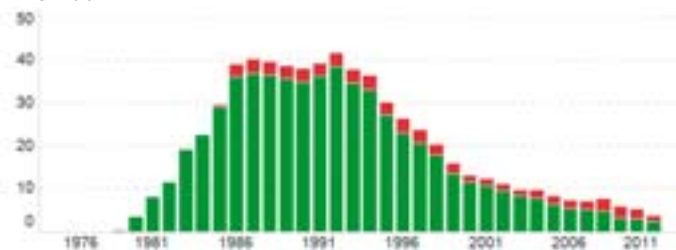
Statfjord

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973. Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973. Den norske delen av feltet er 85,47 %, den britiske delen er 14,53 %	
Godkjent utbygt	16.06.1976 i Stortinget	Funnår 1974
Produksjonsstart	24.11.1979	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS	9,44 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	10,33 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	21,37 %
	Statoil Petroleum AS	44,34 %
	Centrica Resources Limited	9,69 %
	ConocoPhillips (U.K.) Limited.	4,84 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	569,4 millionar Sm ³ olje	4,8 millionar Sm ³ olje
	75,2 milliardar Sm ³ gass	10,5 milliardar Sm ³ gass
	19,8 millionar tonn NGL	3,2 millionar tonn NGL
	0,6 millionar Sm ³ kondensat	0,1 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2012	Olje: 21 000 fat per dag, Gass: 1,18 milliardar Sm ³ , NGL: 0,31 millionar tonn, Kondensat: 0,01 millionar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	9,3 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	63,4 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	



Utbygging: Statfjord er eit oljefelt som ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampen-området. Havdjupet er 150 meter. Feltet er bygt ut med tre fullt integrerte innretningar; Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C. Statfjord A er plassert sentralt på feltet, og kom i produksjon i 1979. Statfjord B er plassert på den sørlege delen av feltet, og kom i produksjon i 1982. Statfjord C er plassert på den nordlege delen av feltet, og kom i produksjon i 1985. Statfjord B og Statfjord C har lik konstruksjon. Satellittfelte til Statfjord (Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna) har ein eigen innløpsseparator på Statfjord C. PUD for Statfjord Seinfase blei godkjend i juni 2005.

Statfjord
Mill. Sm³ o.e.



Statfjord Nord

Reservoar: Statfjord-reservoara ligg på 2500-3000 meter djup i ei stor forkastingsblokk med fall mot vest og mange mindre forkastingsblokker langs austflanken. Reservoara er i sandstein i Brent-gruppa, Cook- og Statfjordformasjonane av jura alder. Brent-gruppa og Statfjordformasjonen har svært god reservoarkvalitet.

Utvinnsstrategi: Statfjord har opphavleg produsert med trykkstøtte frå alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG), vassinjeksjon og delvis gassinjeksjon. Statfjord seinfase inneber at all injeksjon no er stansa, og feltet produserer med trykkavlastning for å frigjere gass frå attverande olje. Nedblåsing av reservoartrykket i Brent-gruppa tok til hausten 2008. Statfjord Seinfase er venta å gje lengre levetid for feltet og auke utvinninga av både gass og olje.

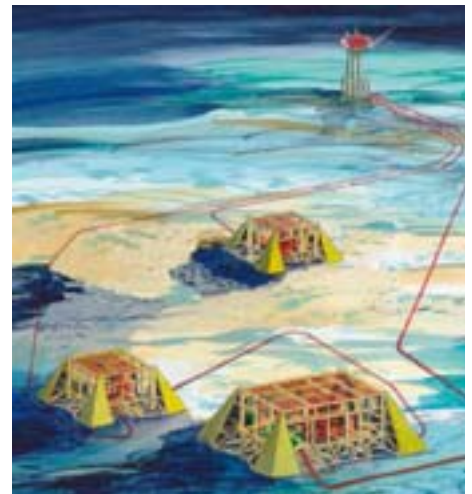


Transport: Stabilisert olje blir lagra i lagerceller på kvar innretning. Olja blir lasta via eit av dei to oljelastingsystema på feltet. Frå 2007 har gasseksporten gått gjennom Tampen link, som går via Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) til Storbritannia. Dei britiske rettshavarane tek ut sin del av gassen gjennom rørleidningen FLAGS frå Statfjord B til St Fergus i Skottland.

Status: Som ein del av Statfjord seinfase blir innretningane modifiserte, samtidig med at det i 2010 og 2011 blei bora og reparert brønner. Det er planlagt å bore 64 nye olje-, vass- og gassbrønner i løpet av Statfjord Seinfase. I slutten av september 2011 var 43 av dei bora og kompletterte. Dei første fire brønnane var rekonstruert med kunstig løft i 2011.

Blokk og utvinnsøyve	Blokk 33/9 - utvinnsøyve 037, tildelt 1973.	
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget	Funnår 1977
Produksjonsstart	23.01.1995	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsavarar	Centrica Resources (Norge) AS	11,04 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	12,08 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	21,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	39,2 millionar Sm ³ olje	2,8 millionar Sm ³ olje
	2,0 milliardar Sm ³ gass	0,3 millionar tonn NGL
	1,1 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Olje: 5 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	5,7 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

Utbygging: Statfjord Nord er eit oljefelt som ligg om lag 17 kilometer nord for Statfjord i Tampen-området, på 250-290 meter havdjup. Feltet er bygt ut med tre brønner knytt til Statfjord C. To av brønnerne er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. Ein brønnsliste er nytta til ein vassinjeksjonsbrønn på Sygnafeltet.



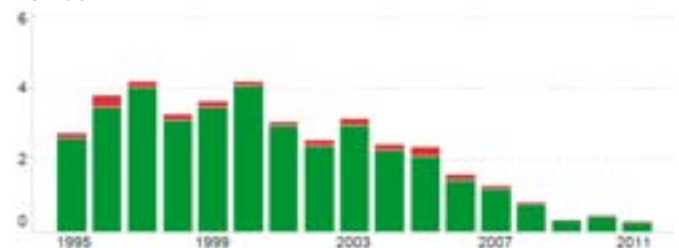
Reservoar: Reservoara på Statfjord Nord er i sandstein i Brent-gruppa (Tarbert-, Etive- og Ranochformasjonane) av mellomjura alder og i sandstein av seinjura alder. Reservoara har god kvalitet og ligg på 2600 meter djup.

Utvinnsstrategi: Feltet produserer med delvis trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transport: Brønnstraumen går i to rørleidningar til Statfjord C, der han blir prosessert, lagra og transportert vidare. Statfjord Nord, Sygna og Statfjord Øst nyttar felles prosessutstyr på Statfjord C.

Status: Hovudutfordringa no er å gjenopprette trykkvedlikehald. Planen er å reparere den andre av to vassinjeksjonsbrønner i andre halvdel av 2013. Alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) har blitt evaluert og forkasta.

Statfjord Nord
Mill. Sm³ o.e.



Statfjord Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 - utvinningsløype 037, tildelt 1973. Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget	Funnår 1976
Produksjonsstart	24.09.1994	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS	5,52 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	6,04 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	17,75 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	1,40 %
	Statoil Petroleum AS	31,69 %
	Total E&P Norge AS	2,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	36,6 millionar Sm ³ olje	0,9 millionar Sm ³ olje
	3,9 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	2,1 millionar tonn NGL	0,7 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 8 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³ NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	5,9 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

Utbygging: Statfjord Øst er eit oljefelt som ligg om lag sju kilometer nordaust for Statfjordfeltet i Tampen-området, på 150-190 meter havdjup. Feltet er bygt ut med tre brønnrammer som er knytte til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. I tillegg er det bora ein produksjonsbrønn frå Statfjord C.

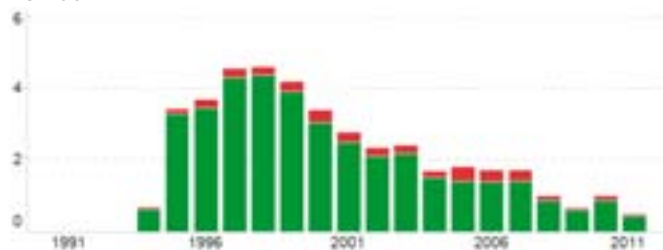
Reservoar: Reservoaret er i sandstein av mellomjura alder i Brent-gruppa og ligg på 2400 meter djup.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer for tida med trykkavlasting.

Transport: Brønnstraumen går i to rørleidningar til Statfjord C, der han blir behandla, lagra og eksportert. Statfjord Øst, Sygna og Statfjord Nord nyttar felles prosessutstyr på Statfjord C.

Status: Feltet blir påverka av trykkfall frå nedblåsing av Statfjordfeltet. Eit brønnintervensjonsprogram (LWI) som blei gjennomført i 2010, betra produksjonen mykje. Vassinjektorar er stengde, og revurdert dreneringsstrategi inneber ingen vassinjeksjon for resten av levetida til feltet. Det blir vurdert å bore ein ny produksjonsbrønn til Statfjord Øst frå Statfjord C. Alternativt kan vassinjeksjon bli teke opp att ved å bore ein ny vassinjektor.

Statfjord Øst
Mill. Sm³ o.e.



Sygna

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 - utvinningsløype 037, tildelt 1973. Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	30.04.1999 av Kongen i statsråd	Funnår 1996
Produksjonsstart	01.08.2000	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS	6,07 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	6,65 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	18,48 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,32 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	1,26 %
	Statoil Petroleum AS	30,71 %
	Total E&P Norge AS	2,52 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	10,6 millionar Sm ³ olje	0,8 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2012	Olje: 1 000 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2010	2,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

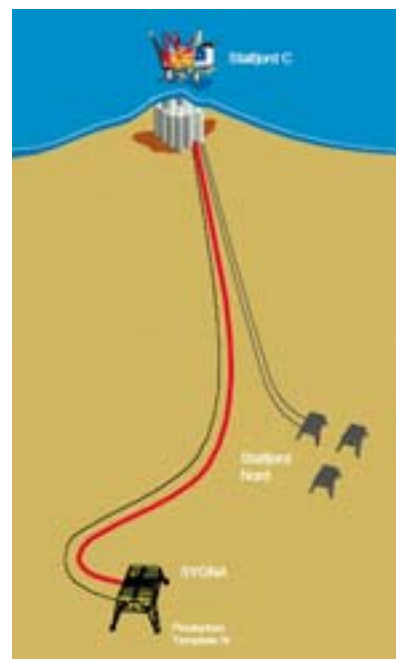
Utbygging: Oljefeltet Sygna ligg i Tampen-området rett nord for Statfjord Nord, på 300 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme med fire brønnsissar som er kopla til Statfjord C.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder, og ligg på 2650 meter djup. Reservoarkvaliteten er god.

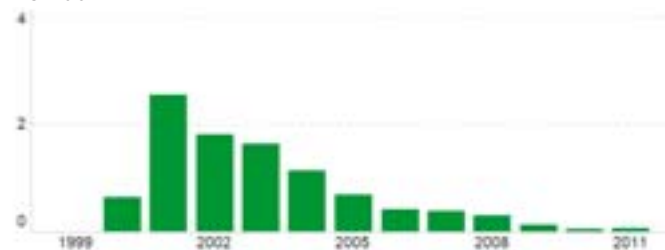
Utvinningsstrategi: Feltet produserer for tida med trykkavlasting.

Transport: Brønnstraumen går i ein rørleidning til Statfjord C, der han blir prosessert, lagra og eksportert. Statfjord Nord, Statfjord Øst og Sygna nyttar felles prosessutstyr på Statfjord C.

Status: Vassinjeksjonsbrønnen er no stengd og produksjonen vil vere lågare, med periodar utan produksjon, fram til vassinjeksjonen blir gjenoppretta innan 2013. Alternanderande vass- og gassinjeksjon har blitt vurdert og funne uøkonomisk.



Sygna
Mill. Sm³ o.e.



Tambar

Blokk og utvinningsløype	Blokk 1/3 - utvinningsløype 065, tildelt 1981. Blokk 2/1 - utvinningsløype 019 B, tildelt 1977.	
Godkjent utbygt	03.04.2000 av Kongen i statsråd	Funnår 1983
Produksjonsstart	15.07.2001	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS	55,00 %
	DONG E&P Norge AS	45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	9,0 millionar Sm ³ olje	0,3 millionar Sm ³ olje
	2,0 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	2,2 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



Utbygging: Tambar er eit oljefelt som ligg søraust for Ulafeltet på 68 meter havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei fjernstyrt brønnehovudinnretning utan prosesseringsanlegg.

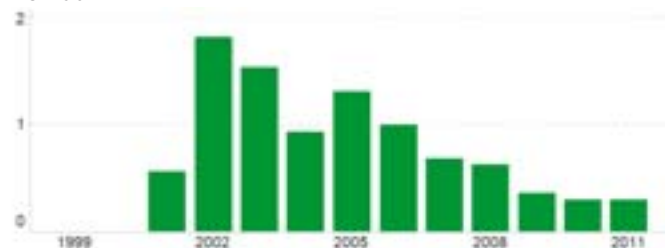
Reservoar: Reservoaret ligg på 4100-4200 meter djup og er i sandstein i Ulaformasjonen av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoareigenskapane er generelt svært gode.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med trykkavlastning og avgrensa naturleg vassdriv. Produksjonen gjekk av platå i 2002 og minkar jamt.

Transport: Produksjonen blir ført til Ula gjennom eit rør som var på plass i juni 2007. Etter prosessering på Ula blir olja eksportert i eksisterande rørleidningssystem til Teesside via Ekofisk, medan gassen blir injisert i reservoaret på Ulafeltet for å auke oljeutvinninga der.

Status: Ei fleirfasepumpe som blei installert og sett i drift i 2008, for å senke brønnehovudtrykket og auke utvinninga frå Tambar, svikta og er ikkje i bruk. Ei hovudutfordring framover er at høgt vasskutt i brønnane hemmar produksjonen. I 2012 vil rettskavarane konsentrere innsatsen om brønnarbeid og overvaking. Kunstig gassløft vil bli vurdert for å auke oljeutvinninga.

Tambar
Mill. Sm³ o.e.



Tambar Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 1/3 - utvinningsløype 065, tildelt 1981. Blokk 2/1 - utvinningsløype 019 B, tildelt 1977 Blokk 2/1 - utvinningsløype 300, tildelt 2003.	
Godkjent utbygt	28.06.2007	Funnår 2007
Produksjonsstart	02.10.2007	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS	46,20 %
	DONG E&P Norge AS	43,24 %
	Norske AEDC A/S	0,80 %
	Talisman Energy Norge AS	9,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	0,3 millionar Sm ³ olje	
Venta produksjon i 2012	Olje: 290 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2010	1,0 milliarder nominelle kroner	

Utbygging: Tambar Øst er bygt ut med ein produksjonsbrønn som er bora frå Tambar-innretninga.

Reservoar: Reservoaret i Tambar Øst ligg på 4050-4200 meter djup og er i sandstein av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoarkvaliteten er vekslende.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med trykkavlastning og avgrensa naturleg vassdriv.

Transport: Produksjonen blir ført til Ula via Tambar. Etter prosessering på Ula blir olja eksportert i eksisterande rørleidningssystem til Teesside via Ekofisk, medan gassen blir injisert i Ula-reservoaret for å auke oljeutvinninga der.

Status: Produksjonen frå Tambar Øst har ikkje innfridd forventningane, og reservane er justert ned.

←
Tambar inkluderer produksjonen frå Tambar Øst

Tor

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/4 - utvinningsløype 018, tildelt 1965. Blokk 2/5 - utvinningsløype 006, tildelt 1965.	
Godkjent utbygt	04.05.1973	Funnår 1970
Produksjonsstart	28.06.1978	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	30,66 %
	Eni Norge AS	10,82 %
	Petoro AS	3,69 %
	Statoil Petroleum AS	6,64 %
	Total E&P Norge AS	48,20 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	24,4 millionar Sm ³ olje	0,8 millionar Sm ³ olje
	10,9 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	1,2 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,7 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	3,5 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



Utbygging: Tor er eit oljefelt i Ekofisk-området i den sørlege delen av Nordsjøen, på 70 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei kombinert brønnhoved- og prosessinnretning som er knytt til Ekofiskfeltet.

Reservoar: Hovudreservoaret i Tor er i naturleg oppspokne kritbergartar i Torformasjonen av seinkrit alder. Reservoaret ligg på 3200 meter djup. Ekofisk-reservoarene av tidleg paleocen alder inneheld òg olje, men dårlegare reservoareigenskapar. Det er så langt produsert lite frå denne formasjonen.

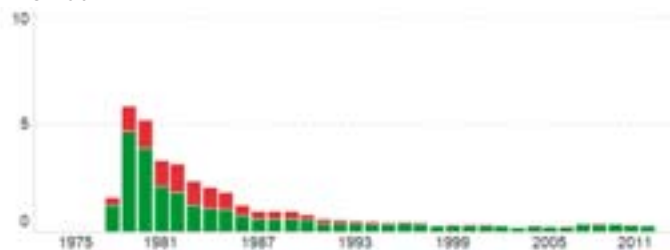
Utvinningsstrategi: Tor produserte opphavleg med trykkavlastning. I 1992 begynte ein med avgrensa vassinjeksjon. Anlegget er seinare oppgradert og omfanget av vassinjeksjonen utvida.

Transport: Olje og gass blir transportert i rørleidningar til prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå Ekofisk blir transportert i rørleidning til Emden, medan olja, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status: Innretninga på Tor har avgrensa attverande levetid. Ei ny utbygging av feltet, for å utvinne store attverande ressursar i både Tor- og Ekofiskformasjonane, blir evaluert.

Tor

Mill. Sm³ o.e.



Tordis

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	Funnår 1987
Produksjonsstart	03.06.1994	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil Petroleum AS	41,50 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	61,5 millionar Sm ³ olje	6,4 millionar Sm ³ olje
	4,7 milliardar Sm ³ gass	0,4 milliardar Sm ³ gass
	1,8 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 14 000 fat per dag, Gass: 0,07 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	3,7 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	11,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging: Tordis er eit oljefelt som ligg mellom feltene Snorre og Gullfaks i Tampen-området, i den nordlege delen av Nordsjøen, på 200 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ein sentral havbotnmanifold som er knytt til Gullfaks C. Til denne manifolden er det knytt sju separate satellittbrønner og to havbotninnretningar. I tillegg blei det i 2007 installert ein havbotnseparator på feltet. Vatn til injeksjon kjem gjennom ein rørleidning frå Gullfaks C. Tordis omfattar fire førekomstar; Tordis, Tordis Øst, Borg og 34/7-25 S. PUD for Tordis Øst blei godkjend i oktober 1995. PUD for Borg blei godkjend i juni 1999. Endra PUD for Tordis (Tordis IOR) blei godkjend i desember 2005.



Reservoar: Reservoara i Tordis og Tordis Øst er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder. Reservoaret i Borg er i sandstein av seinjura alder, i Draupneformasjonen, og reservoaret i 34/7-25 S er i sandstein frå Brent-gruppa og sandstein av seinjura alder. Reservoara på Tordis ligg på 2000-2500 meter djup.

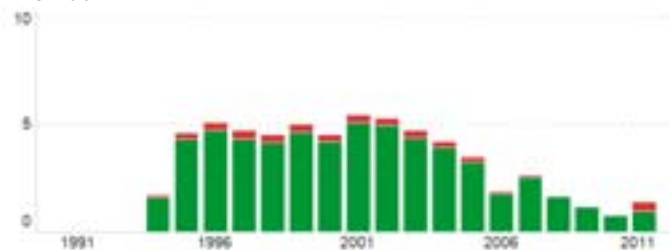
Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med delvis trykkvedlikehald med vassinjeksjon og med naturleg vassdriv. Borg har fullt trykkvedlikehald med vassinjeksjon, medan Tordis Øst produserer med trykkstøtte frå naturleg vassdriv.

Transport: Brønnstraumen frå Tordis blir transportert i to rørleidningar til Gullfaks C for prosessering. Olja blir vidare eksportert med tankskip, medan gassen går i Statpipe til gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

Status: Tordis havbotnseparator har vore stengd ned sidan 2008, og som resultat av dette blei all produksjonen sendt til Gullfaks for prosessering. Produksjonen er no avgrensa fordi det går føre seg reparasjonar på ein av dei to rørleidningane til Gullfaks C.

Tordis

Mill. Sm³ o.e.



Troll

Trollfeltet ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, om lag 65 kilometer vest for Kollsnes i Hordaland. Havdjupe er over 300 meter. Feltet har svært store gassressursar og eitt av dei største atterande oljevoluma på norsk kontinentalsokkel. Feltet har to hovudstrukturar; Troll Øst og Troll Vest. Ein reknar at om lag to tredelar av dei utvinnbare gassreservane ligg i Troll Øst. Under gassen i heile Trollfeltet ligg eit tynt oljeførande lag, men berre i Troll Vest er dette laget så tjukt at det så langt er funne drivverdig, 11 til 27 meter. I den nordlege delen av Troll Øst blei det i 2007 påvist ein oljekolonne på 6-9 meter i Fensfjordformasjonen. Prøveproduksjon av olje frå denne delen av Troll tok til i november 2008. Trollfeltet er bygt ut i fleire fasar. Fase I omfattar gassreservane på Troll Øst, medan fase II omfattar oljeresservane i Troll Vest. Gassreservane i Troll Vest vil bli bygt ut i ein framtidig fase III. Rettshavarane på Troll utfører studiar for å planleggje vidare utvikling av feltet.

Troll I

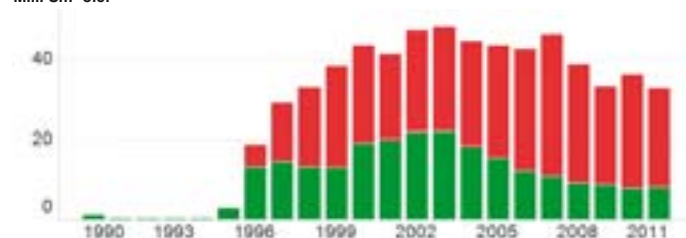
Blokk og utvinningsløype	Blokk 31/2 - utvinningsløype 054, tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085, tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085 C, tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085 D, tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløype 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløype 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløype 085 C, tildelt 2002	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	Funnår 1983
Produksjonsstart	09.02.1996	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettshavarar	A/S Norske Shell	8,10 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,62 %
	Petoro AS	56,00 %
	Statoil Petroleum AS	30,58 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Ilgjen per 31.12.2011
	1410,9 milliardar Sm ³ gass	1019,1 milliardar Sm ³ gass
	27,7 millionar tonn NGL	22,2 millionar tonn NGL
	1,6 millionar Sm ³ kondensat	
Venta produksjon i 2012	Gass: 31,03 milliardar Sm ³ , NGL: 1,08 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	28,4 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	45,3 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Ågotnes	

Utbygging: Troll fase I er bygt ut med Troll A som er ei botnfast brønnehovud- og kompresjonsinnretning med understell av betong. Troll A blir driven med elektrisk kraft overført frå land. Ein oppdatert utbyggingssplan med flytting av prosessering til Kollsnes blei godkjend i 1990. Kollsnes blei skild ut frå det samordna Trollfeltet i 2004, slik at det no er Gassco som opererer terminalen på Kollsnes som ein del av Gassled. Kompresjonskapasiteten for gass blei bygd ut på Troll A i 2004/2005. På Troll Øst står i tillegg Troll Oseberg gassinjeksjon (TOGI) havbotnramme, der gass har blitt eksportert til Oseberg for gassinjeksjon. Avslutningsplanen for TOGI, som inneber at havbotninnretninga skal fjernast, blei godkjend i 2005.

Reservoar: Gassen og olja i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i grunnmarin sandstein i Sognefjordformasjonen av seinjura alder. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet omfattar tre store, roterte forkastingsblokker. Den austlegaste av dei utgjer Troll Øst, og reservoaret her ligg på 1330 meter djup.

Troll

Mill. Sm³ o.e.



Det er påvist trykkommunikasjon mellom Troll Øst og Troll Vest. Tidlegare var oljekolonnen i Troll Øst kartlagd til 0-4 meter tjukk. I 2007 blei det bora ein brønn som påviste ein oljekolonne på 6-9 meter i Fensfjordformasjonen i den nordlege delen av Troll Øst.

Utvinningsstrategi: Gassen i Troll Øst blir produsert med trykkavlasting gjennom 39 brønner bora frå Troll A.

Transport: Gassen frå Troll Øst og Troll Vest blir transportert via tre fleirfase-rørleidningar til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Her blir kondensatet skilt frå gassen og transportert vidare i rørleidningar, dels til Sture-terminalen, dels til Mongstad. Tørrgassen går i Zeepipe II A og II B.

Status: Installasjon av to nye gasskompressorar er i gang på Troll A. Avslutningsplanen for TOGI vil bli fullført i løpet av 2012.



Troll II ➔

Grafen viser produksjonen frå Troll I og II samla

Troll II

Blokk og utvinningsløype	Blokk 31/2 - utvinningsløype 054, tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085, tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085 C, tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085 D, tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløype 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløype 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløype 085 C, tildelt 2002	
Godkjent utbygt	18.05.1992 i Stortinget	Funnår 1979
Produksjonsstart	19.09.1995	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	A/S Norske Shell	8,10 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,62 %
	Petoro AS	56,00 %
	Statoil Petroleum AS	30,58 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	255,8 millionar Sm ³ olje	35,1 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2012	Olje: 122 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	27,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	76,7 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	



Utbygging: Troll fase II er bygt ut med Troll B, som er ei flytande bustad- og produksjonsinnretning i betong, og Troll C, som er ei halvt nedsenkbar bustad- og produksjonsinnretning i stål. Olja i Troll Vest blir produsert via fleire havbotnrammer som er knytte til Troll B og Troll C med rørleidningar. Troll pilot, som blei installert i 2000 på 340 meter havdjup, er eit anlegg på havbotnen for separasjon og reinjeksjon av produsert vatn. Troll C-innretninga blir òg nytta i produksjonen frå Framfeltet. Utbygging av Troll C blei godkjend i 1997. Det har vore fleire PUD-godkjenningar av ulike havbotnrammer på Troll Vest. Reservoar: Gassen og olja i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen som er bygd opp av grunnmarin sandstein av seinjura alder. Ein del av reservoaret finst òg i Fensfjordformasjonen, som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet omfattar tre store, roterte forkastingsblokker. Olja i Troll Vest oljeprovins har ein 22-26 meter tjukk oljekolonne under ei lita gasskappe, og ligg på 1360 meter djup. I Troll Vest gassprovins er det ein oljekolonne på 12-14 meter og ein gasskolonne på opptil 200 meter. Like under oljekolonnen i Troll Vest er det eit vesentleg volum residueell olje. Det er gjort eit mindre oljefunn i Brent-gruppa av mellomjura alder, som ligg djupare enn olja i hovudreservoaret.

