

FAKTA 2013

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD





Kokkolittar som blir til kritt. I Torformasjonen i Ekofisk-området finst slike krittlag. (Illustrasjon: Robert W. Williams, Oljedirektoratet)

FAKTA 2013

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

Redaktører:

Lars-Jakob Alveberg, Olje- og energidepartementet

Eldbjørg Vaage Melberg, Oljedirektoratet

Redaksjonen avslutta: Mars 2013

Design: Artdirector/Klas Jønsson

Papir: omslag: Galerie art silk 250 g, materie: Arctic silk 115 g

Grafisk produksjon: 07 MEDIA

Trykk: 07 MEDIA

Opplag: 10 500 norsk og 8500 engelsk

Publikasjonskode: Y-0103/14 N

Forsiden: Jotunfeltet i Nordsjøen.

(Foto: Odd Furenes/ExxonMobil)

ISSN 1504-3398





FORORD

Ola Borten Moe

Olje- og energiminister

Olje- og energiminister

Det er stor aktivitet og stor optimisme i petroleumssektoren. I mange år har vi no hatt gode prisar på olje og gass, noko som har gitt oss eit petroleumpolitisk moglegheitsrom. Det har vi utnytta. Vi har teke dei første stega for å levere på dei høge ambisjonane vi presenterte i petroleumsmeldinga. Det handlar om ein aktiv, parallell innsats mot auka utvinning frå felt i produksjon, utbygging av drivverdige funn, leiteverksemd i ope areal og opning av nye område.

Det å redusere fallet i produksjonen frå eksisterande felt er svært viktig for verdiskapinga på kort og mellomlang sikt. Det er viktig at det på dei ulike felta tidleg nok blir tenkt heilskapleg på auka utvinning. Det skjer mykje positivt på dette området – men det er meir å gå på. Som ein del av dette arbeidet er departementet i gang med å etablere eit eige forskingssenter for auka utvinning. Dette skal vere med på å utvikle framsynte teknologiske løysingar som deretter kan takast i bruk av industrien.

Vi har godkjent ei rekke utbyggingar dei siste åra. Dei fleste er mindre funn som blir knytt til eksisterande felt. Desse er gjort lønsame som følgje av standardisering, raskare prosjektgjennomføring og gode produktprisar. Dette er veldig positivt, og noko vi ønskjer å sjå endå meir av. Dei siste par åra har vi òg sett fleire nye, sjølvstendige utbyggingar. Dette skjer berre få år etter at mange meinte Goliat ville vere den siste, sjølvstendige utbygginga på norsk sokkel. Det illustrerer kor raskt utsiktene kan endre seg.

Sjølv om vi er i gang med å levere, er det mykje som gjenstår. Den aktive, parallelle innsatsen vi skildra i petroleumsmeldinga er like nødvendig i dag. Enkeltfunn som Johan Sverdrup og Skrugard/Havis har ikkje endra på dette. Dei er ein god start – men vi må gjere fleire store funn – og det ganske raskt – for å halde verdiskapinga oppe utover på 2020-talet.

Tilgang på prospektivt areal er ein føresetnad for å halde oppe lønsam aktivitet over tid. Det tek tid å utvikle eit nytt område. Opnar ein eit nytt område i dag, kan det først gi viktige produksjonsbidrag når vi nærmar oss 2030. Difor jobbar vi aktivt med nye område, mellom anna i Barentshavet søraust.

Regjeringa har lagt godt til rette for ei størst mogleg verdiskaping frå petroleumsressursane. Dette kjem heile det norske folk til gode. Ved framleis å føre ein aktiv og langsiktig politikk, skal vi sørge for at det same vil vere tilfelle i lang tid framover. Det er dette som er hovudoppgåva til departementet og Oljedirektoratet, også i åra som kjem.

INNHALD

Forord av olje- og energiminister Ola Borten Moe	5	Opprydding etter at produksjon er avslutta	39
1. Norsk petroleumshistorie	9	7. Gasseksport frå norsk sokkel	43
2. Rammeverk og organisering	13	Organisering av gasstransportsystemet	44
Konsekvensutgreiing og opning av nye område	14	Regulert tilgang til transportsystemet	44
Utlysing	14	8. Forsking i olje- og gassverksemda	47
Tildeling	14	PETROMAKS 2	48
Utvinningsløyvet	14	DEMO 2000	48
Leiting	14	Andre forskingsprogram	49
Utbygging og drift	14	9. Miljø- og klimaomsyn i norsk petroleumsverksemd	51
Avslutning av petroleumsverksemd	15	Utslepp frå petroleumsverksemda	52
Erstatningsansvar for forureiningskade	15	Lover og avtaleverk som regulerer utslepp frå petroleumsverksemda	52
Tryggleik	15	Måling og rapportering av utslepp	52
Statleg organisering av petroleumsverksemda	15	Utsleppsstatus for CO ₂	52
Meir om organiseringa av petroleumsverksemda	15	Verkemiddel for å redusere CO ₂ -utsleppa	53
Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda	15	Døme på tiltak for å redusere CO ₂ -utslepp frå felt	53
Statens inntekter frå petroleumsverksemda	16	Utsleppsstatus for NO _x	55
SDØE	17	Verkemiddel for å redusere NO _x -utsleppa	55
Utbytte frå Statoil	17	Eksempel på tiltak for å redusere NO _x -utsleppa	55
EITI	17	Utsleppsstatus for nmVOC	56
3. Petroleumsverksemda	19	Verkemiddel og tiltak for å redusere nmVOC-utslepp	56
– Noregs største næring	19	Utslepp til sjø	56
Petroleumsverksemda i det norske samfunnet	20	Produsert vatn	56
Utviklinga framover	20	Utsleppsstatus for kjemikaliar	56
Sysselsetjing over heile landet	21	Verkemiddel for å redusere utslepp av kjemikaliar	57
Ringverknader av petroleumsverksemda	21	Utslepp av olje	57
Norsk leverandørindustri	21	Akutte utslepp	58
Næringa lykkast internasjonalt	21	Utslepp frå drift	58
Energimarknaden	22	Verkemiddel for å redusere utslepp av olje	58
4. Petroleumsressursane	25	10. Felt i produksjon	59
Ressursar	26	Den sørlege delen av Nordsjøen	62
Reservar	26	Den midtre delen av Nordsjøen	63
Avhengige ressursar	26	Den nordlege delen av Nordsjøen	64
Uoppdaga ressursar	27	Norskehavet	67
Nordsjøen	27	Barentshavet	67
Norskehavet	27	Alve	68
Barentshavet	27	Alvheim	68
5. Leiteverksemda	29	Atla	69
Leitepolitikk i modne og umodne område	33	Balder	69
6. Utbygging og drift	37	Blane	70
Effektiv produksjon av petroleumsressursane	38	Brage	70
Auka utvinning i modne område	38	Draugen	71
Auka ressursuttak	38	Ekofisk	71
Effektiv drift	38	Eldfisk	72
Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur	38	Embla	73

Enoch	73	Ula	101
Fram	74	Urd	102
Gaupe	74	Vale	102
Gimle	75	Valhall	103
Gjøa	75	Varg	103
Glitne	76	Vega	104
Grane	76	Veslefrikk	104
Gullfaks	77	Vigdis	105
Gullfaks Sør	77	Vilje	105
Gungne	78	Visund	106
Gyda	78	Visund Sør	106
Heidrun	79	Volund	107
Heimdal	79	Volve	107
Hod	80	Yttergryta	108
Huldra	80	Åsgard	108
Islay	81		
Jotun	81	11. Felt under utbygging	111
Kristin	82	Brynhild	113
Kvitebjørn	82	Bøyla	113
Marulk	83	Edvard Grieg	114
Mikkel	83	Goliat	114
Morvin	84	Gudrun	115
Murchison	84	Hyme	115
Njord	85	Jette	116
Norne	85	Knarr	116
Ormen Lange	86	Martin Linge	117
Oseberg	86	Skuld	117
Oseberg Sør	87	Svalin	118
Oseberg Øst	88	Valemon	118
Oselvar	88	Yme	119
Rev	89		
Ringhorne Øst	89	12. Utbyggingar i framtida	121
Sigyn	90	Utbygging vedtekne av rettshavarane	123
Skarv	90	Felt og funn i planleggingsfasen	123
Skirne	91		
Sleipner Vest	91	13. Felt der produksjonen er avslutta	127
Sleipner Øst	92	Albuskjell	129
Snorre	92	Cod	129
Snøhvit	93	Edda	129
Statfjord	93	Frigg	129
Statfjord Nord	94	Frøy	129
Statfjord Øst	95	Lille-Frigg	129
Sygna	95	Mime	130
Tambar	96	Nordøst Frigg	130
Tambar Øst	96	Odin	130
Tor	97	Tommeliten Gamma	130
Tordis	97	Vest Ekofisk	130
Troll	98	Øst Frigg	130
Trym	100		
Tune	100		
Tyrihans	101		

14. Rørleidningar og landanlegg	131
Gassled	133
Gasscos rolle som nøytral operatør	133
Systemdrift	133
Kapasitetsadministrasjon	133
Anleggsstyring	133
Infrastrukturutvikling	133
Fakta om rørsystemet	133
Gassledlandanlegg i Noreg	134
Rørleidningar utanfor Gassled	135
Vedlegg	137
Vedlegg 1 Historisk statistikk	138
Vedlegg 2 Petroleumsressursane	141
Vedlegg 3 Omrekningsfaktorar	150

NORSK PETROLEUMSHISTORIE

1



Frå oppjekking av Ekofiskinnretningane i 1987. Her blir det sett på eit stykke som forlengjer det eine beinet på hotellinnretninga Ekofisk 2/4.
(Foto: Husmo, ConocoPhillips/Norsk Oljemuseum)

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.

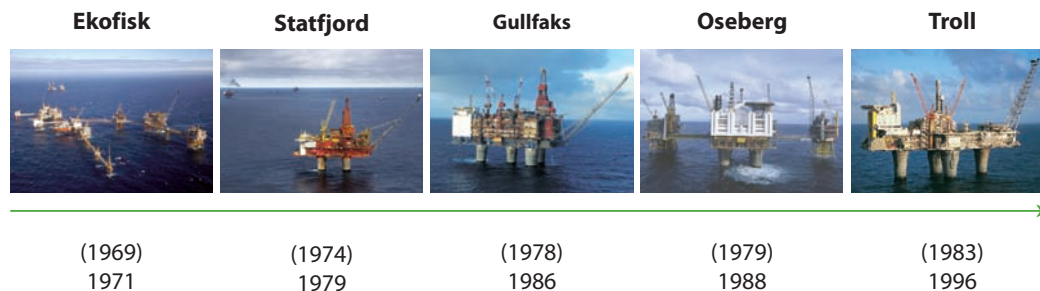
I oktober 1962 sende Philips Petroleum eit brev til styresmaktene i Noreg og bad om løyve til å leite i Nordsjøen. Selskapet ville ha utvinningsløyve for dei delane av Nordsjøen som låg på norsk kontinentalsokkel. Tilbodet var på 160 000 dollar per måned, og blei sett som eit forsøk på å få eksklusive 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 havområde, 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 kontinentalsokkelen 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 konsentrert 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 produksjonen 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 utbyggingane 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 produksjonen i dag fordelt på fleire felt enn før.

I starten valde styresmaktene ein modell der utanlandske selskap dreiv petroleumsverksemda, og i startfasen var det utanlandske selskap som dominerte leiteverksemda og stod for utbygging av dei første olje- og gassfelta. Etter kvart auka det norske engasjementet ved at Norsk Hydro kom med, og i 1972 blei Statoil oppretta med staten som eineiegar. 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 børsnotert. 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?

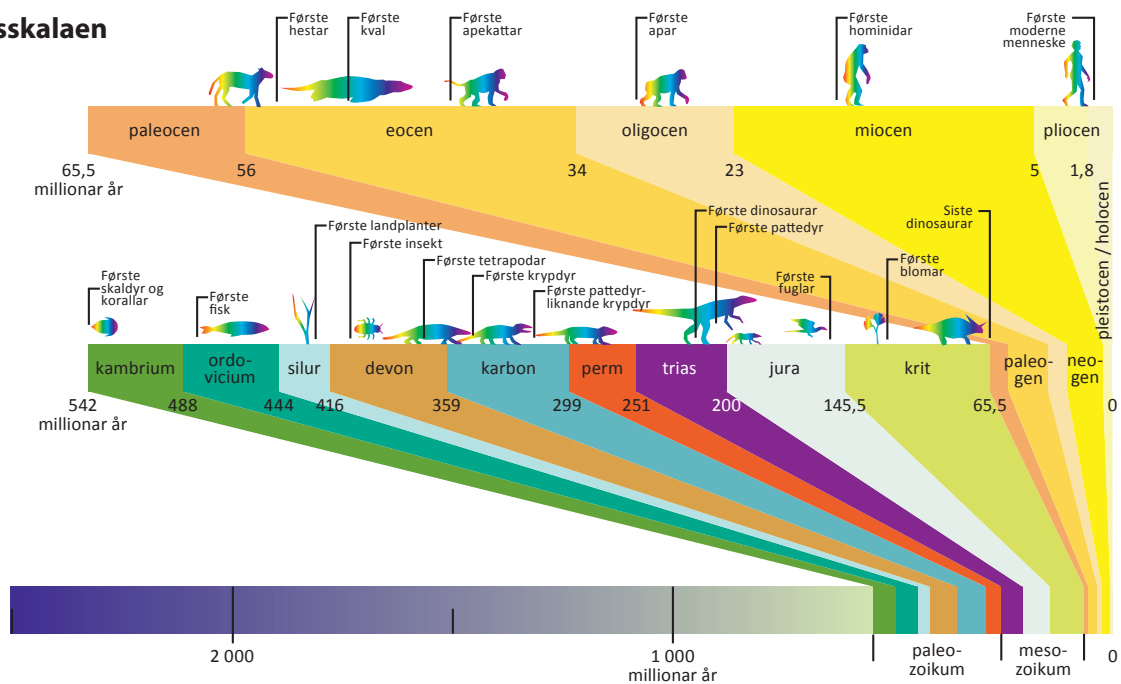
Olje og gass blir til over mange millionar år ved at organisk materiale blir brote ned, omdanna og avsett i havområde. Mesteparten av olje- og gassførekomstane på norsk kontinentalsokkel har opphav i eit tjukt lag av svart leire som i dag ligg fleire tusen meter under havbotnen. Den svarte leira er ein 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. Hovudreservoara 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



RAMMEVERK OG ORGANISERING

2



Jobb offshore krev godt verneutstyr.
(Foto: Odd Furenes, ExxonMobil)

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 petroleumsverksomhet) inneheld den overordna heimelen for konsesjons-systemet som regulerer norsk petroleumsverksemd. 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 undersøiske 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 kunngjorde 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 endelig 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 etterlatast.

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 petroleumpolitikken 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 petroleumpolitikken 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 helsemessige 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 kontinental-sokkelen. 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 statleg eigde 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 forvaltningsmynde i samband med undersøkingar etter og utvinning av petroleumsforekomstar på den norske kontinental-sokkelen. 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 vegne 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 kontinental-sokkelen. 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 35 land. Selskapet er børsnotert i Oslo og New York. Staten eig per 31. desember 2012 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 petroleumsvirksemda.

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 petroleumsvirksemda

Noreg har eit eige system for å sikre staten inntekter frå petroleumsvirksemda. Hovudgrunningvinga for dette systemet er den ekstraordinære avkastninga som er knytt til utvinning av ressursane. Eigarskapen til petroleumsvirksemda 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 fastlagd i ei eiga petroleumsskattelov (lov av

13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumsvirksemda (m.v.). På grunn av den ekstraordinære lønnssemda ved utvinning av petroleumsvirksemda blir det i tillegg lagt ein særskatt på denne næringsvirksemda. 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 frådrag i utrekningsgrunnlaget 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 utslipp 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 2013 er satsen sett til 96 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 2013 er satsen sett til 17,01 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)

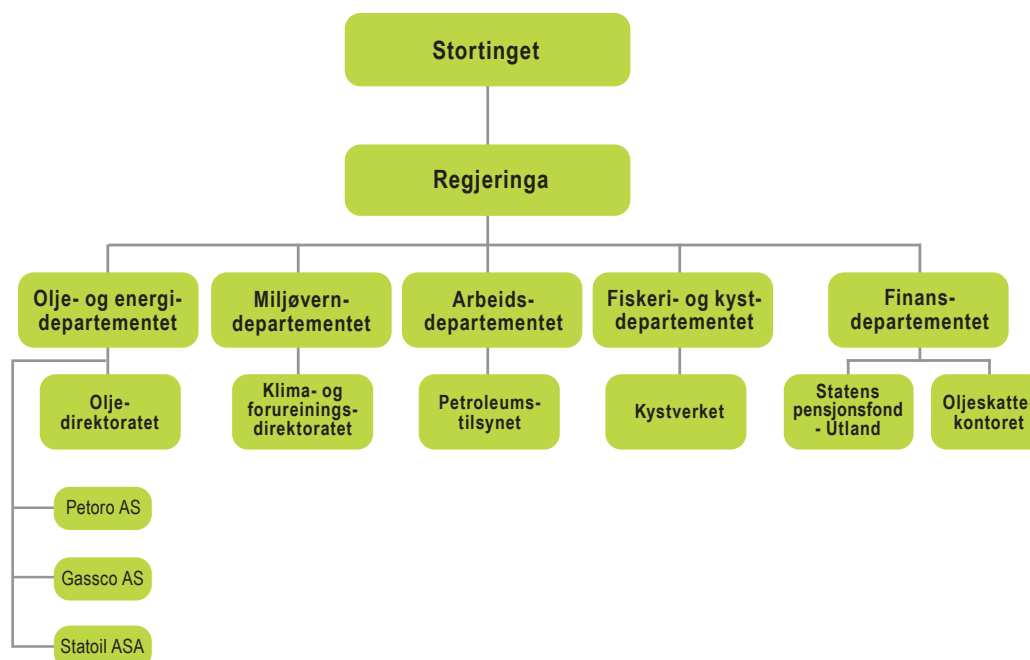
og ein del til Statoil. I samband med børsnoteringa av Statoil i 2001 blei behandlinga av SDØE-porteføljen overført til det statlege ivaretakarselskapet Petoro. Per 01.01.2013 hadde staten direkte økonomiske deltakardelar i 158 utvinningsløyve, og dessutan delar i 15 interessentskap i rørleidningar og 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 2012 var 13,88 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 EITiland i mars 2011, som det sjette godkjende landet. 19 andre land er godkjende og om lag 20 andre land er i gang med implementering av EITI.



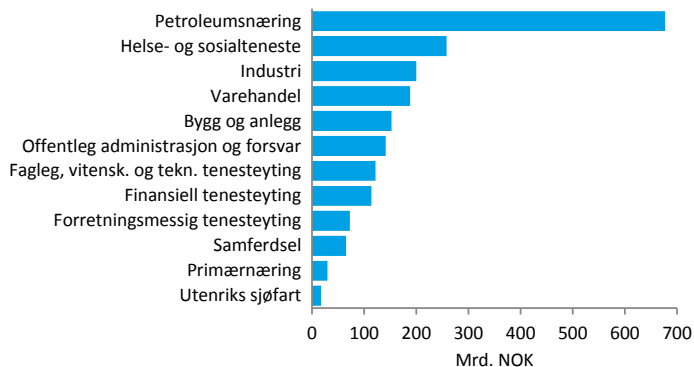
Figur 2.2 Statleg organisering av petroleumsverksemda (Kjelde: Statsbudsjettet)

PETROLEUMSVERKSEMDA – NOREGS STØRSTE NÆRING

3



Det var ein milemæl for petroleumsverksemda på Helgelandskysten då Skarvfeltet kom i produksjon i 2012/2013. Eit nytt skift med oljearbeidarar har landa på Skarv.
(Foto: Kjetil Alsvik, BP)



Figur 3.1 Verdiskaping i utvalde næringar 2012
(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 over 9000 milliardar kroner til Noregs BNP. I 2012 stod petroleumssektoren for over 23 prosent av den samla verdiskapinga i landet.

I dag er 76 felt i produksjon på den norske kontinentalsokkelen. Desse felte produserte i 2012 om lag 1,9 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og om lag 111 milliardar standard-kubikkmeter (Sm^3) gass, ein produksjon av seljeleg petroleum på i alt 225,14 millionar Sm^3 oljeekvivalentar (o.e.). I 2011 var Noreg den sjuande største oljeeksportøren og den fjortande største oljeprodu-senten i verda. I 2011 var Noreg den tredje største gasseksportøren og den sjetteste gassprodusenten i verda.

Staten får store inntekter frå petroleumsverksemda. Skatt frå utvinningsselskapa og direkte eigarskap (SDØE) sikrar staten ein

stor del av verdiane som petroleumsverksemda skaper. Statens inntekter frå sektoren utgjorde om lag 30 prosent av dei samla stats-inntektene i 2012. Figur 3.4 viser innbetalingane frå verksemda.

Statens inntekter frå petroleumsverksemda blir overførte til eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. I 2012 var overføringane til dette fondet over 270 milliardar kroner. Ved utgangen av 2012 var verdien av fondet 3816 milliardar kroner. Det svarar til meir enn 750 000 kroner per nordmann.

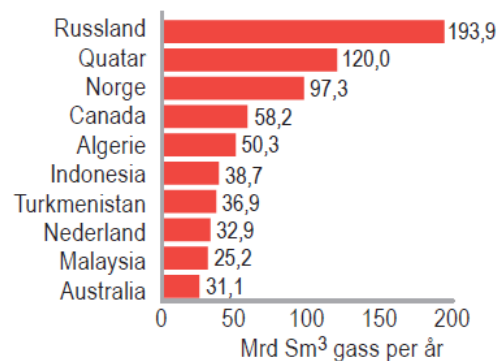
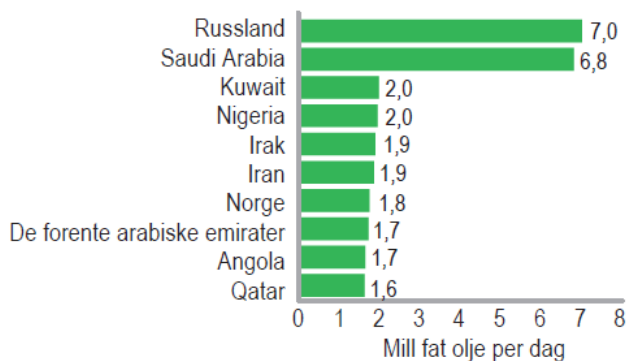
I 2012 stod råolje, naturgass og rørtjenester for noko over halvparten av Noregs eksportverdi. Eksporten av petroleumsvarer utgjorde over 600 milliardar kroner i 2012.

Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen er det investert enorme summar i leiting, utbyg-ging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Investeringane i 2012 utgjorde nesten 29 prosent av dei samla realinvesteringane i landet.

Utviklinga framover

Etter fleire år med nedgang i totalproduksjon av petroleum er det no venta at produksjonen vil ta seg noko opp i dei komande åra, før den på lengre sikt igjen vil minke. Forholdet mellom produksjon av gass og olje inkl. NGL og kondensat er venta å halde seg nokolunde stabilt framover. På lengre sikt blir talet på nye funn og storleiken på dei avgjerande for produksjonsnivået. Det er til no produsert omkring 44 prosent av det ein reknar med er dei samla utvinnelege ressursane på den norske kontinentalsokkelen. Dei utvinnelege ressursane som er igjen på sokkelen, utgjer eit stort potensial for verdiskaping også i mange år framover.

Investeringsnivået på norsk sokkel har lege på eit høgt nivå dei siste åra. I 2012 blei det investert for meir enn 175 milliardar kroner, inkludert leitekostnader. Driftskostnadene i 2012 blei om lag 60 mil-liardar 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.



Figur 3.2 Dei største oljeeksportørane (olje inkluderer kondensat) og gasseksportørane i 2011 (figuren er oppdatert aug/sep 2013)
(Kjelde: KBC Market Services/Cedigaz)

Faktaboks 3.1 Ei næring for framtida

Ei sentral føresetnad for å vidareutvikla petroleumsverksemda er at vi har ein ressursbase som vi kan nyttiggjere. Etter 40 år med produksjon ligg framleis om lag 60 prosent av dei forventade utvinnelege ressursane att i bakken. I tillegg kjem ressursar som ligg i den norske delen av tidlegare omstridde område og i 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 ei 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 tidlegare omstridt område som ligg vest for avgrensingslinja i Barentshavet sør.

Sysselsetjing 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 sysselsetjinga i Noreg. Ved å ta utgangspunkt i direkte og indirekte leveransar til petroleumsverksemda har SSB sett opp eit overslag over omfanget av sysselsetjinga som kan knytast til petroleumsnæringa. For 2009 var overslaget 206 000 sysselsatte. Leveransane til petroleumsverksemda kjem frå mange delar av norsk næringsliv. Sysselsetjingseffektane dekkjer difor eit breitt spekter av næringar.