Utvinningsstrategi: Olja i Troll Vest blir produsert gjennom lange horisontale brønner som er bora i den tynne oljesona, like over kontakten mellom olje og vatn. Også her er utvinningsstrategien hovudsakleg trykkavlasting, men samtidig ekspanderer gasskappa over og vassona under olja. Det er bora mange greinbrønner med opptil sju greiner i den same brønnen. I Troll Vest oljeprovins har ein injisert ein del av den produserte gassen tilbake i reservoaret for å optimalisere oljeproduksjonen. Gassinjeksjon i Troll Vest gassprovins skal etter planen ta til i 2011.



Transport: Gassen frå Troll Øst og Troll Vest blir transportert via tre fleirfase-rørleidningar til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Kondensatet blir skilt frå gassen og transportert vidare i rørleidningar, dels til Sture-terminalen, dels til Mongstad. Tørrgassen går i Zeepipe II A og Zeepipe II B. Olja frå Troll B og Troll C blir transportert i Troll oljerør I og Troll oljerør II til oljeterminalen på Mongstad.

Status: Boring på Troll Vest med horisontale produksjonsbrønner frå havbotnrammene held fram. I alt er det om lag 120 aktive oljeutvinningsbrønner i Troll Vest. Dei siste åra er det gjort kontinuerlige vedtak om nye produksjonsbrønner som aukar oljereservane i Troll. Det er implementert ein fire-riggs borestrategi.

Trym

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 3/7 - utvinningsløyve 147, tildelt 1988.	
Godkjent utbygt	26.03.2010 av Kongen i statsråd	Funnår 1990
Produksjonsstart	12.02.2011	
Operatør	DONG E&P Norge AS	
Rettskavalar	Bayerngas Norge AS	50,00 %
	DONG E&P Norge AS	50,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	1,3 millionar Sm ³ olje	1,0 millionar Sm ³ olje
	4,4 milliardar Sm ³ gass	4,0 milliardar Sm ³ gass
	Olje: 5 000 fat per dag, Gass: 0,53 milliardar Sm ³	
Venta produksjon i 2012	0,8 milliarder 2011-kroner	
Venta investeringar f.o.m. 2011	2,1 milliarder nominelle kroner	
Totalt investert per 31.12.2010		

Utbygging: Trym ligg tre kilometer frå delelinja til dansk kontinentalsokkel. Havdjupet i området er 65 meter. Utbyggingsløyvinga er eit havbotnanlegg knytt til Harald-innretninga på dansk side av delelinja.

Reservoar: Reservoaret inneheld gass og kondensat i sandstein i Sandnes- og Bryneformasjonane av seinjura og mellomjura alder. Funnet ligg på den same saltstrukturen som det danske feltet Lulita, 3400 meter under havflata. Ein reknar med at førekomstane er skilde av ei forkastingsssone på norsk side av delelinja, men det kan vere trykkommunikasjon i vassona.

Utvinningsstrategi: Trym blir produsert med naturleg trykkavlastning med to horisontale produksjonsbrønner.

Transport: Brønnstraumen blir prosessert på Harald-innretninga for vidare eksport.

Status: Produksjonen starta i februar 2011.

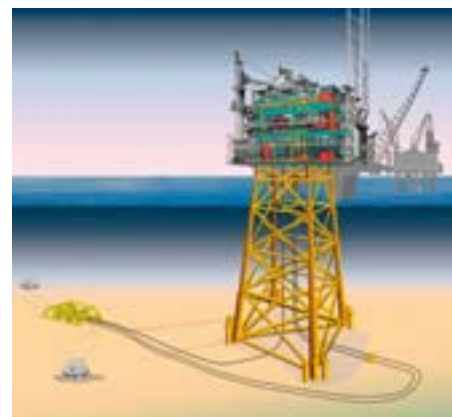
Trym
Mill. Sm³ o.e.



Tune

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/5 - utvinningsløyve 034, tildelt 1969. Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979. Blokk 30/8 - utvinningsløyve 190, tildelt 1993.	
Godkjent utbygt	17.12.1999 av Kongen i statsråd	Funnår 1996
Produksjonsstart	28.11.2002	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Petoro AS	40,00 %
	Statoil Petroleum AS	50,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	3,3 millionar Sm ³ olje	
	18,2 milliardar Sm ³ gass	
	0,2 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Gass: 0,49 milliardar Sm ³	
Totalt investert per 31.12.2010	4,7 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging: Tune er eit gasskondensatfelt som ligg om lag ti kilometer vest for Oseberg felt-senter, i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 95 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme og ein brønnsatellitt som er knytt opp til Oseberg-feltet. I mars 2004 blei det gitt PUD-fritak for utbygging av den nordlege delen av feltet, og i mai 2005 for den sørlege delen av feltet (Tune fase 3).



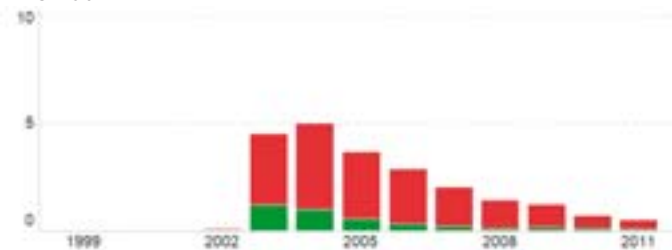
Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder, og er delt opp i fleire skrårstilte forkastingsblokker. Reservoaret ligg på 3400 meter djup.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning. Lågtrykksproduksjon er sett i gang.

Transport: Brønnstraumen frå Tune går i rørledning til Oseberg felt-senter, der kondensatet blir skilt ut og transportert til Sture-terminalen gjennom Oseberg transport system (OTS). Gassen frå Tune blir injisert i Oseberg, medan rettskavarane får eksportert tilsvarende mengd salgsgass frå Oseberg.

Status: Tune er i halefasen. Implementering av lågtrykksproduksjon er fullført og dette vil auke produksjonen.

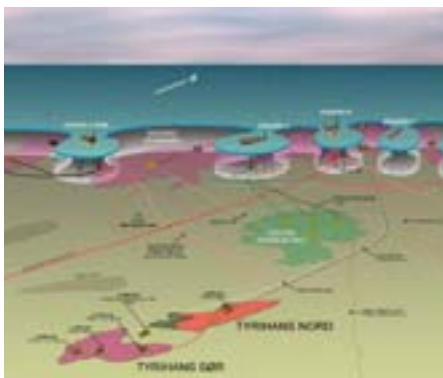
Tune
Mill. Sm³ o.e.



Tyrihans

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 073 B, tildelt 2004 Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 091, tildelt 1984. Blokk 6407/1 - utvinningsløyve 073, tildelt 1982.	
Godkjent utbygt	16.02.2006 i Stortinget	Funnår 1983
Produksjonsstart	08.07.2009	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	6,23 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	11,75 %
	Statoil Petroleum AS	58,84 %
	Total E&P Norge AS	23,18 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	31,9 millionar Sm ³ olje	21,1 millionar Sm ³ olje
	37,2 milliardar Sm ³ gass	36,5 milliardar Sm ³ gass
	9,9 millionar tonn NGL	9,8 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 85 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	4,4 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	13,4 milliarder nominelle kroner	

Utbygging: Tyrihans ligg i Norskehavet, om lag 25 kilometer søraust for Åsgardfeltet. Havgjupet i området er 270 meter. Tyrihans omfattar funna 6407/1-2 Tyrihans Sør, som blei påvist i 1983, og 6407/1-3 Tyrihans Nord, som blei påvist i 1984. Utbyggingsløyvinga er fem havbotnrammer som er knytte til Kristinfeltet, fire for produksjon og gassinjeksjon og ei for vassinjeksjon.



Reservoar: Tyrihans Sør har ein oljekolonne med ei gasskappe som er rik på kondensat. Tyrihans Nord inneheld gasskondensat med ei underliggjande oljesone. Hovudreservoaret i begge førekomstane er i Garnformasjonen av mellomjura alder og ligg på 3500 meter djup. Reservoaret er homogent og kvaliteten er god.

Utvinningsstrategi: Utvinninga baserer seg på gassinjeksjon frå Åsgard B i Tyrihans Sør dei første åra. I tillegg vil ein nytte havbotnpumper til injeksjon av sjøvattn for å auke utvinninga. Det er også vedteke å vinne ut oljesona i Tyrihans Nord. Lågtrykksproduksjon vil vere aktuelt på Kristin frå 2014. Tyrihans vil òg dra nytte av denne dreineringsstrategien.

Transport: Olje og gass frå Tyrihans blir transportert i rørleidning til Kristin for prosessering og vidare transport.

Status: Produksjonen tok til i juli 2009, og gassinjeksjonen frå Åsgard kom i gang i oktober 2009.

Tyrihans
Mill. Sm³ o.e.



Ula

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019, tildelt 1965 Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977.	
Godkjent utbygt	30.05.1980 i Stortinget	Funnår 1976
Produksjonsstart	06.10.1986	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS	80,00 %
	DONG E&P Norge AS	20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	91,4 millionar Sm ³ olje	19,7 millionar Sm ³ olje
	3,9 milliardar Sm ³ gass	0,8 millionar tonn NGL
	3,4 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Olje: 11 000 fat per dag, NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	6,6 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	14,5 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



Utbygging: Ula er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen, på 70 meter havgjup. Feltet har tre konvensjonelle stålinnretningar for produksjon, boring og bustadkvarter. Innretningane er knytte saman med bruer. Brønnstraumen frå Blane blei i september 2007 knytt til Ulafeltet for prosessering. Gasskapasiteten på Ula blei oppgradert i 2008 med ein ny gassprosess- og gassinjeksjonsmodul (UGU) som dobla kapasiteten.

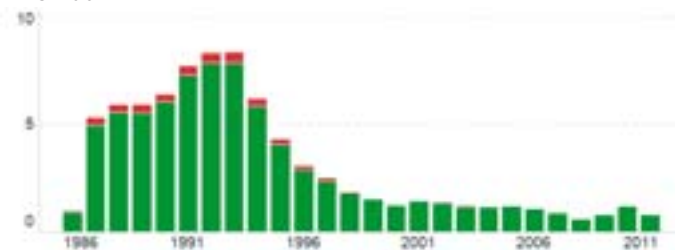
Reservoar: Hovudreservoaret ligg på 3345 meter djup i Ulaformasjonen av seinjura alder. Reservoaret er delt inn i tre lag og to av dei produserer godt.

Utvinningsstrategi: Feltet produserte opphavleg med trykkavlasting, men etter nokre år tok ein i bruk vassinjeksjon for å auke utvinninga. Alternander vass- og gassinjeksjon (VAG) tok til i 1998. Med gass frå Tambar og Blane har VAG-programmet blitt utvida. Gassløft blir nytta i nokre brønner.

Transport: Olja blir transportert i rør via Ekofisk til Teesside. All gass blir injisert tilbake i reservoaret for å auke oljeutvinninga.

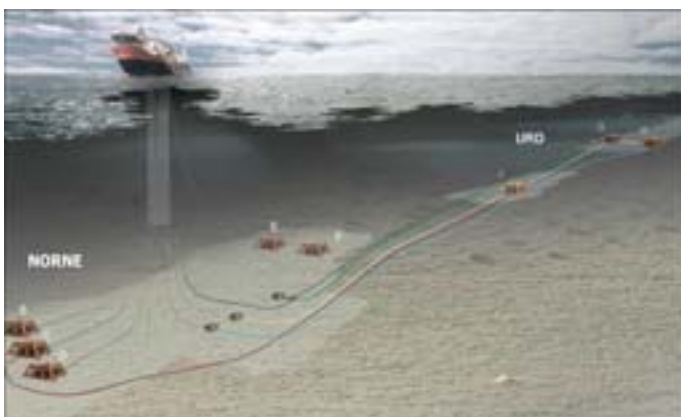
Status: Som følgje av god effekt på oljeutvinninga er VAG-programmet blitt utvida ved å bore fleire brønner. Oselvarfeltet er venta å starte produksjon i april 2012. Brønnstraumen frå Oselvar vil bli prosessert på Ula, og gassen frå feltet vil bli injisert i Ula-reservoaret for auka utvinning. Ei vurdering av mulig utvikling av det underliggjande Trias reservoaret føregår og som ein del av dette har ei prøveutvinning vort gjennomført.

Ula
Mill. Sm³ o.e.



Urd

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6608/10 - utvinningsløyve 128, tildelt 1986.	
Godkjent utbygt	02.07.2004 av Kronprinsregenten i statsråd	Funnår 2000
Produksjonsstart	08.11.2005	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Eni Norge AS	11,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	Statoil Petroleum AS	63,95 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	6,6 millionar Sm ³ olje 0,1 milliardar Sm ³ gass	1,9 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2012	Olje: 5 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	1,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	4,3 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Urd ligg i Norskehavet like nordaust for Norne, på 380 meter havdjup. Feltet omfattar to oljeførekomstar, 6608/10-6 Svale og 6608/10-8 Stær. Urd er bygt ut med brønner knytte til Norneskipet, *Norne FPSO*. I april 2008 blei endra PUD for Norne og Urd godkjend. Planen omfattar funnet 6608/10-11 S Trost og fleire prospekt i nærområdet rundt Norne og Urd.

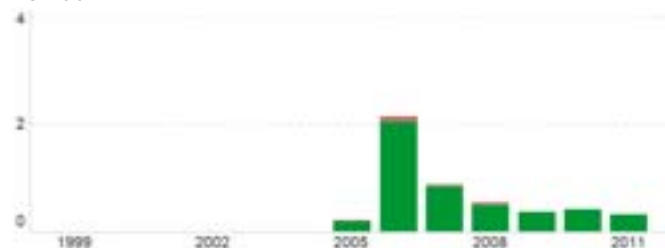
Reservoar: Reservoara ligg på 1800-2300 meter djup og er i sandstein i Åre-, Tilje- og Illeformasjonane av tidlegjura til mellomjura alder.

Utvinningsstrategi: Urd blir produsert med vassinjeksjon. I tillegg er brønnele styrt med gassløft for å kunne produsere ved lågt trykk og høgt vasskutt.

Transport: Brønnstraumen blir prosessert på Norne-skipet og olje blir bøyelasta saman med olje frå Nornefeltet. Gassen går frå Norne til Åsgard og vidare eksportert i Åsgard transport til gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

Status: Produksjonsutviklinga i 2011 har vore om lag som venta. Påviste ressursar i Melkeformasjonen, som ligg over reservoaret i Svale- og Stær-førekomstane, er førebels ikkje vurderte som lønnsame.

Urd
Mill. Sm³ o.e.



Vale

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036, tildelt 1971.	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd	Funnår 1991
Produksjonsstart	31.05.2002	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Centrica Resources (Norge) AS	46,90 %
	Statoil Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	2,4 millionar Sm ³ olje 2,3 milliardar Sm ³ gass	1,2 millionar Sm ³ olje 1,3 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,19 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	2,4 milliarder nominelle kroner	

Utbygging: Vale er eit gasskondensatfelt som ligg 16 kilometer nord for Heimdalfeltet, i den midtre delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei brønneramme på havbotnen, knytt til Heimdal. Havdjupet er 115 meter.

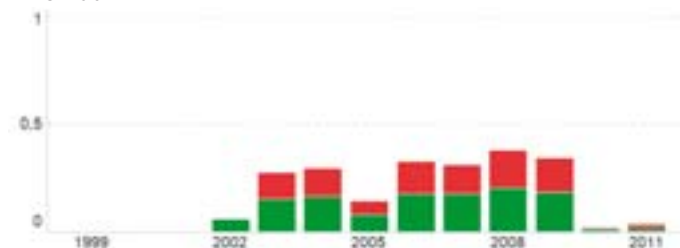
Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder og ligg på 3700 meter djup. Reservoaret har låg permeabilitet.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning.

Transport: Brønnstraumen frå Vale går til Heimdal for prosessering og vidare eksport.

Status: Høgt innhald av voks i brønnstraumen frå Vale skaper utfordringar på Heimdal og gjer at produksjonen i periodar er redusert.

Vale
Mill. Sm³ o.e.



Valhall

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/11 - utvinningsløype 033 B, tildelt 2001. Blokk 2/8 - utvinningsløype 006 B, tildelt 2000.	
Godkjent utbygt	02.06.1977 i Stortinget	Funnår 1975
Produksjonsstart	02.10.1982	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS	35,95 %
	Hess Norge AS	64,05 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	146,7 millionar Sm ³ olje	41,8 millionar Sm ³ olje
	27,2 milliardar Sm ³ gass	6,8 milliardar Sm ³ gass
	5,5 millionar tonn NGL	2,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 33 000 fat per dag, Gass: 0,28 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	17,6 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	56,6 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging: Valhall er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen på 70 meter havdjup. Feltet blei opphavleg bygt ut med bustadinnretning, boreinnretning og produksjonsinnretning. I 1996 blei det installert ei brønnehovudinnretning (Valhall WP) med plass til 19 ekstra brønner. Dei fire innretningane er knytte saman med gangbruer. Ei vassinjeksjonsinnretning blei installert sentralt på feltet sommaren 2003. Flankeutbygginga omfattar to brønnehovudinnretningar, ei i nord og ei sør på feltet. Innretninga i sør starta produksjonen i 2003, og innretninga i nord starta produksjon i 2004. Valhall behandlar produksjonen frå Hod og leverer gass for gassløft på Hod. PUD for Valhall WP blei godkjend i juni 1995. PUD for Valhall vassinjeksjon blei godkjend i November 2000. PUD for Valhall flankeutbygging blei godkjend i november 2011. PUD for Valhall vidareutvikling blei godkjend i juni 2007.



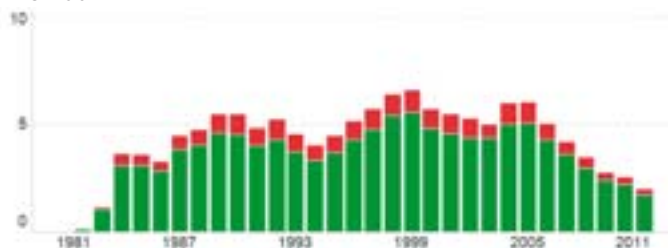
Reservoar: Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane av seinkrit alder. Reservoaret ligg på 2400 meter djup. Krietet i Torformasjonen er finkorna og mjukt, med vesentleg oppsprekking og let olja og vatnet flyme friare enn i Hodformasjonen.

Utvinningsstrategi: Opphavleg gjekk utvinninga føre seg med trykkavlastning og kompaksjonsdriv. Som følge av trykkavlastninga frå produksjonen har kompaksjon av krietet ført til at havbotnen på Valhallfeltet søkk inn, til no seks meter sentralt på feltet. Vassinjeksjon tok til i januar 2004 sentralt på feltet og er under utviding. Gassløft vil òg vere vesentleg for å optimalisere produksjonen og vil bli implementert i dei fleste brønnane.

Transport: Olje og NGL blir transportert i rørledning til Ekofisk og derifrå til Teesside. Gass går i rørledningen Norpipe til Emden.

Status: I 2010 blei eit prosjekt godkjend for å etablerte gassløft i brønnane på flankane av feltet i 2012. Eit nytt feltsenter med prosessanlegg og bustadkvarter er under bygging. Det vil stå ferdig og kome i produksjon hausten 2012. Den nye innretninga vil få straumforsyning frå land. Boring av nye produksjons- og injeksjonsbrønner vil framleis auke produksjonen og utvinninga frå feltet. Seismiske data frå permanente seismiske kablar på havbotnen blir nytta til å identifisere nye brønsmål i reservoar med atterverande olje.

Valhall
Mill. Sm³ o.e.



Varg

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/12 - utvinningsløype 038, tildelt 1975.	
Godkjent utbygt	03.05.1996 av Kongen i statsråd	Funnår 1984
Produksjonsstart	22.12.1998	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavarar	Det norske oljeselskap ASA	5,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	15,1 millionar Sm ³ olje	0,7 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2012	Olje: 7 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,5 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	7,5 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



Utbygging: Varg er eit oljefelt som ligg sør for Sleipner Øst, i den midtre delen av Nordsjøen, på 84 meter havdjup. Feltet blir produsert med produksjonskipet *Petrojarl Varg*, som har integrert oljelager og er knytt til brønnehovudinnretninga Varg A. Ein avslutningsplan for feltet blei godkjend i 2001. Planen var då å produsere fram til sommaren 2002, men tiltak sette i verk på feltet har forlenga levetida.

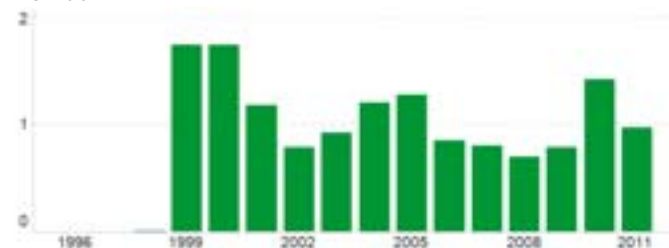
Reservoar: Reservoaret er i sandstein av seinjura alder og ligg på 2700 meter djup. Varg er segmentert og omfattar fleire isolerte delstrukturar med varierende reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkvedlikehald ved vass- og gassinjeksjon. Dei mindre strukturane blir produserte med trykkavlastning. Alle brønnane produserer med gassløft.

Transport: Olja blir lossa frå produksjonskipet til tankskip. All gass blir injisert, men ei løysing for mogleg framtidig eksport av gass blir vurdert.

Status: Varg er i halefasen, men feltet er venta å kunne produsere til 2021 dersom levetida til innretningane kan bli forlenga. Tiltak for å optimalisere utvinninga blir vurdert. I 2011 blei alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) starta, og den første gassyklusen har gitt svært positiv verknad. To produksjonsbrønner er planlagt i løpet av dei neste par åra, og fleire er planlagt dei komande åra. Funnet 15/12-21 (Grevling) som blei påvist i 2009, kan bli knytt saman med Varg og dermed utvide levetida til Varg ytterlegare.

Varg
Mill. Sm³ o.e.



Vega

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 248, tildelt 1999. Blokk 35/7 - utvinningsløyve 248 B, tildelt 2006. Blokk 35/8 - utvinningsløyve 248, tildelt 1999.	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	Funnår 1981
Produksjonsstart	02.12.2010	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Bayerngas Norge AS	10,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	6,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	6,00 %
	Petoro AS	24,00 %
	Statoil Petroleum AS	54,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	2,8 millionar Sm ³ olje	2,2 millionar Sm ³ olje
	8,2 milliardar Sm ³ gass	8,1 milliardar Sm ³ gass
	1,7 millionar tonn NGL	1,7 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 12 000 fat per dag, Gass: 1,01 milliardar Sm ³ , NGL: 0,20 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	1,2 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	4,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	



Utbygging: Vega ligg rett nord for Framfeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupe er 370 meter. Feltet omfattar to separate gass- og kondensatførekomstar; 35/8-1 og 35/8-2. Ein samla PUD for Vega og Vega Sør blei godkjent av styresmaktene i juni 2007. Feltet blir bygt ut med to havbotnrammer som er knytte til prosessinnretninga på Gjåfelfeltet

Reservoar: Reservoara er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder, og ligg på 3500 meter. Dei har høg temperatur, høgt trykk og relativt låg permeabilitet.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlasing.

Transport: Brønnstraumen går i ein rørleidning til Gjåa for prosessering. Olje og kondensat blir transportert derifrå i ein ny rørleidning som er kopla til Troll oljerør II for vidare transport til Mongstad. Rikgassen blir eksportert i ein rørleidning til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) på britisk kontinentalsokkel for vidare transport til St Fergus.

Status: Alle produksjonsbrønner er bora og kompletterte i løpet av 2010 og 2011.

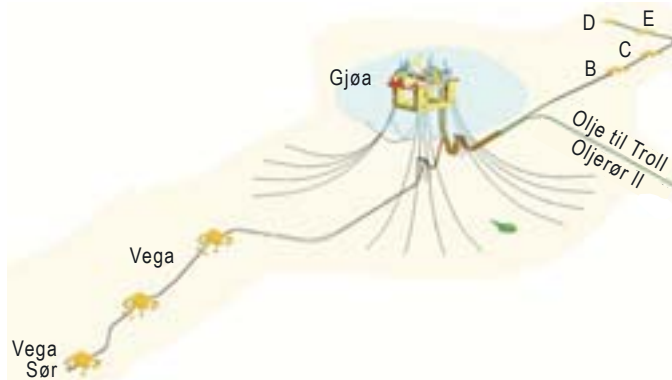
Vega

Mill. Sm³ o.e.



Vega Sør

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 090 C, tildelt 2005.	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	Funnår 1987
Produksjonsstart	02.12.2010	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Bayerngas Norge AS	10,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	6,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	6,00 %
	Petoro AS	24,00 %
	Statoil Petroleum AS	54,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	2,6 millionar Sm ³ olje	2,6 millionar Sm ³ olje
	4,6 milliardar Sm ³ gass	4,0 milliardar Sm ³ gass
	0,9 millionar tonn NGL	0,8 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,05 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,7 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	3,1 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	



Utbygging: Vega Sør ligg ved Framfeltet og havdjupe er 370 meter. Ein samla PUD for Vega og Vega Sør blei godkjent av styresmaktene i juni 2007. Utbyggingsskjema er ei havbotnramme som er knytt saman med Vega. PUD-fritak for oljesona blei godkjent hausten 2009.

Reservoar: Reservoaret inneheld gass og kondensat med ei oljesone i øvre del av Brent-gruppa av mellomjura alder, og ligg på 3500 meter djup.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlasing.

Transport: Brønnstraumen blir send i ein rørleidning frå Vega Sør via havbotnrammene på Vega til Gjåa for prosessering. Olje og kondensat går derifrå i ein ny rørleidning som er kopla til Troll oljerør II for vidare transport til Mongstad. Rikgassen blir eksportert i ein ny rørleidning til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) på britisk kontinentalsokkel for vidare transport til St Fergus.

Status: Produksjonen frå Vega-Sør er for tida stengt. Sidestegboring av ein produksjonsbrønn planlagd i 2012. Feltet er venta å starte produksjon seint i 2012/tidleg i 2013.