Ringverknader av petroleumsverksemda

Utbygging av nye funn skal skape størst moglege 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. Eit viktig premiss for å oppnå gode ringverk-

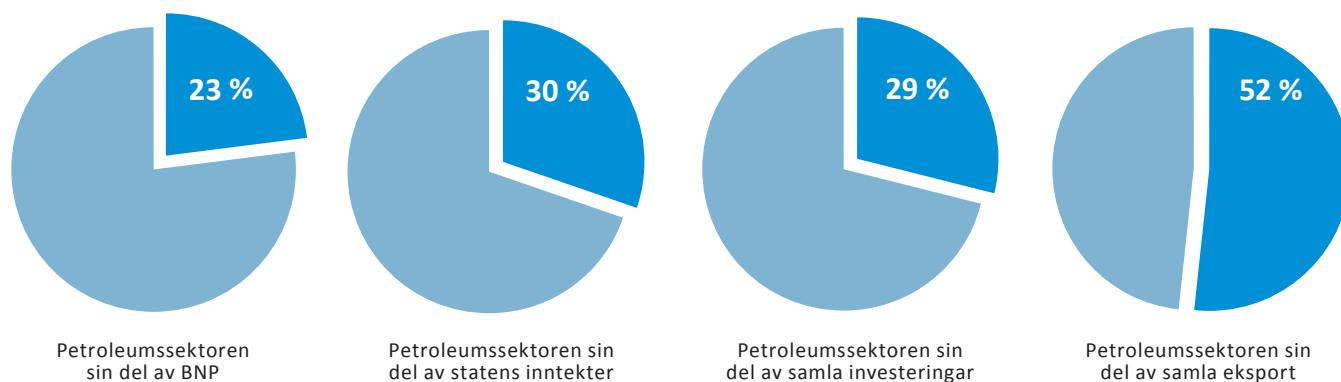
nader er at lokalt og regionalt næringsliv utnyttar det næringspotensialet som ei utbygging i nærområdet gir.

Norsk leverandørindustri

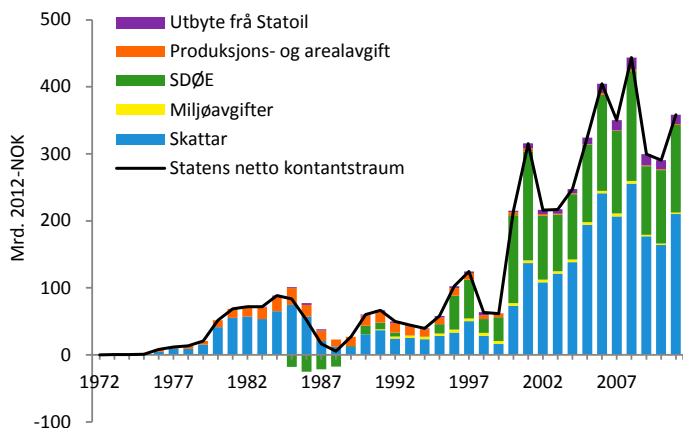
Petroleumsressursane på norsk sokkel har lagt grunnlaget for ei høg-kompetent og internasjonalt konkurransedyktig olje- og gassnæring. I dag leverer leverandørindustrien avansert teknologi, produkt og tenester til norsk sokkel og til internasjonale marknader. Industrien er aktiv innanfor leiteverksemd, 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 248 til 361 milliardar kroner i perioden 2009 til 2011. Dette tilsvarar ein vekst på om lag 48 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 2012
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Finansdepartementet)



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

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

Tal frå Rystad Energy legg til grunn at norske petroleumsretta selskap i 2011 omsette for 152 milliardar kroner i utlandet, mot 118 milliardar i 2009.

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 frå 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

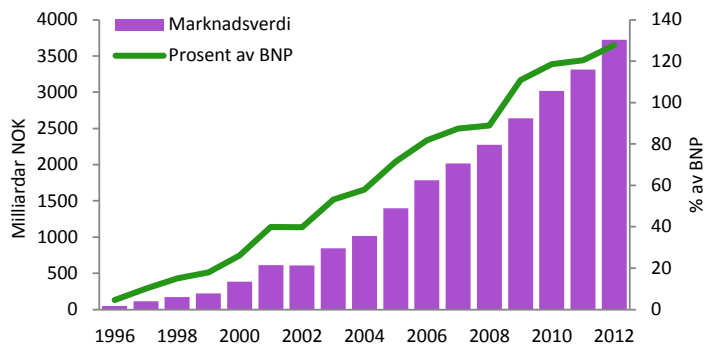
≡ Inntekter til Statens pensjonsfond – Utland

Skattar	214,7
Miljøavgifter, arealavgift og anna	3,8
SDØE	122,7
Utbytte frå Statoil	13,9
Totalt	355,1

Figur 3.5 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda 2011 (mrd. 2013-NOK) (Kjelde: Statsrekneskapen)

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.

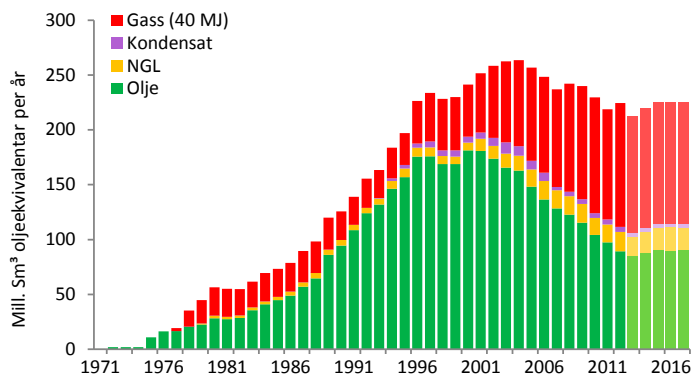
Olje utgjer om lag 1/3 av energiforbruket i verda. Transportsektoren står for meir enn halvparten av oljeforbruket, i form av drivstoff til motorkøyretøy. Olje blir også brukt som råvare i industri og i nokon grad til kraft- og varmeproduksjon. Etterspørselen etter olje aukar, særleg i land som Kina, 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 har dei største produsentane, saman med nokre andre produsentland, slått seg saman i produksjonskartellet OPEC. Prisen på olje er avhengig av tilbud og etterspørsel på verdsmarknaden. Ved å auke eller redusere tilbodet kan OPEC påverke prisane noko.



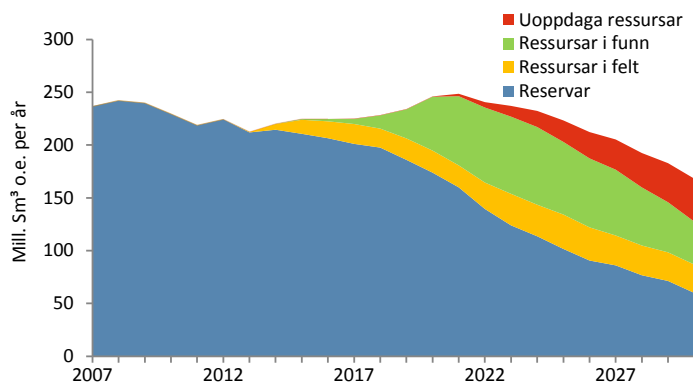
Figur 3.6 Storleiken på Statens pensjonsfond - Utland per 31.12.2012 og som del av BNP (Kjelde: Statistisk sentralbyrå og Noregs Bank)

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

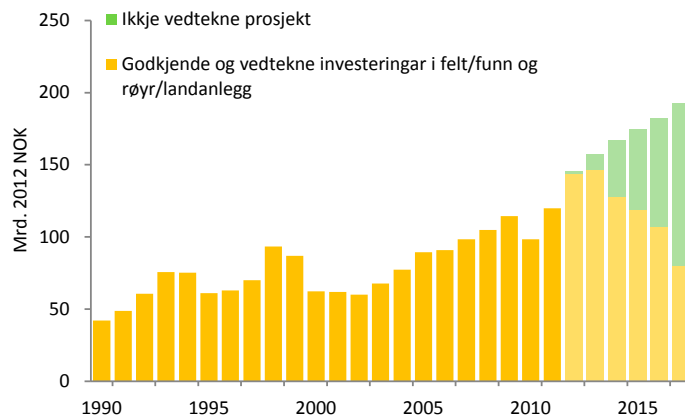
Naturgass utgjør over 20 prosent av den samla energietterspørselen i verda. Dei viktigaste marknadene for naturgass er i Europa, Asia og Nord-Amerika. Løysingar for å transportere gass som LNG (liquefied natural gas – nedkjølt gass) på skip har gjort marknaden for naturgass til ein global marknad. Naturgass 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)



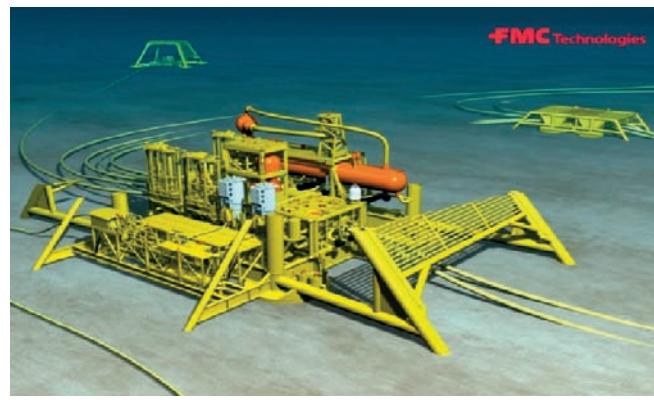
Figur 3.8 Produksjonsprognose olje og gass (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)



Figur 3.9 Historiske investeringar (investering i leiting er ikkje inkludert) (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 plattformer 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. Undervassegmetet har blitt eit forretningsområde der norsk leverandørindustri er teknologisk leiande internasjonalt.



PETROLEUMSRESSURSANE

4



Rørleggjing på Ekofiskfeltet, det første feltet på norsk sokkel. Feltet kjem truleg til å produsere i 40 nye år.
(Foto: Kjetil Alsvik, ConocoPhillips)

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.

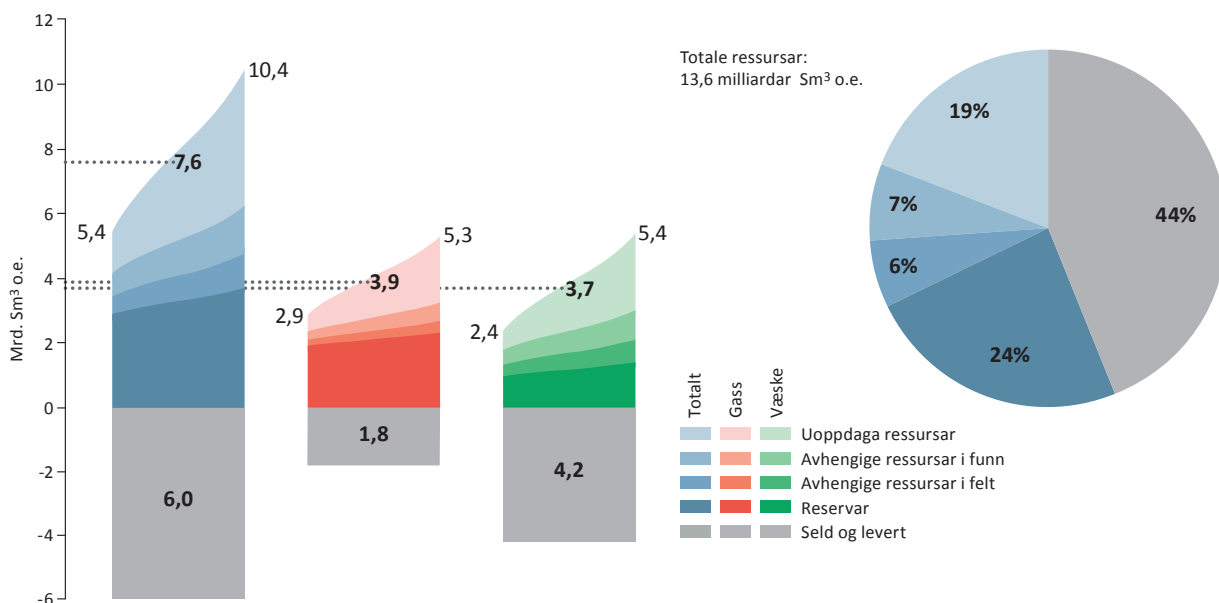
Oljedirektoratets basisestimat for oppdaga og uoppdaga petroleumsressursar på norsk kontinentalsokkel utgjer om lag 13,6 milliardar standard kubikkmeter oljeekvivalentar (milliardar Sm³ o.e.). Av dette er det selt og levert i alt 6 milliardar Sm³ o.e., som svarar til 44 prosent av dei totale ressursane. Dei totale utvinnbare ressursane som er igjen, utgjer dermed 7,6 milliardar Sm³ o.e. Av dette er 5 milliardar Sm³ o.e. oppdaga, medan estimatet for uoppdaga ressursar er 2,6 milliardar Sm³ o.e.

Samla tilvekst av oppdaga ressursar frå leiteverksemda i 2012 er estimert til 132 millionar Sm³ o.e. Det blei gjort 13 nye funn i 26 undersøkingsbrønningar. 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 88 felt. I 2012 begynte produksjonen frå Atla, Gaupe, Islay, Oselvar og Visund Sør i Nordsjøen og Marulk i Norskehavet. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2012/2013, ligg 61 i Nordsjøen, 14 i Norskehavet og eit 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 31.12.2012 er framstilt i tabell 4.1 og i tabellar i Vedlegg 2.



Figur 4.1 Petroleumsressursar og uvissa i estimata per 31.12.2012 (Kjelde: Oljedirektoratet)

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 rettskavarane har vedteke å vinne ut, men der styresmaktene ennå ikkje er ferdige med å behandle planen.

I 2012 var reservetilveksten 344 millionar Sm³ o.e. Samtidig blei det selt og levert 226 millionar Sm³ o.e. Ressursrekneskapen viser derfor ein auke på 118 millionar Sm³ o.e. i attverande reservar. Det svarar til om lag fire prosent.

Når det gjeld målet til styresmaktene om å modne fram 800 millionar Sm³ olje til reservar før 2015, blei 155 millionar Sm³ olje bokførte som nye reservar i 2012. I perioden frå 2005 til 2012 har den samla reservetilveksten vore totalt 607 millionar Sm³ olje.

Avhengige ressursar

Avhengige ressursar omfattar påviste petroleumsmengder som ein ennå ikkje har vedteke å produsere. Avhengige ressursar i felt, ikkje medrekna ressursar frå moglege framtidige tiltak for auka utvinning (ressurskategori 7A), auka med berre 1 million Sm³ o.e. Årsaka til den låge auken er at det er gjort vedtak, slik at ressursar i felt er modna til reservar, og at nokre prosjekt på felt er reduserte i omfang og volum.

Mengda av avhengige ressursar i funn er redusert med 25 millionar Sm³ o.e., til 980 millionar Sm³ o.e. Reduksjonen kan forklarast mellom anna med at ressursar er modna til reservar for funna 15/5-1 Gina Krog, 16/1-8 Edvard Grieg, 16/1-9 Ivar Aasen, 24/9-9 S Bøyla, 25/11-16 Svalin, 30/7-6 Martin Linge og 6707/10-1 Aasta Hansteen.

Uoppdaga ressursar

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

I 2012 blei anslaget for uoppdaga ressursar på norsk sokkel oppdatert. Volumet av dei uoppdaga ressursane er nå anslått til 2590 millionar Sm³ o.e., ein auke på 135 millionar Sm³ o.e. samanlikna med rekneskapen for året før. Volumet inkluderer ikkje tall frå nytt område i Barentshavet søraust og sokkelen rundt Jan Mayen. Det antas å være større uoppdaga førekomstar av olje og mindre gass på norsk sokkel enn tidlegare anslått. Det er særleg dei uoppdaga oljeressursane i Nordsjøen og Barentshavet som antas å være større enn tidlegare anslått, medan gassressursane i Nordsjøen og Barentshavet er justerte ned. Anslaga for Norskehavet er ikkje nemneverdig endra.

Nordsjøen

Endringa i rekneskapen viser at det er selt og levert 151 millionar Sm³ o.e. frå Nordsjøen det siste året. Tilveksten av bruttoreservar var 244 millionar Sm³ o.e. Noko av grunnen til auken er at funna 16/1-8 Edvard Grieg, 24/4-9S Bøyla, 25/11-16 Svalin og 30/7-6 Martin Linge fekk godkjend PUD, og at rettshavarane leverte inn PUD for 15/5-1 Gina Krog og 16/1-9 Ivar Aasen. I tillegg har reservane for felt i drift auka. Det førte til at reservane som er igjen i Nordsjøen auka med 93 millionar Sm³ o.e. Avhengige ressursar i felt blei redusert med 37 millionar Sm³ o.e., mellom anna fordi prosjekt på felta blei vedtekte og dermed overførte til reservar, og fordi nokre prosjekt på felt er reduserte i omfang og volum. Det er gjort fem nye funn i Nordsjøen i 2012. Avhengige ressursar i funn blei reduserte med

48 millionar Sm³ o.e. Grunnen er at ressursar i funna 15/5-1 Gina Krog, 16/1-8 Edvard Grieg, 16/1-9 Ivar Aasen, 24/9-9 S Bøyla, 25/11-16 Svalin og 30/7-6 Martin Linge blei overførte til reservar.

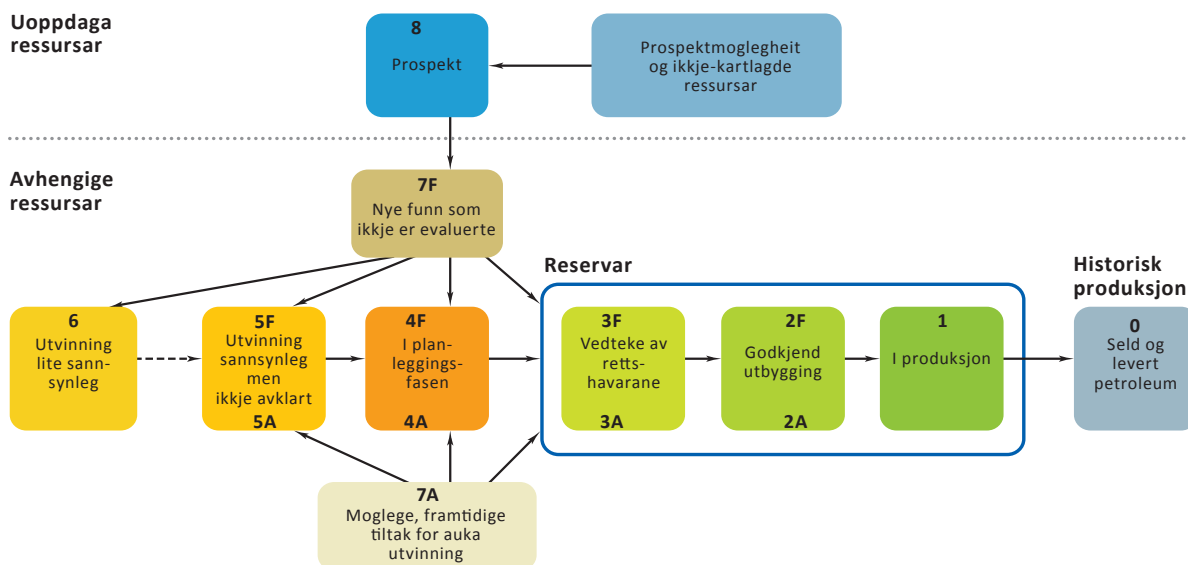
Norskehavet

Endringa i rekneskapen viser at det er selt og levert 69 millionar Sm³ o.e. frå Norskehavet i 2012. Tilveksten av bruttoreservar var 100 millionar Sm³ o.e., mellom anna på grunn av at PUD for 6707/10-1 Aasta Hansteen er levert inn. I tillegg er gassreservane på fleire av felta i Norskehavet auka, slik at reservane som er igjen i Norskehavet har auka med 31 millionar Sm³ o.e. Avhengige ressursar i felt er auka med 13 millionar Sm³ o.e. på grunn av konkretisering av nye prosjekt for å auke utvinninga på felta. Det er gjort fem nye funn i Norskehavet i 2012. Likevel er estimata for avhengige ressursar i funn reduserte med 47 millionar Sm³ o.e. i høve til rekneskapen i fjor. Årsaka er mellom anna at ressursar er overførte til reservar for 6707/10-1 Aasta Hansteen.

Barentshavet

Endringa i rekneskapen viser at det blei selt og levert 6 millionar Sm³ o.e. frå Barentshavet i 2012. Auken i brutto reservar var ubetydeleg. Gjenverande reservar er difor reduserte med 6 millionar Sm³ o.e. Avhengige ressursar i felt har auka med 26 millionar Sm³ o.e., mellom anna fordi to prosjekt for auka utvinning på Snøhvitfeltet er blitt meir modne og har auka i volum. Det er gjort tre nye funn i Barentshavet i 2012. Dette fører til at avhengige ressursar i funn har auka med 70 millionar Sm³ o.e..

Oljedirektoratet si ressursklassifisering



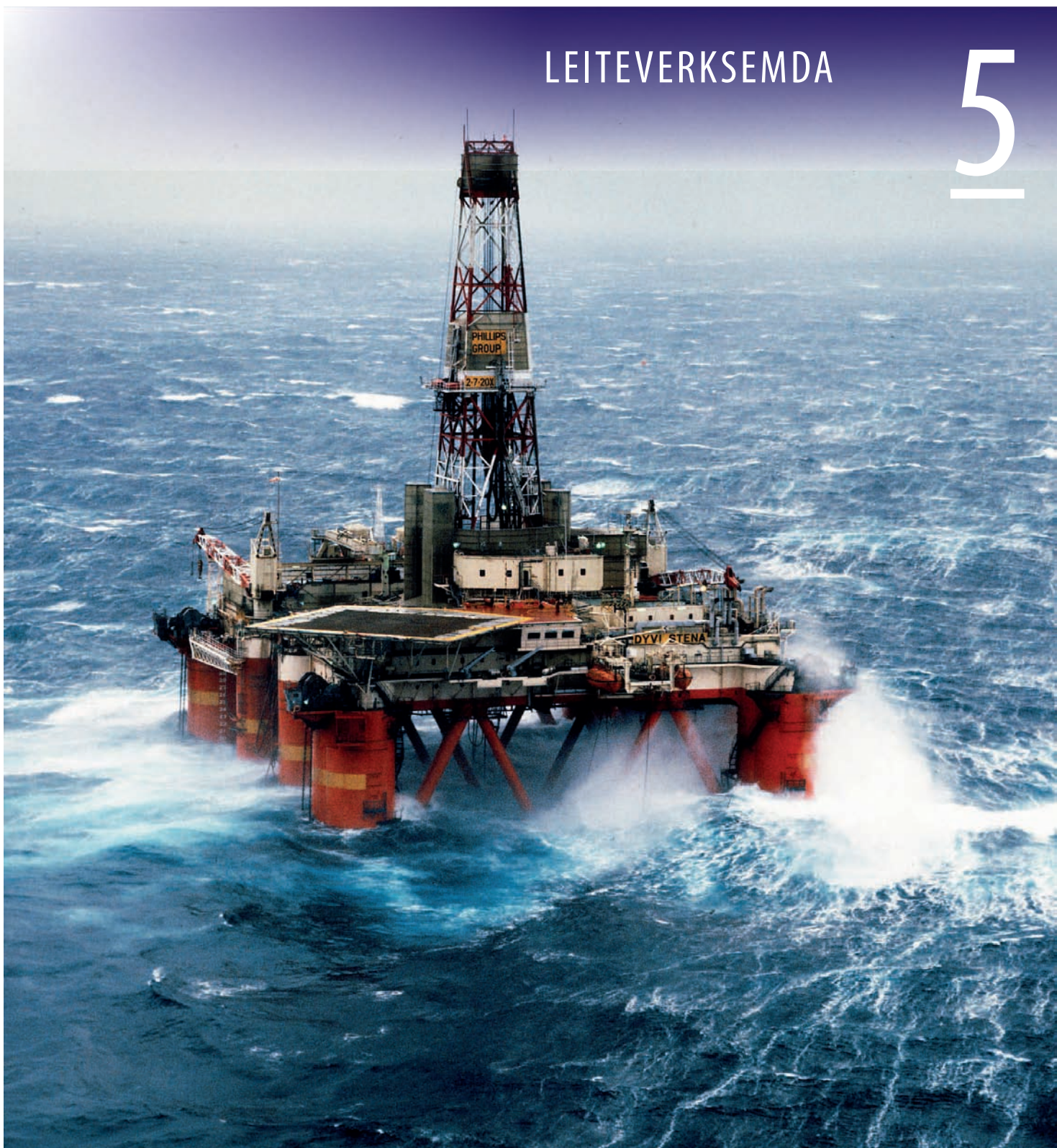
Figur 4.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering (Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 4.1 Ressursrekneskapen per 31.12.2012

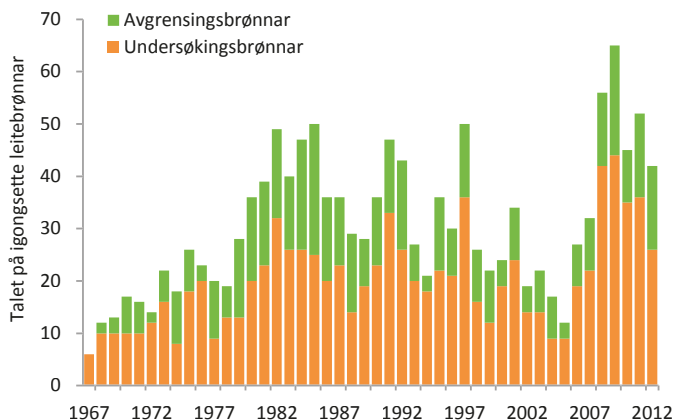
Totalt utvinnbart potensial Prosjektstatuskategori	Ressursrekneskap per 31.12.2012					Endring frå 2011				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kond mill. Sm ³	Total mill. Sm ³ o.e.	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kond mill. Sm ³	Total mill. Sm ³ o.e.
Seld og levert	3812	1766	151	104	5969	89	115	9	5	226
Attverande reservar*	889	2090	138	37	3279	66	20	13	7	118
Avhengige ressursar i felt	332	203	17	6	574	-24	25	-1	3	1
Avhengige ressursar i funn	589	344	14	19	980	15	-42	0	0	-25
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning**	130	50			180	-10	0			-10
Uoppdaga ressursar	1295	1190		105	2590	155	-15		-5	135
Sum totalt	7048	5643	321	271	13572	291	103	22	9	445
Nordsjøen										
Seld og levert	3298	1452	113	72	5036	70	69	5	2	151
Attverande reservar*	712	1415	85	8	2296	76	-17	15	6	93
Avhengige ressursar i felt	292	105	10	1	417	-23	-12	-1	0	-37
Avhengige ressursar i funn	457	145	10	14	636	-32	-17	1	-1	-48
Uoppdaga ressursar	595	235		20	850	75	-35	0	0	40
Sum	5353	3353	218	114	9234	166	-12	20	7	199
Norskehavet										
Seld og levert	514	294	37	29	908	19	41	4	2	69
Attverande reservar*	147	510	48	10	759	-9	38	0	1	31
Avhengige ressursar i felt	40	43	6	0	95	-2	12	1	0	13
Avhengige ressursar i funn	46	127	3	3	183	-1	-44	-1	-1	-47
Uoppdaga ressursar	300	445		35	780	20	-5	0	-5	10
Sum	1048	1419	94	78	2724	27	43	4	-3	75
Barentshavet										
Seld og levert	0	20	1	4	25	0	5	0	1	6
Attverande reservar*	30	164	6	19	224	0	-1	-2	0	-6
Avhengige ressursar i felt	0	55	1	5	62	0	24	0	2	26
Avhengige ressursar i funn	86	72	1	2	162	48	19	1	2	70
Uoppdaga ressursar	400	510		50	960	60	25	0	0	85
Sum	517	821	9	79	1433	108	73	-2	5	181

* Inkluderer ressurskategoriane 1, 2 og 3

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



Dyvi Stena borar på Ekofiskfeltet.
(Foto: Husmo, ConocoPhillips, Norsk Oljemuseum)



Figur 5.1 Igongsette leitebrønner på den norske kontinental-sokkelen 1967-2012

(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 utvinnelege oljeekvivalentar. Ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med om lag 33 prosent i Nordsjøen, 30 prosent i Norskehavet og 37 prosent i Barentshavet (sjå figur 5.2). Talet omfattar ikkje Jan Mayen og Barentshavet søraust.

Faktaboks 5.1 Konsesjonssystemet

I det norske konsesjonssystemet er det to typar likestilte 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 gjennomførde 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 søkjast 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 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 modne, vil områda bli utvida, men ikkje innskrenka innanfor dei rammene som forvaltningsplanane set. Det er lagt opp til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført 10 årlege rundar (TFO 2003–2012).

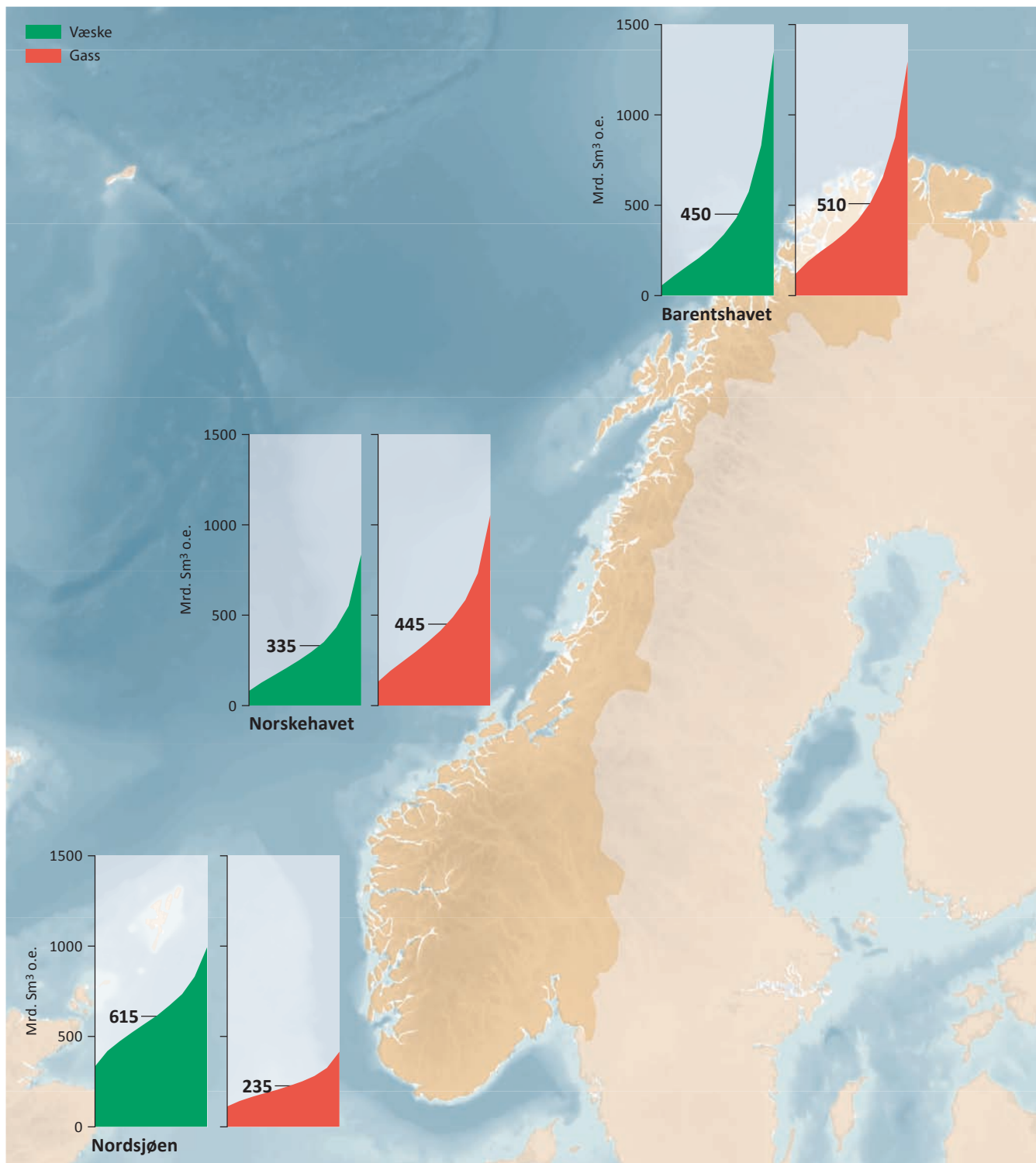
I begge dei to konsesjonsrundane kan søkjarane søkje som gruppe eller individuelt. Til grunn for tildelinga av utvinningsløyva ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngjorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, tildeler Olje- og energidepartementet utvinningsløyve til ei gruppe 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.

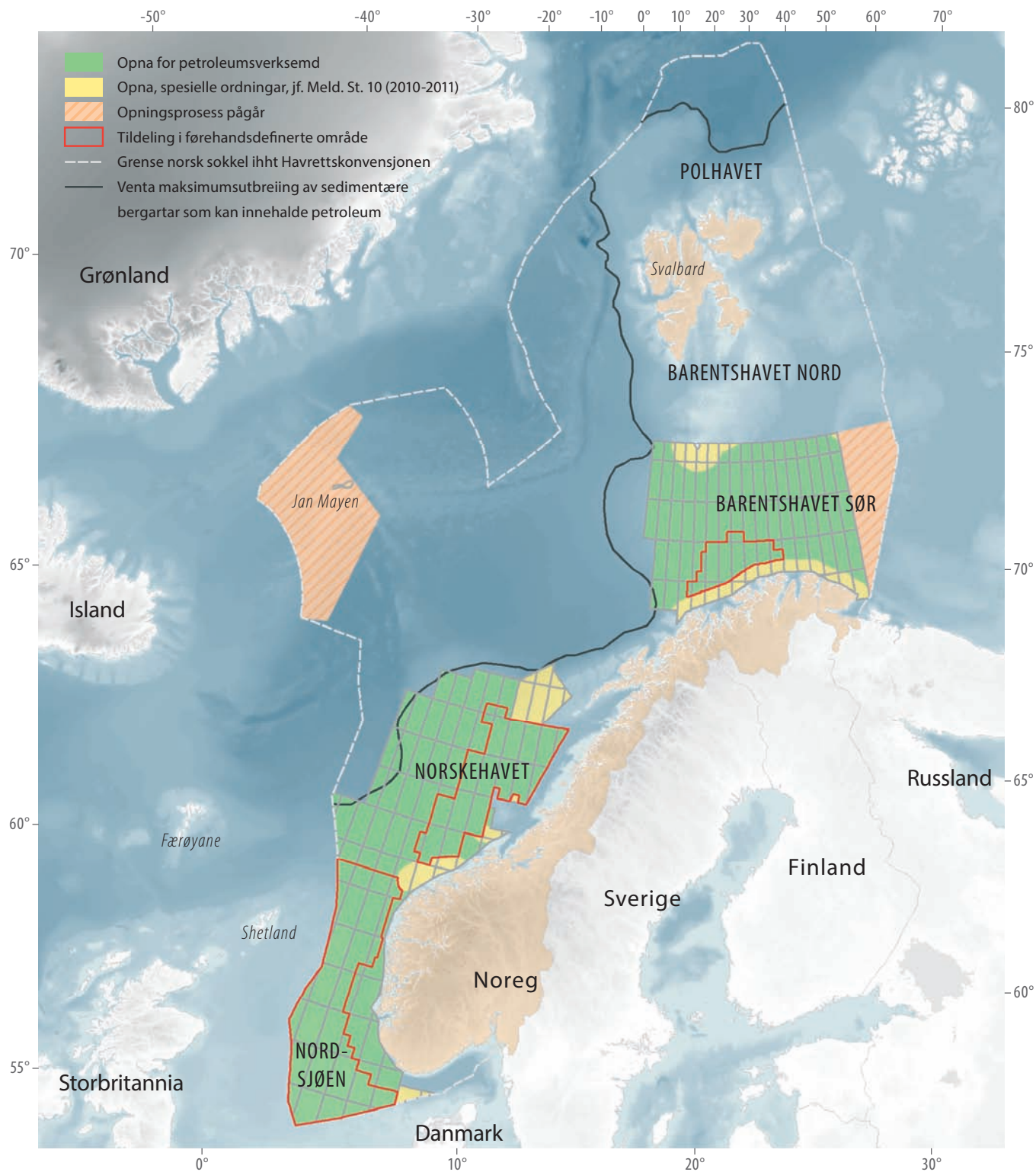
Faktaboks 5.2 Arealavgift

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 betaler 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 undersøkningsbrønn ut over fastsett arbeidsplikt. Selskapa kan etter søknad også få fritak dersom det er manglande infrastruktur i området eller det blir gjort omfattande arbeid i eit utvinningsløyve.



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 og Goliat i Barentshavet.

Kjenneteikn på modne område er kjend geologi og godt utbygd eller planlagd infrastruktur. Det er sannsynleg at det vil bli gjort funn, men mindre sannsynleg at det vil vere nye, store funn. 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. Tilleggsressursane frå området rundt eit produserande eller planlagt felt kan òg auke lønnsemda i felta mellom anna ved betre områdeløysing og ved å forlengje levetida på hovudfelta slik at meir av ressursane som er til stades kan produserast.

I dei 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 område 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 initielle 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 umodne område endra til å vere likelydande med dei prinsippa som gjeld for modne 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 initielle 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 og arbeidsprogramma som skal tildelast.

21. konsesjonsrunde blei tildelt våren 2011 og omfatta 24 utvinningsløyve i Barentshavet og Norskehavet. 29 selskap fekk tilbod om andelar. 22. konsesjonsrunde på sokkelen er planlagt slutført i løpet av første halvår 2013.

Uopna område og opningsprosessar

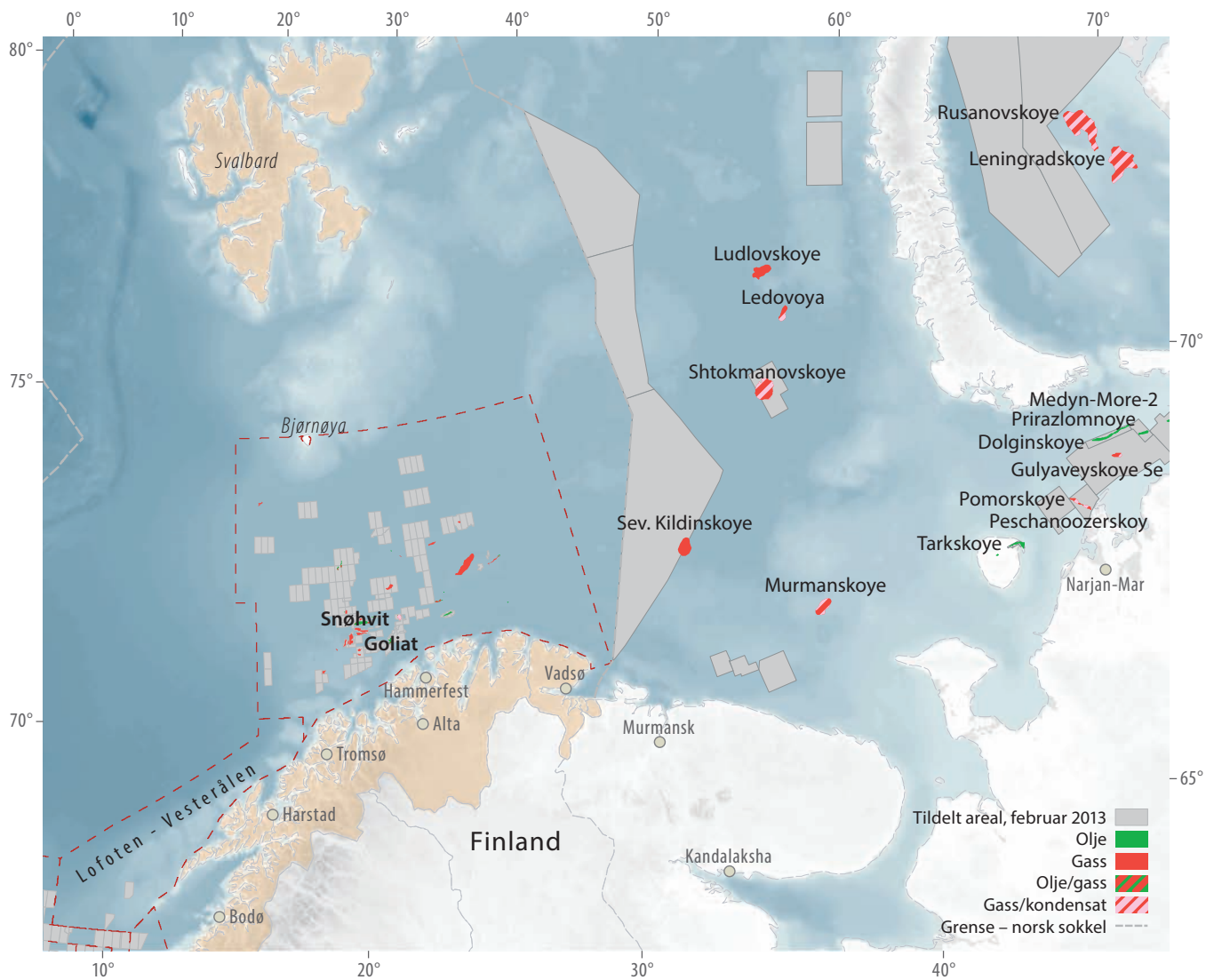
På den norske kontinentalsokkelen er det framleis store område som Stortinget ikkje har opna for petroleumsverksemd. Det gjeld heile Barentshavet nord, austleg del av Barentshavet sør, det nord-austlege Norskehavet (Troms II, Nordland VII og delar av Nordland IV, V og VI), kystnære område utanfor Nordlandskysten, 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 framlagd 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 energidepartementet 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 blir samla 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. Det finst mykje kunnskap om dei opna områda frå før, så fokuset er på å tette kunnskapshol. Fleire studiar blei gjennomførde 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

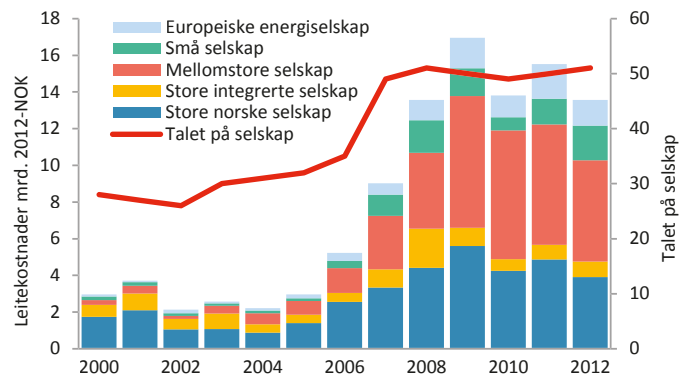
Med aktørbiletet meiner vi talet på og samansetjinga av oljeselskapa som gjennomfører petroleumsaktivitetar på den norske kontinentalsokkelen. Dei største internasjonale aktørane har ein sentral plass, ein naturleg konsekvens av at det har vore store og krevjande oppgåver på sokkelen. Etter kvart som 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 prekvalifiseringsordninga i 2003 og innføre leiterefusjonsordninga i 2005 (sjå figur 5.7).



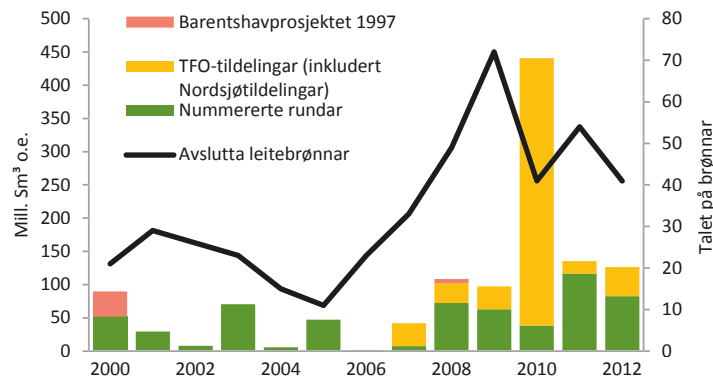
Figur 5.4 Norsk og russisk del av Barentshavet per mars 2012 (Kjelde: Oljedirektoratet/OGRI RAS)

Dette har gitt resultat. Etter at leiteaktiviteten i ein periode hadde vore låg, tok han seg opp i 2006, sjå figur 5.6. Av figur 5.5 går det også tydeleg fram at dei nye selskapa bidrar vesentleg til leiting på norsk sokkel. 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 2012 begynte selskapa på 42 leitebrønner, og dette resulterte i 13 funn.

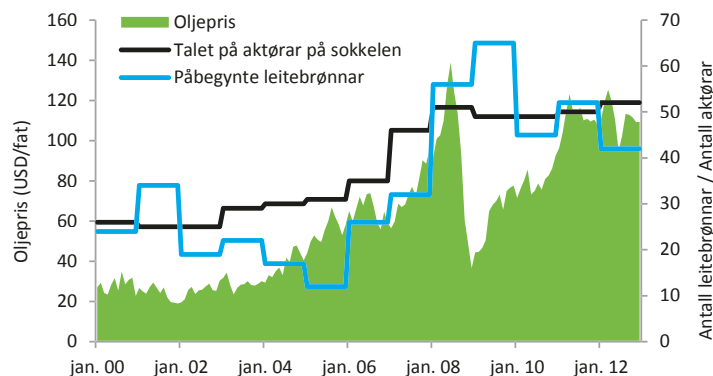
For å leggje forholda betre til rette for nye aktørar er det introdusert ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar og rettshavarar. Når det gjeld dei årlege konsesjonsrundane i modne område, har dei nye aktørane fått tildelt mange utvinningsløyve. Dei fleste nye selskapa har til no konsentrert 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.



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 aktørbilete 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 hav-områda. Føremålet med forvaltningsplanane er dermed å leggje til rette for verdiskaping gjennom berekraftig bruk av ressursar og øko-systemtenester i dei aktuelle havområda.

Ein grunnleggjande føresetnad for petroleumsvirksemnda er sameksistens mellom oljeindustrien og dei andre brukarane av hav- og landområda som petroleumsvirksemnda 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 blir lagd fram for Stortinget i 2013.

Faktaboks 5.4 Opningsprosessar for uopna område

Delar av den norske kontinentalsokkelen er ikkje opna for petroleumsvirksemnd. Desse omfattar delar av Nordland IV, V og VI, Nordland VII og Troms II, Trøndelag I/Ø, område nær Jan Mayen, det søraustlege Barentshavet og Barentshavet nord. I tillegg er det restriksjonar eller særkrav knytt til nokre område innanfor dei opna områda.

For tida blir det arbeidd med to opningsprosessar; for havområda utanfor Jan Mayen, og for området som kallast Barentshavet søraust.

I 2009 vedtok regjeringa å setje i gang ein opningsprosess for petroleumsvirksemnd ved Jan Mayen, med sikte på tildeling av utvinningsløyve. Det har gjennom ei konsekvensutgreiing blitt gjennomført ei rekke studiar som skal kaste lys over konsekvensar for mellom anna næringsvirksemnd, 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 kunne gi eit anslag på petroleumsvirksemnd i havområda. Dersom konsekvensutgreiinga gir grunnlag for det, vil regjeringa gjere framlegg om opning av områda. Island har gjennomført to konsesjonsrundar på sin side i dette havområdet.

Den 7. juli 2011 trådde delelinjeavtalen mellom Noreg og Russland i kraft. Regjeringa sette deretter i gang ein opningsprosess for petroleumsvirksemnd i området som blir kalla Barentshavet søraust. Området er interessant for petroleumsvirksemnd, og det er funne hydrokarbonar både aust og vest for området. Oljedirektoratet gjennomførte i 2011 og 2012 seismikkinnstilling i området. Det er gjennomført ei konsekvensutgreiing for å vurdere konsekvensar av petroleumsvirksemnd for anna næringsvirksemnd, samfunn og miljø. Ei tilråding om opning legges fram for Stortinget våren 2013, dersom konsekvensutgreiinga gir grunnlag for det. Russland har tildelt tre løyve til utforsking av si side av delelinjeområdet.



Lista omformarstasjon. Valhallfeltet sør i Nordsjøen blir drive 100 prosent av elektrisk strøm frå land via ein 295 kilometer lang kraftkabel frå Lista.
(Foto: BP)

I 2012 godkjende styresmaktene planane for utbygging og drift (PUD) av Skuld, Jette, Åsgard undervasskompresjon, Martin Linge, Edvard Grieg, Bøyla og Svalin. PUD for Gina Krog, Ivar Aasen og Aasta Hansteen ligg til godkjenning hos styresmaktene. I 2013 er det venta utbyggingsplanar for Zidane, Flyndre og Oseberg Delta 2.

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 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. Her er det eit 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 mill. Sm³ olje i tiårsperioden 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 2012 var reservetilveksten 607 mill. Sm³ olje. Berre i 2012 auka reservene med 155 mill. Sm³. Ein ligg framleis litt etter ei gjennomsnittleg stigning på dei 80 mill. Sm³ per år som skal til for å oppnå målet.

Figur 6.1 viser årleg tilvekst av oljereservar i perioden 1993–2012. Den største auken i oljereservane kjem frå felt Ekofisk, Troll og Gullfaks Sør, og frå ressursane i Edvard Grieg, Svalin, Martin Linge, Gina Krog og Ivar Aasen.

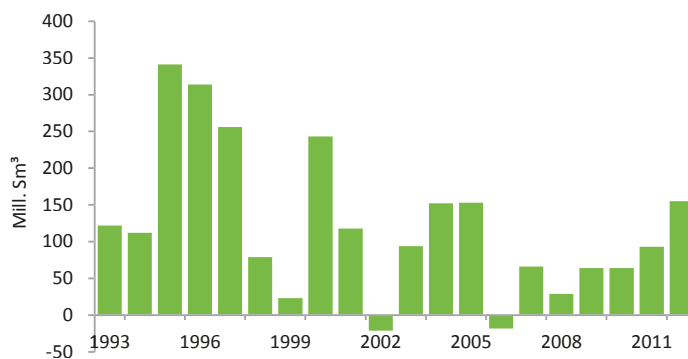
Auka utvinning i modne område

Det ligg framleis eit stort potensial for verdiskaping i å auke utvinningsgraden i produserande felt, effektivisere drifta og leite etter ressursar i nærleiken av utbygd infrastruktur.