Vega Sør

Mill. Sm³ o.e.



Veslefrikk

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/3 - utvinningsløype 052, tildelt 1979. Blokk 30/6 - utvinningsløype 053, tildelt 1979.	
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget	Funnår 1981
Produksjonsstart	26.12.1989	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	37,00 %
	RWE Dea Norge AS	13,50 %
	Statoil Petroleum AS	18,00 %
	Talisman Energy Norge AS	27,00 %
	Wintershall Norge ASA	4,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	54,0 millionar Sm ³ olje	2,4 millionar Sm ³ olje
	5,7 milliardar Sm ³ gass	3,5 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	0,8 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 11 000 fat per dag, Gass: 0,27 milliardar Sm ³ , NGL: 0,09 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	4,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	15,6 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbygging: Veslefrikk er eit oljefelt som ligg 30 kilometer nord for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er om lag 185 meter. Feltet er bygt ut med to innretningar, Veslefrikk A og Veslefrikk B. Veslefrikk A er ei brønnhovedinnretning i stål med brusaband til Veslefrikk B. Veslefrikk B er ei halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Innretninga blei oppgradert i 1999 for å kunne ta imot kondensat frå Huldrafeltet. PUD for Statfjordformasjonen blei godkjend i juni 1994. PUD for reservoara i øvre Brent og I-områda blei godkjend i desember 1994.



Reservoar: Reservoara er i sandstein i Brent-gruppa, Dunlin-gruppa og Statfjordformasjonen av jura alder. Brent-gruppa er hovudreservoar og inneheld om lag 80 prosent av reservane. Reservoara ligg på 2800-3200 meter djup. Reservoarkvaliteten varierer frå moderat til svært god.

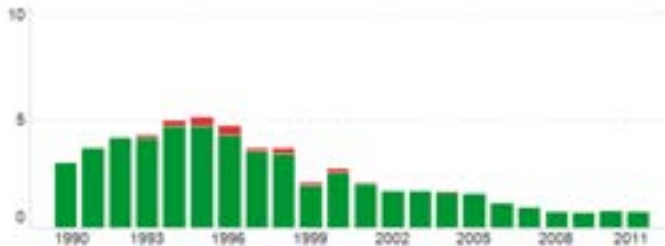
Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå vassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i Brent- og Dunlin-reservoara, og ved injeksjon av gass i Statfjordformasjonen. Det blir nytta fjerntstyrte kompletteringar (DIACS) i VAG-brønner. Noko gass har blitt eksportert frå november 2011.

Transport: Ein oljerørledning er kopla til Oseberg transport system (OTS) for transport til Sture-terminalen Gass til eksport blir transportert gjennom Stappipe-systemet til gassbehandlingsanlegget på Kårstø og terminalen i Emden.

Status: Produksjonen frå Veslefrikk er i halefasen. Boreanlegget vil bli oppgradert for å sikre mogleg drift ut den økonomiske levetida til feltet. Rettskavarane arbeider for å etablere ein gasstrategi for feltet for å optimalisere utvinninga av attverande olje- og gassressursar.

Veslefrikk

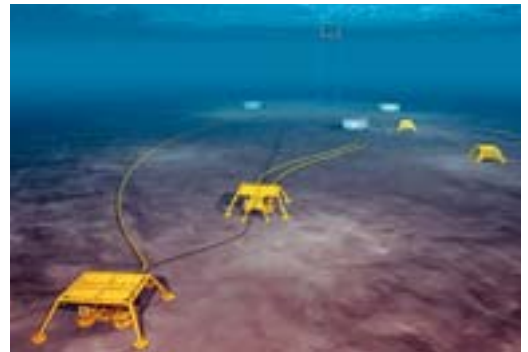
Mill. Sm³ o.e.



Vigdis

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984.	
Godkjent utbygt	16.12.1994 av Kongen i statsråd	Funnår 1986
Produksjonsstart	28.01.1997	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil Petroleum AS	41,50 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	63,4 millionar Sm ³ olje	13,7 millionar Sm ³ olje
	1,9 milliardar Sm ³ gass	0,4 milliardar Sm ³ gass
	1,2 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2012	Olje: 35 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	7,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	13,9 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging: Vigdis er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, mellom felta Snorre og Gullfaks i Tampen-området, på 280 meter havdjup. Feltet omfattar fleire funn og er bygt ut med havbotrammer som er knytte til Snorre A. Brønnstrømmen blir overført til Snorre A i to rørledningar. Vatn til injeksjon kjem i ein rørledning frå Snorre A. Olja frå Vigdis blir prosessert i ein eigen modul på Snorre A. PUD for Vigdis utviding, inklusive funnet 34/7-23 S og tilstøytande førekomstar blei godkjend i desember 2002.



Reservoar: Reservoaret i Vigdis Brent-førekomen er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder, medan Vigdis Øst-førekomen har reservoar i Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder. Borg Nordvest-førekomen har reservoar i intra-Draupne sandstein av seinjura alder. Reservoara ligg på 2200-2600 meter djup. Kvaliteten på reservoara er jamt over god.

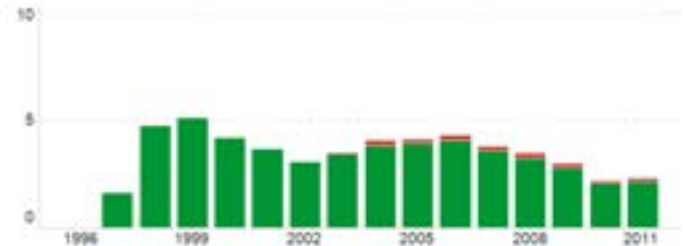
Utvinningsstrategi: Utvinninga er basert på delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon. Delar av reservoara blir påverka av nedblåsinga av Statfjordfeltet, og ein prøver å balansere dette med vassinjeksjon.

Transport: Stabilisert olje frå Vigdis går i rørledning frå Snorre A til Gullfaks A for lagring og utskipping. Gassen frå Vigdis blir nytta til injeksjon i Snorrefeltet.

Status: PUD for Vigdis Nordøst blei godkjend i 2011. Utbygginga omfattar ei ny havbotramme med brønner tilknytt den eksisterande infrastrukturen Vigdis har på havbotnen.

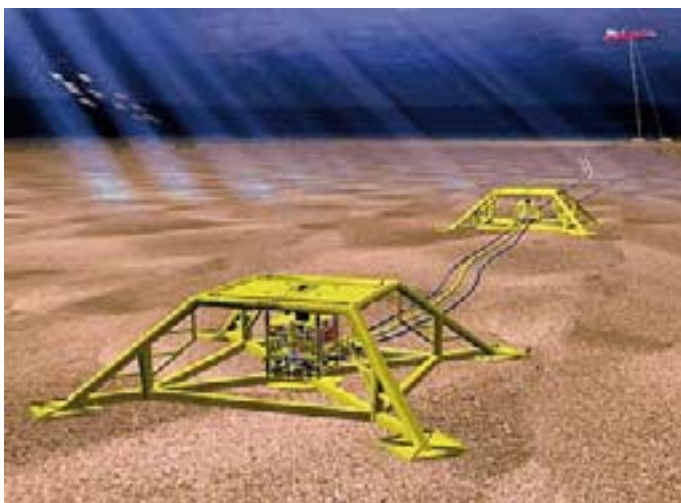
Vigdis

Mill. Sm³ o.e.



Vilje

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/4 - utvinningsløype 036 D, tildelt 2008.	
Godkjent utbygt	18.03.2005 av Kongen i statsråd	Funnår 2003
Produksjonsstart	01.08.2008	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Marathon Oil Norge AS	46,90 %
	Statoil Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
Venta produksjon i 2012	11,3 millionar Sm ³ olje	5,6 millionar Sm ³ olje
Venta investeringar f.o.m. 2011	Olje: 21 000 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2010	1,1 milliarder 2011-kroner	
	1,9 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Vilje er eit oljefelt i den midtre delen av Nordsjøen like nord for Heimdalfeltet. Havdjupet i området er 120 meter. Feltet er bygd ut med to havbotnbrønner som er knytte opp til produksjonsskipet *Alvheim FPSO*.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein avsett som turbidittar i Heimdalformasjonen av paleocen alder, og ligg 2150 meter under havflata.

Utvinningsstrategi: Produksjonen går føre seg med naturleg vassdriv frå den regionale underliggjande vassona i Heimdalformasjonen.

Transport: Brønnstraumen går i rørledning til produksjonsskipet på Alvheim, der olja blir bøyelasta.

Status: Produksjonen har vore over forventning grunna betre produksjonseffektivitet. Det er potensial for å bore ein ekstra brønn for å drenera den sørlege utvidinga av feltet.

Vilje
Mill. Sm³ o.e.



Visund

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/8 - utvinningsløype 120, tildelt 1985.	
Godkjent utbygt	29.03.1996 i Stortinget	Funnår 1986
Produksjonsstart	21.04.1999	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	9,10 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	53,20 %
	Total E&P Norge AS	7,70 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
Venta produksjon i 2012	33,0 millionar Sm ³ olje	11,3 millionar Sm ³ olje
Venta investeringar f.o.m. 2011	49,5 milliardar Sm ³ gass	43,0 milliardar Sm ³ gass
Totalt investert per 31.12.2010	6,2 millionar tonn NGL	5,8 millionar tonn NGL
Hovudforsyningsbase	Olje: 15 000 fat per dag, Gass: 0,48 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn	
	11,1 milliarder 2011-kroner	
	20,7 milliarder nominelle kroner	
	Flora	

Utbygging: Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Utbyggingsløysinga omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bustad-, bore- og prosesinnretning i stål (Visund A). Havdjupet er 335 meter. PUD for gass eksport blei godkjend i oktober 2002. Den nordlege delen av Visund er bygd ut med ei innretning på havbotnen, om lag ti kilometer nord for Visund A, men denne har vore stengd ned sidan 2006.



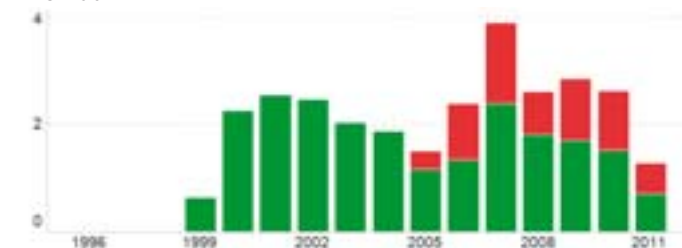
Reservoar: Visund inneheld olje og gass i fleire skråstilte forkastingsblokker med ulike trykk- og væskesystem. Reservoara er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder og Statfjord- og Lundeforformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2900-3000 meter djup.

Utvinningsstrategi: Oljeutvinninga går føre seg ved hjelp av gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). I eit av reservoara blir det og injisert tilbake produsert vatn. Hausten 2005 begynte ein å eksportere delar av den produserte gassen.

Transport: Olja går i rør til Gullfaks A. Der blir han lagra og skipa ut saman med olje frå Gullfaks. Gassen går til Kvitebjørn gassrørledning og derifrå til Kollsnes, der NGL blir skild ut før gassen blir eksportert vidare til marknaden.

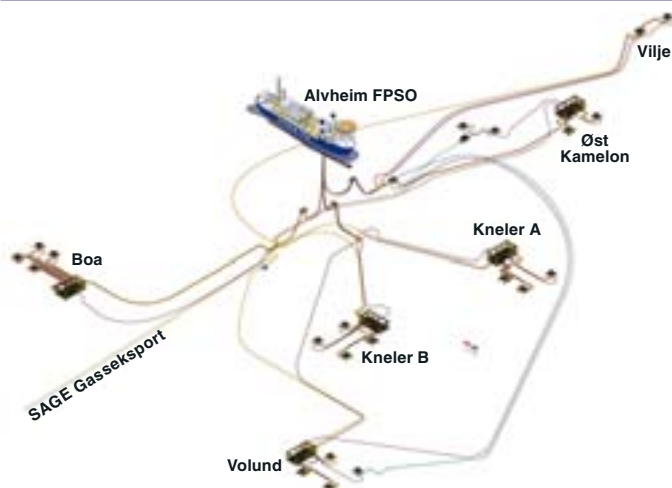
Status: Ei utfordring for Visund er å oppretthalde reservoartrykket og optimalisere oljeutvinninga før gass eksportnivået aukar. Den nordlege delen av Visundfeltet vil bli bygt ut på nytt med ei havbotnramme, og er venta å starte produksjon i slutten av 2013. Rettskavarane arbeider no med utbygging av funnet 34/8-13 A (Titan), og hovudplanen er å bore ein brønn frå Visund A og seinare ein brønn frå Visund Nord-innretninga.

Visund
Mill. Sm³ o.e.



Volund

Blokk og utvinningsløype	Blokk 24/9 - utvinningsløype 150, tildelt 1988.	
Godkjent utbygt	18.01.2007 av Kongen i statsråd	Funnår 1994
Produksjonsstart	10.09.2009	
Operatør	Marathon Oil Norge AS	
Retthavalar	Lundin Norway AS	35,00 %
	Marathon Oil Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	7,8 millionar Sm ³ olje	5,2 millionar Sm ³ olje
	1,0 milliardar Sm ³ gass	0,8 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 24 000 fat per dag, Gass: 0,19 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,6 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	3,2 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Volund er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen om lag 10 kilometer sør for Alvheimfeltet. Havdjupet i området er 120-130 meter. Feltet er bygd ut med eit havbotnanlegg som er knytt til produksjonsskipet *Alvheim FPSO*, med tre horisontale brønner.

Reservoar: Reservoaret er i injeksjonssand opphavleg av paleocen alder (Hermodformasjonen) som i tidleg eocen tid blei mobilisert og pressa inn i den overliggjande Balderformasjonen. Reservoardjupet er 2000 meter.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkvedlikehald frå ein vassinjeksjonsbrønn. Produsert vatn frå produksjonsskipet blir nytta til injeksjon.

Transport: Brønnstraumen går i rørledning til Alvheim for bøyelasting. Assosiert gass blir transportert via Alvheim i rørsystemet Scottish Area Gas Evacuation (SAGE) til St Fergus i Storbritannia.

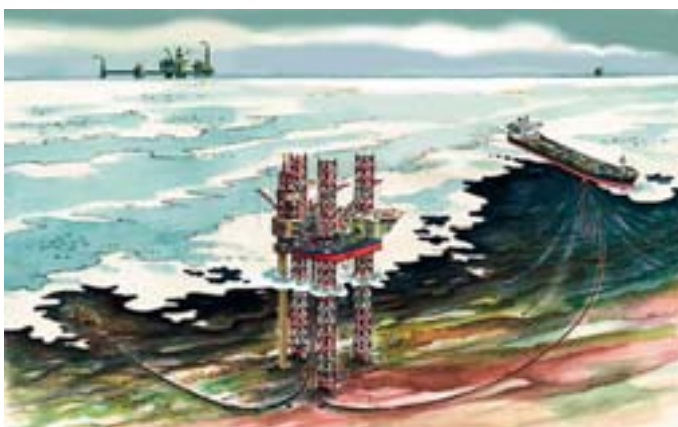
Status: Volund starta produksjon i 2009 frå ein produksjonsbrønn, men blei stengt ned grunna manglande produksjonskapasitet på *Alvheim FPSO*. Alle produksjonsbrønnane på feltet starta i august 2010 då kapasiteten på Alvheim blei tilgjengeleg. I løpet av 2011 har *Alvheim FPSO* hatt ledig kapasitet, og Volund har auka produksjonen.

Volund
Mill. Sm³ o.e.



Volve

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046 BS, tildelt 2006.	
Godkjent utbygt	22.04.2005 av Kronprinsregenten i statsråd	Funnår 1993
Produksjonsstart	12.02.2008	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavalar	Bayerngas Norge AS	10,00 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	Statoil Petroleum AS	59,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	8,5 millionar Sm ³ olje	1,5 millionar Sm ³ olje
	0,8 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2012	Olje: 10 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	0,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	3,0 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Volve er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen, om lag åtte kilometer nord for feltet Sleipner Øst. Havdjupet i området er 80 meter. Feltet er bygd ut med den oppjekkbare prosess- og boreinnretninga *Mærsk Inspirer* og eit skip for lagring av stabilisert olje, *Navion Saga*.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje i ei kombinert stratigrafisk og strukturell felle i sandstein i Huginformasjonen av jura alder. Reservoaret ligg på 2750-3120 meter djup. Den vestlege delen av strukturen er sterkt forkasta, og det er usikkert om det er kommunikasjon over forkastingane.

Utvinningsstrategi: Volve blir produsert med vassinjeksjon som drivmekanisme.

Transport: Rikgassen blir sendt til Sleipner A og eksportert vidare derifrå. Olja blir eksportert med tankskip.

Status: Produksjonen frå Volve er venta å minke raskt i åra framover. Ein vurderer nye bore mål som grunnlag for ein ny borekampanje som er planlagt sommaren 2012.

Volve
Mill. Sm³ o.e.



Yttergryta

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6507/11 - utvinningsløype 062, tildelt 1981 Blokk 6507/11 - utvinningsløype 263 C, tildelt 2008.	
Godkjent utbygt	21.05.2008 av Kongen i statsråd	Funnår 2007
Produksjonsstart	05.01.2009	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	9,80 %
	Petoro AS	19,95 %
	Statoil Petroleum AS	45,75 %
	Total E&P Norge AS	24,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	0,3 millionar Sm ³ olje	1,4 milliardar Sm ³ gass
	2,4 milliardar Sm ³ gass	0,3 millionar tonn NGL
	0,5 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2012	Gass: 0,30 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn	
Totalt investert per 31.12.2010	1,5 milliarder nominelle kroner	



Utbygging: Yttergryta ligg om lag fem kilometer nord for Midgard-førekomsten i Norskehavet. Havdjupet i området er 300 meter. Feltet er bygd ut med ei havbotnramme som er knytt til Midgard, og gassen blir produsert frå ein brønn.

Reservoar: Reservoaret inneheld gass i sandstein i Fangstgruppa av mellomjura alder og ligg på 2390-2490 meter djup.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlastning. Gassreservane er oppjustert på grunnlag av produksjonsdata. Ein reknar med at gass som strøymer frå det nordlege reservoarsegmentet til hovudsegmentet under produksjonen, er grunnen til dei gode produksjonsresultata.

Transport: Gassen blir transportert til Midgard X-ramma, og vidare til Åsgard B for prosessering. Gassen frå Yttergryta er CO₂-fattig og er difor ein god «blandegass» i Åsgard transport.

Status: Feltet blei sett i produksjon i januar 2009, og stengt seint i 2011 på grunn av vassproduksjon i gassproduksjonsbrønnen.

Yttergryta
Mill. Sm³ o.e.



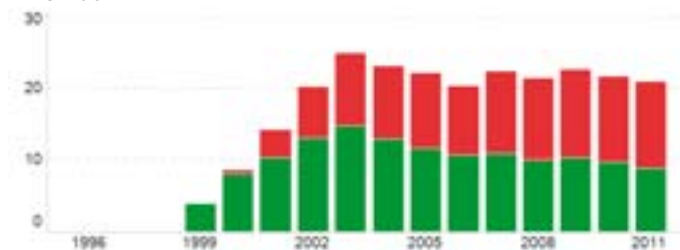
Åsgard

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6406/3 - utvinningsløype 094 B, tildelt 2002. Blokk 6407/2 - utvinningsløype 074, tildelt 1982. Blokk 6407/3 - utvinningsløype 237, tildelt 1998. Blokk 6506/11 - utvinningsløype 134, tildelt 1987. Blokk 6506/12 - utvinningsløype 094, tildelt 1984. Blokk 6507/11 - utvinningsløype 062, tildelt 1981.	
Godkjent utbygt	14.06.1996 i Stortinget	Funnår 1981
Produksjonsstart	19.05.1999	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	14,82 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	7,24 %
	Petoro AS	35,69 %
	Statoil Petroleum AS	34,57 %
	Total E&P Norge AS	7,68 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	103,8 millionar Sm ³ olje	25,9 millionar Sm ³ olje
	200,6 milliardar Sm ³ gass	89,3 milliardar Sm ³ gass
	38,8 millionar tonn NGL	18,7 millionar tonn NGL
	16,1 millionar Sm ³ kondensat	
Venta produksjon i 2012	Olje: 86 000 fat per dag, Gass: 11,83 milliardar Sm ³ , NGL: 2,26 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2011	41,9 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	60,0 milliarder nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	



Utbygging: Åsgard ligg sentralt i Norskehavet, på 240-300 meter havdjup. Åsgard omfattar funna 6506/12-1 Smørbukk, 6506/12-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard. Feltet er bygd ut med havbotnkompletterte brønner som er knytte til eit produksjons- og lagerskip, Åsgard A, som produserer og lagrar olje, og ei flytande, halvt nedsenkbar innretning, Åsgard B, som behandlar gass og kondensat. Til gassenteret er det knytt eit lagerskip for kondensat, Åsgard C. Åsgardfeltet er bygd ut i to fasar. Væskefasen kom i produksjon i 1999 og gasseskportfasen starta i 01.10.2000. Innretningane på feltet utgjer ein viktig del av infrastrukturen i Norskehavet. Gassen frå felta Mikkel og Yttergryta blir prosessert på Åsgard, og injeksjonsgass blir levert til Tyrhansfeltet. Morvinfeltet er knytt til Åsgard B.

Åsgard
Mill. Sm³ o.e.



Reservoar: Smørbukk-førekomsten ligg på ei rotert forkastingsblokk som er avgrensa av forkastingar i vest og nord, og av eit strukturelt djupare område mot sør og aust. Reservoara i Garn-, Ile-, Tofte-, Tilje- og Åreformasjonane er av jura alder og inneheld gass, kondensat og olje. Smørbukk Sør-førekomsten, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljeformasjonane, inneheld olje, gass og kondensat. Midgard-førekomsten er delt inn i fire strukturelle segment med hovudreservoar i Garn- og Ileformasjonane. Sandsteinsreservoara ligg på djup ned mot 4850 meter. Reservoarkvaliteten varierer mellom formasjonane, og det er store skilnader i porøsitet og permeabilitet mellom dei tre førekomstane.

Utviningsstrategi: For Smørbukk Sør går utvinninga føre seg med trykkvedlikehald ved hjelp av gassinjeksjon. Smørbukk produserer dels med trykkavlastning og dels med injeksjon av overskottsgass frå feltet. Midgard blir produsert med trykkavlastning. Konvertering av gassinjeksjonsbrønner til gassproduksentar på Smørbukk er i gangsett, og teknologien gjer det mogleg å veksle mellom injeksjon og produksjon. Dette vil oppretthalde både gassinjeksjonen i Smørbukk Sør og gasseksportvolumet frå Åsgard. I tillegg er det sett i gang ei separat undersøking om optimalisering av dreneringsstrategien på Smørbukk Sør, og planen er å modne prosjektet med ei utbygging i fasar med produksjonsstart for første fase i 2014 og den andre fasen, avhengig av resultatane frå den første fasen, i 2015/2016. Etablering av eit gasskomprimeringsanlegg på Midgard er godkjend av rettshavarane i juli 2011. Det er venta at det vil bli behandla i Stortinget i 2012. Oppstart av gasskomprimeringsprosjektet er planlagt til 2015. Dette anlegget vil vere nødvendig for å kunne oppretthalde gasstraumen i røra frå Mikkelfeltet og Midgard til Åsgard B for å hindre at det dannar seg hydrat i røra og som kan medføre stans i produksjonen. Ein stabil tilførsel av låg-CO₂-gass frå Mikkell og Midgard er også viktig for utblanding av høg-CO₂-gass frå Kristinfeltet i Åsgard transport til gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

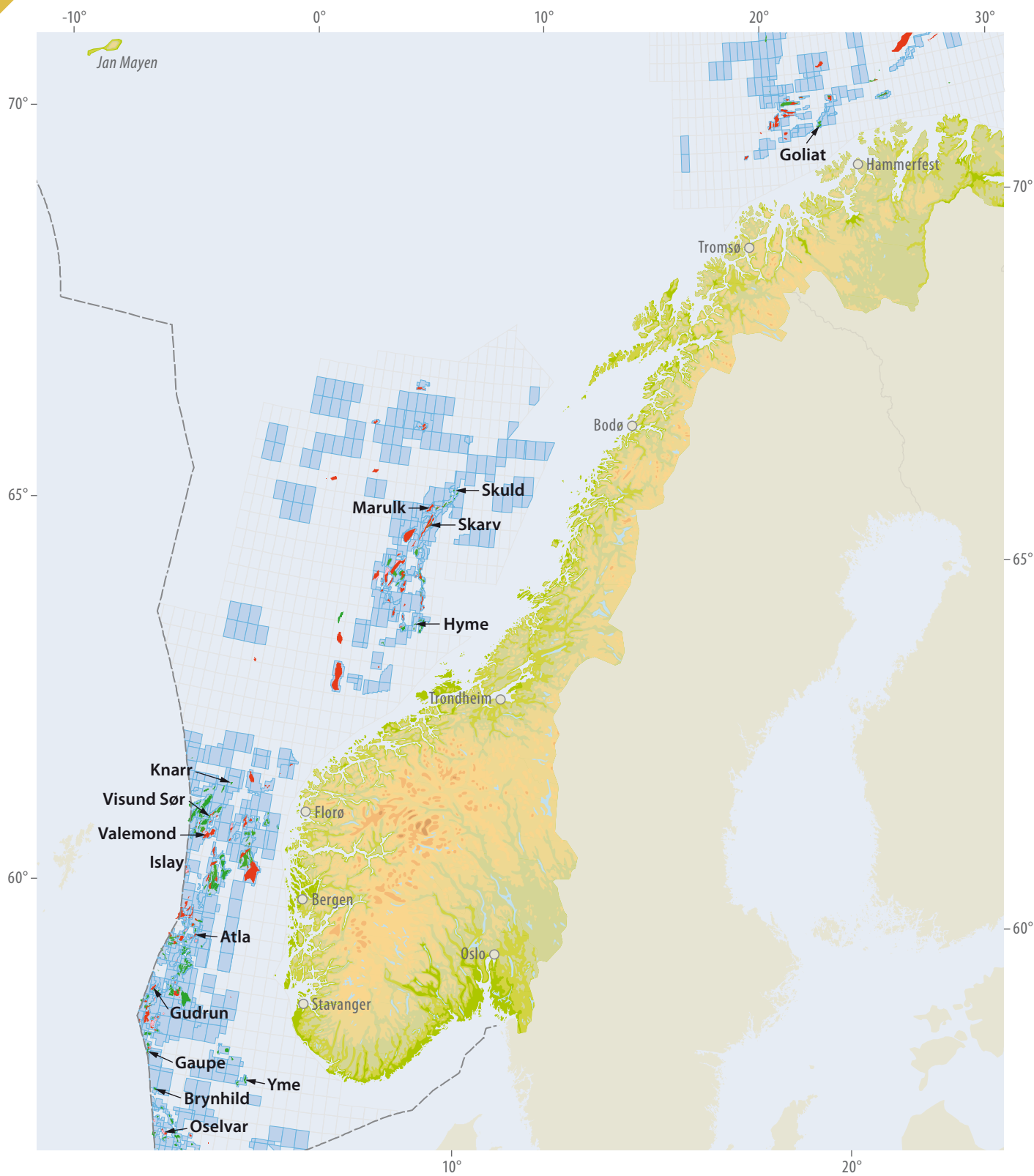
Transport: Olje og kondensat blir mellombels lagra på feltet og transportert til land med tankskip. Gassen går i Åsgard transport til Kårstø. Kondensat frå Åsgard blir seld som olje (Halten Blend).