Figur 6.2 viser ei oversikt over oljeressursane i dei 30 største feltene i produksjon. Ressursane kan delast inn i tre grupper:

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

Figuren viser at med dagens planar vil det vere att store oljeressursar etter den planlagde nedstenginga av desse feltene. Mange tiltak er nødvendige, dersom ein skal kunne produsere meir av ressursane på norsk sokkel. Tiltaka kan delast i to hovudgrupper: Tiltak for å auke ressursuttaket og tiltak for effektivisering av drifta.



Figur 6.1 Brutto reservetilvekst av olje 1993–2012 (Kjelde: Oljedirektoratet)

Auka ressursuttak

Først og fremst må rettshavarane investere i prosjekt som kan auke utvinninga. Døme på dette 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 den venta gjennomsnittlege utvinningsgraden for olje for felt i produksjon om lag 40 prosent. I dag er den tilsvarende graden 46 prosent. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore og er svært viktig for å auke utvinninga.

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

Av figur 6.3 ser ein også at auka utvinning gir lengre levetid. Lengre levetid er positivt, fordi ein då kan setje i verk fleire utvinningstiltak, 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 produksjonskostnadene. Vidare gjer effektiv drift det mogleg med lønnsam produksjon over lengre tid. Det kan gjere sitt til at ressursar som i dag ikkje er lønnsame, blir produserte. Mange felt er i ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å kunne forsvare lønnsam drift på eit lågare produksjonsnivå. Effektiv drift er også svært viktig for å redusere utslepp til luft og utslepp til sjø frå aktivitetane på norsk kontinentalsokkel.

Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur

I 2012 blei det investert om lag 146 milliardar kroner* på den norske kontinentalsokkelen. Totalt er det investert over 2400 milliardar kroner* målt i dagens pengeverdi. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen

* Eksklusive leitekostnader.

gjer det mogleg å produsere og marknadsføre petroleum, og den legg grunnlag for å utnytte meir av ressursane på ein kostnads-effektiv måte.

Når produksjonen frå eit felt minkar, blir det ledig kapasitet i infrastrukturen som kan nyttast effektivt for ressursar som kan bli knytt opp til denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er bruk av eksisterande infrastruktur ein føresetnad for å produsere nye førekomstar som er for små til at det løner seg å bygge ut eigen infrastruktur. Leiting etter og utbygging av ressursar i nærleiken av eksisterande infrastruktur kan gi det norske samfunnet store verdiar. 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 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 ligg 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 for å realisere ressurspotensialet på den norske kontinentalsokkelen.

Auka utvinning, lengre levetid og innfasing av ressursar i nærleiken av felt som produserer legg grunnlaget for realisering av store meirverdiar for samfunnet. For å kunne utvikle ressursane

vidare 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 osv.

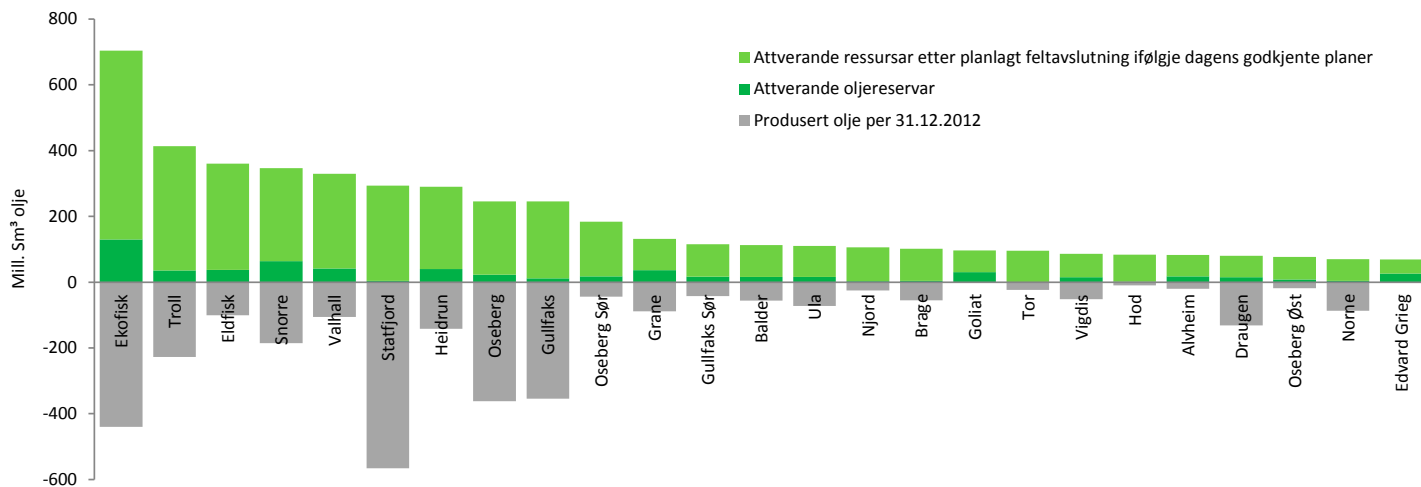
Opprydding etter at produksjon er avslutta

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.

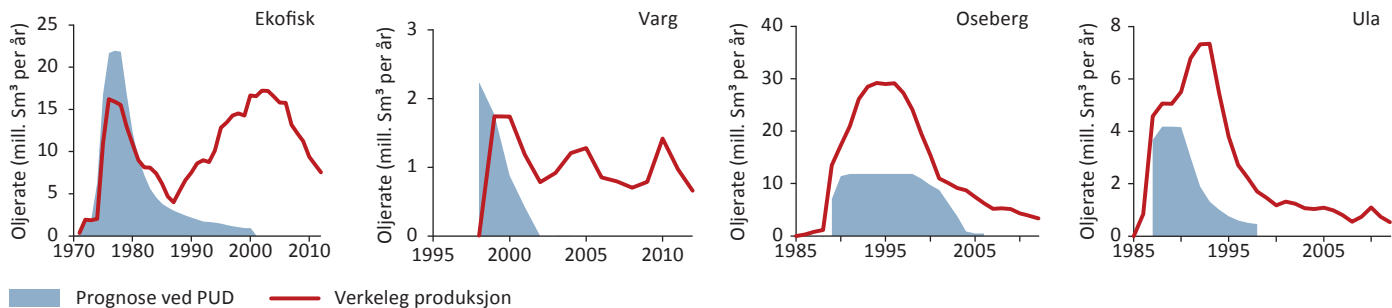
Olje- og energidepartementet har til no handsama meir enn ti avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det bestemt at utrangerte innretningar skal bli fjerna og tekne til land, som til dømes Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille Frigg, Frøy og TOGI. Under hand-saminga av avslutningsplanane for Ekofisk 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 dei i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Petroleumslova av 1996 regulerer disponering og avviking av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (Oslo-Paris-konvensjon om vern av det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) disponering av innretningane. OSPAR-vedtak 98/3 om disponering av utrangerte offshoreinstallasjonar tok til å gjelde i 1999 og legg føringar for kva som er akseptabelt for ulike typar innretningar til havs. Vedtaket omfattar ikkje rørleidningar, delar av innretningar som ligg under havbotnen eller 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



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



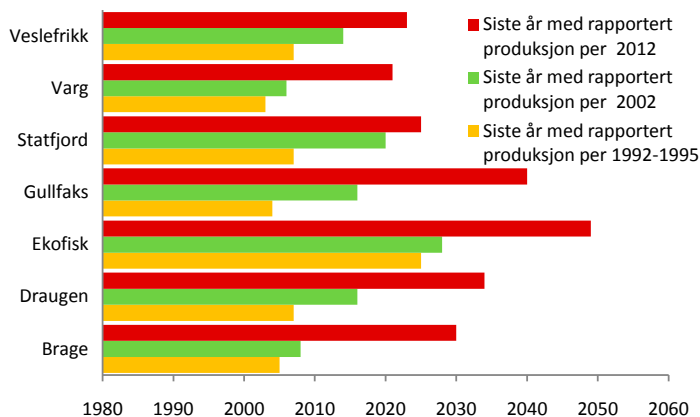
Figur 6.3 Produksjonsutvikling for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula (Kjelde: Oljedirektoratet)

gjort unntak 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 retningslinene frå Stortingsmelding nr. 47 (1999–2000) *Disponering av utrangerte rørleidningar og kablar på norsk kontinentalsokkel*. Som ein generell regel kan 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 for mellom anna miljøet. Disponeringsdelen skal innehalde framlegg til endeleg disponering.

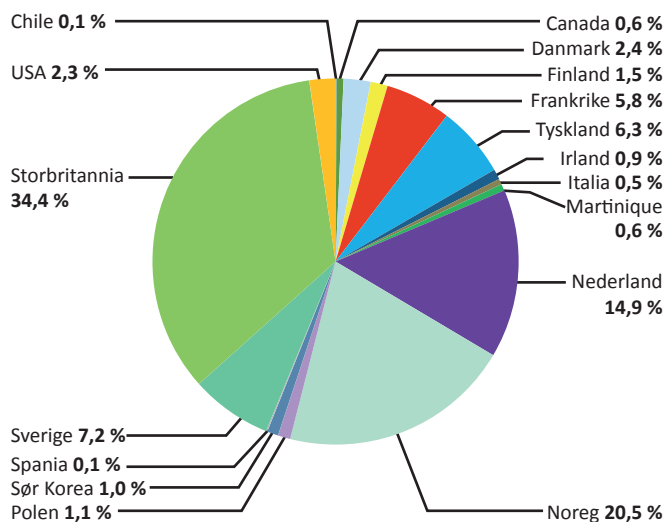


Figur 6.4 Levetida for nokre felt (Kjelde: Oljedirektoratet)

På bakgrunn av konsekvensutgreiinga, høyringsfråsegnene, 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 ansvar for skade eller ulempe som skjer med vilje eller av aktløyse i samband med innretninga. Rettshavarane og staten kan avtale at framtidig vedlikehald og ansvar skal bli overført til staten mot ein avtalefesta økonomisk kompensasjon.



Figur 6.5 Eksport av råolje fordelt på mottakarland, 2012 (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 6.6 Illustrasjon av Ekofisktanken før og etter fjerning av overbygninga (Kjelde: ConocoPhillips)



Figur 6.7 Tungløftfartøyet Balder forbereder fjerning av deksrammen på Edda (Foto: Kjetil Alsvik, ConocoPhillips)

GASSEKSPORT FRÅ NORSK SOKKEL

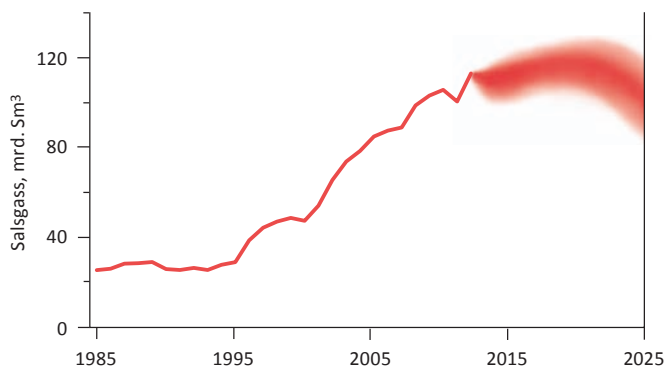
7



Frå Kårstø i Rogaland blir norsk gass frakta til marknaden i Europa.
(Foto: Morten Berentsen, Petroleumstilsynet)

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. Gasseksporten i 2012 var i energiinnhald om lag ti gonger så stor som den norske normalproduksjonen av elektrisitet. Den norske gasseksporten dekkjer om lag 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 gassavtalar med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekia, Austerrike og Danmark. Snøhvit-anlegget leverer LNG (liquefied natural gas) til mellom anna Spania, England, Japan 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.

Eit særtrekk ved gassproduksjon er at det 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 løysinga som er mest robust. 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 scenarior 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 vart 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 samband med petroleumslova og helse-, miljø- og sikkerheitslovgivinga (HMS). Denne verksemda er også regulert i operatørvtalen 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 felt 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 vart 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 oppstrøms 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 fortienesta blir teken ut på felta og ikkje i transportsystemet. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for gasstransport. For å sikre god ressursforvaltning kan

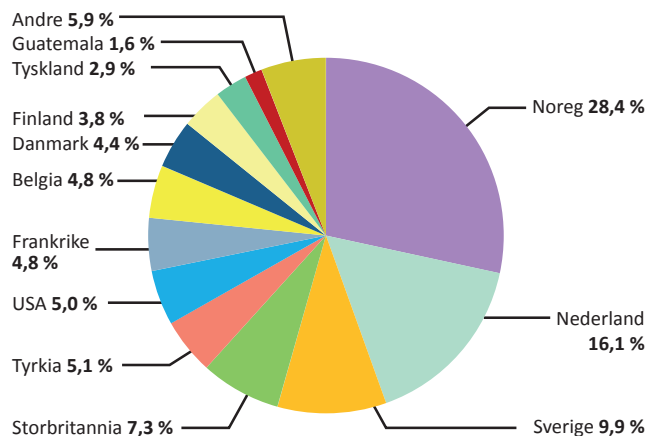
¹ Kapittel 14 omtalar det særskilde og det allmenne operatøransvaret.

transportrettene bli overdrege mellom brukarar når behova endrar seg.

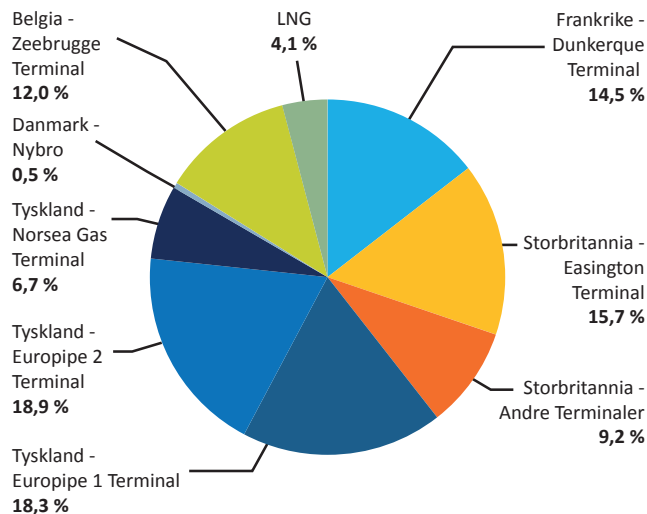
Felles eigarskap for transportsystemet sikrar at gassen blir frakta mest mogleg effektivt og gir størst verdiskaping, sidan ein unngår interessekonfliktar om kva for ein rørleidning gassen skal bli frakta gjennom. Gassco har operatøransvaret for Gassled, etter avtale med eigarane. Gassco ser også til 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 2012 – mrd. Sm ³		
Eksport rørleidning	109	94,7 %
Sal til Noreg	1,4	1,2 %
Sal til reinjeksjon	0	0,0 %
LNG	4,7	4,1 %
Total	115,1	100,0 %

Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet



Figur 7.3 Sal av NGL/kondensat i 2012, fordelt på første mottakarland, om lag 20,8 millionar Sm³ o.e. (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 7.4 Norsk naturgasseksport, om lag 113,7 milliardar Sm³, fordelt på leveransepunkt (Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet)



Professor Tor Austad ved Universitetet i Stavanger har fått Oljedirektoratet sin pris for auka utvinning for forskinga si (IOR-prisen). Arbeidet hans har bidrege til viktig kunnskap som har gitt auka oljeutvinning frå krittfelt på norsk sokkel. (Foto: Monika Larsen, Oljedirektoratet)

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 med teknologi som er utvikla på norsk sokkel også 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 felt, 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 forsvarleg petroleumsverksemd, blei strategien OG21 – Olje og gass i det 21. hundreåret 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.no.

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

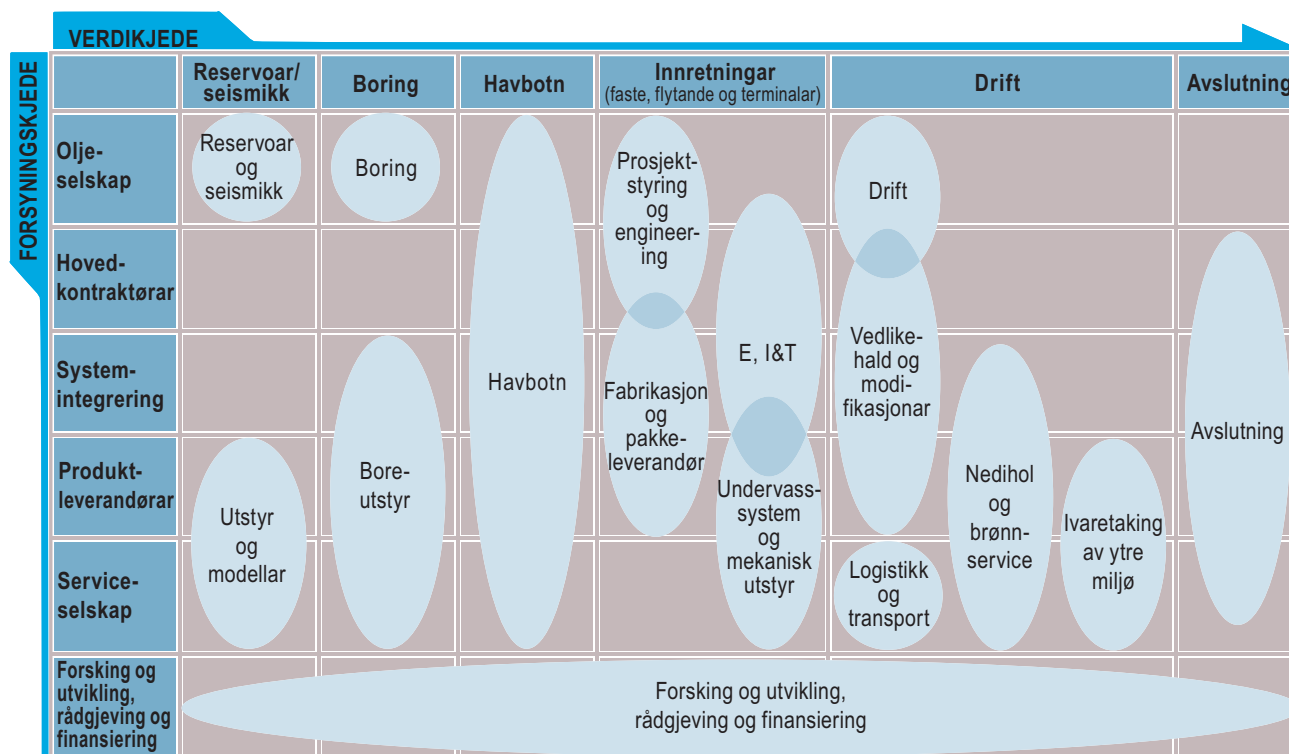
og fremst til forskingsprogramma PETROMAKS 2 og DEMO 2000. Desse programma skal medverke til å nå måla ein har sett gjennom OG21-strategien.

PETROMAKS 2

PETROMAKS 2 erstattar PETROMAKS, som blir avvikla i 2013. Programma støttar eit breitt spekter av prosjekt, frå grunnforskning til innovasjonsprosjekt i industrien. PETROMAKS 2 skal ha eit heilskapleg ansvar for forskning som leier til best muleg forvaltning av dei norske petroleumsressursane og ei framtidsretta næringsutvikling i sektoren. Sidan 2003 er det løyvt om lag 2 milliardar kroner til 341 prosjekt og 84 forprosjekt. Dette har utløyst 2,1 milliardar kroner i anna finansiering, stort sett frå næringslivet. PETROMAKS 2 er eit viktig verkemiddel for å fremje langsiktig forskning og kompetanseutvikling. PETROMAKS og PETROMAKS 2 har sidan oppstarten i 2003 finansiert 430 stipendiatar (doktorgrader og postdoktorar). Dette 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



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

demonstrasjon. DEMO 2000 fungerer også som ein samarbeidsarena mellom oljeselskapa og leverandørbedriftene, og er spesielt viktig for leverandørane. Leverandørindustrien og forskingsmiljøa 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 egne skatteinsentiv knytt til sine FoU-relaterte utgifter i utvinningsløyva.

DEMO 2000 har sidan oppstarten i 1999 støtta 260 pilotprosjekt. Dei totale kostnadene til desse prosjekta er 3,2 milliardar kroner, og styresmaktene har gitt nærare 800 millionar kroner gjennom statsbudsjettet.

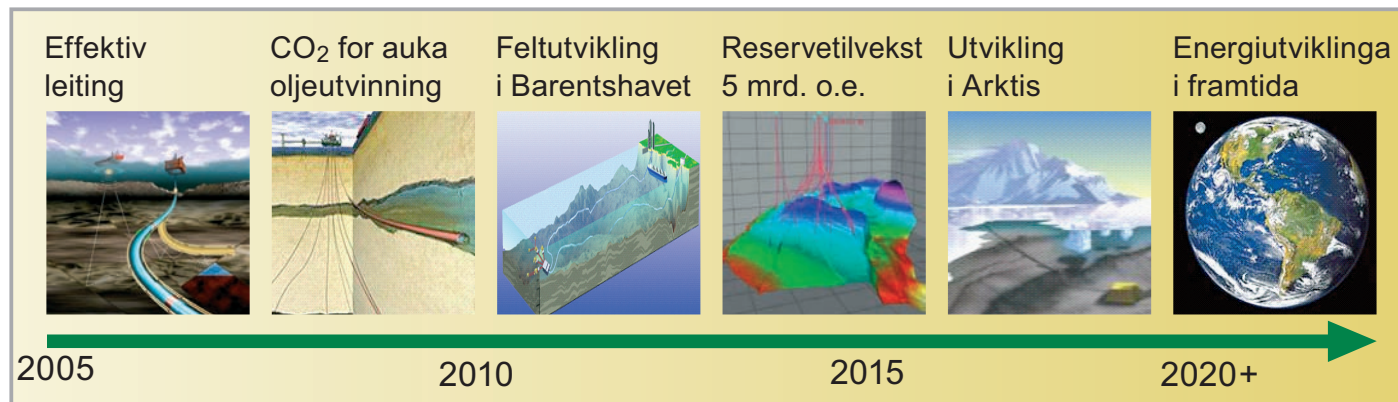
Andre forskingsprogram

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 petroleumsvirksemda. PETROSAM støttar samfunnsvitskapleg petroleumsforskning. Forskningsrådet har også oppretta ei rekkje Senter for forskingsdriven innovasjon (SFI) og Senter for framifrå forskning (SFF). Fleire av desse sentra har relevans for petroleumindustrien, mellom anna 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), Senter for arktisk og maritim forskning ved NTNU, AMOS innan regulerings- og marinteknikk ved NTNU og CAGE innan gasshydrat i arktiske strøk ved Universitet i Tromsø. Sentra for forskingsdriven innovasjon kan få støtte i opptil åtte år, og sentra for framifrå forskning kan få støtte i opptil ti år.

Olje- og energidepartementet har teke initiativ til eit nytt samarbeid gjennom International Energy Agency (IEA) innan gass- og oljeteknologi, GOT. Initiativet byggjer på OG21-modellen og vil bli implementert i 2013. Målet er å samle petroleumsnæringa, forskingsinstitusjonar og land med interesse for petroleum for å samarbeide om felles teknologiske utfordringar.



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



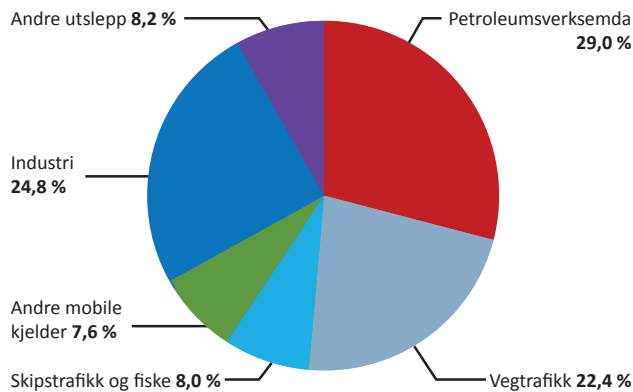
Figur 8.3 OG21 sitt teknologi-vegkart for verdiskaping på norsk kontinentalsokkel (Kjelde: OG21)

MILJØ- OG KLIMAOMSYN I NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

9



Hausten 2012 arrangerte Eni Norge saman med Statoil og Nofo ein omfattande øvelse for å teste oljevernbereidskapen i Barentshavet.
(Foto: Eni Norge, News on request)

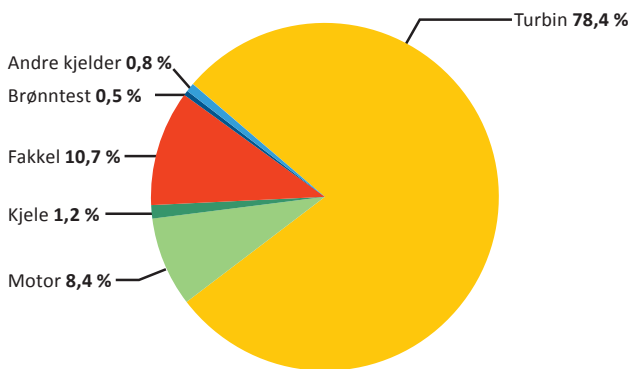


Figur 9.1 Kjelder til norske utslipp av CO₂, 2011
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

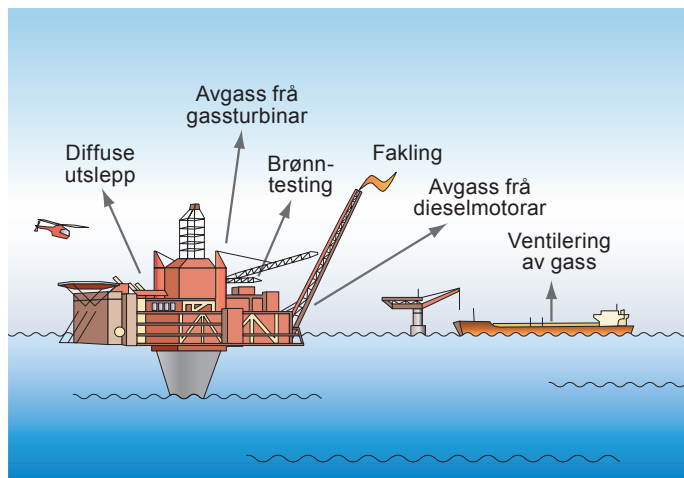
Omsynet til miljø og klima har alltid vore ein integrert del av den norske petroleumsverksemda. Eit omfattande verkemiddelapparat tek omsyn til miljø og klima i alle fasar av petroleumsverksemda, frå konsesjonsrundar til leiting, utbygging, drift og avslutning. Dei strenge reglane petroleumslova har 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 utslappa vesentleg. Styresmaktene og oljeindustrien har arbeidd tett saman om å nå målet om null skadelege utslipp til sjø (nullutslippsmålet). Ein reknar at målet om nullutslipp er nådd for tilsette kjemikalier. Som eit resultat av den kontinuerleg sterke vektlegginga av miljøet, held norsk petroleumsverksemd svært høg miljøstandard samanlikna med petroleumsverksemd i andre land.

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



Figur 9.2 CO₂-utslipp frå petroleumsverksemda i 2011, fordelt på kjelder
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Oversikt over utslppskjelder

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 utslipp 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 utslipp til sjø av borekaks med restar av vassbaserte borevæsker.

Lover og avtaleverk som regulerer utslipp frå petroleumsverksemda

Utslepp frå petroleumsverksemda i Noreg blir regulert gjennom fleire lover, mellom anna petroleumslova, CO₂-avgiftslova, særavgiftslova, klimavotelova 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 utslipp.

Måling og rapportering av utslipp

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

Utsleppsstatus for CO₂

I nasjonal samanheng stod petroleumsverksemda for omkring 29 prosent av CO₂-utslappa i 2011 (sjå figur 9.1). Dei andre store utslppskjeldene for CO₂ i Noreg er utslipp frå industriprosessar og

Faktaboks 9.1 Ei offensiv klimamelding

Våren 2012 la regjeringa fram Meld. St. 21 (2011-2012) *Norsk Klimapolitikk*. Regjeringa gjer i meldinga framlegg om å gjennomføre ei rekkje tiltak for å få ned utsleppa av klimagassar og skape teknologiutvikling. Nokre av dei viktigaste tiltaka er eit nytt klima- og energifond og auka CO₂-avgift på sokkelen.

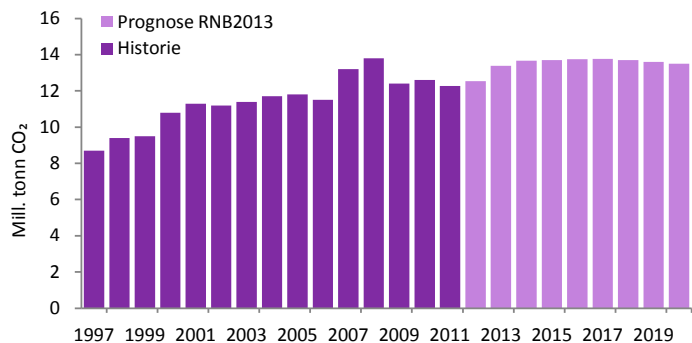
Det er viktig å omstille norsk industri for å møte krava framtida stiller til lågare klimagassutslepp. Regjeringa vil opprette eit klima- og energifond med utgangspunkt i Enova for teknologiutvikling i industrien. Målet er ei teknologiutvikling som får ned klimagassutsleppa.

Regjeringa har som mål å auke tilførselen av kraft frå land. Det føreset at det samtidig er sikra utbygging av nok ny kraft eller at det blir framført nok nytt nett til at det ikkje oppstår regionale ubalansar på utbyggingstidspunktet. Samtidig må naturmangfaldet og omsynet til kostnadene ved tiltaka ble teke vare på. For å gi selskapa auka insentiv for elektrifisering auka regjeringa CO₂-avgifta for petroleumsverksemda med 200 kroner per tonn.

vegtrafikk. På grunnlag av oppdatert informasjon om produksjon og utslepp i petroleumssektoren reknar ein med at utsleppa frå petroleumssektoren aukar fram til rundt 2017 for deretter gradvis å minke. Utviklinga må sjåast i samheng med den venta utvinninga av olje og gass på norsk sokkel. Utviklinga på den norske kontinentalsokkelen har dei siste åra gått 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 har utgjort ein stadig større del av produksjonen på den norske kontinentalsokkelen. I tillegg minkar reservoartrykket i gassfelt. Det er dei siste åra funne fleire betydelege oljefelt som ein planlegg å bygge ut.

Verkemiddel for å redusere CO₂-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 CO₂-utsleppa. CO₂-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 fakling.



Figur 9.3 Utslepp av CO₂ frå petroleumssektoren i Noreg (Kjelde: Oljedirektoratet)

CO₂-avgifta

Bruk av gass, olje og diesel i samband med petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er etter CO₂-avgiftslova med verknad frå 01.01.1991 pålagt CO₂-avgift. I tråd med Meld. St. 21 (2011-2012) *Norsk klimapolitikk*, er CO₂-avgifta for petroleumsverksemda auka med 200 kroner per tonn CO₂ frå 01.01.2013. Avgiftssatsen er 96 øre per Sm³ gass og liter olje eller kondensat.

Klimavotelova

Klimavotelova trådte i kraft i 2005 og blei seinast revidert i april 2011. Noreg er tilslutta EU sitt kvotesystem. Dette inneber at EU sitt kvotehandelsdirektiv med tilhøyrande avgjerder gjeld for norske kvotepliktige verksemdar på lik linje med dei kvotepliktige verksemdene i EU. Klimavotelova trådte i kraft i 2005 og blei seinast revidert i april 2011. 1. januar 2013 starta tredje kvoteperiode som varer fram til 2020. Petroleumsverksemda er sidan 1. januar 2008 ilagd både CO₂-avgift og kvoteplikt.

Med ein kvotepris på om lag 50 kroner per tonn CO₂, og ei CO₂-avgift for petroleumsverksemda som ligg fast på om lag 400 kr, vil ein samla pris for klimautslepp i petroleumsverksemda vere om lag 450 kroner per tonn CO₂. Dersom kvoteprisen aukar over tid, gir det grunnlag for å redusere CO₂-avgifta slik at samla karbonpris blir på om lag same nivå.

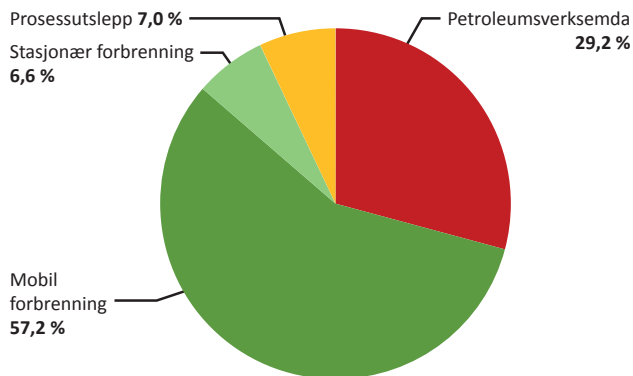
Vilkår og løyve

Brenning av gass i fakkell som er nødvendig for å sikre normal drift gis etter godkjenning frå Olje- og energidepartementet. Fakling sto i 2011 for om lag 11 prosent av CO₂-utsleppa frå petroleumsverksemda. Ei rekkje 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



Figur 9.4 Kjelder til NO_x-utslepp i Noreg i 2011
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

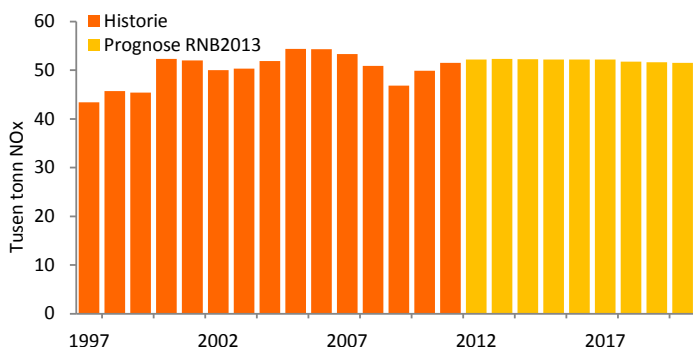
reduere utslepp som skadar miljø og klima. Det blir gjort mykje for å utvikle miljøkompetanse og miljøteknologi, og norsk oljeindustri ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljø- og klimavennelege løysingar. Dette har gitt resultat, og mange av løysingane som er tekne i bruk i Noreg har blitt eksportvare.

Kombikraft

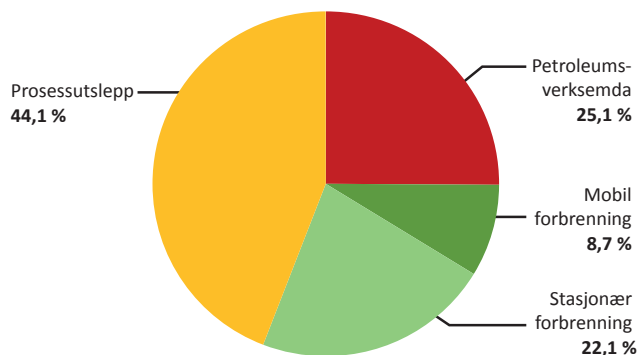
Kombikraft er ei løysing der ein brukar varme frå eksosgassen i turbinane til å produsere damp, som så blir nytta til å generere elektrisk kraft. Kombikraft aukar energiutnyttinga og er i dag i bruk på felta Oseberg, Snorre og Eldfisk. Desse anlegga er i offshoresamanheng eineståande i verda.

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



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

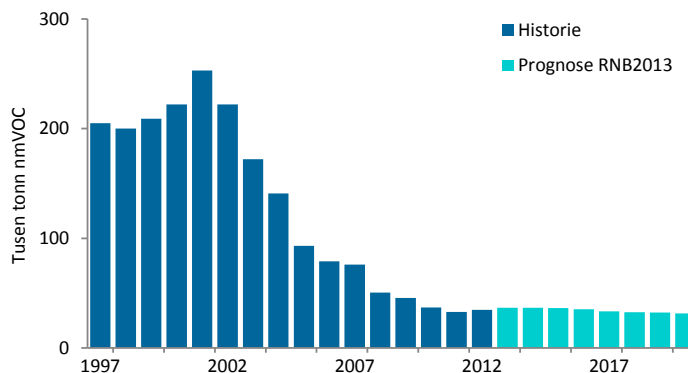


Figur 9.6 Kjelder til norske utslepp av nmVOC i 2011
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

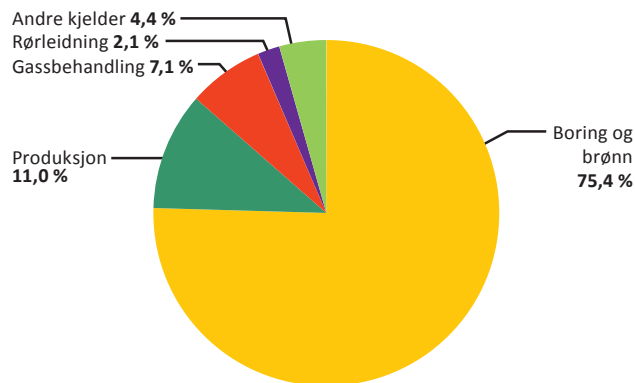
Vest-feltet. Noreg var med Sleipner-prosjektet først ut i verda med å lagre større mengder CO₂ i ein geologisk formasjon under havbotnen. På Snøhvitfeltet begynte ein i april 2008 å separere og lagre CO₂ før naturgassen blir kjølt ned til flytande gass (LNG). CO₂-gassen går i rør frå LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet der han blir injisert og lagra. Ved normal drift på Snøhvit vert opptil 700 000 tonn CO₂ lagra i året.

ENØK

Mange ENØK-tiltak er gjennomførte etter at CO₂-avgifta blei vedteken i 1991. Energieffektivisering og energistyringssystem (energileiing) 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.



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



Figur 9.8 Utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsvirksomhet fordelt på kjelder, 2011
(Kjelde: Oljedirektoratet)

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. Valhall kom i drift i januar 2013 med si nye produksjonsplattform. Det nye prosessanlegget blir drevet av kraft frå land via ein kabel frå Lista. Goliat vil og få kraft frå land når det kjem i produksjon. I 2012 kom om lag 48 prosent av den norske gassseksperten frå felt med kraftforsyninga 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.

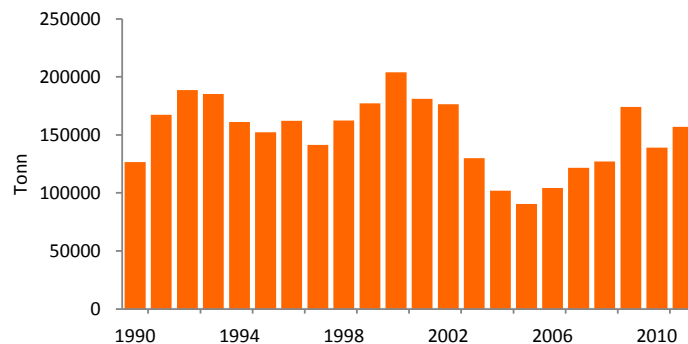
NO_x er fleire nitrogensambindingar som medverkar til forureining. Miljøeffektane av NO_x er mellom anna skade på fiske- og dyreliv gjennom forureining av vassdrag og jordsmonn, skade på helse, avlingar og bygningar på grunn av at det dannar seg bakkenært ozon.

Mobile kjelder står for størsteparten av dei norske NO_x-utsleppa (sjå figur 9.4). Petroleumsvirksomheita står for omlag 29 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 var 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



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

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 petroleumsvirksomheita omfattar avgifta samla utslepp frå større gassturbinar og maskinar samt utslepp frå faking. I 2013 er avgifta 17,01 kroner per kilo NO_x.

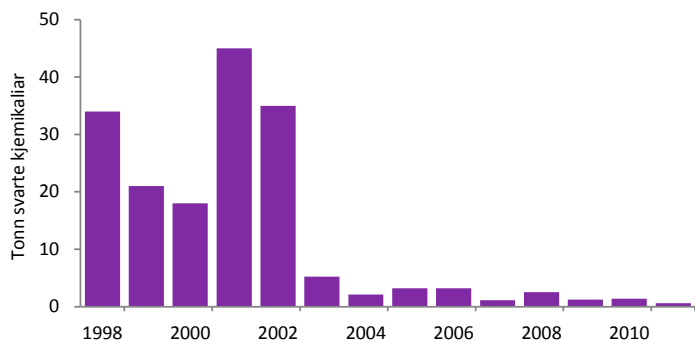
I samband med at Stortinget behandla NO_x-avgifta, blei det bestemt å gi avgiftsfritak for utsleppskjelder som kjem inn under miljøavtalar med staten om gjennomføring av NO_x-reducerande tiltak. Det er inngått ein miljøavtale om reduksjon av NO_x-utslepp mellom den norske staten og næringsorganisasjonane.

Næringsorganisasjonane har etablert eit eige NO_x-fond som skal nyttast til å oppfylle dei forplikingane dei har etter denne avtalen. På vegne 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.

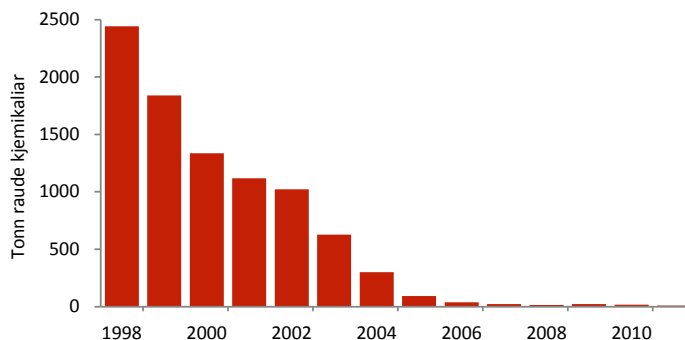
Eksempel på tiltak for å redusere NO_x-utsleppa

Låg-NO_x-brennarar

Eit tiltak er låg-NO_x-brennarar, som kan etterinstallast 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.



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



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

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. Dei norske nmVOC-utsleppa var i 2011 138 800 tonn.

Petroleumssektoren har tradisjonelt vore hovudkjelda til utslepp av nmVOC i Noreg. Utsleppa av nmVOC frå petroleumsverksemda kjem i hovudsak frå lagring og lastning av råolje offshore. 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 petroleumssektoren er redusert sidan 2001, og prognosane tyder på at dei framleis vil vere låge i åra framover (sjå figur 9.7). Tiltak for å avgrense utsleppa har ført til ein nedgang på over 90 prosent frå 2001 til 2011, noko som er hovudårsaka til at dei norske NMVOC-utsleppa no ligg godt under målet i Gøteborgprotokollen. Hovudårsaka til nedgangen i utsleppa er implementeringa av utsleppsreduserande teknologi.

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.

Faktaboks 9.2 Næringslivets NO_x-fond

Reduserte NO_x-utslepp er hovudmålet med Miljøavtalen om NO_x og Næringslivets NO_x-fond. Fondet er eit spleiselag der bedriftene som er med kan søkje om støtte til utsleppsreduserande tiltak. Betaling til fondet erstattar statleg NO_x-avgift for bedriftene som er tilslutta. NO_x-fondet er skipa av 15 samarbeidande næringsorganisasjonar. Alle bedriftene som er avgiftspliktige for utslepp av NO_x kan slutte seg til Miljøavtalen om NO_x 2011-2017

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 føremåls-tenleg og kostnadseffektiv måte. I 2011 var det 21 bøyelastingsskip som hadde installert nmVOC reduserande teknologi. I tillegg hadde samtlige produksjonsskip (FPSO) og lagerskip (FSO) gjennomført NMVOC-reduserande tiltak ved installasjon av reduksjonsanlegg eller etablert kvoteavtale.

Eit gjenvinningsanlegg for nmVOC blei teke i bruk på råolje-terminalen 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 petroleumsverksemda 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 delvis nådd.

Utsleppsstatus for kjemikalier

Kjemikalier er ei samlenemning for alle tilsetjingsstoff og hjelpestoff som blir nytta ved bore- og brønnoperasjonar og i produksjon av

Faktaboks 9.3 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 verksemd. 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.

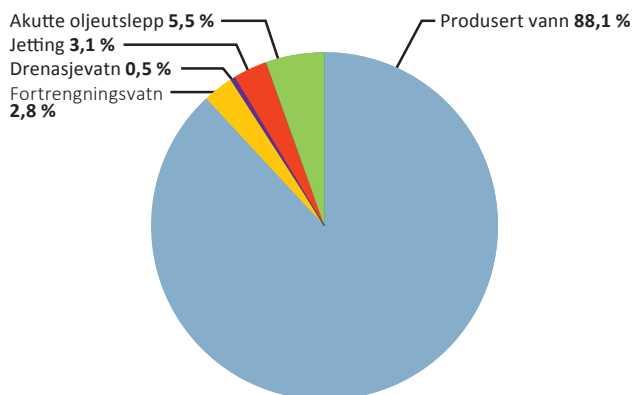
olje og gass. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, anten dei er tilsette eller finst naturleg.

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 petroleumsverksemd er kjemikaliar som ein meiner har liten eller ingen miljøeffekt (grøne og gule kjemikaliar). Ein stor del av dei er stoff som finst naturleg i sjøvatt. Resten er miljøfarlege kjemikaliar eller kjemikaliar der eventuelle effektar ikkje er godt nok dokumenterte.

Det meste av kjemikalieutsleppa er knytt til boreverksemda (sjå figur 9.8), og utsleppsmengda varierer i tråd med aktivitetsnivået. Figur 9.9 viser utviklinga i dei totale utsleppa av kjemikaliar frå petroleumsverksemda.

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



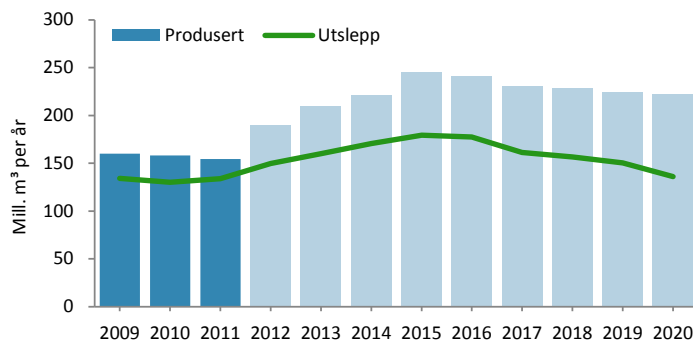
Figur 9.12 Utslepp frå petroleumsverksemda fordelt på aktiviteter, 2011
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Verkemiddel for å redusere utslepp av kjemikaliar

Selskapa må søkje om utleppsløyve for å kunne sleppe ut kjemikaliar til sjø. Klima- og forureiningsdirektoratet (KLIF) gir utleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve 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 petroleumsverksemd står for ein liten del av den totale tilførselen på norsk sokkel. Hovudtilførselen av olje på norsk sokkel kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Ein reknar med at om lag 5 prosent av dei totale oljeutsleppa på norsk sokkel kjem frå norsk petroleumsverksemd.



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

Akutte utslipp

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

Petroleumsverksemda har ikkje vore årsak til store akutte utslipp av olje som har ført til miljøsadar. I dei 40 åra det har vore drive petroleumsproduksjon, har utslipp frå verksemda heller aldri nådd land. I 2011 utgjorde dei totale akutte utslappa av olje til sjø 19 m³.

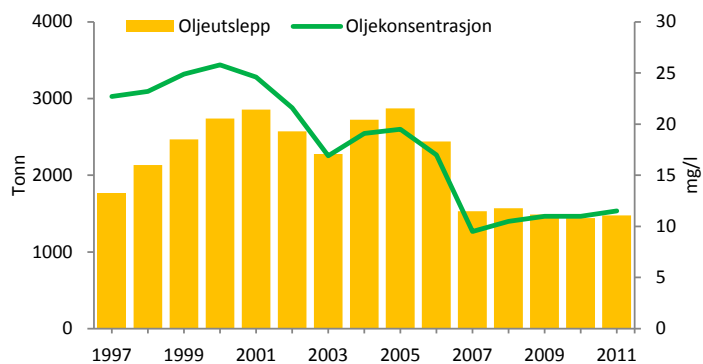
Miljøeffektane av eventuelle akutte oljeutslipp er avhengige av fleire faktorar enn berre storleiken på utslippet. Mellom anna er utslppsstaden, årstida, vindstyrken, straumane og effektiviteten til beredskapen avgjerande for skadeomfanget. Akutte oljeutslipp kan skade fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsoner.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

Utslipp frå drift

Vatn 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 vatnet 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 oljeutslappa frå aktiviteten, blir no injisert i eigna reservoar, eller teke til land for vidare behandling. Figur 9.12 viser oljeutslipp fordelte på aktivitetar, medan figur 9.13 viser prognosert utvikling i mengda av produsert vatn og utslipp av produsert vatn. Implementerte tiltak har ført til vesentlege reduksjonar i utslipp av olje per eining produsert vatn.