Status: Dei fleste av produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auke utvinninga frå Åsgard, mellom anna ved å bore «infill»-brønner og sidestegsbrønner. Tidspunktet for implementeringa av lågtrykksproduksjonen ved Åsgard A og B blir òg vurdert. Andre tiltak for auka utvinning frå Åsgard er oppgradering av CO₂-fjerningsanlegget på Åsgard B og utvida levetid for Åsgard A. Det arbeidast med forlenge den økonomiske levetida til Åsgard B. Ein avgrensingsbrønn i 2009 påviste olje og gass i eit nytt segment nordaust på Smørbukk. Førekomsten blir tilknytt Åsgard B, med planlagt oppstart av produksjon i 2013. Det er påvist andre førekomstar i området som har gass med lågt CO₂-innhald. Arbeid med å realisere desse via Mikkell og Midgard til Åsgard B er sett i gang. I tillegg er det sett i gang tekniske undersøkingar av tredjepartsfunn som kandidatar for tilknytning til Åsgard.





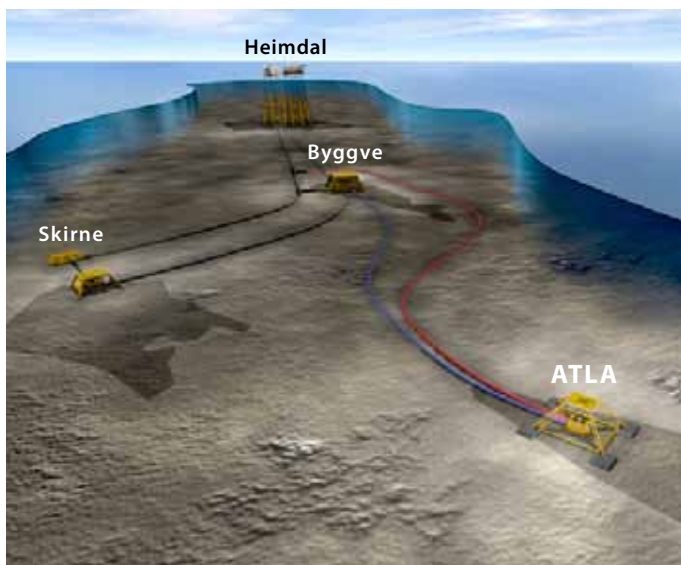
Høg aktivitet på norsk sokkel gjør at oppdraga står i kø for leverandøriustrien. (Foto: Harald Pettersen, Statoil)



Figur 11.1 Felt under utbygging (Kjelde: Oljedirektoratet)

Atla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/5 - utvinningsløyve 102 C, tildelt 2009.	
Godkjent utbygt	04.11.2011 av Kongen i statsråd	Funnår 2010
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettskavalar	Centrica Resources (Norge) AS	20,00 %
	Det norske oljeselskap ASA	10,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	0,3 millionar Sm ³ olje	
	1,4 milliardar Sm ³ gass	
Venta investeringar f.o.m. 2011	1,7 milliarder 2011-kroner	



Utbygging: 25/5-7 Atla blei påvist hausten 2010 om lag 20 kilometer nordaust for Heimdalfeltet. Havdjupet er 119 meter. Utbyggingsløyvinga er eit havbotninnretning med transport av væska via havbotninnretninga Skirne/Byggve til Heimdal for prosessering.

Reservoar: Reservoaret inneheld gass/kondensat i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 2700 meter djup.

Utvinningsstrategi: Gasstrykkavlasting med ein produksjonsbrønn.

Transport: Gasstransport til Storbritannia eller kontinentet via Gassled. For kondensat er planen å bruke same transportløyving som Heimdal, Forties-transportssystemet på britisk side.

Status: PUD blei godkjend i 2011 og planlagd produksjonsstart er i oktober 2012.

Brynhild

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7/4 - utvinningsløyve 148, tildelt 1988. Blokk 7/7 - utvinningsløyve 148, tildelt 1988.	
Godkjent utbygt	11.11.2011 av Kongen i statsråd	Funnår 1992
Operatør	Lundin Norway AS	
Rettskavalar	Lundin Norway AS	70,00 %
	Talisman Petroleum Norge AS	30,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	3,2 millionar Sm ³ olje	
Venta investeringar f.o.m. 2011	4,1 milliarder 2011-kroner	

Utbygging: Brynhild ligg kring 10 kilometer frå britisk grense, 55 kilometer nordvest for Ulafeltet, og 38 kilometer frå det britiske feltet Pierce. Havdjupet i området er 80 meter. Feltet skal byggast ut med ein havbotninnretning med tilknytting til Hæwene Brim FPSO på Pierce.

Reservoar: Reservoaret ligg på om lag 3300 meter i sandstein av seinjura alder i Ula-formasjonen. Reservoaret inneheld sterkt undermetta olje under reservoarforhold nær grensa for høgt trykk/høg temperatur (HPHT).

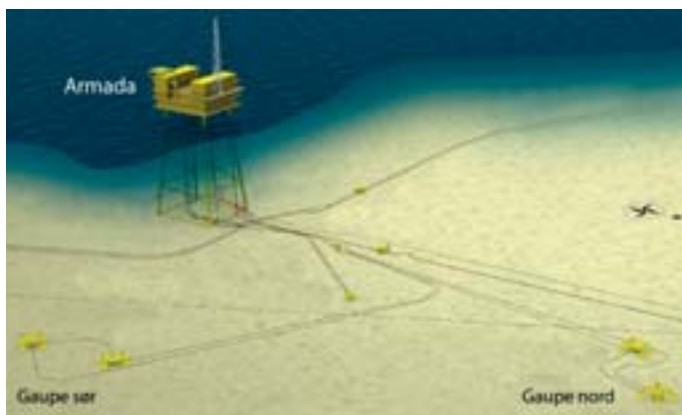
Utvinningsstrategi: Olja frå Brynhild skal produserast ved vassinjeksjon.

Transport: Brønnstraumen blir transportert i rørledning til Hæwene Brim FPSO for prosessering. Den prosesserte olja skal eksporterast med tankskip til marknaden, medan gassen blir reinjisert i Pierce.

Status: PUD blei godkjend i november 2011 og forventa produksjonsstart er i oktober 2013.

Gaupe

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/12 - utvinningsløype 292, tildelt 2003 Blokk 15/12 - utvinningsløype 292 B, tildelt 2009. Blokk 6/3 - utvinningsløype 292, tildelt 2003.	
Godkjent utbygt	25.06.2010 av Kongen i statsråd	Funnår 1985
Operatør	BG Norge AS	
Rettskavarar	BG Norge AS	60,00 %
	Lundin Norway AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	1,3 millionar Sm ³ olje	
	3,3 milliardar Sm ³ gass	
	0,2 millionar tonn NGL	
	0,1 millionar Sm ³ kondensat	
Venta investeringar f.o.m. 2011	2,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	0,4 milliarder løpende kroner	



Utbygging: Gaupe ligg nær grenselinja mellom norsk og britisk sektor, og om lag 12 kilometer sør for Vargfeltet. Havdjupet i området er om lag 90 meter. Utbyggingsløyninga er eit havbotnanlegg med to horisontale brønner knytt til Armada-innretninga på britisk sokkel.

Reservoar: Reservoara i Gaupe ligg i to strukturar på 3000 meter djup: Gaupe Sør og Gaupe Nord. Hovudreservoaret er i sandstein av trias alder, i tillegg er det ressursar i sandstein av mellomjura alder. Dei to strukturane har ei oljesone med overliggjande gasskappe, med ulike hydrokarbonkontaktar.

Utvinningsstrategi: Gaupe skal produserast med trykkavlastning. Oljesona blir produsert først, etterfølgd av kombinert produksjon frå olje- og gassonene.

Transport: Brønnstraumen blir prosessert på Armada-innretninga for eksport til Storbritannia. Rikgassen blir transportert via CATS-rørleidninga til Teesside, og kondensat og olje skal transporterast via Forties-rørleidninga.

Status: Planlagd produksjonsstart er mars 2012.

Goliat

Blokk og utvinningsløype	Blokk 7122/7 - utvinningsløype 229, tildelt 1997. Blokk 7122/8 - utvinningsløype 229, tildelt 1997.	
Godkjent utbygt	18.06.2009 i Stortinget	Funnår 2000
Operatør	Eni Norge AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	65,00 %
	Statoil Petroleum AS	35,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	30,6 millionar Sm ³ olje	
	7,3 milliardar Sm ³ gass	
	0,3 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2011	27,5 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	3,5 milliarder løpende kroner	



Utbygging: Goliat er eit oljefelt som blei påvist i 2000 og ligg om lag 50 kilometer søraust for Snøhvitfeltet i Barentshavet. Havdjupet i området er 360-420 meter. Goliatfeltet blir bygt ut med ein sirkulær FPSO (Sevan 1000) som inkluderer åtte havbotnrammer med totalt 32 brønnsliissar. Havbotnrammene blir knytt til FPSO-en med integrerte lager- og lastesystem.

Reservoar: Reservoara inneheld olje og tynne gasskapper i sandstein i Kapp Toscana-gruppa (Realgrunnen undergruppe) og Kobbeforvasjonen av trias alder. Reservoara ligg 1100-1800 meter under havflata i ein kompleks og segmentert struktur.

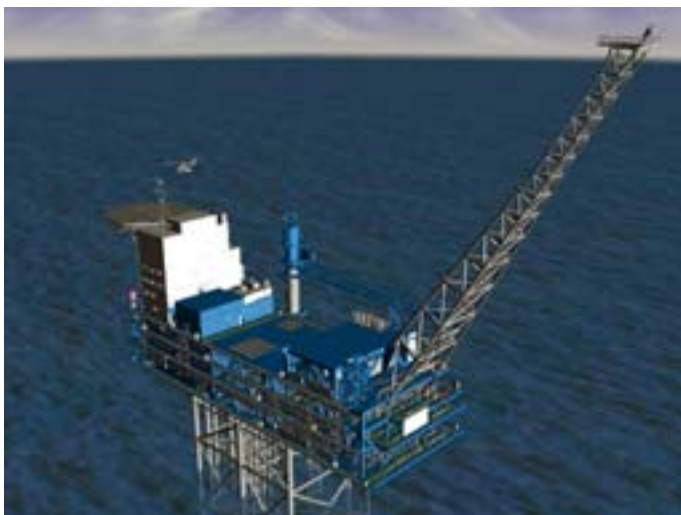
Utvinningsstrategi: Goliat skal produserast ved hjelp av vassinjeksjon som trykkstøtte. Assosiert gass blir reinjisert inntil ein mogleg gasseksport gjennom Snøhvit gassrør til Melkøya er etablert.

Transport: Olja blir lasta over på tankskip og transportert til marknaden. Mogleg gasseksport til Melkøya blir utgreidd.

Status: Planlagd produksjonsstart er seint i 2013.

Gudrun

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/3 - utvinningsløyve 025, tildelt 1969.	
Godkjent utbygt	16.06.2010 i Stortinget	Funnår 1975
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	GDF SUEZ E&P Norge AS	25,00 %
	Statoil Petroleum AS	75,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	11,2 millionar Sm ³ olje	
	6,0 milliardar Sm ³ gass	
	1,2 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2011	17,6 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	1,1 milliarder løpende kroner	



Utbygging: Gudrun ligg om lag 50 kilometer nord for feltet Sleipner Øst og Sleipner Vest. Havdjupet er om lag 110 meter. Gudrun blir bygd ut med ei innretning med stålunderstell og første trinn prosessering. Den skal knyttast til Sleipner A gjennom to rørleidningar, ein for olje og ein for riggass.

Reservoar: Reservoara inneheld olje og gass i sandstein i Draupneformasjonen av seinjura alder og gass i Huginformasjonen av mellomjura alder. Reservoara ligg på 4000-4760 meter djup.

Utvinningsstrategi: Gudrun blir produsert med naturleg trykkavlasting gjennom sju produksjonsbrønner.

Transport: Olje og gass frå Gudrun blir transportert til Sleipner A for vidare prosessering og eksport.

Status: Planlagd produksjonsstart er i 2014.

Hyme

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6407/8 - utvinningsløyve 348, tildelt 2004.	
Godkjent utbygt	24.06.2011 av Kongen i statsråd	Funnår 2009
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Core Energy AS	17,50 %
	E.ON Ruhrgas Norge AS	17,50 %
	Faroe Petroleum Norge AS	7,50 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	20,00 %
	Statoil Petroleum AS	35,00 %
	VNG Norge AS	2,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	3,2 millionar Sm ³ olje	
	0,5 milliardar Sm ³ gass	
	0,2 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2011	4,5 milliarder 2011-kroner	

Utbygging: Hyme ligg om lag 19 kilometer nordaust for Njordfeltet og om lag 10 kilometer vest for feltet Draugen. Havdjupet er om lag 260 meter. Hyme blir utbygt med ei standard havbotninnretning med fire brønsslissar. Hyme er tilknytt Njord-anlegget med ein navlestreng og eit produksjonsrør, eit vassinjeksjonsrør, og eit rør for gassløft. Utbyggingsplanen omfattar produksjon frå ein produksjonsbrønn samt ein vassinjektor knytt til Njord-feltet.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje og gass i Tilje-formasjonen av tidlegjura alder. Hovudreservoaret på Hyme omfattar Tilje 2.2- og Tilje 3-formasjonane. Reservoara ligg på 2150 meter djup og dei er av god kvalitet.

Utvinningsstrategi: Dreneringsstrategien er ein brønn med to greiner i Tilje-formasjonen. Brønnen er plassert i toppen av strukturen for å hindre vassgjennomtrenging. Dreneringstrategien er å injisere sjøvattn som trykkstøtte.

Transport: Olje og gass blir transportert via Njord-anlegget.

Status: Planlagd produksjonsstart er i første kvartal av 2013.

Islay

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 29/6 - utvinningsløyve 043 CS, tildelt 2010 Blokk 29/6 - utvinningsløyve 043 DS, tildelt 2010. Den norske delen av feltet er 5,51 %, den britiske delen er 94,49 %	
Godkjent utbygt	05.07.2010	Funnår 2008
Operatør	TOTAL E&P UK PLC	
Rettsnavarar (den norske delen)	Total E&P Norge AS	100,00 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg	
	0,1 milliardar Sm ³ gass	

Utvikling: Islay strekkjer seg over grensa mellom den norske og den britiske kontinentalsokkelen. Havdjupet er 122 meter. Islay blir utbygt med ein brønn tilknytt dei eksisterande Forvie-manifoldane.

Reservoar: Reservoaret ligg på eit djup mellom 3700 og 3900 meter og inneheld gasskondensat i sandstein frå Brentformasjonen av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi: Feltet skal produserast med naturleg trykkavlastning.

Transport: Produksjon frå Forvie-manifolden vil bli send via Forvie-Alwyn-rørleidningen til Alwyn North NAB-plattformen for separering. Gassen blir eksportert via FUKA-rørleidningen til St Fergus i Skottland, medan væskene blir eksportert til Sullom Voe-terminalen via Cormorant Alpha-innretninga og Brent-systemet.

Status: Produksjonsstart er planlagt i mars 2012.

Knarr

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/3 - utvinningsløyve 373 S, tildelt 2006.	
Godkjent utbygt	09.06.2011 i Stortinget	Funnår 2008
Operatør	BG Norge AS	
Rettsnavarar	BG Norge AS	45,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	25,00 %
	RWE Dea Norge AS	10,00 %
	Wintershall Norge ASA	20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	8,3 millionar Sm ³ olje	
	0,2 milliardar Sm ³ gass	
	0,4 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2011	6,5 milliarder 2011-kroner	

Utbygging: Knarr ligg om lag 50 kilometer nordaust for Snorre på 410 meter havdjup. Knarr skal byggjast ut med ein FPSO.

Reservoar: Reservoaret ligg på om lag 3800 meter djup og inneheld olje i sandstein i Cookformasjonen av tidlegjura alder.

Utvinningsstrategi: Produksjonsstrategien omfattar trykkvedlikehald frå vassinjeksjon.

Transport: Olje blir lasta frå Knarr FPSO over på tankskip, medan gassen blir eksportert via Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) til St Fergus i Skottland.

Status: Produksjonsstart er planlagt tidleg i 2014.

Marulk

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6507/2 - utvinningsløype 122, tildelt 1986. Blokk 6507/3 - utvinningsløype 122 B, tildelt 2002. Blokk 6607/11 - utvinningsløype 122 D, tildelt 2006. Blokk 6607/12 - utvinningsløype 122 C, tildelt 2004.		
Godkjent utbygt	15.07.2010 av Kongen i statsråd	Funnår	1992
Operatør	Eni Norge AS		
Rettskavarar	DONG E&P Norge AS		30,00 %
	Eni Norge AS		20,00 %
	Statoil Petroleum AS		50,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg		
	0,7 millionar Sm ³ olje		
	8,4 milliardar Sm ³ gass		
	1,4 millionar tonn NGL		
Venta investeringar f.o.m. 2011	2,4 milliarder 2011-kroner		
Totalt investert per 31.12.2010	0,5 milliarder løpende kroner		



Utbygging: Marulk er eit gass- og kondensatfelt som ligg om lag 25 kilometer sørvest for Nornefeltet. Havdjupet er om lag 370 meter. Utbyggingskonseptet er ei havbotninnretning knytt til Norne-skipet.

Reservoar: Reservoaret ligg på om lag 2800 meter djup og inneheld gass og kondensat i sandstein i Lysing- og Langeformasjonane av kritt alder.

Utvinningsstrategi: Marulk blir produsert med naturleg trykkavlasting.

Transport: Brønnstraumen vil bli sendt til Norne-skipet for prosessering. Gassen blir transportert til Åsgard transport og vidare til Kårstø-anlegget for eksport.

Status: Boring og komplettering av dei to produksjonsbrønnane starta opp hausten 2011. Planlagd produksjonsstart er våren 2012.

Oselvar

Blokk og utvinningsløype	Blokk 1/2 - utvinningsløype 274 CS, tildelt 2008. Blokk 1/3 - utvinningsløype 274, tildelt 2002.		
Godkjent utbygt	19.06.2009 av Kongen i statsråd	Funnår	1991
Operatør	DONG E&P Norge AS		
Rettskavarar	Altinex Oil Norway AS		15,00 %
	Bayerngas Norge AS		30,00 %
	DONG E&P Norge AS		55,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg		
	4,0 millionar Sm ³ olje 4,4 milliardar Sm ³ gass		
Venta investeringar f.o.m. 2011	2,8 milliarder 2011-kroner		
Totalt investert per 31.12.2010	1,7 milliarder løpende kroner		

Utbygging: Oselvar ligg 21 kilometer sørvest for Ulafeltet. Havdjupet i området er om lag 70 meter. Utbyggingsløysinga er ei havbotninnretning med produksjonsbrønner knytt med rørledning til Ulafeltet.

Reservoar: Reservoaret ligg på 2900-3250 meter djup i sandstein i Fortiesformasjonen av paleocen alder. Reservoaret inneheld olje med ei overliggjande gasskappe.

Utvinningsstrategi: Oselvar skal produserast med naturleg trykkavlasting via tre horisontale produksjonsbrønner.

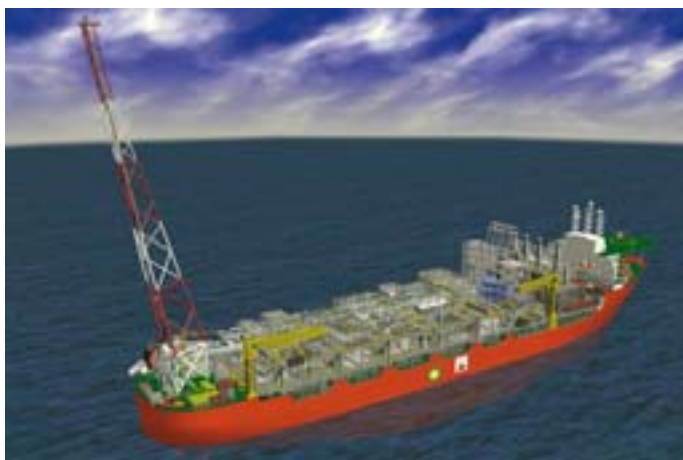
Transport: Brønnstraumen skal gå i ein rørledning til Ulafeltet for prosessering. Gassen skal nyttast som injeksjonsgass i Ula for auka utvinning, medan olja blir transportert i rør til Ekofisk for vidare eksport.

Status: Produksjonsstart er venta i april 2012.



Skarv

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6507/2 - utvinningsløype 262, tildelt 2000. Blokk 6507/3 - utvinningsløype 159, tildelt 1989. Blokk 6507/3 - utvinningsløype 212 B, tildelt 2002. Blokk 6507/5 - utvinningsløype 212, tildelt 1996. Blokk 6507/6 - utvinningsløype 212, tildelt 1996.	
Godkjent utbygt	18.12.2007 i Stortinget	Funnår 1998
Operatør	BP Norge AS	23,84 %
Rettskavarar	E.ON Ruhrgas Norge AS	28,08 %
	PGNiG Norway AS	11,92 %
	Statoil Petroleum AS	36,16 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	15,3 millionar Sm ³ olje	
	43,4 milliardar Sm ³ gass	
	5,7 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2011	16,3 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	28,2 milliarder løpende kroner	



Utbygging: Skarv ligg om lag 35 kilometer sørvest for Nornefeltet i nordre del av Norskehavet. Havdjupet i området er mellom 350 og 450 meter. Utbygginga er ei samordning av førekomstane 6507/5-1 (Skarv) og 6507/3-3 (Idun). Førekomsten 6507/5-3 (Snadd) inngår i Skarv, men er førebels ikkje ein del av utbygginga. Utbyggingsløysinga er ei flytande produksjonsinnretning (FPSO) knytt til fem brønnrammer på havbotnen.

Reservoar: Reservoara i Skarv inneheld gass og kondensat i sandstein i Garn-, Ile- og Tiljeformasjonane av mellomjura og tidlegjura alder. I Skarv-førekomsten er det også ei underliggjande oljesone i Garn- og Tiljeformasjonane. Garnformasjonen har god reservoarkvalitet, medan Tiljeformasjonen har relativt dårleg kvalitet. Reservoara ligg på 3300-3700 meter djup og er delt opp i fleire forkastingssegment.

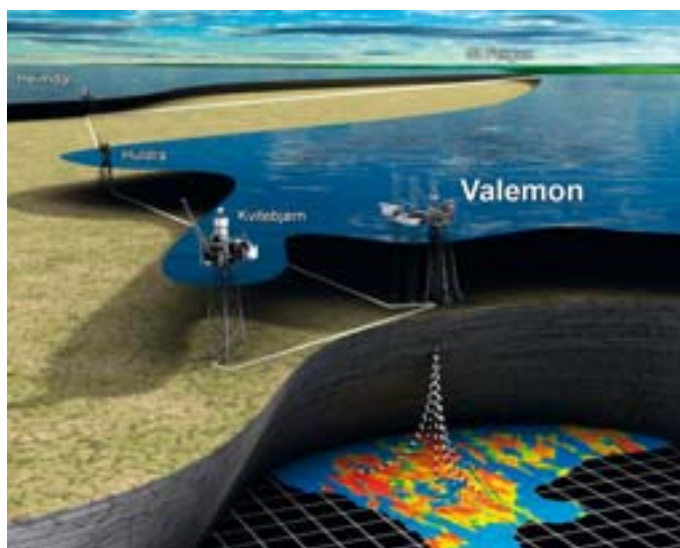
Utvinningsstrategi: Dei første åra planlegg ein reinjeksjon av gass i Garn- og Tiljeformasjonane for å auke oljeutvinninga.

Transport: Olja blir bøyelasta til tankskip, medan gass blir eksportert via eit 80 kilometer rør som er knytt til Åsgard transportsystem.

Status: Produksjonsskipet blei ferdigstilt og slept ut til feltet august 2011. Brønnrammene blir installert på feltet. Boring starta i 2010, og produksjonsstart er planlagt i mai/juni 2012.

Valemon

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/1 - utvinningsløype 050 C, tildelt 1999. Blokk 34/10 - utvinningsløype 050, tildelt 1978. Blokk 34/10 - utvinningsløype 050 B, tildelt 1995. Blokk 34/10 - utvinningsløype 050 D, tildelt 2007. Blokk 34/11 - utvinningsløype 193 B, tildelt 2009. Blokk 34/11 - utvinningsløype 193 D, tildelt 2011.	
Godkjent utbygt	09.06.2011 i Stortinget	Funnår 1985
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Enterprise Oil Norge AS	3,23 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	66,78 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	4,9 millionar Sm ³ olje	
	26,1 milliardar Sm ³ gass	
	1,3 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2011	19,0 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2010	0,1 milliarder løpende kroner	



Utbygging: 34/10-23 Valemon ligg i blokkene 34/11 og 34/10, rett vest for Kvitbjørnfeltet. Havdjupet er 135 meter. Det er bora fleire avgrensingsbrønner. Utbyggingsprinsippet er ei produksjonsplattform med enkel separasjonsprosess.

Reservoar: Førekomsten har ein kompleks struktur med mange forkastingar. Reservoara er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og Cookformasjonen av tidlegjura alder. Reservoara ligg på om lag 4000 meter djup, med høgt trykk og høg temperatur.