Verkemiddel for å redusere utslipp av olje

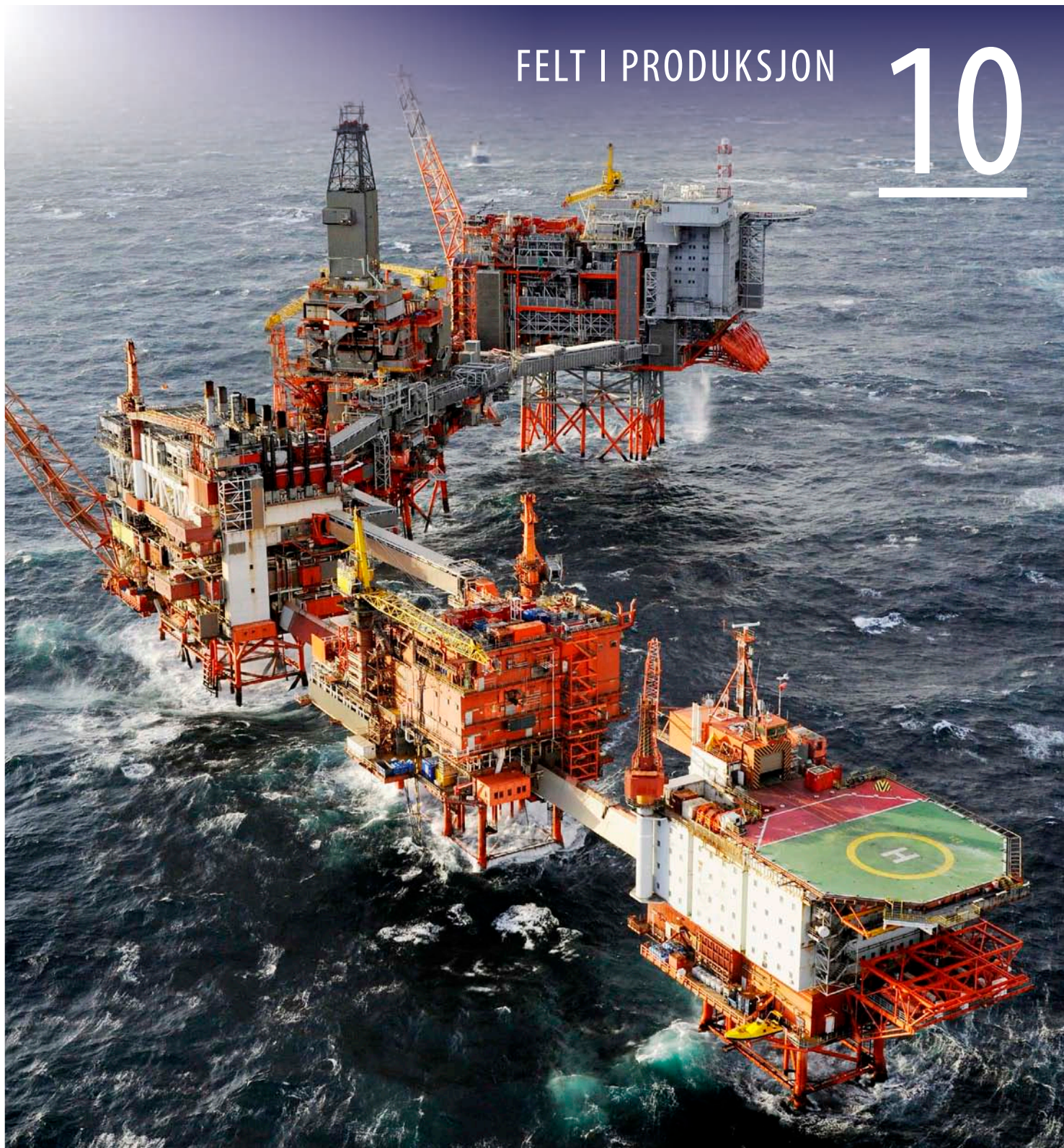
På same måten som for kjemikalier må selskapa søkje om utslippsløyve for å få sleppe ut olje til sjø. Klima- og forureiningsdirektoratet gir utslippsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap 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)

FELT I PRODUKSJON

10



Valhallfeltet sør i Nordsjøen.
(Foto: Kjetil Alsvik, BP)

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 2013.

Under Utvinnbare reservar, opphavlege, 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 31.12.2012, 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

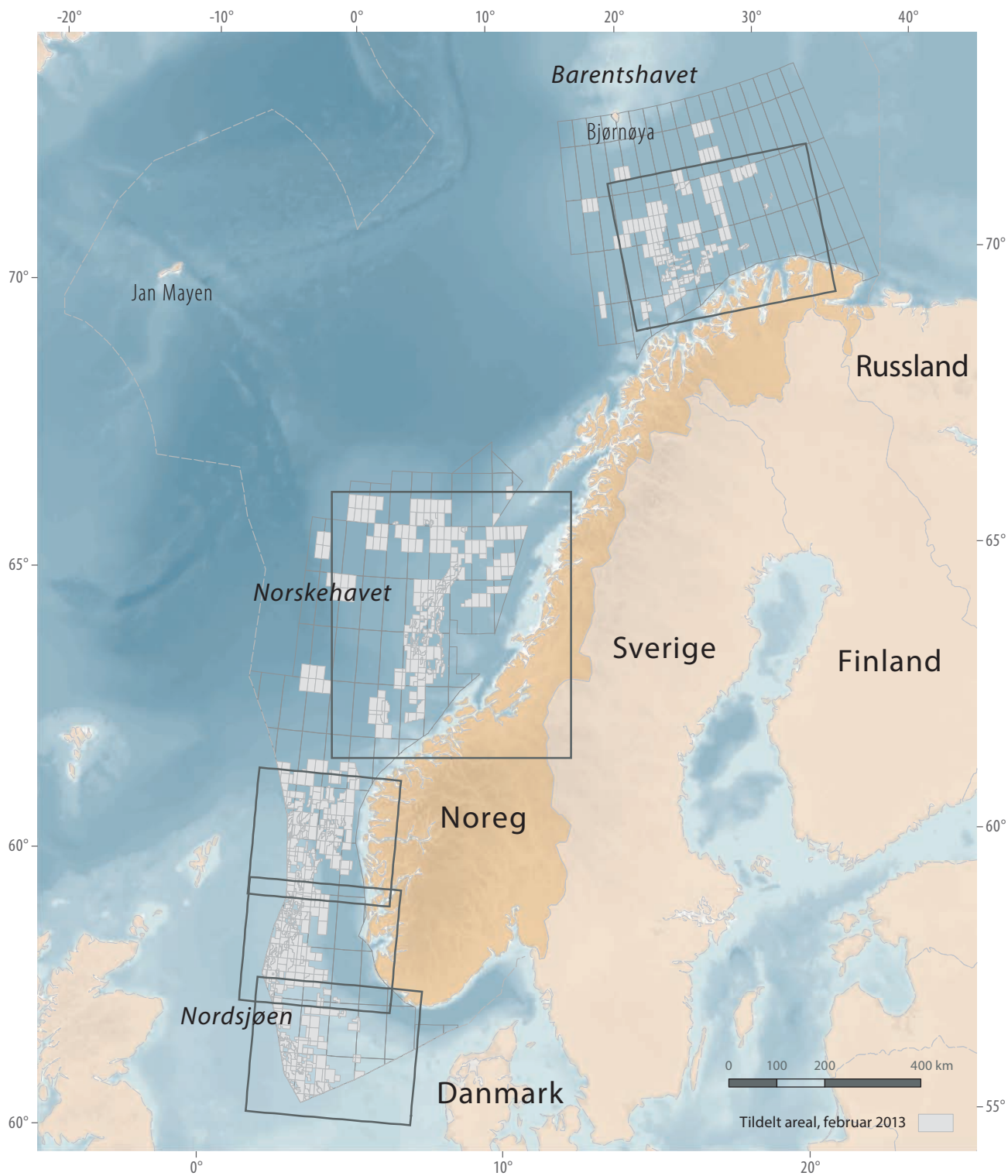
Bilete og figurar i kapitla 10-14

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	Balder Forties Ekofisk	Roga-land	× Frigg Balder Hermod Heimdal Ty			«Egga»		
KRIT	∅	Shetland Tor Hod					Nise Lysing		
	N						Lange		
JURA	∅	Ula	Viking	∅ Draupne Δ Heather	Viking	Sognefjord	Viking	Rogn Melke	
	M	Sandnes Bryne	Vestland	Hugin Sleipner	Brent	Fensfjord Tarbert Ness Etive Rannoch Oseberg	Fangst	Garn Not Ile	Stø
	N				Dunlin	Cook	Båt	Tofte Tilje Åre	Nordmela
TRIAS	∅	Skagerrak	Skagerrak			Statfjord Lunde		Kapp Toscana-gruppa Snadd Kobbe	
	M								
	N								
PERM									
KARBON									
DEVON		«Devon»							

- × Balder – intra Balder sandstein
- ∅ Draupne – intra Draupne sandstein
- Δ Heather – intra Heather sandstein
- «Egga» – uformelt namn

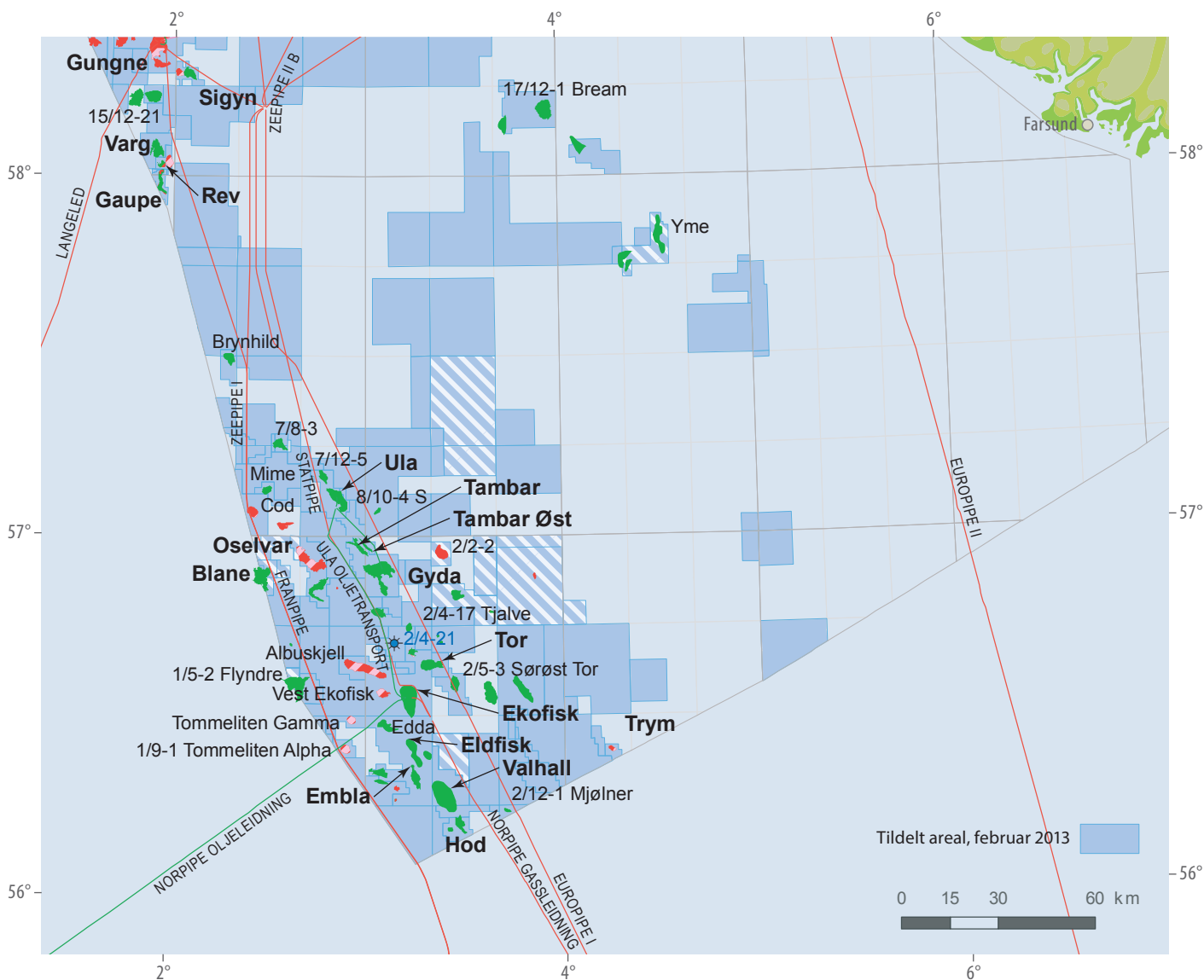


Figur 10.1 Område på den norske kontinentalsokkelen (Kjelde: Oljedirektoratet)

Den sørlege delen av Nordsjøen

Den sørlege delen av Nordsjøen er framleis ein viktig petroleumsprovins for Noreg, 40 år etter at Ekofisk blei sett i produksjon. Ekofisk er det største feltet på norsk kontinentalsokkel, målt i dagleg oljeproduksjon. Det er 13 felt i produksjon i den sørlege delen av Nordsjøen, etter at Oselvar kom i produksjon i april 2012. To felt, Yme og Brynhild, er under utbygging. Sju felt har avslutta produksjonen,

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 kritfelta heilt i sør. Ein ventar difor at det vil bli produsert olje og gass derifrå i kanskje 40 år til.

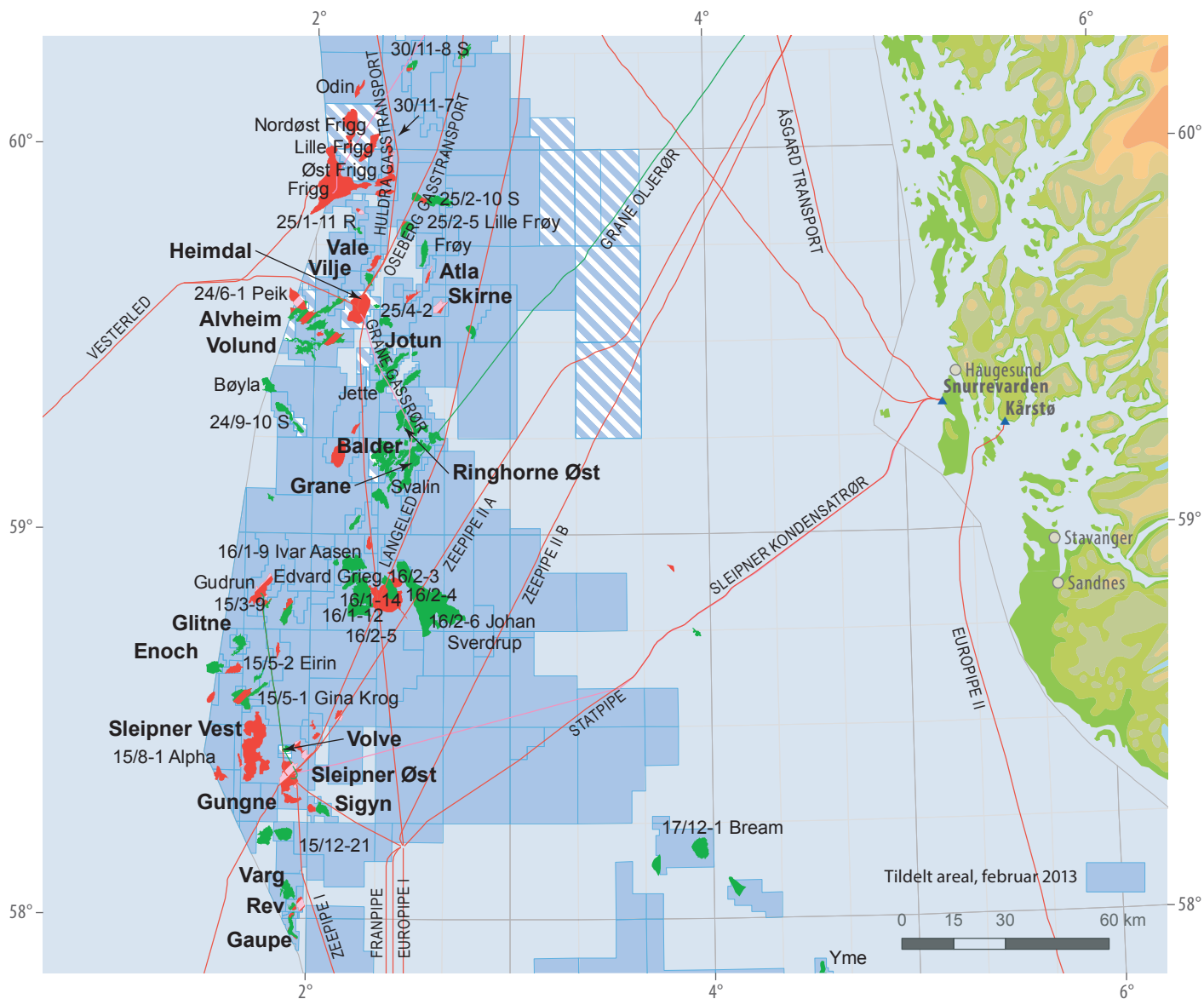


Figur 10.2 Felt og funn i den sørlege delen av Nordsjøen (Kjelde: Oljedirektoratet)

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 21 felt i produksjon i den midtre delen av Nordsjøen, etter at Atla og Gaupe kom i produksjon i 2012. Fem felt, Bøyla, Edvard Grieg, Gudrun, Jette og Svalin er under utbygging, og det er levert utbyggingsplan for funna

16/1-9 Ivar Aasen og 15/5-1 Gina Krog. Fleire funn blir og planlagde for utbygging dei neste åra, blant dei det store oljefunnet 16/2-6 Johan Sverdrup. Heimdal, som har produsert gass sidan 1985, er no eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt i Nordsjøen. Sleipner-felta representerer også eit viktig knutepunkt i gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Olje og gass frå felta i den midtre delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.

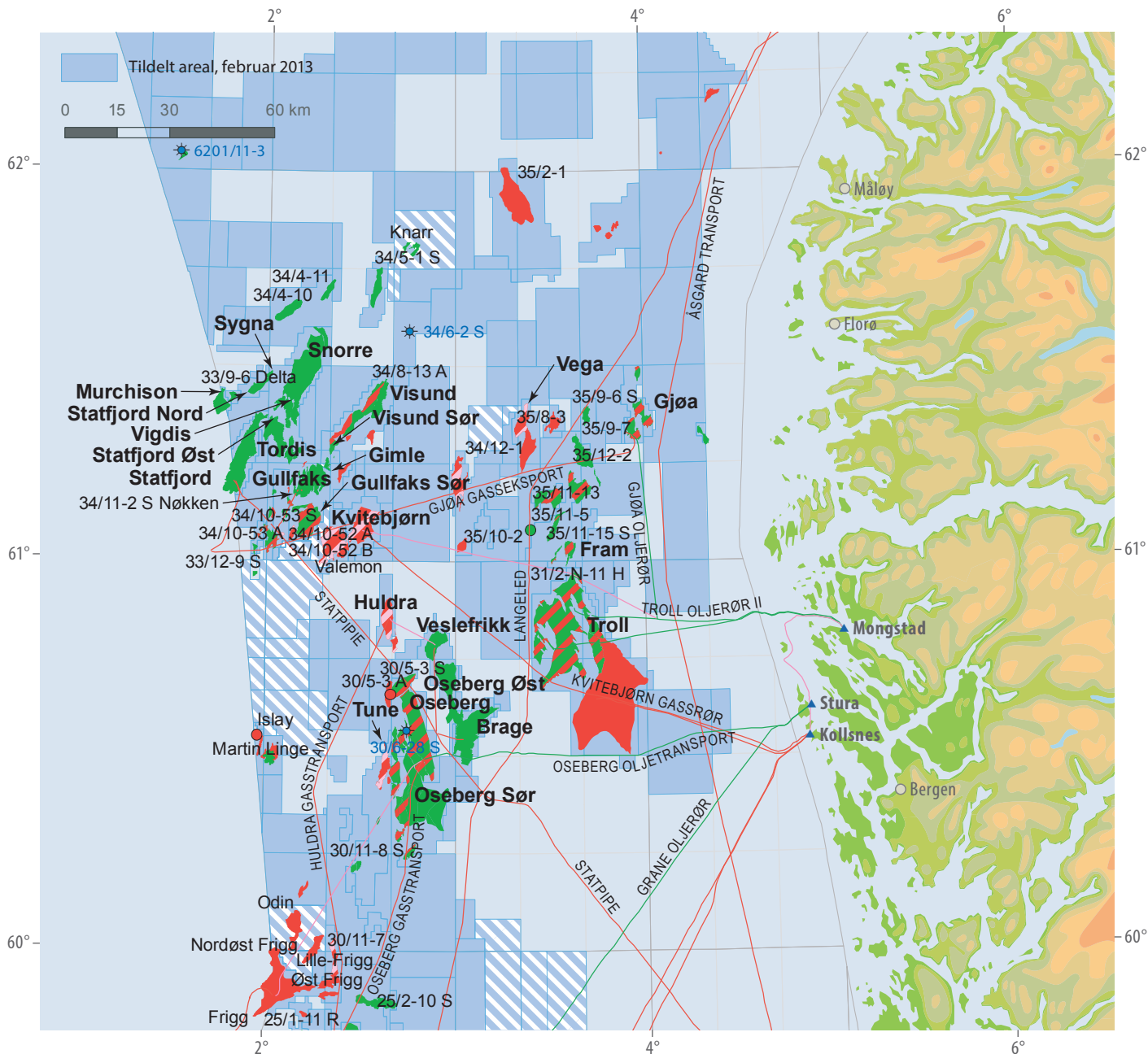


Figur 10.3 Felt og funn i den midtre delen av Nordsjøen (Kjelde: Oljedirektoratet)

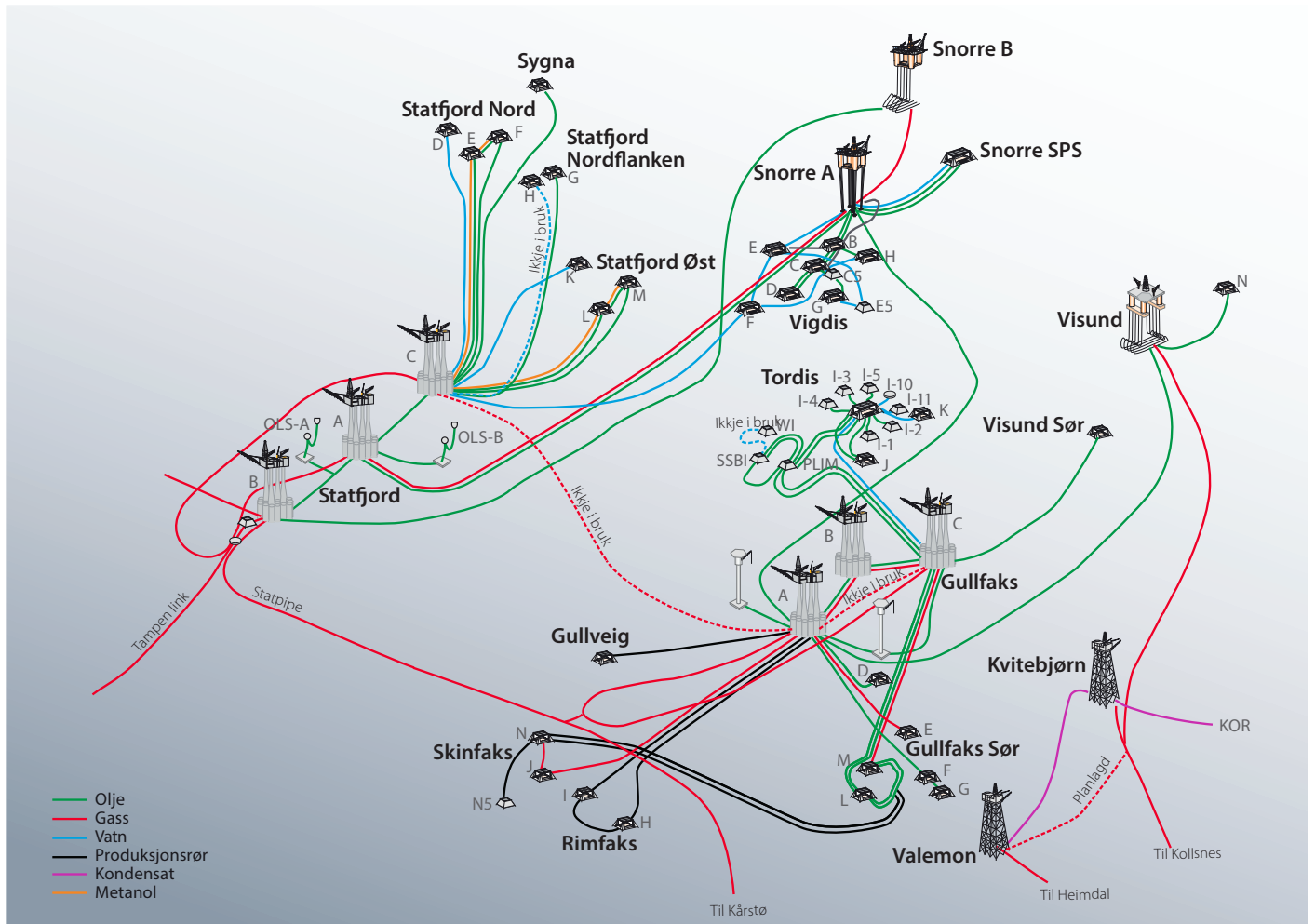
Den nordlege delen av Nordsjøen

Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar dei to hovudområda Tampen og Oseberg/Troll. I dag er det 26 felt i produksjon i denne delen av Nordsjøen. Tre felt, Martin Linge, Knarr og Valemon er under utbygging, og fleire funn blir planlagde for utbygging i framtida. Etter 30 år med produksjon frå området er ressurspotensialet framleis stort, og ein ventar at det vil vere produksjon i området i meir enn 30 år til. Trollfeltet har