Utvinningsstrategi: Valemon skal produserast ved hjelp av trykkavlastning.

Transport: Kondensatet blir transportert til Kvitbjørn og vidare i Kvitbjørn oljerør (KOR) til Mongstad. Riggassen skal etter planen transporterast i rørledning til Heimdal for vidare transport til Storbritannia eller til kontinentet.

Status: Planen er å starte boring av brønner i 2012 med produksjonsstart i 2014.

Visund Sør

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/8 - utvinningsløype 120, tildelt 1985.	
Godkjent utbygt	10.06.2011 av Kongen i statsråd	Funnår 2008
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	9,10 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	53,20 %
	Total E&P Norge AS	7,70 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	3,7 millionar Sm ³ olje	
	9,6 milliardar Sm ³ gass	
	1,2 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2011	4,6 milliarder 2011-kroner	



Utbygging: Visund Sør ligg 10 kilometer sørvest for Visund-plattformen og om lag 10 kilometer nordaust for Gullfaksfeltet. Havdjupet i området er 290 meter. Visund Sør skal byggast ut med ei havbotnramme knytt opp til Gullfaks C-innretninga.

Reservoar: Reservoara ligg på 2800-2900 meter djup og inneheld olje og gass i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi: Olja i Visund Sør blir produsert med ekspansjon av gasskappa, etterfølgd av trykkavlastning for gassproduksjon.

Transport: Olje og gass blir transportert til Gullfaks C for prosessering og eksport.

Status: Produksjonsstart er planlagt hausten 2012.

Yme

Blokk og utvinningsløype	Blokk 9/2 - utvinningsløype 316, tildelt 2004. Blokk 9/5 - utvinningsløype 316, tildelt 2004.	
Godkjent utbygt	11.05.2007 av Kongen i statsråd	Funnår 1987
Produksjonsstart	27.02.1996	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavalar	Lotos Exploration and Production Norge AS	20,00 %
	Norske AEDC A/S	10,00 %
	Talisman Energy Norge AS	60,00 %
	Wintershall Norge ASA	10,00 %
Utvinnbare reservar*	Opphavleg	løyen per 31.12.2011
	19,9 millionar Sm ³ olje	12,0 millionar Sm ³ olje
Venta investeringar f.o.m. 2011	3,1 milliarder 2011-kroner	
Totalt investert per* 31.12.2010	9,6 milliarder løpende kroner	

* Inkluderer tidlegare og ny utbygging.

Utbygging: Yme ligg i den søraustlege delen av Nordsjøen på 77-93 meter havdjup. Yme er det første oljefeltet på norsk sokkel som blir bygt ut på ny etter at feltet har vore stengt ned. Feltet blei første gong bygt ut i 1995, innafor utvinningsløype 114, med Statoil som operatør. Produksjonsperioden var frå 1996 til 2001, då det ikkje lenger blei funne lønsamt å halde fram med drifta. I 2006 vedtok nye rettskavalar i utvinningsløype 316, med Talisman som operatør, å utvinne attverande ressurser med ei ny oppjekkbar produksjonsinnretning. Innretninga er plassert på ein lagertank for olje på havbotnen over Gamma-strukturen. Beta-strukturen blir bygt ut med brønner på havbotnen.



Reservoar: Yme inneheld to separate hovudstrukturar: Gamma og Beta, med til saman fem førekomstar. Reservoaret er i sandstein i Sandnesformasjonen av mellomjura alder og ligg på om lag 3150 meter djup.

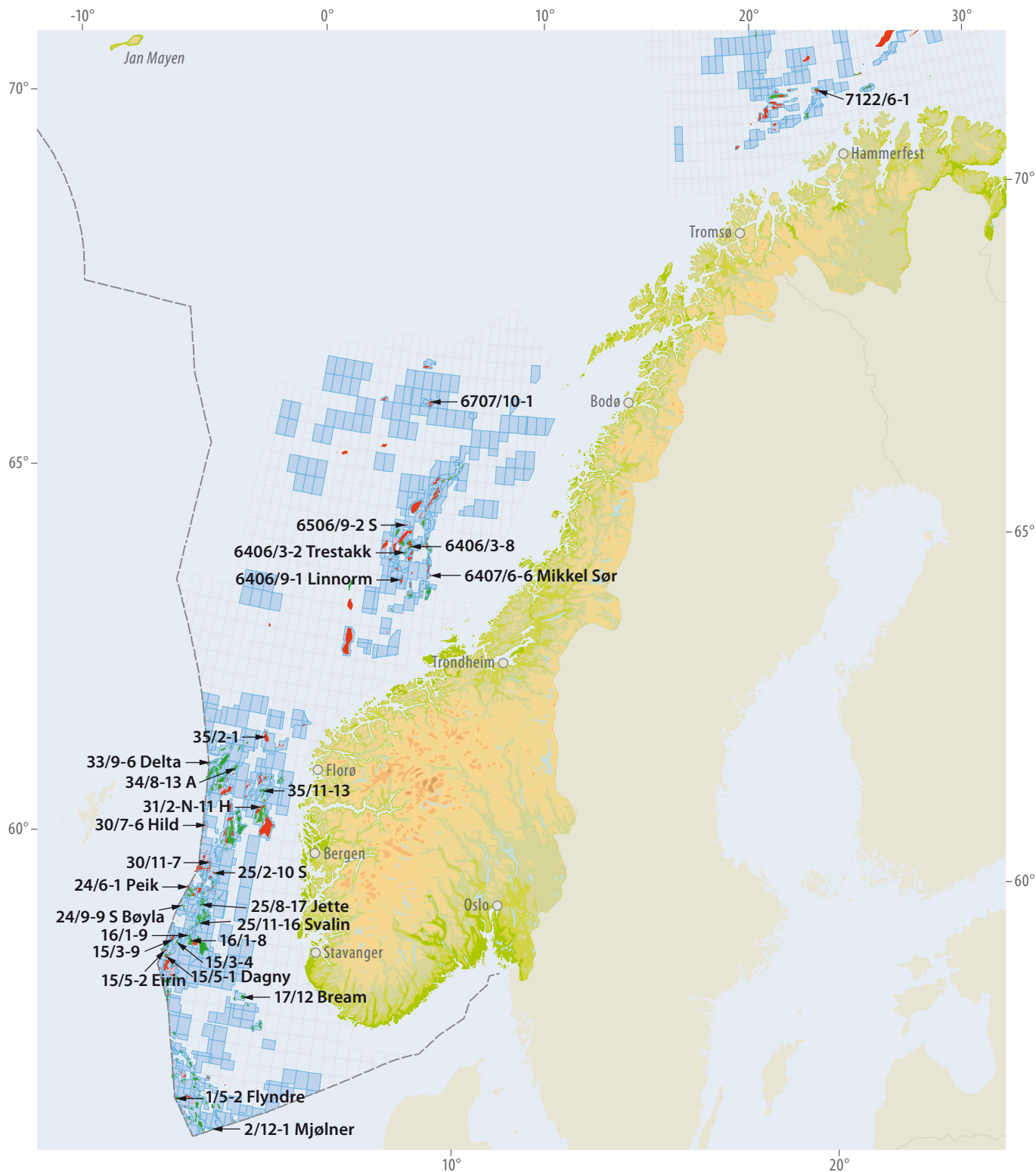
Utvinningsstrategi: Yme skal hovudsakleg produsert ved hjelp av vassinjeksjon. Overskottsgass kan òg bli injisert saman med vatn i ein brønn.

Transport: Brønnstraumen blir prosessert på Yme-innretninga og olja blir lagra i tanken for eksport via lastebøyer til tankskip. Etter planen skal overskottsgassen injiserast.

Status: Det er usikkert når produksjonen kan starte.



Stadig flere felt blir bygt ut med undervassinnretninger. Her frå installeringa på Vigdis Øst. (Foto: A. Osmundsen, Statoil)



Figur 12.1 Utbyggingar i framtida (Kjelde: Oljedirektoratet)

Utbygging vedtekne av rettshavarane

25/8-17 Jette

Utvinningsløyve: 027 D, 169 C, 504. Operatør: Det norske oljeselskap ASA

Ressursar: Olje: 1,6 millionar Sm³. Gass: 0,4 milliardar Sm³

Jettefeltet består av oljefunnet 25/8-17 som blei bora i 2009. Det ligg kring seks kilometer sør for Jotunfeltet, på om lag 127 meters havdjup. Reservoaret ligg på litt meir enn 2000 meters djup i Heimdalformasjonen av paleocen alder. Jette skal byggast ut med ei havbotnramme knytta til Jotun-plattformen. PUD blei godkjend 17.02.2012, og planlagd produksjonsstart er første kvartal i 2013.

33/9-6 Delta

Utvinningsløyve: 037 D. Operatør: Wintershall Norge ASA

Ressursar: Olje: 0,1 millionar Sm³

33/9-6 Delta blei påvist i 1976 og ligg nær grensa til britisk sokkel mellom felta Murchison og Staffjord Nord. Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og ligg om lag 3000 meter under havflata. Det er bora ein brønn frå Murchison-innretninga på britisk side for å avgrense reservoaret, og prøveutvinning blir for tida gjenomført i denne brønnen.

6608/10-12 og 6608/10-14 S Skuld

Utvinningsløyve: 128. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 13,4 millionar Sm³. Gass: 0,9 milliardar Sm³.

NGL: 0,1 millionar tonn

Skuld ligg i Norskehavet nord for Norne, på om lag 340 meter havdjup. Feltet omfattar to oljeførekomstar, 6608/10-12 (Dompap) og 6608/10-14 S (Fossefall), som ligg respektive 26 kilometer og 16 kilometer nord for Norne-skipet. Skuld er under utbygging med brønnrammer knytt til Norne FPSO. Reservoara ligg på 2400-2600 meter djup og er i sandstein i Åre-, Tofte- og Ileformasjonane av tidleg til mellom jura alder. Skuld blir drenert med vassinjeksjon. I tillegg blir nokre av brønnane utstyrt med gassløft for å handtere lågt trykk og høgt vasskutt.

Brønnstraumen blir prosessert på Norne-skipet, og olja blir bøye-lasta saman med olja frå Nornefeltet. Gassen går i røyr frå Norne-skipet til Åsgard og vidare eksportert i Åsgard transport til gassbehandlingsanlegget på Kårstø i Rogaland.

Utbygginga av Skuldfeltet er i gong. Boringa av utvinningsbrønnane er planlagt til i mars 2012, og produksjonen skal etter planen starte i desember 2012.

Felt og funn i planleggingsfasen

1/5-2 Flyndre

Utvinningsløyve: 018 C, 297. Operatør: Maersk Oil Norway AS

Ressursar: Olje: 0,4 millionar Sm³. Gass: 0,1 milliardar Sm³

1/5-2 Flyndre blei påvist i 1974, og ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk sektor i Ekofisk-området, på 70 meters havdjup. Funnet inneheld olje og assosiert gass i sandstein av paleocen alder og i kritbergartar av seinkrit alder. Det er bora fire brønner på funnet, ein på norsk side og tre på britisk side. Brørparten av ressursane ligg i reservoaret av paleocen alder på britisk kontinentalsokkel, og det er ikkje planlagt utvinning frå kritreservoaret. Ein FDP (Field Development Plan) skal etter planen leverast til britiske og norske styresmakter tidleg i 2012. Kritreservoaret er ikkje inkludert i utbyggingssplanen. Den planlagde utbyggingssløysinga er ei havbotnramme på britisk side knytt til Clyde-innretninga på britisk kontinentalsokkel. Produksjonsstart er planlagt i september 2013.

15/3-4

Utvinningsløyve: 025, 187. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 1,9 millionar Sm³. Gass: 1,6 milliardar Sm³.

NGL: 0,2 millionar tonn

Funnet 15/3-4 (Sigrun) blei gjort i 1981 om lag 10 kilometer søraust for Gudrunfeltet. Havdjupet er om lag 110 meter. Funnet inneheld olje i Huginformasjonen av mellomjura alder, på om lag 3800 meters djup. Funnet skal vurderast i 2012. Ein mogeleg utbyggingssløysing er ei havbotnramme knytt til Gudrun-anlegget.

15/3-9

Utvinningsløyve: 025, 187. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 0,6 millionar Sm³. Gass: 0,3 milliardar Sm³.

NGL: 0,1 millionar tonn

15/3-9 er eit oljefunn som ligg om lag fire kilometer søraust for Gudrun. Planen er å produsere ressursane med ein langtrekkande brønn frå Gudrun-innretninga og med trykkavlastning.

15/5-1 Dagny

Utvinningsløyve: 029, 029 B, 048, 303. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 8,6 millionar Sm³. Gass: 16,6 milliardar Sm³.

NGL: 2,4 millionar tonn. Kondensat: 3,0 millionar Sm³

15/5-1 Dagny er eit olje- og gassfunn 250 kilometer vest for Stavanger og 30 kilometer nordvest for Sleipner A-innretninga. Havdjupet er 116 meter. Feltet blei påvist i 1974. Reservoaret inneheld olje og gass i Huginformasjonen av seinjura alder på om lag 3700 meters djup. Dagny skal byggast ut med ein ny stålplattform. Boringa er planlagt utført med ei mobil oppjekkbar innretning. Olja blir eksportert via bøye-lastning (FSU) og riggassen blir eksportert til Sleipner A for prosessering med vidare eksport av seld gass til Gassled og kondensat/NGL til Kårstø-anlegget. Ei fasa gassinjeksjonsløysing er vald som dreneringsstrategi. Injeksjonen vil starte med gass frå Eirin-funnet som ligg ni km nordvest for Dagny, medan implementering av full gassinjeksjon og import frå Gassled blir ei separert avgjerd i 2017 basert på ny informa-

sjon frå produksjonsboringa og tidlege erfaringar frå produksjon og injeksjon. Konseptet blei valt i desember 2011. Rettshavarane planlegg å levere PUD i desember 2012 og starte opp produksjon hausten 2016.

15/5-2 Eirin

Utvinningsløyve: 048 E. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Gass: 10,2 milliardar Sm³. NGL: 0,1 millionar tonn.
Kondensat: 0,7 millionar Sm³

15/5-2 Eirin blei påvist i 1978. Det ligg om lag 40 kilometer nordvest for Sleipner A-innretninga, og ni kilometer nord for funnet 15/5-1 Dagny. Om lag 80 prosent av gassen er i Skagerakformasjonen (seintrias alder), og om lag 20 prosent i Sleipnerformasjonen (jura). Skagerakformasjonen ligg på om lag 4120 meters djup. Utbyggingsløyvinga blir truleg ei havbotnramme med fire brønnslassar og to gassbrønningar knytte til den planlagde Dagny-innretninga, der brønnstraumen dels blir prosessert og gassen brukt for injeksjon i «Dagny» for å auke utvinninga. Havdjupet på den foreslåtte staden for havbotnramma er 118 meter.

Eirin skal byggast ut parallelt med Dagny. Konseptet blei valt i desember 2011. Rettshavarane planlegg å levere PUD i desember 2012 og starte produksjon i desember 2016.

16/1-8

Utvinningsløyve: 338. Operatør: Lundin Norway AS

Ressursar: Olje: 25,6 millionar Sm³. Gass: 1,9 milliardar Sm³.
NGL: 0,8 millionar tonn

* Inkluderer ikkje ressursar i 16/1-12 (Luno Extension), RK7F

16/1-8 (Luno) blei påvist i 2007, om lag 35 kilometer sør for felta Grane og Balder. To avgrensingsbrønningar, 16/1-10 og 16/1-13, er bora på funnet i 2009 og 2010. Havdjupet er om lag 110 meter. Reservoaret inneheld olje og gass i sandstein og konglomerat av jura og seintrias alder. Reservoaret ligg på 1900-1990 meters djup. PUD blei levert styresmaktene i januar 2012. Rettshavarane tilrår ei sjølvstendig utbygging med fast produksjonsinnretning. Produksjonsinnretninga vil ha fleksibiliteten for tilknytning av «Draupne»-funnet. Produksjonsstrategien vil vere trykkvedlikehald ved vassinjeksjon. Den produserte gassen blir eksportert til Sleipner Øst eller til det britiske gasstransportsystemet. Produksjonsstart er venta seint i 2015.

16/1-9

Utvinningsløyve: 001 B. Operatør: Det norske oljeselskap ASA

Ressursar: Olje: 17,2 millionar Sm³. Gass: 3,6 milliardar Sm³.
NGL: 0,7 millionar tonn

16/1-9 (Draupne) blei påvist i 2008, om lag 30 kilometer sør for felta Grane og Balder. Ein avgrensingsbrønn og eit sidesteg, 16/1-11 og 16/1-11A, blei bora på funnet i 2010. Havdjupet er om lag 110 meter. Reservoaret inneheld olje og gass i sandstein i Sleipnerformasjonen av mellomjura alder og Skagerrakformasjonen av seintrias alder. Reservoaret ligg på om lag 2400 meters djup. Rettshavarane vurderer ei sjølvstendig utbygging med ei fast produksjonsinnretning tilknytt «Luno»-innretninga. I tillegg er to oljefunn, 25/10-8 Hanz og 16/1-7 West Cable, planlagt produsert via Draupne innretninga. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene i løpet av 2012.

17/12-1 Bream

Utvinningsløyve: 407. Operatør: BG Norge

Ressursar: Olje: 7,2 millionar Sm³

17/12-1 Bream blei påvist i 1972 i utvinningsløyve 016. Funnet ligg på om lag 110 meters havdjup i den søraustlege delen av Nordsjøen, om lag 50 kilometer nordvest for Ymefeltet. Reservoaret er i sandstein i Sandnesformasjonen av mellomjura alder, og ligg på om lag 2300 meters djup. Funnet blei levert tilbake i 1994 og tildelt på nytt i 2007 til utvinningsløyve 407. I 2009 blei det bora ein avgrensingsbrønn 17/12-4 med to horisontale sidesteg. Den mest trulege utbyggingsløyvinga er ein leigd FPSO. Vassinjeksjon er tilrådd som dreneringsstrategi og assosiert gass skal etter planen reinjiserast. Mogleg produksjonsstart er i 2015/2016.

24/6-1 Peik

Utvinningsløyve: 088. Operatør: Centrica Resources (Norge) AS

Ressursar: Gass: 2,5 milliardar Sm³. Kondensat: 0,7 millionar Sm³

24/6-1 Peik blei påvist i 1985 og avgrensa med brønnen 9/15a-1 på britisk side i 1987. Funnet ligg på begge sider av grensa mellom norsk og britisk sektor, om lag 18 kilometer vest for Heimdal og like nordvest for Alvhøimfeltet. Havdjupet er om lag 120 meter. Reservoaret inneheld sandstein i Vestlandgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4500 meters djup og inneheld gass og kondensat under høgt trykk. Funnet er planlagt bygt ut med ei havbotninnretning knytt til eit norsk knutepunkt i området, eller til eit felt på britisk side.

24/9-9 S Bøyla

Utvinningsløyve: 340. Operatør: Marathon Petroleum Norge AS

Ressursar: Olje: 3,2 millionar Sm³. Gass: 0,3 milliardar Sm³

24/9-9 S Bøyla, tidlegare kjent som «Marilhøne» blei påvist i 2009. Funnet ligg om lag 28 kilometer sør for Alvhøimfeltet. Havdjupet er om lag 120 meter. Reservoaret inneheld olje i sandstein i Hermodformasjonen av paleocen alder. Reservoaret ligg på om lag 2100 meters djup. Funnet er planlagt utbygt med ei havbotninnretning knytt til Alvhøim. Planen er å levere PUD til OED i juli 2012, og planlagt produksjonsstart er i slutten av 2013 eller byrjinga av 2014.

Frøy

Utvinningsløyve: 364. Operatør: Det norske oljeselskap ASA

Ressursar: Olje: 11,1 millionar Sm³

Frøy er eit oljefelt som ligg i blokkene 25/2 og 25/5, om lag 32 kilometer søraust for Friggfeltet og 25 kilometer nordaust for Heimdal-feltet. Havdjupet i området er 117 meter. Frøy var opphavleg ein del av utvinningsløyva 026 og 102, som blei tildelte i 1976 og 1995. Feltet blei påvist i 1987 og blei sett i produksjon i mai 1995 med Elf Petroleum Norge AS som operatør. Produksjonen blei avslutta i mars 2001. Det var då produsert 5,6 millionar Sm³ olje og 1,6 milliardar Sm³ assosiert gass. Frøyfeltet blei tildelt på ny i januar 2006 til utvinningsløyve 364. I september 2008 leverte operatøren ein PUD for ny utbygging til styresmaktene. I ettertid har rettshavarane trekt PUD fordi lønsemda er usikker.

25/2-10 S

Utvinningsløyve: 442. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 10 millionar Sm³. Gass: 2 milliardar Sm³

Brønnen 25/2-10 S blei bora på Frigg Gamma-strukturen, der olje/gass blei påvist alt i 1986. Funnet ligg om lag 20 kilometer aust for Friggfeltet. Havdjupet i området er om lag 120 meter. Reservoaret inneheld olje og gass i sandstein frå den eocene Frigg-formasjonen og ligg på om lag 1900 meter djup. Ressursane inkluderer òg Frigg Delta-strukturen, der brønnen 25/2-17 blei bora i 2009, med funn av olje i same reservoar som resultat.

25/11-16 Svalin

Utvinningsløyve: 169. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 12,2 millionar Sm³

25/11-16 Svalin blei påvist i 1992, åtte kilometer sørvest vest for Granefeltet. Funnet inkluderer 25/11-25 S som blei gjort i 2008. Havdjupet er om lag 120 meter. Brønnane påviste olje og assosiert gass på om lag 1750 meters djup i sandstein tilhøyrande Heimdal- og Balderformasjonen av paleocen til tidleg eocen alder. Sandsteinen er avsett som djupmarine vifteavsetningar. 25/11-25 S-funnet skal byggast ut med ein fleiregreinsbrønn frå Grane-innretninga, og 25/11-16-funnet skal byggast ut med ei havbotninnretning knytt til Grane. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene i 2012, og det er venta at funna kjem i produksjon i 2014.

30/7-6 Hild

Utvinningsløyve: 040, 043. Operatør: Total E&P Norge AS

Ressursar: Olje: 5,8 millionar Sm³. Gass: 20,0 milliardar Sm³.

NGL: 0,9 millionar tonn. Kondensat: 3,5 millionar Sm³

30/7-6 Hild blei påvist i 1978 og ligg nær delelinja til britisk sektor, om lag 42 kilometer vest for feltet Oseberg. Havdjupet er 100–120 meter. Reservoara er strukturelt komplekse og inneheld gass ved høg temperatur og høgt trykk. Det er tre reservoar i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder på 3700–4400 meters djup. Det er også påvist olje i eit reservoar av eocen alder på om lag 1750 meters djup. Rettshavarane leverte ein PUD i januar 2012. Olje- og gassreservoara skal byggast ut med ei fast produksjonsinnretning. Brønnane blir bora med ei flyttbar oppjekkbar innretning. Produksjonsstart er venta i slutten av 2016.

30/11-7

Utvinningsløyve: 035 B. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 0,6 millionar Sm³. Gass: 4,3 milliardar Sm³

Brønnen 30/11-7 blei bora i Fullastrukturen, der det blei påvist gass/kondensat i 2009. Funnet ligg om lag ti kilometer nordaust for Friggfeltet. Havdjupet i området er om lag 111 meter. Reservoaret inneheld gass og kondensat i sandstein i Nessformasjonen av mellomjura alder, og ligg på om lag 4000 meters djup.

31/2-N-11 H

Utvinningsløyve: 054. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 0,6 millionar Sm³

31/2-N-11 H-funnet blei gjort i 2005 i den nordlege delen av Troll Vest. Reservoaret er i sandstein i Brent-gruppa av mellomjura alder som ligg under reservoara i Troll. Brent-reservoaret ligg på om lag 1900 meters djup. Olja vil bli produsert med ei havbotninnretning knytt til Troll C.

34/8-13 A

Utvinningsløyve: 120. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 1,3 millionar Sm³. Gass: 0,4 milliardar Sm³

34/8-13 A (Titan) blei påvist i 2009 like aust for Visundfeltet innanfor Visund avtaleområde (utvinningsløyve 120), på om lag 380 meters havdjup. Det blir arbeidd med å finne ei mogleg utbyggingsløyving for funnet. Den nordlege delen av Visund skal byggast ut på nytt etter at havbotninnretninga blei stengd ned i 2006. 34/8-13 A kan byggast ut med ein brønn bora frå Visund A-innretninga og seinare med ein tilleggbrønn frå Visund Nord-havbotninnretninga.

35/2-1

Utvinningsløyve: 269, 318, 318 C. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Gass: 19,5 milliardar Sm³

35/2-1 (Peon) blei påvist i 2005 og ligg vest for Florø, og om lag 75 kilometer nordaust for felta Snorre og Visund. Havdjupet i området er om lag 380 meter. Reservoaret inneheld metangass i ukonsolidert sand i Nordlandgruppa av pleistocen alder, og ligg berre 580 meter under havflata. Det grunne reservoaret inneber lågt trykk og utfordringar med å bore brønnar. Rettshavarane bora ein avgrensingsbrønn i 2009 og evaluerer no moglege utbyggingsløyvingar.

35/11-13

Utvinningsløyve: 090 B. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 5 millionar Sm³. Gass: 2 milliardar Sm³

35/11-13 (Astero) blei påvist i 2005, og ligg rett nord for Framfeltet, på 360 meters havdjup. Reservoaret inneheld olje med gasskappe i sandstein av seinjura alder og ligg på om lag 3100 meters djup. Fleire utbyggingsløyvingar er under evaluering, til dømes havbotnrammer knytte opp mot Troll B eller Gjølø.

6406/3-2 Trestakk

Utvinningsløyve: 091. Operatør: Statoil ASA

Ressursar: Olje: 7,7 millionar Sm³. Gass: 1,9 milliardar Sm³.

NGL: 0,5 millionar tonn

6406/3-2 Trestakk blei funne i 1986 og påviste olje. Funnet blei avgrensa med brønn 6406/3-4 i 1987. Funnet ligg i Norskehavet, rett sør for Åsgardfeltet, på 300 meters havdjup. Reservoaret består av sandstein av mellomjura alder frå Garnformasjonen. Sandsteinen er avsett i eit grunt marint miljø og er relativt homogen, med kalsitt-ementerte intervall. Toppreservoaret ligg på 3885 meters djup.