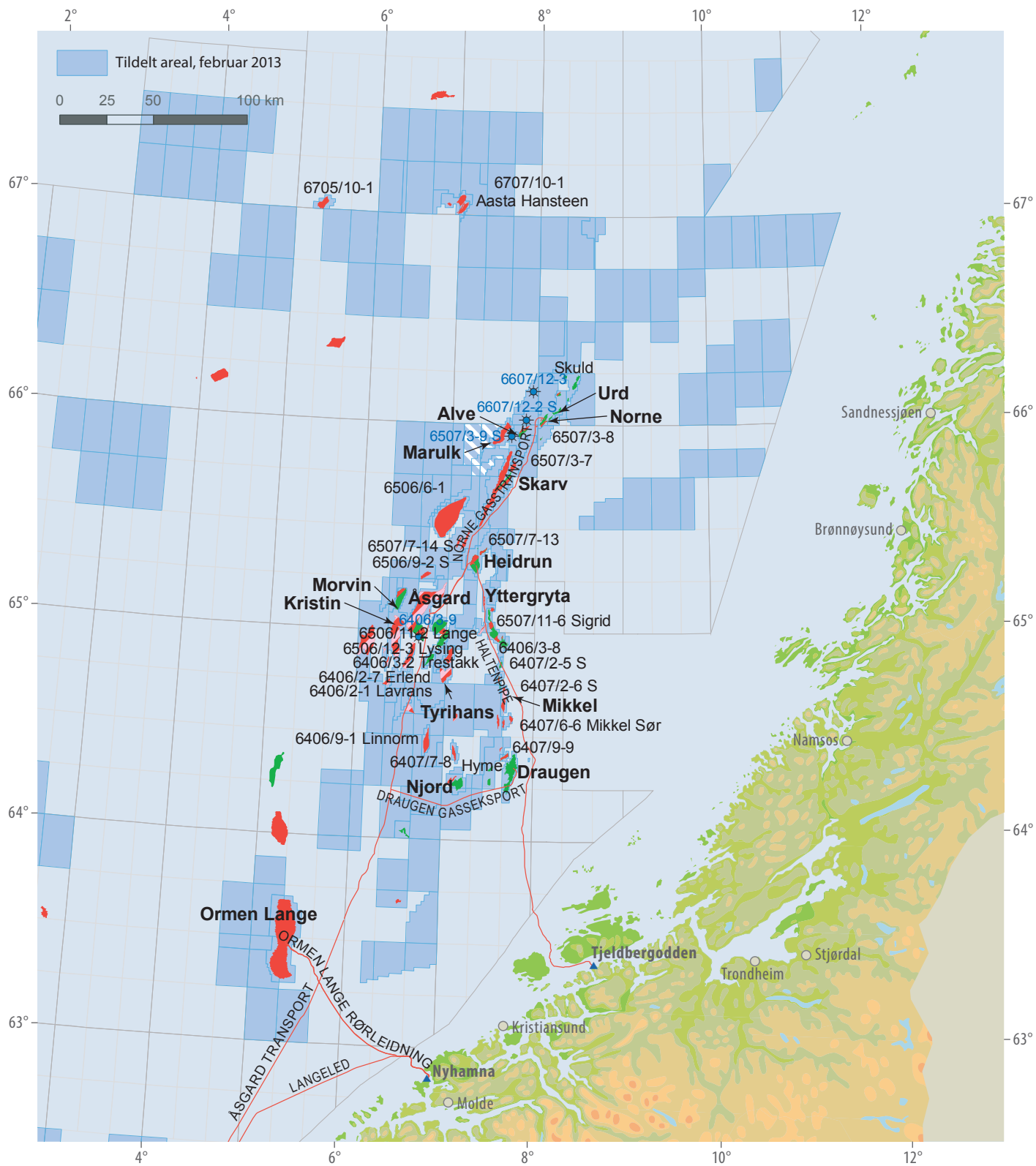
ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, og vil vere hovudkjelda for norsk gass eksport i dette hundreåret. Når dei største oljefelta avsluttar oljeproduksjonen, kan store gassvolum bli produsert i ein nedblåsings- og lågtrykksperiode. Olje og gass frå feltene i den nordlege 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)



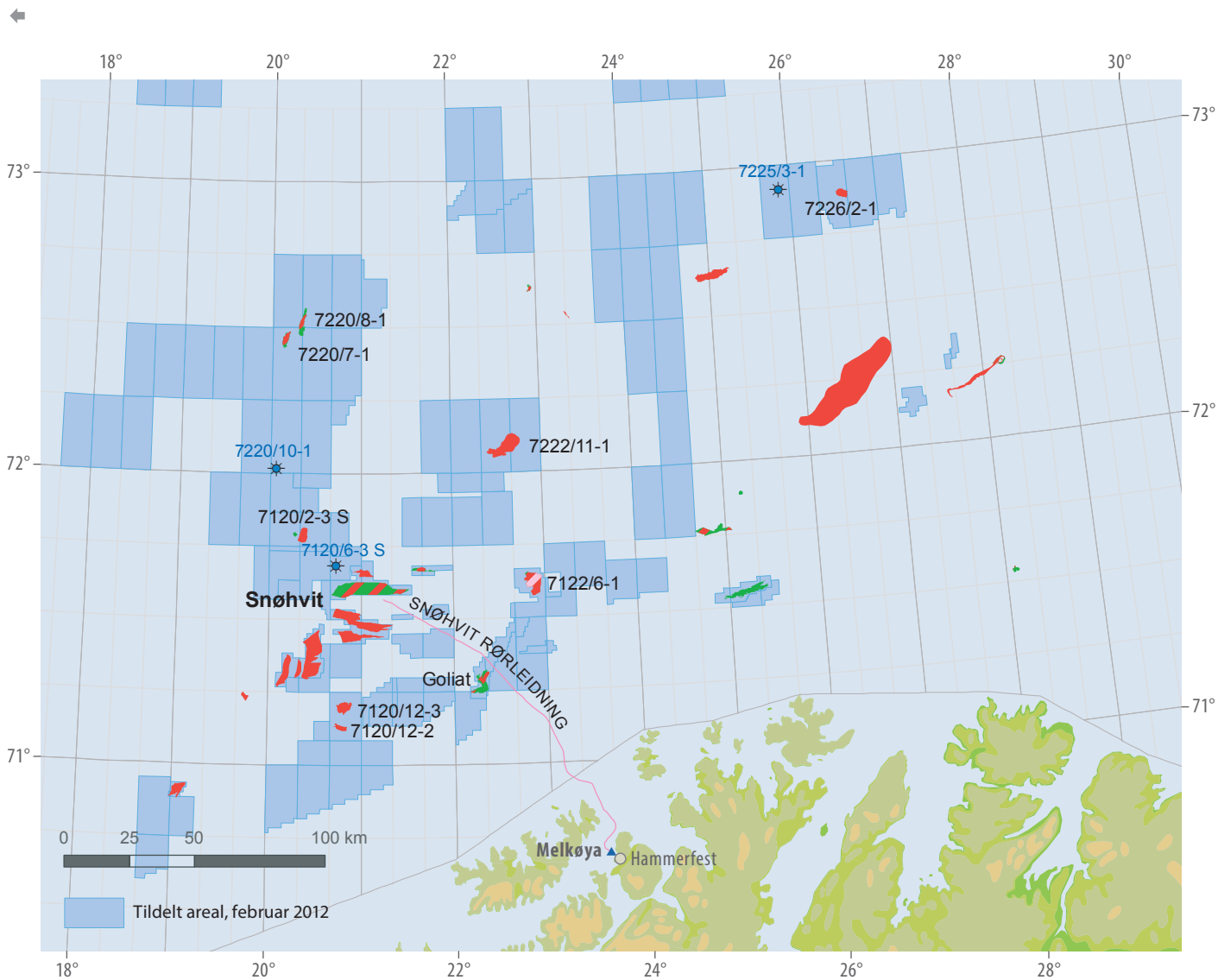
Figur 10.6 Felt og funn i Norskehavet (Kjelde: Oljedirektoratet)

Norskehavet

Norskehavet som petroleumsprovinns er mindre modent enn Nord-sjøen. Draugen var det første feltet som kom i produksjon, i 1993, og det er no 16 felt som produserer i Norskehavet etter at Hyme, Marulk og Skarv kom i produksjon. Skuld er under utbygging, og det er levert utbyggingsplan for gassfunnet 6707/10-1 Aasta Hansteen. 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 rørleidning til Nyhamna og vidare til Easington i Storbritannia. Oljetransporten frå felta i Norskehavet skjer med tankskip.

Barentshavet

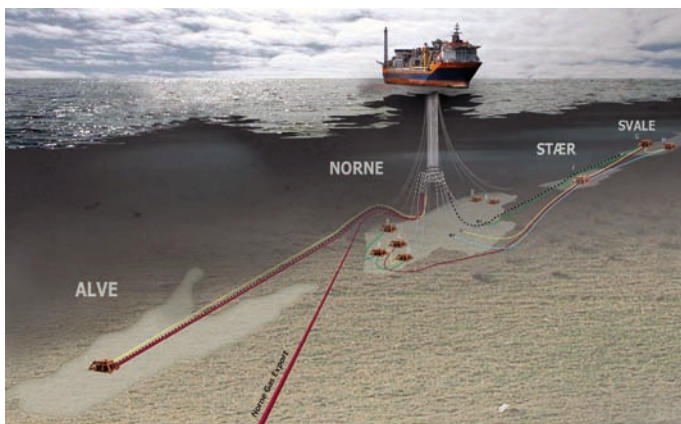
Barentshavet blir rekna som ein umoden petroleumsprovinns. Det er berre eitt felt som er bygt ut i området, Snøhvit, som kom i produksjon i 2007. Gassen frå Snøhvit går i rør til Melkøya, der han blir prosessert og nedkjølt til LNG, som blir frakta med spesialskip til marknaden. Goliat er under utbygging, og produksjonsstart er planlagt til andre halvår 2014.



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

Alve

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6507/3 - utvinningsløype 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 31.12.2012
	1,9 millionar Sm ³ olje	0,8 millionar Sm ³ olje
	5,7 milliardar Sm ³ gass	2,7 milliardar Sm ³ gass
	1,1 millionar tonn NGL	0,6 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,51 milliardar Sm ³ , NGL: 0,1 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	3,9 milliardar nominelle kroner	



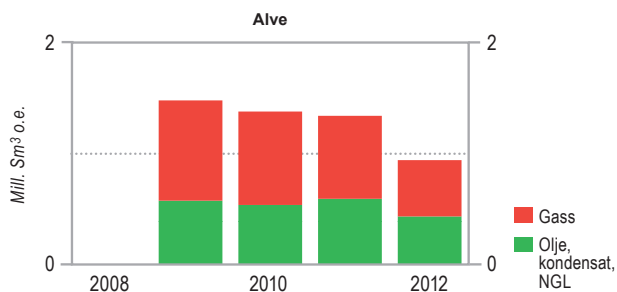
Utbygging: Alve er eit gass-, kondensat- og oljefelt som ligg i Norskehavet, om lag 16 kilometer sørvest for Norne. Havdjupet i området er 370 meter. Utbyggingsløysinga er ei standard havbotnramme med fire brønnsliisar og to produksjonsbrønner.

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

Utvinningsstrategi: Reservoaret blir produsert med trykkavlasting.

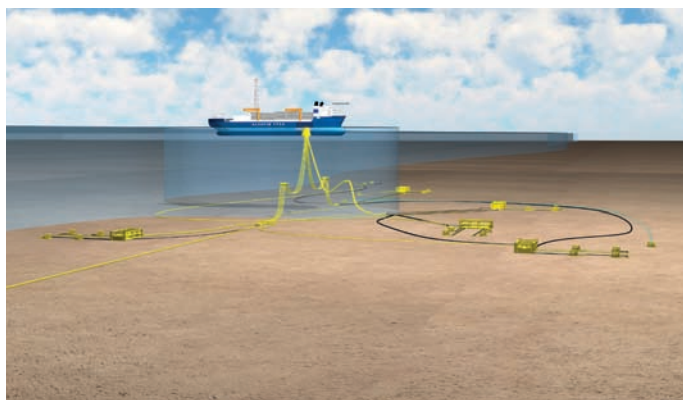
Transport: Alve er knytt til Norneskipet med ein rørleidning. Gassen blir transportert via Nornerørleidningen til Åsgard Transport og vidare til Kårstø gassbehandlingsanlegg for eksport.

Status: To brønner produserer olje og gass frå Ile- og Tiljeformasjonane.



Alvheim

Blokk og utvinningsløype	Blokk 24/6 - utvinningsløype 088 BS, tildelt 2003 Blokk 24/6 - utvinningsløype 203, tildelt 1996. Blokk 25/4 - utvinningsløype 036 C, tildelt 2003 Blokk 25/4 - utvinningsløype 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 31.12.2012
	37,2 millionar Sm ³ olje	17,5 millionar Sm ³ olje
	6,8 milliardar Sm ³ gass	4,7 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 59 000 fat per dag, Gass: 0,58 milliardar Sm ³ tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	1,8 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	17,7 milliardar nominelle kroner	



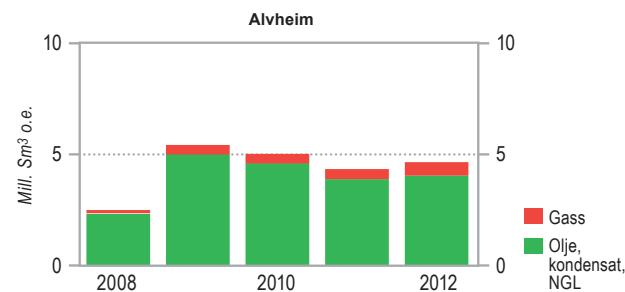
Utbygging: Alvheim er eit olje- og gassfelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen, vest for Heimdal og ved grensa til britisk sektor. Feltet omfattar dei tre funna 24/6-2 (Kamelon), 24/6-4 (Boa) og 25/4-7 -(Kneler). Førekomsten 24/6-4 (Boa) ligg delvis i britisk sektor. Havdjupet i området er 120-130 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 og ligg på om lag 2200 meter djup. Sanden er avsett som djupmarine vifteavsetningar 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 ressursestimata for feltet er gradvis blitt høgare som følgje av utvinningsboring. Fleire nye brønner er planlagde i 2014/2015. Feltet kan bli eit knutepunkt for nye funn i området. Feltet Bøyla er godkjend utbygd og skal knytast til *Alvheim FPSO*.



Atla

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/5 - utvinningsløype 102 C, tildelt 2009	
Godkjent utbygt	04.11.2011 av Kongen i statsråd	Funnår 2010
Produksjonsstart	07.10.2012	
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	Igjen per 31.12.2012
	0,3 millionar Sm ³ olje	0,3 millionar Sm ³ olje
	1,4 milliardar Sm ³ gass	1,3 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,60 milliardar Sm ³ tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	1,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	0,3 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Atla ligg om lag 20 kilometer nordaust for Heimdal-feltet. Havdjupet er 119 meter. Atla er bygt ut med ein produksjonsbrønn frå ei havbotnramme knytt via havbotninnretninga på 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: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning.

Transport: Brønnstraumen går via Skirne til Heimdal for prosessering og eksport.

Status: Produksjonen starta i oktober 2012.



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 31.12.2012
	72,1 millionar Sm ³ olje	16,2 millionar Sm ³ olje
	2,0 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 32 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³ tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	9,6 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	23,2 milliardar 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. Ringhorneføremkomsten, som inngår i Balderfeltet, er bygt ut med ei kombinert bustad-, bore- og brønnhovedinnretning 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.

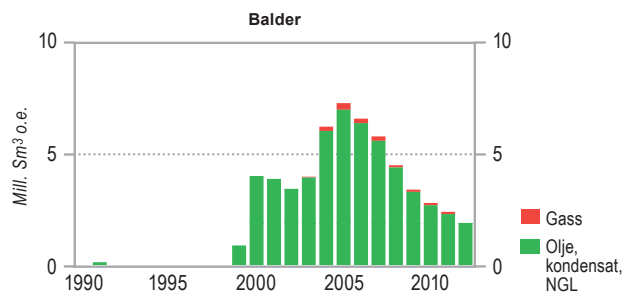


Reservoar: Balder og Ringhorne inneheld fleire skilde oljeføremstar i sandstein av eocen, paleocen og jura alder. Toppen av reservoara ligg på om lag 1700 meter djup.

Utvinningsstrategi: Balder og Ringhorne produserer hovudsakleg ved naturleg vassdriv, men reinjeksjon av produsert vatn for trykkstøtte blir særleg nytta i jurareservoaret på Ringhorne. Overskottsvatn blir injisert i Utsiraformasjonen. Når gasseksporsystemet er ute av drift, blir og gass injisert i reservoara.

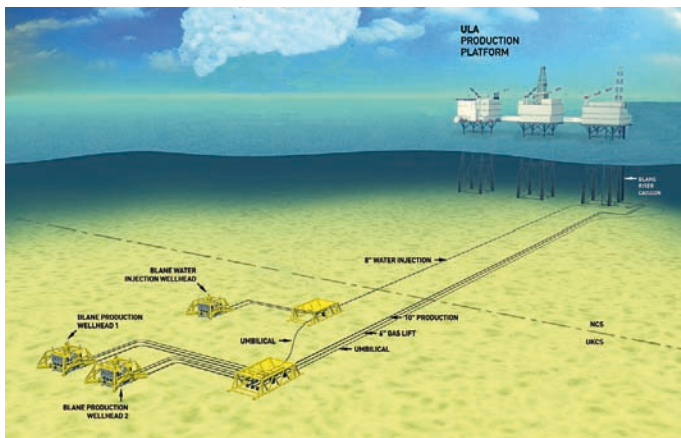
Transport: Ringhorne-innretninga er knytta til *Balder FPSO* og *Jotun FPSO* for prosessering, råoljelagring og gasseksport. Olja blir eksportert med tankskip. Overskottsgass frå Balder blir transportert til Jotun for gasseksport. Jotun eksporterer gassen frå Ringhorne og Balder via Statpipe.

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. 4D-seismikk innsamla i 2006, 2009 og 2012 blir nytta som basis for reservoarovervaking og for å evaluere bore mål for fleire brønner. Ein ny borekampanje starta på Ringhorne i 2010 og fleire brønner vil bli bora på Balder dei neste åra.



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	
Rettskavarar	Talisman Energy Norge AS	18,00 %
	Dana Petroleum (BVUK) Limited	12,50 %
	Faroe Petroleum (UK) Limited	18,00 %
	JX Nippon Exploration and Production (UK) Limited	13,99 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,50 %
	Talisman Energy (UK) Limited	25,00 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	0,8 millionar Sm ³ olje	0,3 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2013	Olje: 1 000 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2011	0,5 milliardar nominelle kroner	



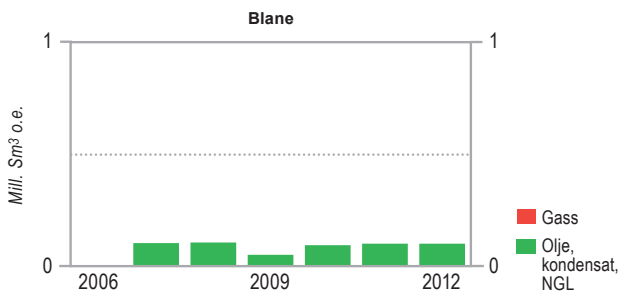
Utbygging: Blane er eit oljefelt som ligg på om lag 70 meter havdjup, sørvest for Ulafeltet i den sørlege delen av Nordsjøen på grensa til britisk sektor. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg knytt til Ula. Innretningane på havbotnen er plasserte på den britiske kontinentalsokkelen.

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: Feltet produserer generelt godt. Vassgjennombrøtt blei observert i brønnane, og gassløft blir nå nytta for å halde feltet i produksjon. Ein ny reservoarmodell vil bli nytta for å evaluere om det skal borast fleire brønner for å betre utvinninga.



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	
Rettskavarar	Core Energy AS	12,26 %
	Faroe Petroleum Norge AS	14,26 %
	Tullow Oil Norge AS	2,50 %
	Statoil Petroleum AS	32,70 %
	Talisman Energy Norge AS	33,84 %
	VNG Norge AS	4,44 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	59,3 millionar Sm ³ olje	4,0 millionar Sm ³ olje
	4,5 milliardar Sm ³ gass	1,2 milliardar Sm ³ gass
	1,5 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 12 000 fat per dag, Gass: 0,05 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	4,4 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	17,1 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

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

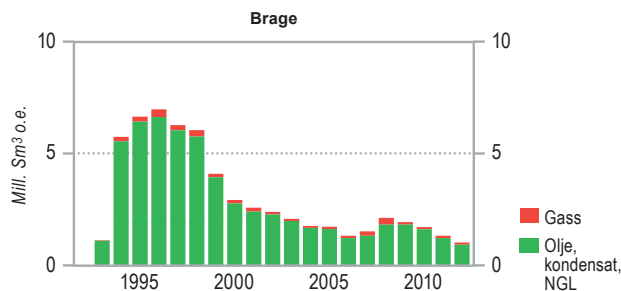
Reservoar: Reservoaret inneheld olje i sandstein i Statfjordformasjonen av tidlegjura alder og Brentgruppa og Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av seinjura alder. Reservoara ligg på 2000-2300 meter djup. Kvaliteten på reservoara varierer frå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



Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon som trykkstøtte i Statfjordformasjonen og Fensfjordformasjonen. Sognefjordformasjonen tok til med gassinjeksjon i mars 2009. Dei første oljeproduksjonsbrønnane i Brentgruppa begynte å produsere i 2008, og utvinninga går føre seg med vassinjeksjon.

Transport: Olja går i rørledning til Oseberg og vidare gjennom 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. VAG-injeksjon skal starte i ein del av Brentreservoaret i 2013. Ein pilot for mikrobiologisk injeksjon (MEOR) er planlagd.



Draugen

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6407/12 - utvinningsløype 176, tildelt 1991. 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	
Rettskavarar	A/S Norske Shell	44,56 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
	Petoro AS	47,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	146,7 millionar Sm ³ olje	14,9 millionar Sm ³ olje
	1,6 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	2,8 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 29 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	12,3 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	23,3 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging: Draugen er eit oljefelt som ligg i Norskehavet, på 250 meter havdjup. 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-førekomsten og Rogn Sør-førekomsten er bygde ut med i alt sju havbotnbrønner knytte til hovudinnretninga på Draugen. Feltet har også seks havbotnkompletterte vassinjeksjonsbrønner, men berre tre av dei er i bruk.

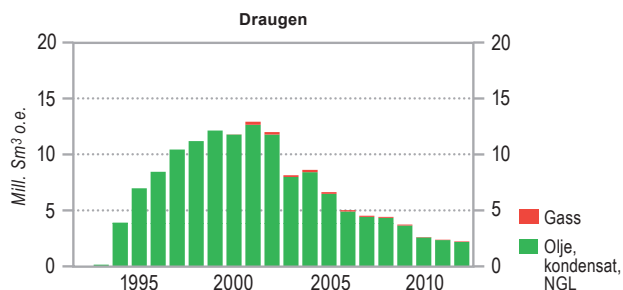


Reservoar: Hovudreservoaret er sandstein i Rognformasjonen av seinjura alder. Feltet produserer òg frå Garnformasjonen av mellomjura alder vest på feltet. Reservoaret ligg på om lag 1600 meter djup og er relativt homogent, med gode reservoareigenskapar.

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 frå 2009 blei ein borekampanje for fleire brønner vedteken i 2011. Prosjektet omfattar fire produksjonsbrønner og ei havbotnpumpe. Den første olja frå prosjektet er planlagt i 2013. I desember 2012 blei planane om å knytte funnet 6406/9-1 Linnorm til Draugen utsette. På grunn av dette kjem Draugen til å få ei utfordring med forsyning av brenngass frå 2016.

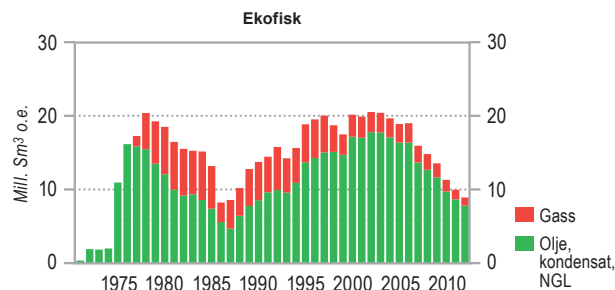


Ekofisk

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	Igjen per 31.12.2012
	569,2 millionar Sm ³ olje	129,8 millionar Sm ³ olje
	164,5 milliardar Sm ³ gass	22,8 milliardar Sm ³ gass
	15,2 millionar tonn NGL	2,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 102 000 fat per dag, Gass: 0,88 milliardar Sm ³ , NGL: 0,12 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	84,3 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	94,2 milliardar 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 stigerøyrinnretningar for tilknytte felt og eksportrørleidningar. Fleire av dei eldste innretningane er tekne ut av drift og ventar på disponering. Dei operative delane av Ekofisksenteret 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 røyrl til stigerøyrinnretninga Ekofisk FTP på Ekofisksenteret for prosessering. Rørleidninga frå produksjonsinnretninga Ekofisk B nord på feltet går til Ekofisk M. Ekofisk K er ei innretning for vassinjeksjon.