6406/3-8

Utvinningsløyve: 475 BS. Operatør: Wintershall Norge ASA

Ressursar: Olje: 21,0 millionar Sm³. Gass: 1,4 milliardar Sm³

6406/3-8 (Maria) blei funne i 2010 og ligg på Haltenbanken i Norskehavet. Havdjupe er 290-315 meter. Struktura er delt i to delar, sør og nord. Leitebrønnen blei bora i sør, og olje blei funne i Garnformasjonen av mellomjura alder. Havdjupe er 3700-3800 meter. Ein avgrensingsbrønn skal borast i første kvartal av 2012 for å teste nordstrukturen. I 1988 blei 6406/3-5 bora i den midtre til lågaste delen av struktura, denne viste seg tørr.

6406/9-1 Linnorm

Utvinningsløyve: 255. Operatør: AS Norske Shell

Ressursar: Gass: 23,7 milliardar Sm³. Kondensat: 0,6 millionar Sm³

Funnet 6406/9-1 Linnorm blei påvist i 2005. Funnet ligg på Haltenbanken, om lag 40 kilometer nordvest for Draugen og 20 kilometer vest for Njord. Funnet blei avgrensa i 2007 med avgrensingsbrønnen 6406/9-2. Havdjupe er om lag 308 meter. Funnet består av gass med høgt (ca 7 mol prosent) CO₂-innhald. Gassen blei påvist i separerte reservoar av lagdelt sandstein på djup rundt 4500 til 5200 meter i Tilje-, Tofte- og Ileformasjonane av tidlegjura til mellomjura alder. Kvaliteten på sandsteinreservoara i formasjonane er høgst variabel. Funnet skal byggast ut med havbotnrammer knytt til Draugen. Gassen blir eksportert til Nyhamna gjennom ein rørleidning frå Draugen til den planlagde Norwegian Sea Gas Infrastructure (NSGI, rørleidning for gasseksport frå Luva). Det er venta at operatøren leverer ein PUD til OED i 2013, og produksjonsstart er venta i fjerde kvartal 2016.

6407/6-6 Mikkel Sør

Utvinningsløyve: 312. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 0,6 millionar Sm³. Gass: 2,2 milliardar Sm³.
NGL: 0,5 millionar tonn

6407/6-6 Mikkel Sør består av funna 6407/6-6 (Gamma), påvist i 2008 og 6407/6-7S (Harepus), påvist i 2009. Funna ligg på Haltenbanken, om lag åtte kilometer sør for Mikkelfeltet. Havdjupe ved funnbrønnen er mellom 226 og 247 meter. 6406/6-6-brønnen påviste gass og kondensat i sandstein av mellomjura alder i Garn- og Ile-formasjonane. Reservoara i Garn- og Ile-formasjonane ligg på 2110-2233 meters djup. Leitebrønnen 6407/6-7S påviste gass og kondensat i sandstein i Garnformasjonen av seinjura alder. Reservoalet i Garnformasjonen ligg på 2777-2811 meter djup. Utbyggingsløyvinga blir truleg havbotnrammer knytte til infrastrukturen på Mikkel og med vidare transport av brønnstraumen til Åsgard B-innretninga for eksport. Operatøren leverer venteleg PUD til OED i 2013.

6506/9-2 S

Utvinningsløyve: 433. Operatør: Centrica Resources (Norge) AS

Ressursar: Olje: 1,7 millionar Sm³. Gass: 9,7 milliardar Sm³

Funnet 6406/9-2 (Fogelberg) blei påvist i 2010. Funnet ligg på Haltenbanken, om lag 10 kilometer nord for Smørbukk-forekomsten. Havdjupe ved leitebrønnen er om lag 280 meter. Leitebrønnen påviste gasskondensat i sandstein i Garn- og Ileformasjonane, av seinjura til mellomjura alder. Reservoara i Garn- og Ileformasjonane ligg på om lag 4300-4374 meter. Funnet skal byggast ut med havbotnrammer knytt til eksisterande infrastruktur i området. Det er venta at operatøren skal levere ein PUD til OED i 2017, med oppstart av produksjon i 2020.

6707/10-1

Utvinningsløyve: 218. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Gass: 46,3 milliardar Sm³. Kondensat: 0,8 millionar Sm³

6707/10-1 (Luva) blei påvist i 1997, og ligg om lag 320 kilometer vest for Bodø. Havdjupe i området er 1270 meter. Reservoalet ligg på om lag 3000 meter djup og inneheld gass i sandstein i Niseformasjonen av kritt alder. To brønnar som blei bora i 2008 i nærleiken, 6707/10-2S og 6706/12-1, påviste fleire gassressursar som kan bli knytte til ei felles utbygging. I januar 2011 vedtok rettshavaren å velje ei flytande felt-senter, den første Spar-plattformen i Noreg, som felt-senter. Storleiken på funna, havdjupe og avstanden til andre felt var viktige kriterium for val av løysing. Felt-senteret er førebudd for bruk som framtidig felt-senter for andre funn i området. Utbygginga er avhengig av nye gass-transportløyvingar frå Norskehavet. Planen er å transportere gassen frå «Luva» og 6406/9-1 Linnorm i ein ny rørleidning til Nyhamna (NSGI). Planane for utbygging av funna og det nye transportsystemet (NSGI-prosjektet) er difor samkøyrd. Alle tre prosjekta har valt løysingar. PUD for «Luva» blir tidlegast levert seint i 2012. Det store havdjupe gir tekniske utfordringar. Utbyggar vil utvikle teknologi som kan vere nyttig for framtidige utbyggingar i Noreg.

7122/6-1

Produksjonsløyve: 110 B. Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Gass: 3,7 millionar Sm³. Kondensat: 0,2 millionar Sm³

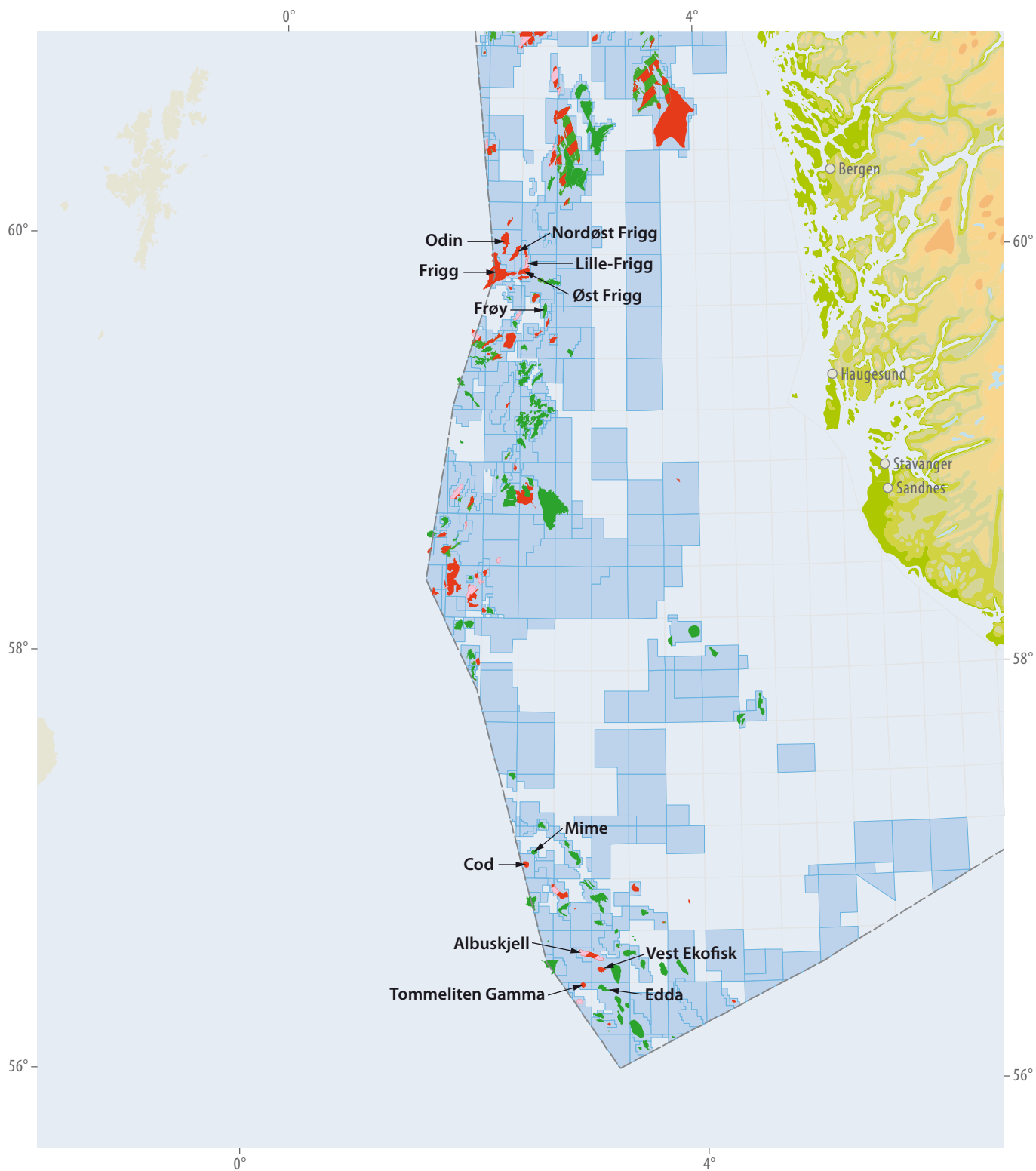
7122/6-1 (Tornerose) blei påvist i 1987, og ligg om lag 110 kilometer nordvest for Hammerfest. Havdjupe i området er om lag 400 meter. Reservoalet er av seintrias alder. Planen er å bygge ut funnet med havbotnrammer knytt til Snøhvit-anlegget. Utbyggingsplanen er knytt til oppstart av eit nytt prosessanlegg (Tog 2) på Melkøya.

FELT DER PRODUKSJONEN ER AVSLUTTA

13



Norsk sokker er blitt moden, og dei første innretningane er fjerna og hogd opp på land. (Foto: Monica Larsen, Oljedirektoratet)



Figur 13.1 Felt der produksjonen er avslutta (Kjelde: Oljedirektoratet)

*Felta i denne oversikta er ikkje i produksjon per 31.12.2011.
 For nokre av felta ligg det føre planar om ny utbygging.
 Yme er eit felt som blir bygt ut på nytt og blir omtala i kapittel 11; Felt under utbygging.
 Frøy blir òg omtala i kapittel 12; Utbyggingar i framtida.*

Albuskjell	
Blokk	1/6 og 2/4
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.05.1979
Produksjonsslutt	26.08.1998
Operatør ved nedstenging	Phillips Petroleum Company Norway
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 7,4 millionar Sm ³ , Gass: 15,6 milliardar Sm ³ , NGL: 1,0 millionar tonn

Frigg	
Blokk	25/1
Godkjent utbygt	13.06.1974
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 26. september 2003 og St.prp. nr. 38 (2003–2004)
Produksjonsstart	13.09.1977
Produksjonsslutt	26.10.2004
Operatør ved nedstenging	Total E&P Norge AS
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 116,2 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,5 millionar Sm ³

Cod	
Blokk	7/11
Godkjent utbygt	04.05.1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.12.1977
Produksjonsslutt	05.08.1998
Operatør ved nedstenging	Phillips Petroleum Company Norway
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 2,9 millionar Sm ³ , Gass: 7,3 milliardar Sm ³ , NGL: 0,5 millionar tonn

Frøy	
Blokk	25/2 og 25/5
Godkjent utbygt	18.05.1992
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 29. mai 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	15.05.1995
Produksjonsslutt	05.03.2001
Operatør ved nedstenging	TotalFinaElf Exploration AS
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 5,6 millionar Sm ³ , Gass: 1,6 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,1 millionar Sm ³

Edda	
Blokk	2/7
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	02.12.1979
Produksjonsslutt	05.08.1998
Operatør ved nedstenging	Phillips Petroleum Company Norway
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 4,8 millionar Sm ³ , Gass: 2,0 milliardar Sm ³ , NGL: 0,2 millionar tonn

Lille-Frigg	
Blokk	25/2
Godkjent utbygt	06.09.1991
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 53 (1999–2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	13.05.1994
Produksjonsslutt	25.03.1999
Operatør ved nedstenging	Elf Petroleum Norge AS
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 1,3 millionar Sm ³ , Gass: 2,2 milliardar Sm ³

Mime	
Blokk	7/11
Godkjent utbygt	06.11.1992
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 15 (1996–1997) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.01.1993
Produksjonsslutt	04.11.1993
Operatør ved nedstenging	Norsk Hydro Produksjon AS
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 0,4 millionar Sm ³ , Gass: 0,1 milliardar Sm ³

Tommeliten Gamma	
Blokk	1/9
Godkjent utbygt	12.06.1986
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 53 (1999-2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	03.10.1988
Produksjonsslutt	05.08.1998
Operatør ved nedstenging	Den norske stats oljeselskap a.s
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 3,9 millionar Sm ³ , Gass: 9,7 milliardar Sm ³ , NGL: 0,5 millionar tonn

Nordøst Frigg	
Blokk	25/1 og 30/10
Godkjent utbygt	12.09.1980
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 36 (1994–1995)
Produksjonsstart	01.12.1983
Produksjonsslutt	08.05.1993
Operatør ved nedstenging	Elf Petroleum Norge AS
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 11,6 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,1 millionar Sm ³

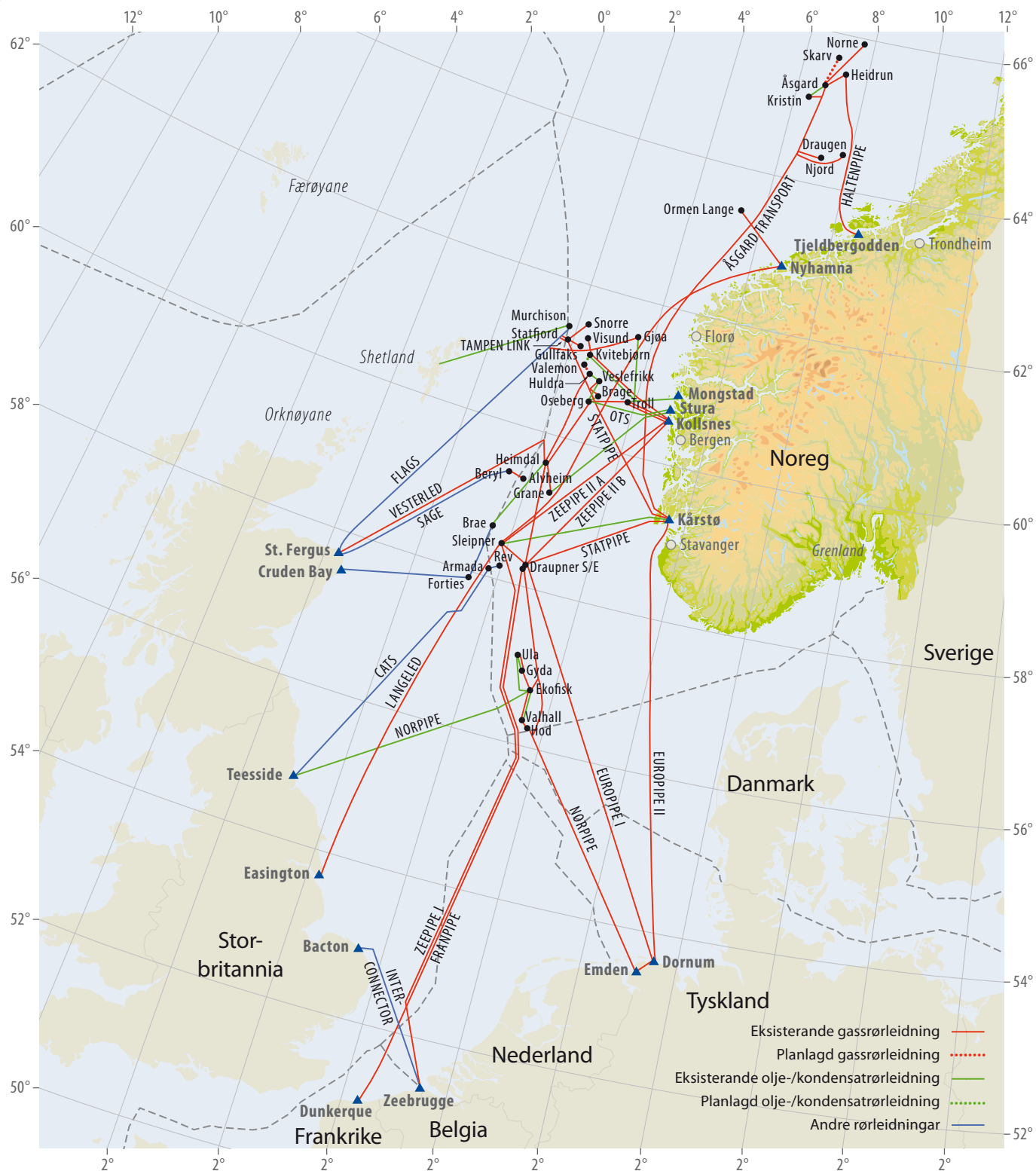
Vest Ekofisk	
Blokk	2/4
Godkjent utbygt	04.05.1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	31.05.1977
Produksjonsslutt	25.08.1998
Operatør ved nedstenging	Phillips Petroleum Company Norway
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 12,2 millionar Sm ³ , Gass: 26,0 milliardar Sm ³ , NGL: 1,4 millionar tonn

Odin	
Blokk	30/10
Godkjent utbygt	18.07.1980
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 50 (1995–1996) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.04.1984
Produksjonsslutt	01.08.1994
Operatør ved nedstenging	Esso Exploration and Production Norway A/S
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 27,3 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,2 millionar Sm ³

Øst Frigg	
Blokk	25/1 og 25/2
Godkjent utbygt	14.12.1984
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 8 (1998–1999) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.10.1988
Produksjonsslutt	22.12.1997
Operatør ved nedstenging	Elf Petroleum Norge AS
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 9,2 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,1 millionar Sm ³



Gasscos gassbehandlingsanlegg på Kårstø er eit knutepunkt i norsk gassseksport. (Foto: Øyvind Hagen, Statoil)



Figur 14.1 Eksisterende og planlagde rørledninger (Kjelde: Oljedirektoratet)

Gassled

Gassled er eit interessentskap for eigarane i gasstransportsystemet knytt til norsk kontinentalsokkel. Gasstransportsystemet består av rørleidningar, plattformer, prosessanlegg på land og gassterminalar i utlandet. Systemet blir brukt av alle som har behov for transport av norsk gass. Gassled eig, heilt eller delvis, mottaksterminalane for norsk gass i Tyskland, Belgia, Frankrike og Storbritannia. Gassled er organisert i ulike soner med ulike tariffar.

Gasscos rolle som nøytral operatør

Gasscos rolle som nøytral og uavhengig operatør for gasstransportsystemet er viktig for å sikre at alle brukarane blir behandla likt, det gjeld både utnytting av transportsystemet og vurdering av kapasitetsauke. Det er nødvendig for at ressursane på kontinentalsokkelen skal bli effektivt utnytta. Ei effektiv utnytting av det eksisterande gasstransportsystemet kan dessutan gjere sitt til å redusere eller utsetje behovet for nye investeringar. Gassco har operatøransvaret og koordinerer og styrer gasstraumane gjennom nettverket av rørleidningar til marknadene (systemdrift). I tillegg har Gassco ansvar for å administrere gasstransportkapasiteten (kapasitets-administrasjon) og å utvikle infrastruktur.

Systemdrift

Systemdrift inneber planlegging, overvaking, koordinering og styring av produktstraumane frå felte gjennom transportnettverket til gassterminalane i utlandet. Brukarane av transportnettverket får gass i avtala mengd og kvalitet, i samsvar med krava i salskontraktane mellom gasseljaren og gasskjøparen. Ein annan viktig del av systemdrifta er koordinering av vedlikehald av rørleidningar og anlegg på norsk kontinentalsokkel. Systemdrifta inneber også klargjering for drift av nye transportsystem, måling og tilsyn (overvaking av volum for skattestyresmaktene), og planlegging av all skiping av væskeprodukta frå prosessanlegget på Kårstø.

Kapasitetsadministrasjon

Kapasitetsadministrasjonen består av å tildele og fordele kapasitet i transportsystemet i samsvar med forskrifter og avtalar som er inngått mellom aktørane. Skiparane av gass bestiller transportkapasitet i førstehandsmarknaden ut frå eit dagleg behov i ein tidsperiode, anten fleire år, eitt år eller ein dag.

Gassco fakturerer skiparane for bestilt kapasitet som ein del av kapasitets-administrasjonen. Tariffane i Gassled er baserte på tariffar ved inngangar og utgangar i områda, og er fastsette av Olje- og energidepartementet i tarifforskrifta. I tillegg er det fastsett tariffar for prosesseringstenester. Tariffane har eit element som skal gi -investorane ei rimeleg avkastning av den opphavlege investerte kapitalen, eit element for investeringar for å halde oppe systemet og eit driftskostnadselement som skal dekkje driftskostnader og somme mindre investeringar.

Det er også mogleg å skaffe seg kapasitet i andrehandsmarknaden. Via andrehandsmarknaden kan skiparane omsetje kapasitet dei har skaffa seg tidlegare frå andre skiparar. All omsetning av transportkapasitet skjer via ei nettside, ein virtuell marknadsplass, der selskapa kan by på den ledige transportkapasiteten hos kvarandre.

Anleggsstyring

Anleggsstyring sikrar at noverande gasstransportanlegg kontinuerleg blir optimaliserte og modifiserte. I tillegg sørgjer anleggsstyringa for bygging av nye anlegg eller nytt utstyr dersom det er nødvendig. I samband med opprettinga av Gassco blei det bestemt at dei opphavlege aktørane i nokre tilfelle skulle vidareføre det daglege arbeidet med drift av anlegga. Ei viktig oppgåve for Gassco er å kontrollere at dei som leverer tekniske tenester, gjer det etter gjeldande lover, reglar og avtalar.

Infrastrukturutvikling

Gassco har ansvar for å utvikle infrastrukturen i det norske transportsystemet for gass, og sikre effektiv bruk av gasstransportnettverket. Gassco tilrår nødvendige kapasitetsendringar, som igjen kan føre til vidareutvikling og investering i infrastruktur for transport og behandling av gass frå norsk sokkel. Med dette tek ein omsyn til heilskapen i utviklingsalternativa for infrastrukturen og til utnyttinga av skalafordelane.

Fakta om rørsystemet

Tabellen under viser gassrør og anlegg som Gassled har ansvar for. Grunnlaget for transportkapasitetane er standardføresetnader for trykkforholda og energiinnhaldet i gassen, vedlikehaldsdagar og fleksibilitet i drifta.

Rørleidning	Frå – til	Oppstart (år)	Kapasitet (millionar Sm ³ /d)	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering Milliardar NOK 2011
Europipe	Draupner E*–Emden i Tyskland	1995	45–54	40	620	23,6
Europipe II	Kårstø–Dornum i Tyskland	1999	74	42	658	10,6
Franpipe	Draupner E*–Dunkerque i Frankrike	1998	54	42	840	11,0
Norpipe	Ekofisk–Norsea Gas Terminal i Tyskland	1977	32–44	36	440	29,3
Oseberg Gasstransport (OGT)	Oseberg–Heimdal*	2000	40	36	109	2,2
Statpipe (rikgass)	Statfjord–Kårstø		24	30	308	
Statpipe (tørrgass)	Kårstø–Draupner S*		20	28	228	
Statpipe (tørrgass)	Heimdal*–Draupner S*		30	36	155	
Statpipe (tørrgass)	Draupner S*–Ekofisk Y		30	36	203	
Statpipe (alle rørleidningar)		1985				50,5
Tampen Link	Statfjord–FLAGS-rørleidning i UK	2007	9–25	32	23	2,2
Vesterled	Heimdal*–St. Fergus i Skottland	1978	38	32	360	35,7
Zeepipe	Sleipner*–Draupner S*		55	30	30	
Zeepipe	Sleipner*–Zeebrugge i Belgia	1993	42	40	813	
Zeepipe IIA	Kollsnes–Sleipner*	1996	72	40	299	
Zeepipe IIB	Kollsnes–Draupner E*	1997	71	40	301	
Zeepipe (alle rørleidningar)						26,6
Åsgard Transport	Åsgard–Kårstø	2000	69	42	707	11,6
Langeled (nordlege rørleidning)	Nyhamna–Sleipner*	2007	80	42	627	
Langeled (sørlege rørleidning)	Sleipner*–Easington i England	2006	72	44	543	
Langeled (begge rørleidningane)						18,8
Norne Gasstransport-system (NGTS)	Norne–Åsgard Transport	2001	4	16	128	1,3
Kvitebjørn gassrør	Kvitebjørn–Kollsnes	2004	27	30	147	1,2
Gjøa gassrør	Gjøa–FLAGS i UK	2010	17	29	131	1,9

*Stigerørinnretning

Gassled-landanlegg i Noreg

Det er to landanlegg i Gassled-systemet.

Kollsnes gassbehandlingsanlegg

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er ein del av Gassled. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert før han går til kontinentet via to rørleidningar til Sleipner og Draupner.

Kollsnes leverer også ei mindre mengd gass til LNG-anlegget i Kollsnes Næringspark. Etter ein stabiliseringsprosess går kondensatet vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. Kollsnes-anlegget blei i 2004 oppgradert med eit NGL-ekstraksjonsanlegg for å kunne behandle gass frå Kvitebjørn og Visund. Etter oppgraderinga var kapasiteten 143 millionar Sm³ tørrgass per dag og 9780 Sm³ kondensat per dag. Ein ny eksportkompressor blei sett i drift i 2006.

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

Inn til Kårstø kjem rikgass og ustabilisert kondensat. Prosessanlegget separerer desse råstoffa til tørrgass og seks væskeprodukt. I tillegg til metan inneheld rikgassen komponentane etan, propan, normalbutan, isobutan og nafta, som blir separert ut og lagra for utskipping. Tørrgassen, som hovudsakleg inneheld metan og etan, blir transportert i to rørleidningar frå Kårstø, Europipe II til Tyskland og Statpipe til Draupner. Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg tek imot ustabilisert kondensat frå Sleipner og stabiliserer kondensatet ved å ta ut dei lettaste komponentane. Etan, isobutan og normalbutan blir lagra nedkjølt på tankar, medan nafta og kondensat blir lagra på tankar med same temperatur som omgjevnadene. Propan blir lagra nedkjølt i store fjellhallar. Skip transporterer desse produkta i flytande form frå Kårstø.

Anlegga på Kårstø omfattar mellom anna av fire ekstraksjons- og fraksjoneringslinjer for metan, etan, propan, butan og nafta, og éi fraksjoneringslinje for stabilisering av kondensat. Kondensatanlegget har ein kapasitet på om lag 5,5 millionar tonn ikkje-stabilisert

kondensat per år. Etter den siste utvidinga (Kårstø Expansion Project 2005) auka kapasiteten for gjenvinning av etan på Kårstø til 950 000 tonn i året. Gassbehandlingsanlegget blei samtidig oppgradert til å handtere 88 millionar Sm³ rikgass per dag.

Landanlegg	Stad	Kapasitet for gass	Kapasitet for andre produkt
Kollsnes gassbehandlingsanlegg	Øygarden kommune i Hordaland	143 millionar Sm ³ /d tørrgass	1,3 millionar tonn/år -kondensat
Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg	Tysvær kommune i Rogaland	77 millionar Sm ³ /d tørrgass	6,3 millionar tonn/år NGL og kondensat

Rørleidningar utanfor Gassled

Gassrørleidningar

Rørleidning	Operatør	Frå – til	Oppstart (år)	Kapasitet	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering Milliardar NOK 2011
Draugen Gass-eksport	AS Norske Shell	Draugen–Åsgard Transport	2000	2 milliardar Sm ³ /år	16	78	1,2
Grane Gassrør	Statoil Petroleum AS	Heimdal–Grane	2003	3,6 milliardar Sm ³ /år	18	50	0,3
Haltenpipe	Gassco AS	Heidrun–Tjeldbergodden	1996	2 milliardar Sm ³ /år	16	250	3,2
Heidrun Gass-eksport	Statoil Petroleum AS	Heidrun–Åsgard Transport	2001	4 milliardar Sm ³ /år	16	37	1,0

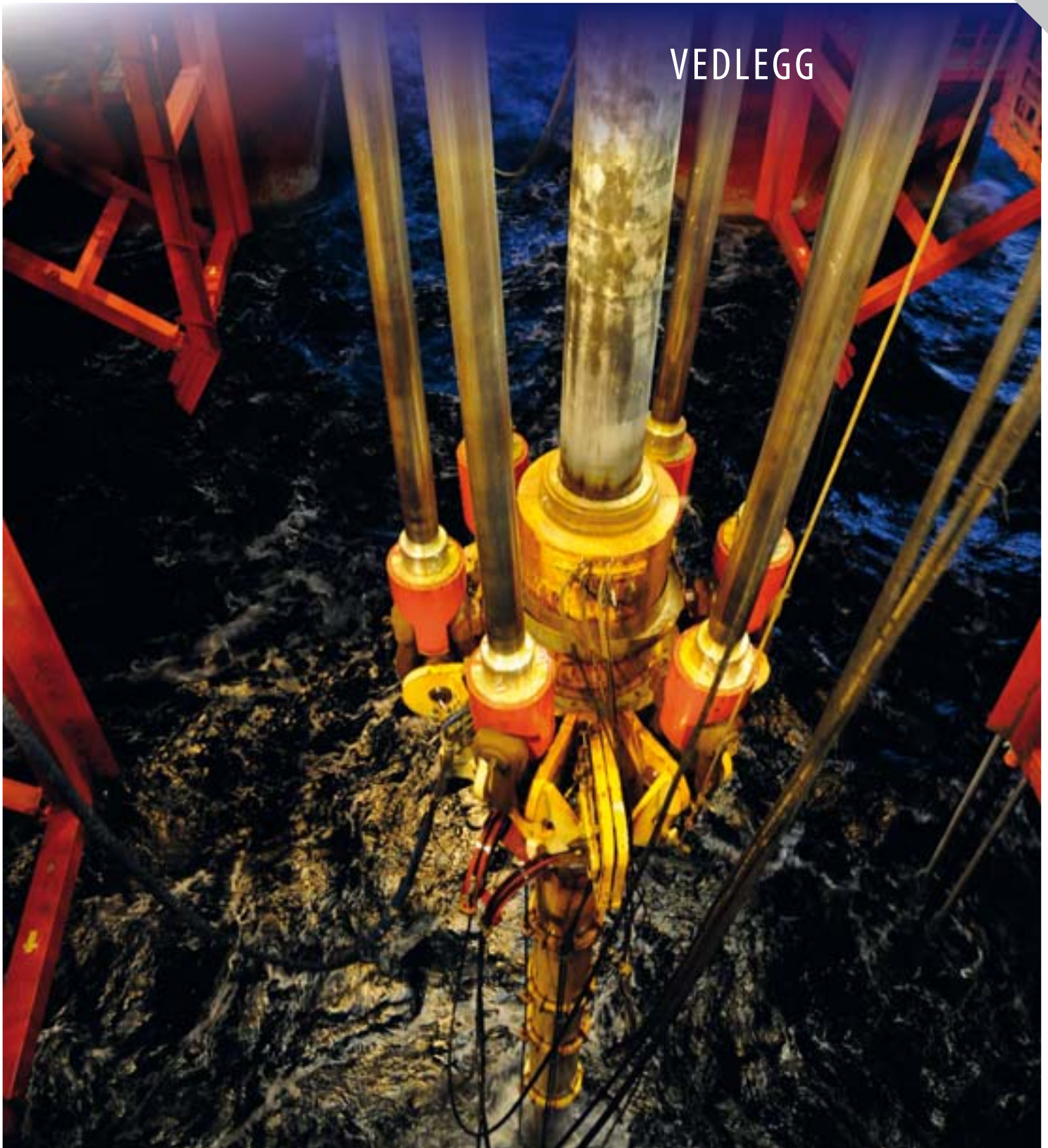
Olje- og kondensatrørleidningar

Rørleidning	Operatør	Frå – til	Oppstart (år)	Kapasitet	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering Milliardar NOK 2011
Grane Oljerør	Statoil Petroleum AS	Grane–Sture-terminalen	2003	34 000 Sm ³ /d olje	29	220	1,7
Kvitebjørn Oljerør	Statoil Petroleum AS	Kvitebjørn–Mongstad (kopla til Y-koplinga Troll Oljerør II)	2004	10 000 Sm ³ /d olje	16	90	0,5
Norpipe Oljerørleidning	Norpipe Oil AS	Ekofisk–Teeside i Storbritannia	1975	53 millionar Sm ³ /år	34	354	18,0
Oseberg Transport-system	Statoil Petroleum AS	Oseberg A–Sture-terminalen	1988	121 000 Sm ³ /d olje	28	115	10,6
Sleipner Øst kondensat-rørleidning	Statoil Petroleum AS	Sleipner A–Kårstø	1993	32 000 Sm ³ /d olje	20	245	1,7
Troll Oljerør I	Statoil Petroleum AS	Troll B–Mongstad	1995	42 500 Sm ³ /d olje	16	86	1,3
Troll Oljerør II	Statoil Petroleum AS	Troll C–Mongstad	1999	40 000 Sm ³ /d olje	20	80	1,2
Huldra Kondensat	Statoil	Huldra-Veslefrikk	2001	7900 Sm ³ /d	8	16	0,4
Gjøa Oljeeksport	GDF SUEZ E&P Norge AS	Gjøa – TOR (Troll Oljerør II (Mongstad))	2010	Ca 5,4 millionar Sm ³ /år	16	55 km (til koplingspunkt mot TOR II)	

Landanlegg utanfor Gassled

Landanlegg	Stad	Omtale og produkt
Mongstad-terminalen	Lindås og Austrheim kommune i Hordaland	Tre kaianlegg for skip på inntil 400 000 tonn. 3 fjellkaverne på til saman 1,5 millionar m ³ råolje. Tek imot råolje på skip frå mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun, og er ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Fram, Kvitebjørn, Gjøa, Vega og Vega Sør.
Nyhamna landanlegg	Aukra kommune i Møre og Romsdal	Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseksport, kondensatutskiljing, stabilisering, lagring og fiskal måling av gass og kondensat. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm ³ tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.
Melkøya landanlegg	Hammerfest kommune i Finnmark	Den ubehandla brønnstraumen frå Snøhvitfeltet blir ført gjennom eit 143 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskiping. På landanlegget blir kondensat, vatn og CO ₂ skilt frå brønnstraumen før naturgassen blir kjølt ned til flytande form (LNG) og lagra i dedikerte tankar. Røret har ein tilgjengeleg teknisk kapasitet på 7,7 millionar Sm ³ per år. CO ₂ blir skilt frå naturgassen og returnert til Snøhvitfeltet, der han blir injisert i ein eigen formasjon under oljen og gassen.
Stureterminalen	Øygarden kommune i Hordaland	Sture-terminalen tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Terminalen tek også imot olje frå Grane-feltet via Grane oljerør. Sture-anlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverne med ein kapasitet på 1 million Sm ³ , ei LPG-kaverne på 60 000 Sm ³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m ³ . Eit fraksjoneringsanlegg prosesserer ustabilisert råolje frå Oseberg-feltet til stabil råolje og LPG-blanding.
Tjeldbergodden	Aure kommune i Møre og Romsdal	Metanolfabrikk. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 milliard Sm ³ , som gir 830 000 tonn metanol. I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har også eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm ³ per år.
Vestprosess	Lindås kommune i Hordaland	Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukta, propan og butan, blir lagra i kaverne og seinare eksportert.

VEDLEGG



Nye funn har skapt ny optimisme i Barentshavet. Her frå boring i januar 2012. (Foto: Harald Pettersen, Statoil)

VEDLEGG 1

Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter frå petroleumsverksemda (mill. kr)

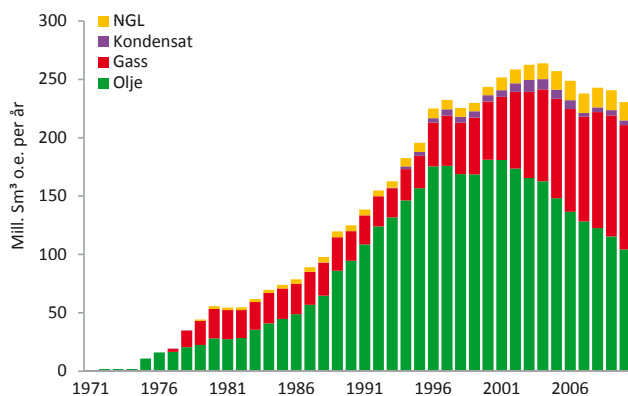
År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjonsavgift	Arealavgift	Miljøavgifter	Netto kontantstrøm SDØE	Utbyte StatoilHydro
1971			14				
1972			42				
1973			69				
1974			121				
1975			208				
1976	1 143	4	712	99			
1977	1694	725	646	57			
1978	1 828	727	1 213	51			
1979	3 399	1 492	1 608	53			
1980	9 912	4 955	3 639	63			
1981	13 804	8 062	5 308	69			0,057
1982	15 036	9 014	5 757	76			368
1983	14 232	8 870	7 663	75			353
1984	18 333	11 078	9 718	84			795
1985	21 809	13 013	11 626	219		-8 343	709
1986	17 308	9 996	8 172	198		-11 960	1 245
1987	7 137	3 184	7 517	243		-10 711	871
1988	5 129	1 072	5 481	184		-9 133	0
1989	4 832	1 547	7 288	223		755	0
1990	12 366	4 963	8 471	258		7 344	800
1991	15 021	6 739	8 940	582	810	5 879	1 500
1992	7 558	7 265	8 129	614	1 916	3 623	1 400
1993	6 411	9 528	7 852	553	2 271	159	1 250
1994	6 238	8 967	6 595	139	2 557	5	1 075
1995	7 854	10 789	5 884	552	2 559	9 259	1 614
1996	9 940	12 890	6 301	1 159	2 787	34 959	1 850
1997	15 489	19 582	6 220	617	3 043	40 404	1 600
1998	9 089	11 001	3 755	527	3 229	14 572	2 940
1999	5 540	6 151	3 222	561	3 261	25 769	135
2000	21 921	32 901	3 463	122	3 047	98 219	1 702
2001	41 465	64 316	2 481	983	2 862	125 439	5 746
2002	32 512	52 410	1 320	447	3 012	74 785	5 045
2003	36 819	60 280	766	460	3 056	67 482	5 133
2004	43 177	70 443	717	496	3 309	80 166	5 222
2005	61 589	103 294	360	224	3 351	98 602	8 139
2006	78 015	133 492	42	2 308	3 405	125 523	12 593
2007	70 281	116 233	0	764	3 876	111 235	14 006
2008	88 802	150 839	0	1 842	3 684	153 759	16 940
2009	61 501	103 733	0	1 470	2 262	95 339	15 489
2010	58 830	96 779		1 373	2 186	104 053	12 818

(Kjelde: Statsrekneskapan)

Tabell 1.2 Petroleumsproduksjon på norsk sokkel, standard kubikkmeter (Sm³) ojeekivalentar

År	Olje	Gass	Kondensat	NGL	Total produksjon
1971	0,4	-	0,0	0,0	0,4
1972	1,9	-	0,0	0,0	1,9
1973	1,9	-	0,0	0,0	1,9
1974	2,0	-	0,0	0,0	2,0
1975	11,0	-	0,0	0,0	11,0
1976	16,2	-	0,0	0,0	16,2
1977	16,6	2,65	0,0	0,0	19,3
1978	20,6	14,20	0,0	0,0	34,9
1979	22,5	20,67	0,0	1,1	44,3
1980	28,2	25,09	0,0	2,4	55,8
1981	27,5	24,95	0,0	2,2	54,7
1982	28,5	23,96	0,0	2,3	54,8
1983	35,6	23,61	0,0	2,7	62,0
1984	41,1	25,96	0,1	2,6	69,8
1985	44,8	26,19	0,1	3,0	74,0
1986	48,8	26,09	0,1	3,8	78,8
1987	57,0	28,15	0,1	4,1	89,3
1988	64,7	28,33	0,0	4,8	97,9
1989	86,0	28,74	0,1	4,9	119,7
1990	94,5	25,48	0,0	5,0	125,1
1991	108,5	25,03	0,1	4,9	138,5
1992	124,0	25,83	0,1	5,0	154,8
1993	131,8	24,80	0,5	5,5	162,6
1994	146,3	26,84	2,4	7,1	182,6
1995	156,8	27,81	3,2	7,9	195,7
1996	175,4	37,41	3,8	8,2	224,9
1997	175,9	42,85	5,4	8,1	232,3
1998	168,7	44,19	5,0	7,4	225,4
1999	168,7	48,48	5,5	7,0	229,7
2000	181,2	49,75	5,4	7,2	243,6
2001	180,9	53,89	5,7	10,9	251,4
2002	173,6	65,50	7,3	11,8	258,3
2003	165,5	73,12	10,3	12,9	261,8
2004	162,8	78,33	8,7	13,6	263,4
2005	148,1	84,96	8,0	15,7	256,8
2006	136,6	87,61	7,6	16,7	248,5
2007	128,3	89,66	3,1	16,6	237,6
2008	122,7	99,33	3,9	16,9	242,8
2009	115,5	103,75	4,4	16,9	240,6
2010	104,4	106,4	4,1	15,5	230,4

(Kjelde: Oljedirektoratet)



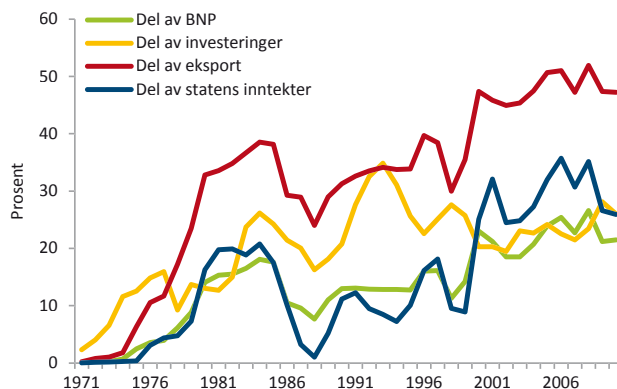
Total petroleumsproduksjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsette, investeringar og leitekostnader

År	Bruttoproduct (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Antall sysselsette	Investeringar inklusiv leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	75		704	
1972	207	314	200	1 274	
1973	258	504	300	2 457	
1974	1 056	1 089	1000	5 313	
1975	4 218	3 943	2 400	7 227	
1976	6 896	7 438	3 000	10 421	
1977	8 617	8 852	4 400	12 621	
1978	14 835	15 117	6 900	6 912	
1979	23 494	24 788	8 800	10 792	
1980	44 285	44 638	10 900	11 000	
1981	55 189	52 432	13 700	12 262	4 133
1982	61 891	57 623	14 600	16 148	5 519
1983	73 298	68 082	15 500	28 883	5 884
1984	90 092	82 504	17 700	34 029	7 491
1985	97 347	90 098	19 900	32 730	7 830
1986	59 988	57 239	20 200	33 302	6 654
1987	59 574	58 301	20 100	34 247	4 951
1988	49 966	51 720	21 000	29 522	4 151
1989	76 768	76 681	21 100	31 777	5 008
1990	95 400	92 451	21 600	31 976	5 137
1991	101 346	101 015	22 100	42 634	8 137
1992	102 578	101 187	23 500	49 196	7 680
1993	107 542	108 463	25 200	57 168	5 433
1994	112 623	113 099	25 400	54 189	5 011
1995	120 198	121 169	24 400	47 890	4 647
1996	165 444	167 200	24 800	47 158	5 456
1997	180 594	177 825	27 100	61 774	8 300
1998	129 098	128 807	27 800	78 683	7 577
1999	176 591	173 428	27 600	70 041	4 992
2000	340 640	326 658	26 500	55 406	5 272
2001	325 333	322 291	30 000	56 548	6 815
2002	283 462	283 343	33 000	53 398	4 476
2003	295 356	291 220	32 700	63 597	4 134
2004	361 262	347 926	32 600	71 285	4 010
2005	465 341	439 881	34 600	88 256	7 537
2006	548 837	511 354	36 400	95 477	11 728
2007	516 218	490 930	38 900	108 252	17 929
2008	669 223	635 026	40 300	122 237	24 411
2009	505 008	477 937	42 300	134 399	27 889
2010	537 773	496 358	43 300	126 604	25 493

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)



VEDLEGG 2

Petroleumsressursane

(per 31.12.2011)

Tabell 2.1 Seld og levert volum frå felt der produksjonen er avslutta og frå felt i produksjon

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹ mill. Sm ³	Funnår ²
Albuskjell	7,4	15,5	1,0		24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5		11,2	1968
Edda	4,8	2,0	0,2		7,2	1972
Frigg		116,2		0,5	116,6	1971
Frøy	5,6	1,6		0,1	7,3	1987
Lille-Frigg	1,3	2,2		0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0		0,5	1982
Nordøst Frigg		11,6		0,1	11,7	1974
Odin		27,3		0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6		14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4		40,8	1970
Øst Frigg		9,2		0,1	9,3	1973
Seld og levert frå felt der produksjonen er avslutta	38,3	228,6	3,7	0,9	274,9	
33/9-6 Delta ³⁾	0,1		0,0		0,1	1976
Alve	0,8	2,5	0,4		4,1	1990
Alvheim	15,7	1,5			17,2	1998
Balder	54,0	1,3			55,3	1967
Blane	0,5		0,0		0,5	1989
Brage	54,5	3,1	1,2		59,9	1980
Draugen	129,8	1,5	2,3		135,8	1984
Ekofisk	431,8	140,6	12,8		596,8	1969
Eldfisk	97,9	39,1	3,9		144,3	1970
Embla	10,2	3,7	0,4		14,7	1988
Enoch	0,3	0,0			0,3	1991
Fram	22,3	1,9	0,2		24,6	1992
Gimle	2,5	0,1	0,0		2,6	2004
Gjøa	2,4	2,0	0,4	0,1	5,1	1989
Glitne	8,8				8,8	1995
Grane	81,4				81,4	1991
Gullfaks	351,4	23,1	2,8		379,8	1978
Gullfaks Sør	40,3	30,5	3,8		78,1	1978
Gungne		13,5	1,9	4,2	21,3	1982
Gyda	35,5	6,2	1,9		45,3	1980
Heidrun ⁵⁾	138,8	14,6	0,6		154,4	1985
Heimdal	6,5	45,2			51,8	1972
Hod	9,4	1,6	0,3		11,6	1974
Huldra	5,0	16,3	0,1		21,5	1982
Jotun	22,5	0,9			23,4	1994
Kristin	15,8	17,4	3,6	2,1	42,1	1997
Kvitebjørn	15,0	32,3	2,8		52,6	1994
Mikkel	2,9	14,0	3,7	2,2	26,2	1987
Morvin	2,0				2,0	2001
Murchison	13,8	0,3	0,3	0,0	14,7	1975
Njord	25,2	7,1	1,6		35,4	1986
Norne	86,2	6,4	0,8		94,1	1992
Ormen lange		76,5		5,9	82,4	1997

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹ mill. Sm ³	Funnår ²
Oseberg	358,6	30,3	7,6		403,3	1979
Oseberg Sør	41,6	6,8			48,5	1984
Oseberg Øst	18,3	0,3			18,6	1981
Rev	0,6	2,3	0,0		3,0	2001
Ringhorne Øst	8,2	0,2			8,4	2003
Sigyn		5,8	2,3	5,5	15,7	1982
Skirne	1,7	8,3			9,9	1990
Sleipner Vest og Øst ⁴⁾		173,3	20,5	53,7	266,0	1974
Snorre	181,3	6,3	4,6		196,4	1979
Snøhvit		15,1	0,8	2,8	19,4	1984
Statfjord	564,6	64,7	16,6	0,5	661,4	1974
Statfjord Nord	36,4	2,3	0,8		40,1	1977
Statfjord Øst	35,6	3,8	1,3		42,0	1976
Sygna	9,8				9,8	1996
Tambar	8,7	2,0	0,2		11,1	1983
Tambar Øst	0,2	0,0	0,0		0,3	2007
Tor	23,7	10,8	1,2		36,7	1970
Tordis	55,0	4,2	1,6		62,2	1987
Troll ⁶⁾	220,7	413,5	5,5	4,3	648,9	1979
Trym	0,3	0,5			0,8	1990
Tune	3,4	18,2	0,1		21,8	1996
Tyrilhans	10,8	0,7	0,2		11,7	1983
Ula	71,7	3,9	2,6		80,5	1976
Urd	4,7	0,1	0,0		4,9	2000
Vale	1,2	0,9			2,2	1991
Valhall	104,9	20,4	3,3		131,6	1975
Varg	14,4				14,4	1984
Vega	0,6	0,1	0,0	0,0	0,8	1981
Vega Sør	0,0	0,6	0,1	0,0	1,0	1987
Veslefrikk	51,6	2,2	1,2		56,1	1981
Vigdis	49,7	1,5	0,9		52,9	1986
Vilje	5,6	0,3			5,9	2003
Visund	21,7	6,5	0,4		29,0	1986
Volund	2,6	0,3			2,9	1994
Volve	7,0	0,7	0,1	0,1	8,1	1993
Yme	7,9				7,9	1987
Yttergryta	0,3	0,9	0,2		1,5	2007
Åsgard	77,9	111,4	20,1	17,1	244,5	1981
Seld og levert frå felt i produksjon	3684,8	1422,4	138,0	98,7	5468,1	
Sum seld og levert	3723,1	1651,0	141,7	99,6	5743,0	

¹⁾ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.

²⁾ Funnår for den første funnbrønne som inngår i feltet.

³⁾ 33/9-6 Delta har prøveproduksjon.

⁴⁾ Gassproduksjonen på Sleipner Vest og Øst blir målt samla.

⁵⁾ Heidrun omfattar Tjeldbergodden.

⁶⁾ Troll omfattar TOGI.

Tabell 2.2 Opphavlege reservar i felt i produksjon og felt med godkjent plan for utbygging og drift

Felt	Opphavlege reservar Mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2011	Utvinningstillatelse/ Avtalebaseret område
Alve	8,5	1990	Statoil Petroleum AS	159 B
Alvheim	45,7	1998	Marathon Oil Norge AS	036C, 088 BS, 203
Atla ¹⁾	1,7	2010	Total E&P Norge AS	102 C
Balder	72,9	1967	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	001
Blane	0,9	1989	Talisman Energy Norge AS	Blane
Brage	65,6	1980	Statoil Petroleum AS	Brage
Brynhild ¹⁾	3,2	1992	Lundin Norway AS	148
Draugen	149,6	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	743,1	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	186,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	18,5	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Enoch	0,4	1991	Talisman North Sea Limited	Enoch
Fram	37,6	1992	Statoil Petroleum AS	090
Gaupe ¹⁾	5,0	1985	BG Norge AS	292
Gimle	3,6	2004	Statoil Petroleum AS	Gimle
Gjøa	56,4	1989	GDF SUEZ E&P Norge AS	153
Glitne	9,2	1995	Statoil Petroleum AS	048 B
Goliat ¹⁾	38,5	2000	Eni Norge AS	229
Grane	120,9	1991	Statoil Petroleum AS	Grane
Gudrun ¹⁾	19,5	1975	Statoil Petroleum AS	025
Gullfaks	393,6	1978	Statoil Petroleum AS	050
Gullfaks Sør	131,8	1978	Statoil Petroleum AS	050
Gungne	23,0	1982	Statoil Petroleum AS	046
Gyda	45,9	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	224,9	1985	Statoil Petroleum AS	Heidrun
Heimdal	55,1	1972	Statoil Petroleum AS	036 BS
Hod	13,0	1974	BP Norge AS	033
Huldra	22,9	1982	Statoil Petroleum AS	Huldra
Hyme ¹⁾	4,0	2009	Statoil Petroleum AS	348
Islay ¹⁾	0,1	2008	Total E&P UK PLC	043 CS, 043 DS
Jotun	24,5	1994	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Jotun
Knarr ¹⁾	9,3	2008	BG Norge AS	373 S
Kristin	65,0	1997	Statoil Petroleum AS	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	127,8	1994	Statoil Petroleum AS	193
Marulk ¹⁾	11,8	1992	Eni Norge AS	122
Mikkel	43,4	1987	Statoil Petroleum AS	Mikkel
Morvin	13,6	2001	Statoil Petroleum AS	134 B
Murchison	14,2	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	50,6	1986	Statoil Petroleum AS	Njord
Norne	106,0	1992	Statoil Petroleum AS	Norne
Ormen Lange	313,2	1997	A/S Norske Shell	Ormen Lange
Oseberg	509,1	1979	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Sør	74,3	1984	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Øst	27,8	1981	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oselvar ¹⁾	8,5	1991	DONG E&P Norge AS	274
Rev	6,3	2001	Talisman Energy Norge AS	038 C
Ringhorne Øst	17,0	2003	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Ringhorne Øst

Felt	Opphavlege reserver Mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2011	Utvinningstillatelse/ Avtalebasert område
Sigyn	17,8	1982	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	072
Skarv ¹⁾	69,4	1998	BP Norge AS	SKARV
Skirne	12,3	1990	Total E&P Norge AS	102
Sleipner Vest	177,5	1974	Statoil Petroleum AS	Sleipner Vest
Sleipner Øst	118,1	1981	Statoil Petroleum AS	Sleipner Øst
Snorre	266,8	1979	Statoil Petroleum AS	Snorre
Snøhvit	211,0	1984	Statoil Petroleum AS	Snøhvit
Statfjord	682,8	1974	Statoil Petroleum AS	Statfjord
Statfjord Nord	43,2	1977	Statoil Petroleum AS	037
Statfjord Øst	44,4	1976	Statoil Petroleum AS	Statfjord Øst
Sygna	10,6	1996	Statoil Petroleum AS	Sygna
Tambar	11,0	1983	BP Norge AS	065
Tambar Øst	0,3	2007	BP Norge AS	Tambar Øst
Tor	37,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	69,5	1987	Statoil Petroleum AS	089
Troll	1742,6	1983	Statoil Petroleum AS	Troll
Trym	5,8	1990	DONG E&P Norge AS	147
Tune	21,9	1996	Statoil Petroleum AS	190
Tyrihans	88,0	1983	Statoil Petroleum AS	Tyrihans
Ula	101,8	1976	BP Norge AS	019
Urd	6,8	2000	Statoil Petroleum AS	128
Vale	4,7	1991	Statoil Petroleum AS	036
Valemon ¹⁾	33,5	1985	Statoil Petroleum AS	Valemon
Valhall	184,3	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	15,1	1984	Talisman Energy Norge AS	038
Vega	14,3	1981	Statoil Petroleum AS	248
Vega Sør	9,0	1987	Statoil Petroleum AS	090 C
Veslefrikk	63,5	1981	Statoil Petroleum AS	052
Vigdis	67,5	1986	Statoil Petroleum AS	089
Vilje	11,3	2003	Statoil Petroleum AS	036 D
Visund	94,2	1986	Statoil Petroleum AS	Visund
Visund Sør ¹⁾	15,6	2008	Statoil Petroleum AS	Visund Inside
Volund	8,9	1994	Marathon Petroleum Norge AS	150
Volve	9,7	1993	Statoil Petroleum AS	046 BS
Yme ¹⁾	19,9	1987	Talisman Energy Norge AS	316
Yttergryta	3,5	2007	Statoil Petroleum AS	062
Åsgard	394,2	1981	Statoil Petroleum AS	Åsgard

¹⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var kome i gang per 31.12.2011.

²⁾ Funnår for den første funnbrønne som inngår i feltet.

Tabell 2.3 Opphavlege og attverande reservar i felt

Felt	Opphavlege reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³
Alve	1,4	5,1	1,1	0,0	8,5	0,6	2,6	0,6	0,0	4,4
Alvheim	38,9	6,8	0,0	0,0	45,7	23,2	5,3	0,0	0,0	28,5
Atla ³⁾	0,3	1,4	0,0	0,0	1,7	0,3	1,4	0,0	0,0	1,7
Balder	71,3	1,6	0,0	0,0	72,9	17,3	0,3	0,0	0,0	17,6
Blane	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
Brage	58,6	4,3	1,5	0,0	65,6	4,1	1,2	0,3	0,0	5,8
Brynhild ³⁾	3,2	0,0	0,0	0,0	3,2	3,2	0,0	0,0	0,0	3,2
Draugen	143,0	1,5	2,6	0,0	149,6	13,2	0,0	0,3	0,0	13,8
Ekofisk	552,7	162,1	14,9	0,0	743,1	120,9	21,5	2,1	0,0	146,4
Eldfisk	134,8	44,1	4,1	0,0	186,6	36,9	4,9	0,2	0,0	42,3
Embla	11,3	5,9	0,6	0,0	18,5	1,2	2,2	0,2	0,0	3,7
Enoch	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Fram	28,0	8,5	0,5	0,0	37,6	5,7	6,6	0,4	0,0	13,0
Gaupe ³⁾	1,3	3,3	0,2	0,1	5,0	1,3	3,3	0,2	0,1	5,0
Gimle	2,7	0,7	0,1	0,0	3,6	0,2	0,6	0,1	0,0	1,1
Gjøa	10,3	30,6	8,1	0,0	56,4	7,9	28,7	7,8	0,0	51,3
Glitne	9,2	0,0	0,0	0,0	9,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Goliat ³⁾	30,6	7,3	0,3	0,0	38,5	30,6	7,3	0,3	0,0	38,5
Grane	120,9	0,0	0,0	0,0	120,9	39,5	0,0	0,0	0,0	39,5
Gudrun ³⁾	11,2	6,0	1,2	0,0	19,5	11,2	6,0	1,2	0,0	19,5
Gullfaks	365,4	23,1	2,7	0,0	393,6	14,0	0,0	0,0	0,0	14,0
Gullfaks Sør	52,1	64,4	8,0	0,0	131,8	11,8	33,9	4,2	0,0	53,7
Gungne	0,0	14,4	2,1	4,6	23,0	0,0	0,9	0,2	0,3	1,7
Gyda	35,9	6,3	1,9	0,0	45,9	0,3	0,2	0,0	0,0	0,6
Heidrun	177,1	44,0	2,0	0,0	224,9	38,3	29,4	1,5	0,0	70,5
Heimdal	8,2	47,0	0,0	0,0	55,1	1,6	1,7	0,0	0,0	3,4
Hod	10,4	1,8	0,4	0,0	13,0	1,0	0,2	0,1	0,0	1,4
Huldra	5,2	17,5	0,1	0,0	22,9	0,2	1,2	0,0	0,0	1,4
Hyme ³⁾	3,2	0,5	0,2	0,0	4,0	3,2	0,5	0,2	0,0	4,0
Islay ³⁾	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
Jotun	23,6	0,9	0,0	0,0	24,5	1,0	0,0	0,0	0,0	1,1
Knarr ³⁾	8,3	0,2	0,4	0,0	9,3	8,3	0,2	0,4	0,0	9,3
Kristin	22,2	28,6	6,4	2,1	65,0	6,4	11,2	2,8	0,0	22,9
Kvitebjørn	26,4	91,8	5,1	0,0	127,8	11,4	59,5	2,2	0,0	75,2
Marulk ³⁾	0,7	8,4	1,4	0,0	11,8	0,7	8,4	1,4	0,0	11,8
Mikkell	4,6	24,1	6,6	2,3	43,4	1,7	10,1	2,8	0,0	17,2
Morvin	9,2	3,1	0,7	0,0	13,6	7,2	3,1	0,7	0,0	11,6
Murchison	13,9	0,4	0,0	0,0	14,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Njord	28,0	16,2	3,4	0,0	50,6	2,8	9,1	1,7	0,0	15,2
Norne	90,8	11,8	1,8	0,0	106,0	4,6	5,4	1,0	0,0	11,9
Ormen Lange	0,0	297,0	0,0	16,3	313,2	0,0	220,5	0,0	10,3	230,8
Oseberg	381,0	105,4	12,0	0,0	509,1	22,4	75,1	4,4	0,0	105,8
Oseberg Sør	56,9	14,5	1,5	0,0	74,3	15,3	7,7	1,5	0,0	25,8
Oseberg Øst	27,2	0,4	0,1	0,0	27,8	8,9	0,1	0,1	0,0	9,2
Oselvar ³⁾	4,0	4,4	0,0	0,0	8,5	4,0	4,4	0,0	0,0	8,5
Rev	1,2	4,4	0,3	0,0	6,3	0,5	2,2	0,3	0,0	3,3
Ringhorne Øst	16,6	0,4	0,0	0,0	17,0	8,4	0,2	0,0	0,0	8,6
Sigyn	0,0	7,0	2,9	5,3	17,8	0,0	1,2	0,7	0,0	2,5

Felt	Opphavelge reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³
Skarv ³⁾	15,3	43,4	5,7	0,0	69,4	15,3	43,4	5,7	0,0	69,4
Skirne	2,2	10,1	0,0	0,0	12,3	0,5	1,8	0,0	0,0	2,4
Sleipner Vest	0,0	128,7	9,2	31,4	177,5					
Sleipner Øst	0,0	66,3	13,2	26,8	118,1					
Sleipner Vest og Øst ⁵⁾						0,0	21,7	1,8	4,4	29,5
Snorre	251,0	6,7	4,8	0,0	266,8	69,7	0,4	0,2	0,0	70,4
Snøhvit	0,0	172,8	8,7	21,8	211,0	0,0	157,6	7,9	19,0	191,6
Statfjord	569,4	75,2	19,8	0,6	682,8	4,8	10,5	3,2	0,1	21,4
Statfjord Nord	39,2	2,0	1,1	0,0	43,2	2,8	0,0	0,3	0,0	3,4
Statfjord Øst	36,6	3,9	2,1	0,0	44,4	0,9	0,1	0,7	0,0	2,4
Sygna	10,6	0,0	0,0	0,0	10,6	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
Tambar	9,0	2,0	0,0	0,0	11,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,3
Tambar Øst	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tor	24,4	10,9	1,2	0,0	37,6	0,8	0,1	0,0	0,0	0,9
Tordis	61,5	4,7	1,8	0,0	69,5	6,4	0,4	0,2	0,0	7,3
Troll	255,8	1432,6	27,7	1,6	1742,6	35,1	1019,1	22,2	-2,7	1093,7
Trym	1,3	4,4	0,0	0,0	5,8	1,0	4,0	0,0	0,0	5,0
Tune	3,3	18,2	0,2	0,0	21,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Tyrihans	31,9	37,2	9,9	0,0	88,0	21,1	36,5	9,8	0,0	76,3
Ula	91,4	3,9	3,4	0,0	101,8	19,7	0,0	0,8	0,0	21,3
Urd	6,6	0,1	0,0	0,0	6,8	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
Vale	2,4	2,3	0,0	0,0	4,7	1,2	1,3	0,0	0,0	2,5
Valemon ³⁾	4,9	26,1	1,3	0,0	33,5	4,9	26,1	1,3	0,0	33,5
Valhall	146,7	27,2	5,5	0,0	184,3	41,8	6,8	2,2	0,0	52,8
Varg	15,1	0,0	0,0	0,0	15,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
Vega	2,8	8,2	1,7	0,0	14,3	2,2	8,1	1,7	0,0	13,5
Vega Sør	2,6	4,6	0,9	0,0	9,0	2,6	4,0	0,8	0,0	8,0
Veslefrikk	54,0	5,7	2,0	0,0	63,5	2,4	3,5	0,8	0,0	7,5
Vigdis	63,4	1,9	1,2	0,0	67,5	13,7	0,4	0,3	0,0	14,6
Vilje	11,3	0,0	0,0	0,0	11,3	5,6	0,0	0,0	0,0	5,6
Visund	33,0	49,5	6,2	0,0	94,2	11,3	43,0	5,8	0,0	65,2
Visund Sør ³⁾	3,7	9,6	1,2	0,0	15,6	3,7	9,6	1,2	0,0	15,6
Volund	7,8	1,0	0,0	0,0	8,9	5,2	0,8	0,0	0,0	6,0
Volve	8,5	0,8	0,2	0,1	9,7	1,5	0,1	0,0	0,0	1,6
Yme ³⁾	19,9	0,0	0,0	0,0	19,9	12,0	0,0	0,0	0,0	12,0
Yttergryta	0,3	2,4	0,5	0,0	3,5	0,0	1,4	0,3	0,0	2,0
Åsgard	103,8	200,6	38,8	16,1	394,2	25,9	89,3	18,7	-1,1	149,7
Sum	4492,9	3490,5	263,3	128,8	8612,5	808,3	2068,6	126,0	30,5	3146,6

¹⁾ Tabellen syner forventningsverdiar og estimata er derfor usikre.

²⁾ Omrekningsfaktor for NGL i tonn til Sm³ er 1,9.

³⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2011.

⁴⁾ Årsaka til negative tal for attverande reservar på enkelte felt er at produktet ikkje er rapportert under opphavelge reservar.

Dette gjeld produsert NGL og kondensat.

⁵⁾ Gassproduksjonen for Sleipner Vest og Øst blir målt samla.

Tabell 2.4 Reservar i funn der rettshavarane har vedteke utbygging

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
25/8-17 Jette	1,6	0,4	0,0	0,0	2,0	2009
33/9-6 Delta	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	1976
6608/10-12 Skuld ³⁾	13,4	0,9	0,1	0,0	14,6	2008
Totalt	15,1	1,3	0,1	0,0	16,6	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.

²⁾ Funnår for den første funnbrønne som inngår.

³⁾ 6608/10-12 Skuld har også ressursar i RK 5A og 5F. Volumet er summert i RK 5 i betinga ressursar for funn.

Tabell 2.5 Ressursar i felt og funn i planleggingsfase

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
Frøy ³⁾	8,7	0,0	0,0	0,0	8,7	1987
1/5-2 Flyndre	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	1974
15/3-4	1,9	1,6	0,2	0,0	4,0	1982
15/3-9	0,6	0,3	0,1	0,0	1,0	2010
15/5-1 Dagny	8,6	16,6	2,4	3,0	32,6	1978
15/5-2 Eirin	0,0	10,2	0,1	0,7	11,0	1978
16/1-8	25,6	1,9	0,8	0,0	29,0	2007
16/1-9 ⁴⁾	17,2	3,6	0,7	0,0	22,2	2008
17/12-1 Bream	7,2	0,0	0,0	0,0	7,2	1972
24/6-1 Peik	0,0	2,5	0,0	0,7	3,1	1985
24/9-9 S Bøyla	3,2	0,3	0,0	0,0	3,4	2009
25/11-16 Svalin ⁵⁾	12,2	0,0	0,0	0,0	12,2	1992
25/2-10 S ⁶⁾	10,0	2,0	0,0	0,0	12,0	1986
30/11-7	0,6	4,3	0,0	0,0	4,9	2009
30/7-6 Hild ⁷⁾	5,8	20,0	0,9	3,5	31,1	1978
31/2-N-11 H	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	2005
34/8-13A ⁸⁾	1,3	0,4	0,0	0,0	1,7	2009
35/11-13	5,0	2,0	0,0	0,0	7,0	2005
35/2-1	0,0	19,5	0,0	0,0	19,5	2005
6406/3-2 Trestakk	7,7	1,9	0,5	0,0	10,6	1986
6406/3-8	21,0	1,4	0,0	0,0	22,4	2010
6406/9-1 Linnorm	0,0	23,7	0,0	0,6	24,3	2005
6407/6-6 ⁹⁾ Mikkel Sør	0,6	2,2	0,5	0,0	3,8	2008
6506/9-2 S	1,7	9,7	0,0	0,0	11,4	2010
6707/10-1 ¹⁰⁾	0,0	46,3	0,0	0,8	47,1	1997
7122/6-1	0,0	3,7	0,0	0,2	3,9	1987
Totalt	131,2	174,0	6,3	9,4	326,5	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.

²⁾ Funnår for den første funnbrønne som inngår.

³⁾ Rettshavarane ser på ein nyutbygging av feltet, volumet er summert i RK 4A for felt.

⁴⁾ 16/1-9 inkluderer ressursar i 16/1-7 og 25/10-8 Hanz.

⁵⁾ 25/11-16 Svalin inkluderer ressursar i 25/11-25 S Svalin - funnår 2008.

⁶⁾ 25/2-10 S inkluderer ressursar i 25/2-17 - funnår 2009.

⁷⁾ 30/7-6 Hild inkluderer ressursar i 29/6-1 og 30/7-2.

⁸⁾ 34/8-13 A inkluderer ressursar i 34/8-13 S - funnår 2009.

⁹⁾ 6407/6-6 inkluderer ressursar i 6407/6-7 S - funnår 2009.

¹⁰⁾ 6707/10-1 inkluderer ressursar i 6707/10-2 S og 6706/12-1.

Tabell 2.6 Ressursar i funn der utvinning er sannsynleg, men ikkje avklart

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
1/9-1 Tommeliten Alpha ³⁾	6,5	14,6	0,5	0,0	22,0	1977
15/12-21	7,7	0,0	0,0	0,0	7,7	2009
15/8-1 Alpha	0,0	2,2	0,5	1,6	4,7	1982
16/2-6	280,0	5,0	0,0	0,0	285,0	2010
16/7-2	0,0	0,6	0,1	0,4	1,2	1982
2/5-3 Sørøst Tor	3,1	0,9	0,0	0,0	3,9	1972
2/4-17 Tjalve	0,6	1,0	0,2	0,0	1,9	1992
2/12-1 Mjølner	3,0	0,8	0,1	0,0	4,0	1987
24/9-10 S	0,9	0,1	0,0	0,0	1,0	2011
25/1-11 R	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5	2010
25/2-5 Lille Frøy	3,0	1,6	0,0	0,0	4,6	1976
25/8-4	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
34/10-53 A	0,1	0,4	0,1	0,0	0,6	2011
34/10-53 S	0,3	5,4	0,7	0,0	7,0	2011
34/11-2 S Nøkken	1,8	4,0	0,5	0,0	6,7	1996
35/8-3	0,0	2,7	0,0	0,6	3,2	1988
35/9-6 S	4,2	3,3	0,3	0,0	8,1	2010
6406/2-1 Lavrans	2,7	8,8	1,5	0,0	14,4	1995
6406/2-7 Erlend	2,2	2,9	0,7	0,0	6,4	1999
6407/7-8	0,0	4,9	0,0	0,9	5,8	2008
6407/9-9	0,0	1,6	0,0	0,1	1,7	1999
6506/11-2 Lange	0,5	0,5	0,1	0,0	1,1	1991
6506/12-3 Lysing	1,2	0,2	0,0	0,0	1,4	1985
6506/6-1	0,0	26,8	0,0	0,0	26,8	2000
6507/11-6 Sigrid	0,4	1,9	0,3	0,0	2,9	2001
6507/3-8	0,0	1,4	0,2	0,1	1,9	2009
6507/7-13	0,9	0,0	0,0	0,0	1,0	2001
6507/7-14 S	0,2	10,0	0,1	0,0	10,4	2010
6705/10-1	0,0	17,6	0,0	0,3	17,9	2009
7/8-3	3,8	0,0	0,0	0,0	3,8	1983
7220/8-1 Skrugard ⁴⁾	38,4	3,0	0,0	0,0	41,4	2011
Totalt	363,9	122,1	5,8	3,9	501,0	

¹⁾ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.
²⁾ Funnår for den første funnbrønne som inngår.
³⁾ 1/9-1 Tommeliten Alpha har ressursar i ressurskategori 5A og 5F.
⁴⁾ 7220/8-1 Skrugard har ressursar i ressurskategori 5F og 7F.

Tabell 2.7 Ressursar i funn som ikkje er evaluerte

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
15/6-12	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	2011
16/1-12	5,0	0,6	0,0	0,0	5,6	2009
16/1-14	5,3	0,2	0,0	0,0	5,6	2010
16/2-3	2,9	0,4	0,0	0,0	3,3	2007
16/2-4	0,0	1,9	0,0	0,3	2,2	2007
16/2-5	0,0	1,9	0,0	0,2	2,1	2009
16/2-9 S	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	2011
25/4-2	0,8	0,1	0,0	0,0	0,9	1973
30/11-8 A	0,5	2,2	0,0	0,8	3,5	2011
30/11-8 S	5,3	0,8	0,0	0,2	6,2	2011
30/5-3 S	0,0	4,1	0,0	0,4	4,6	2009
34/10-52 A	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5	2011
34/10-52 B	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	2011
34/12-1	0,0	11,3	1,4	2,1	16,1	2008
34/3-3 S	3,2	0,0	0,0	0,0	3,2	2011
34/4-10	4,8	0,7	0,0	0,0	5,5	2000
34/4-11	24,0	2,9	0,0	0,0	26,9	2010
34/5-1 S	2,1	0,2	0,0	0,0	2,3	2010
35/10-2	0,0	2,8	0,3	0,5	3,9	1996
35/12-2	8,6	0,0	0,0	0,0	8,7	2009
6407/2-5 S	2,9	1,3	0,0	0,1	4,3	2009
6407/2-6 S	0,0	1,9	0,0	0,5	2,4	2010
6507/3-7	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8	2009
6508/1-2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4	2011
6607/12-2 S	2,8	3,6	0,0	0,6	7,0	2011
7120/12-2	0,0	8,0	0,0	0,1	8,1	1981
7120/12-3	0,0	1,8	0,0	0,0	1,8	1983
7120/2-3 S	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0	2011
7225/3-1	0,0	28,0	0,0	0,0	28,0	2011
7226/2-1	0,0	3,3	0,0	0,1	3,4	2008
8/10-4 S	6,8	0,7	0,0	0,0	7,5	2011
7/11-12A		2,5			2,5	2011
Totalt	76,9	88,1	1,7	6,0	174,2	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.
²⁾ Funnår for den første funnbrønne som inngår.

VEDLEGG 3

Operatører og rettshavarar

Tabellen under viser operatører og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på norsk kontinentalsokkel. Det er 495 aktive utvinningsløyve og 495 operatørskap. I tillegg er

Gassco AS operatør for store deler av gassrørleidningsnett. Fleire fakta om petroleumsverksemda finn du på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no

Tabell 3.1 Operatører og rettshavarar

Operatør/rettshavar	Operatørskap i utvinningsløyve	Rettshavar i utvinningsløyve	Rettshavarar i felt
A/S Norske Shell	7	18	4
Bayerngas Norge AS	1	35	5
BG Norge AS	9	13	2
BP Norge AS	11	15	7
Bridge Energy Norge AS	1	17	
Centrica Resources (Norge) AS	8	29	8
Chevron Norge AS	2	6	1
ConocoPhillips Skandinavia AS	10	41	24
DONG E & P Norge AS	9	28	9
Dana Petroleum Norway AS	5	31	3
Det norske oljeselskap ASA	27	70	9
E.ON Ruhrgas Norge AS	10	32	3
Edison International Norway Branch	3	14	
Eni Norge AS	13	51	21
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	10	58	25
Faroe Petroleum Norge AS	4	37	7
Front Exploration AS	1	11	
GDF SUEZ E&P Norge AS	8	41	8
Hess Norge AS	2	6	2
Idemitsu Petroleum Norge AS	3	27	9
Lotos Exploration and Production Norge AS	4	11	1
Lundin Norway AS	28	55	5
Maersk Oil Norway AS	6	19	
Marathon Oil Norge AS	9	16	3
North Energy ASA	2	21	
Norwegian Energy Company ASA	4	33	
OMV (Norge) AS	8	16	
PGNiG Norway AS	1	12	1
Premier Oil Norge AS	6	15	1
RWE Dea Norge AS	6	39	9
Repsol Exploration Norge AS	3	14	
Rocksource ASA	7	18	
Spring Energy Norway AS	3	33	1
Statoil Petroleum AS	182	241	70
Suncor Energy Norge AS	8	16	
Talisman Energy Norge AS	16	90	9
Total E&P Norge AS	22	78	42
Valiant Petroleum Norge AS	1	5	
VNG Norge AS	8	29	3
Wintershall Norge ASA	26	45	4

Andre rettshavarar	Operatørskap i utvinningsløyve	Rettshavar i utvinningsløyve	Rettshavarar i felt
4Sea Energy AS		3	
Agora Oil & Gas AS		6	
Altinex Oil Norway AS		4	2
Concedo ASA		10	
Core Energy AS		6	3
Enterprise Oil Norge AS		5	2
Fortis Petroleum Norway AS		5	
Nexen Exploration Norge AS		1	
Norske AEDC AS		5	3
Petoro AS		158	48
Skagen 44 AS		15	
Skeie Energy AS		5	1
Spring Energy Exploration AS		2	
Svenska Petroleum Exploration AS		14	2
Talisman Petroleum Norge AS		1	1

VEDLEGG 4

Omrekningsfaktorar

Oljeekvivalentar (forkorta o.e.) blir nytta når ein skal summere ressursmengdene av olje, gass, NGL og kondensat. Ei slik summering kan skje ved at ein nyttar ein felles eigenskap (f.eks energi, masse, volum eller salsverdi). Oljedirektoratet nyttar ei volumetrisk omrek-

ning av NGL til væske og ein energimessig omrekningsfaktor for gass, basert på typiske eigenskapar(*) på norsk kontinentalsokkel.

* Eigenskapane til olje, gass og NGL varierer frå felt til felt, og over tid, men i ressursrekneskapen blir det brukt ein felles og konstant omrekningsfaktor for alle funn og felt.

1 Sm ³ olje	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ kondensat	=	1,0 Sm ³ o.e..
1000 Sm ³ gass	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm ³ o.e.

Gass	1 kubikkfot	1 000,00 Btu
	1 kubikkmeter	9 000,00 kcal
	1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot

Råolje	1 Sm ³	6,29 fat
	1 Sm ³	0,84 toe
	1 tonn	7,49 fat
	1 fat	159,00 liter
	1 fat per dag	48,80 tonn per år
	1 fat per dag	58,00 Sm ³ per år

Omtrentleg energiinnhald

	MJ
1 Sm ³ naturgass	40
1 Sm ³ råolje	35 500
1 tonn kullekvivalent	29 300

Omrekningsfaktorar for volum

1 Sm ³ råolje	=	6,29 fat
1 Sm ³ råolje	=	0,84 tonn råolje
	=	(gjennomsnitt for olje frå norsk kontinentalsokkel)
1 Sm ³ gass	=	35,314 kubikkfot

Omrekningsfaktorar mellom ulike einingar for energi

		MJ	kWh	BTU
1 MJ	Megajoule	1	0,2778	947,80
1 kWh	kilowatttime	3,6	1	3412,10
1 BTU	Britisk termal unit	0,001055	0,000293	1