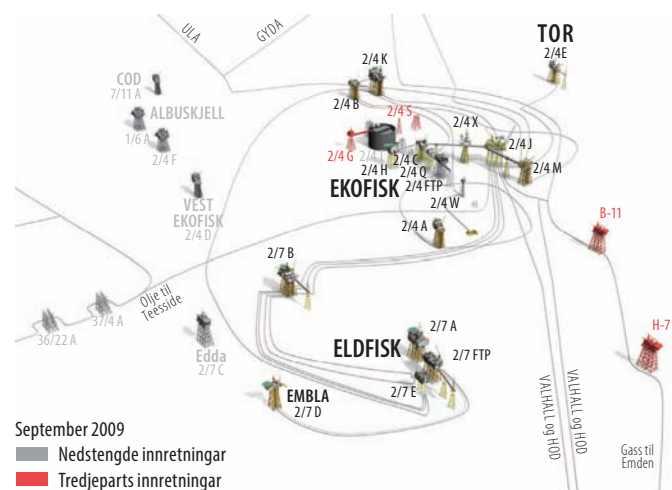
Plan for vassinjeksjon på Ekofisk blei godkjend i desember 1983, PUD for Ekofisk II blei godkjend i november 1994, og PUD for Ekofisk Vekst i juni 2003. I juni 2008 blei ei havbotnramme for vassinjeksjonsbrønner godkjend. Dei har erstatta vassinjeksjonsbrønnane på Ekofisk W, som no blir stengd ned. I 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. 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.

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.

Utvinningstrategi: 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 fortrengrer 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 eksportrørleidningane via prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå Ekofiskområdet 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. Produksjon frå Ekofisk Z og injeksjon frå Ekofisk VB er planlagd å starte i 2013.



Figur 10.8 Innretningar i Ekofiskområdet (Kjelde: ConocoPhillips)

Eldfisk

Blokk og utvinningssøyve	Blokk 2/7 - utvinningssøyve 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 reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	137,9 millionar Sm ³ olje	37,3 millionar Sm ³ olje
	44,8 milliardar Sm ³ gass	5,4 milliardar Sm ³ gass
	4,1 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 34 000 fat per dag, Gass: 0,20 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	38,8 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	35,0 milliardar 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 rørleidning frå Eldfisk til Ekofisk K. Emblafeltet, som ligg rett sør for Eldfisk, er knytt til Eldfisk FTP. 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, og Emblafeltet skal knytast til Eldfisk S.

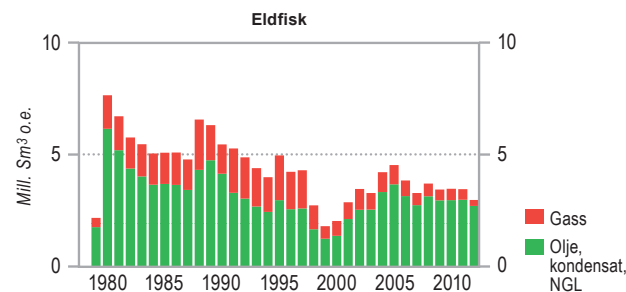


Reservoar: Eldfisk produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men har høg porøsitet. Naturleg oppsprekking let reservoarvæskene fløyne friare. Feltet inneheld tre strukturar: Alfa, Bravo og Øst Eldfisk.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

Utvinningstrategi: 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. Trykkavlastinga 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 eksportrørleidningane via Ekofisksenteret. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan olja, som også inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status: Den nye innretninga, Eldfisk S, er under bygging, og modifikasjonar av eksisterande innretningar blir utført som ein del av Eldfisk II-prosjektet. Om lag 40 nye produksjons- og injeksjonsbrønner vil bli bora frå Eldfisk S med oppstart i 2015.



Embla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 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	Igjen per 31.12.2012
	11,9 millionar Sm ³ olje	1,5 millionar Sm ³ olje
	7,5 milliardar Sm ³ gass	3,6 milliardar Sm ³ gass
	0,7 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,09 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,6 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	3,1 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



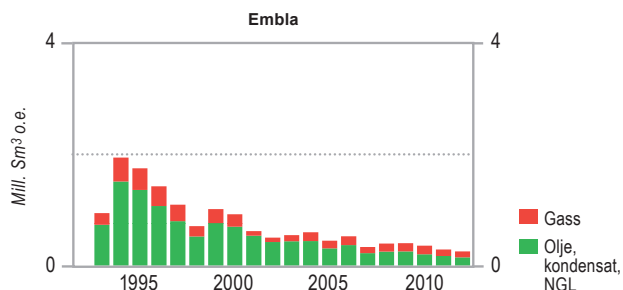
Utbygging: Embla, eit oljefelt nær Eldfisk i den sørlege delen av Nordsjøen, er bygt ut med ei brønnhovedinnretning fjernstyrt frå Eldfisk. Havdjupet i området er 70-75 meter. Endra PUD for Embla blei godkjend i april 1995.

Reservoar: Embla produserer frå eit segmentert sandstein- og konglomeratreservoar av devon og perm 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.

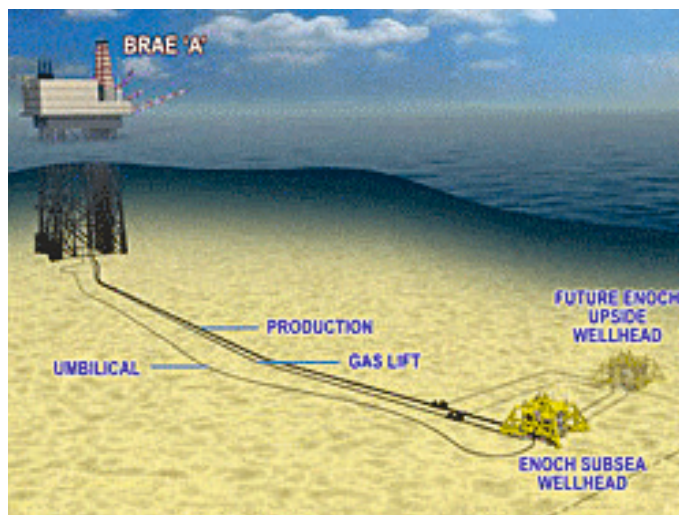
Transport: Olje og gass blir transportert til Eldfisk for prosessering og vidare til Ekofisksenteret for eksport. Gassen frå Ekofisk-området blir transportert i rørledning til Emden, medan olja, som også inneheld NGL-fraksjonane, går i rørledning til Teesside.

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



Enoch

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 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	Det norske oljeselskap ASA	2,00 %
	Faroe Petroleum Norge AS	1,86 %
	Noreco Norway AS	4,36 %
	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	Igjen per 31.12.2012
	0,4 millionar Sm ³ olje	0,1 millionar Sm ³ olje
Totalt investert per 31.12.2011	0,2 milliardar nominelle kroner	

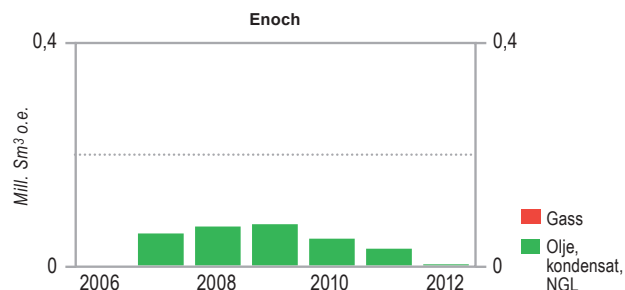


Utbygging: Enoch ligg i den midtre delen av Nordsjøen på grensa til britisk sektor, og like nordvest for Sleipnerområdet. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg på britisk kontinentalsokkel, og er knytt til det britiske feltet Brae.

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.

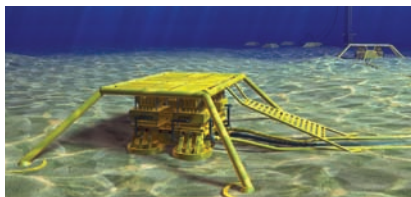
Transport: Brønnstraumen frå Enoch går til Brae A-innretninga for prosessering og vidare transport i eksisterande rørledning til Cruden Bay. Gassen blir seld til Brae.



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 31.12.2012
	30,7 millionar Sm ³ olje	5,9 millionar Sm ³ olje
	8,8 milliardar Sm ³ gass	6,3 milliardar Sm ³ gass
	0,6 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 35 000 fat per dag, Gass: 0,62 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	9,9 milliardar 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.

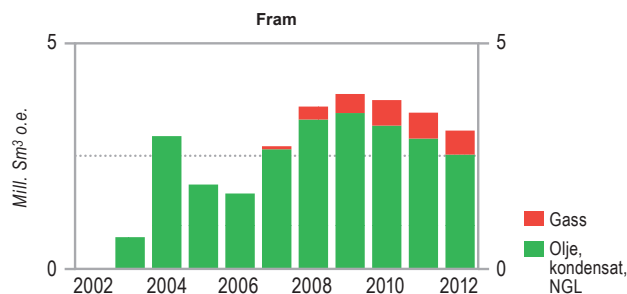


Reservoar: Reservoara i Fram Vest og Fram Øst er dels i sandstein avsett i eit submarint viftesystem i Draupneformasjonen og grunnmarin sandstein i Sognefjordformasjonen av seinjura alder, og dels i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoara ligg i fleire isolerte roterte forkastingsblokker 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. Brentreservoaret i Fram Øst-førekomsten blir produsert 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 i 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 tilleggssressursar i nye førekomstar ved feltet. Desse blir vurderte i samband med ei vidare utbygging av Fram. Ei rekkje prospekt er identifiserte i området. Det er sendt søknad til styresmaktene om PUD-fritak for utbygging av Fram H Nord. Utbygginga vil omfatte ein to-greins multilateral brønn med gassløft som skal produserast med trykkavlastning. Produksjonen skal gå gjennom ei havbotnramme knytt til Fram Vest og til prosessering på Troll C.



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
Produksjonsstart	13.03.2012	
Operatør	BG Norge AS	
Rettskavarar	BG Norge AS	60,00 %
	Lundin Norway AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	0,2 millionar Sm ³ olje	0,1 millionar Sm ³ olje
	0,5 milliardar Sm ³ gass	0,3 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	2,1 milliardar nominelle kroner	

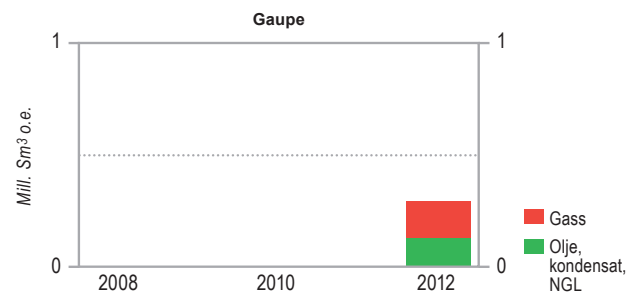
Utbygging: Gaupe ligg nær grenselinja mellom norsk og britisk sektor, og om lag 12 kilometer sør for Vargfeltet. Havdjupet i området er om lag 90 meter. Utbyggingsløyninga er eit havbotnlegg med to horisontale brønner knytte til Armada-innretninga på britisk sokkel.

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-rørleidningen til Teesside, og kondensat og olje skal transporterast via Forties-rørleidningen.

Status: Produksjonen starta i mars 2012. Dei to produksjonsbrønnane kom inn med låg produksjonsrate, og det er venta at dei berre vil produsere i to til fire år.



Gimle

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/10 - utvinningsløype 120 B, 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	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	5,79 %
	Petoro AS	24,19 %
	Statoil Petroleum AS	65,13 %
	Total E&P Norge AS	4,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	3,0 millionar Sm ³ olje	0,4 millionar Sm ³ olje
	1,4 milliardar Sm ³ gass	1,0 milliardar Sm ³ gass
	0,3 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,35 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,5 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	0,8 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Gimle er eit 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 djupe 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 nå bora ein produksjonsbrønn som og har leitemål. Resultata frå brønnen vil gi grunnlag for vurdering av fleire brønner på feltet.

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 1989
Produksjonsstart	07.11.2010	
Operatør	GDF SUEZ E&P Norge AS	
Rettskavarar	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 reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2011
	11,6 millionar Sm ³ olje	6,4 millionar Sm ³ olje
	32,7 milliardar Sm ³ gass	27,8 milliardar Sm ³ gass
	8,7 millionar tonn NGL	7,6 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 24 000 fat per dag, Gass: 2,71 milliardar Sm ³ , NGL: 0,72 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	2,4 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	28,0 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Flora	



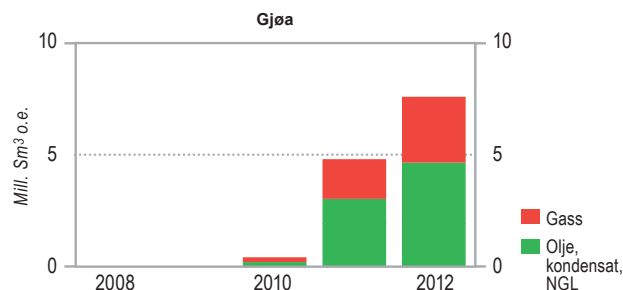
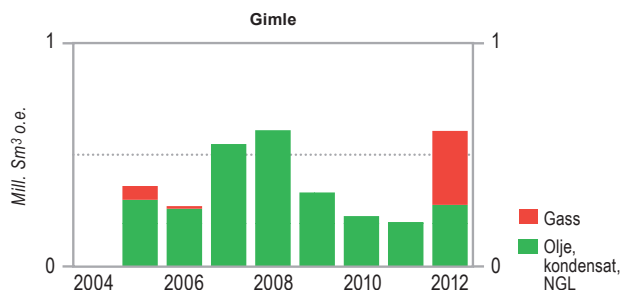
Utbygging: Gjøa ligg om lag 40 kilometer nord for Framfeltet, på 360 meter havdjupe. Utbygginga omfattar fem havbotnrammer som er knytte til ei halvt nedsenkbar produksjons- og prosessinnretning. Gjøa-innretninga får dels kraftforsyning frå land. Vega og Vega Sør er tilknytte Gjøa-innretninga.

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

Utvinningsstrategi: Gjøa blir produsert med naturleg trykkavlastning.

Transport: Stabilisert olje blir eksportert i ein rørløydning som er kopla til Troll Oljerør II, for vidare transport til Mongstad. Rikgassen blir eksportert i ein rørløydning 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.



Glitne

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/5 - utvinningsløype 048 B, tildelt 2001. Blokk 15/6 - utvinningsløype 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 31.12.2012
Venta produksjon i 2013	8,9 millionar Sm ³ olje	
Venta investeringar f.o.m. 2012	Olje: 230 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2011	0,5 milliardar 2012-kroner	
Hovudforsyningsbase	2,5 milliardar nominelle kroner	
	Dusavik	



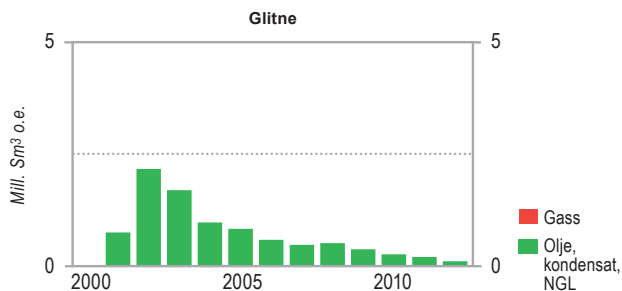
Utbygging: Glitne er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen, 40 kilometer nord for Sleipnerområdet, på 110 meter havdyp. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip, *Petrojarl 1*, som er knytt til seks horisontale produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn.

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 blei nytta til gassløft i dei horisontale brønnane fram til august 2012.

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. Eit ny brønn blei bora i 2012 men blei ikkje sett i produksjon. Ein avslutningsplan blei levert i august 2012, og det er venta at produksjonen frå feltet vil bli avslutta i første kvartal 2014.



Grane

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/11 - utvinningsløype 001, tildelt 1965 Blokk 25/11 - utvinningsløype 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
Venta produksjon i 2013	124,6 millionar Sm ³ olje	
Venta investeringar f.o.m. 2012	Olje: 98 000 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2011	10,0 milliardar 2012-kroner	
Hovudforsyningsbase	19,7 milliardar nominelle kroner	
	Mongstad	



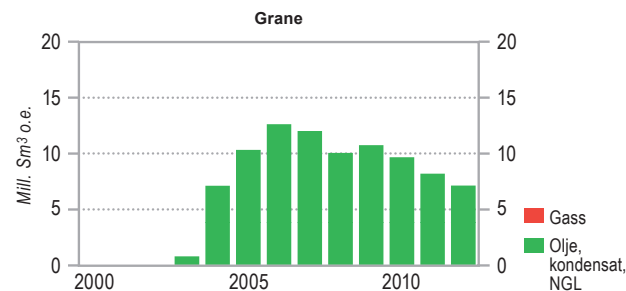
Utbygging: Oljefeltet Grane ligg aust for Balder, i den midtre delen av Nordsjøen, på 128 meter havdyp. Feltet er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Innretninga har 40 brønnsliissar.

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. Vassinjeksjon starta i februar 2011. Oljeutvinninga vil halde fram med ekspansjon av gasskappa, vassinjeksjon og med boring av djupe sidesteg frå eksisterande produksjonsbrønner.

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

Status: Det er planar om å bore fleire nye brønner, dei fleste som greinbrønner. Det er vedteke å installere eit permanent reservoarovervakingssystem på havbotnen for å auke utvinninga med betre seismiske data.



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	
Rettskavarar	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavig	Igjen per 31.12.2012
	365,5 millionar Sm ³ olje	11,6 millionar Sm ³ olje
	23,1 milliardar Sm ³ gass	
	2,8 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2013	Olje: 39 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2012	39,6 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	74,9 milliardar 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 havdjup. 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 førstestegseparasjon. Gullfaks A og C tek imot og behandlar olje og gass frå Gullfaks Sør, Gimle og Visund Sør. 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 1993 og utvinning frå Lunde-formasjonen blei godkjend i november 1995. I desember 2005 blei ein endra PUD for Gullfaks godkjend, som omfatta prospekt og små funn som kan borast og produserast frå eksisterande innretningar.

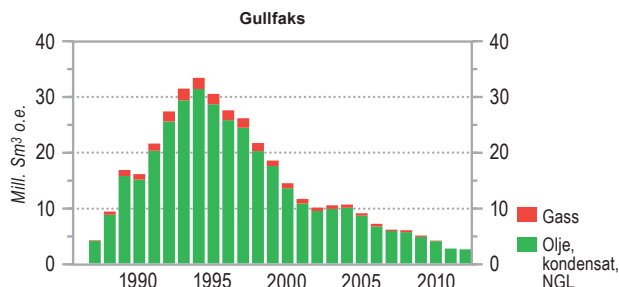


Reservoar: Reservoara i Gullfaks er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og i Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 1700-2000 meter djup og er delt opp i mange forkastingsegment. Gullfaksreservoara ligg i roterte forkastingsblokker i vest og i ein strukturell horst i øst, med eit område med mykje forkastningar.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkstøtte ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Utvinningsstrategien varierer mellom dreneringsområda på feltet, med vassinjeksjon som hovudstrategi.

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.

Status: Forlenging av levetida for Gullfaks er under vurdering. Dette omfatar mellom anna oppgradering av boreanlegga. Auka oljeutvinning gjennom optimalisert fordeling av gass- og vassinjeksjon i dei ulike delane av feltet er ein hovudutfordring. Rettskavarane evaluerer også injeksjon av silikatgel som metode for å auke oljeutvinninga frå Gullfaks. Framtidig tilknytning av oljeeksport frå Snorre blir utreda.



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	
Rettskavarar	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavig	Igjen per 31.12.2012
	58,8 millionar Sm ³ olje	16,6 millionar Sm ³ olje
	65,1 milliardar Sm ³ gass	32,1 milliardar Sm ³ gass
	9,2 millionar tonn NGL	5,0 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 37 000 fat per dag, Gass: 2,18 milliardar Sm ³ , NGL: 0,27 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	31,0 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	28,3 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

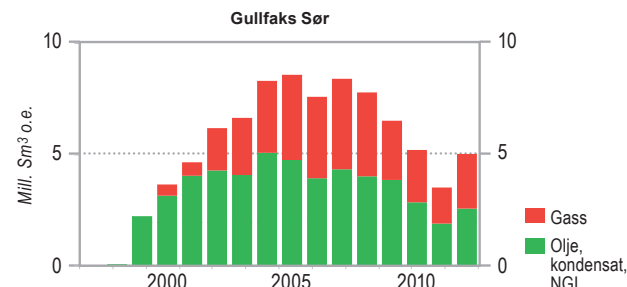
Utbygging: Gullfaks Sør ligg rett sør for Gullfaks i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med til saman 12 havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 omfatta utvinning av olje og kondensat frå førekomstane 34/10-2 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 Brentgruppa 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. Ein endra PUD for reutbygging av Gullfaks Sør Statfjordformasjonen blei godkjend i oktober 2012.

Reservoar: Reservoara i Gullfaks Sør er i sandstein i Brentgruppa 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-førekomsten er tungt segmentert med mange forkastningar. Statfjordformasjonen har dårlege strøymingsegenskapar. Dei andre førekomstane har derimot gode reservoarkvalitetar.

Utvinningsstrategi: Utvinninga frå Brentreservoaret i Gullfaks Sør går føre seg med trykkavlasting etter at gassinjeksjonen stoppa i 2009. For Rimfaks produserer Brentgruppa 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.

Status: Eit prosjekt er sett i gang for å byggje ut ressursar i vestlege delar av området. Forlenga gassinjeksjon for å auke oljeutvinninga frå somme av Gullfaks Sør-reservoara blir evaluert. Ein gasskompressor skal installerast på havbotnen for å auke gassproduksjonen.



Gungne

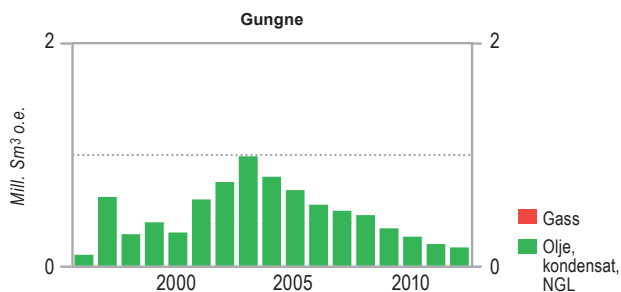
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976.	
Godkjent utbygt	29.08.1995 av Kongen i statsråd	Funnår 1982
Produksjonsstart	21.04.1996	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	28,00 %
	Statoil Petroleum AS	62,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	15,2 milliardar Sm ³ gass	1,3 milliardar Sm ³ gass
	2,2 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
	4,7 millionar Sm ³ kondensat	0,4 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2013	Gass: 0,32 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn, Kondensat: 0,06 millionar Sm ³	
Totalt investert per 31.12.2011	1,9 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbygging: Gungne er eit gasskondensatfelt som ligg i Sleipnerområdet, 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 trykkavlasting.

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.



Gyda

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977.	
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget	Funnår 1980
Produksjonsstart	21.06.1990	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavalar	DONG E&P Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	36,5 millionar Sm ³ olje	0,9 millionar Sm ³ olje
	6,7 milliardar Sm ³ gass	0,5 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,06 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,9 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	12,4 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



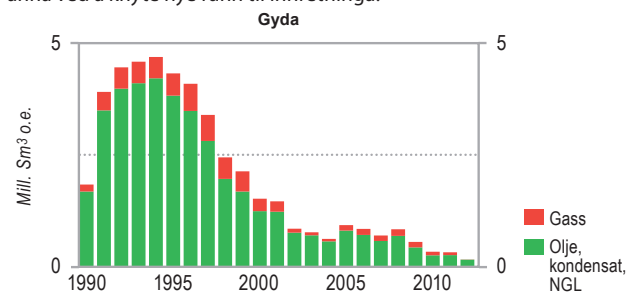
Utbygging: Gyda er eit oljefelt som ligg mellom felta Ula og Ekofisk, i den sørlege delen av Nordsjøen, på 66 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore- bustad- og prosessinnretning med stålunderstell.

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 er drivmekanisme for andre delar av feltet.

Transport: Olja blir transportert til Ekofisk via oljerørledningen frå Ula og vidare i Norpipe til Teesside. Gassen går i eigen rørledning 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 oppretthalde oljeproduksjonen. Rettskavarane arbeider med å forlengje drifta av feltet. Dette inkluderar vidareutvikling av Gyda Sør, som framleis har eit godt reservepotensial. I 2013 vil det bli bora ein ny produksjonsbrønn her, og ein eksisterande produksjonsbrønn vil bli konvertert til vassinjeksjonsbrønn. Levetida for Gyda kan forlengast mellom anna ved å knyte nye funn til innretninga.



Heidrun

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6707/7 - utvinningsløype 095, tildelt 1984. Blokk 6507/8 - utvinningsløype 124, tildelt 1986.	
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
	182,1 millionar Sm ³ olje	40,1 millionar Sm ³ olje
	46,5 milliardar Sm ³ gass	31,3 milliardar Sm ³ gass
	2,2 millionar tonn NGL	1,7 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 65 000 fat per dag, Gass: 0,76 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	23,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	52,9 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

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

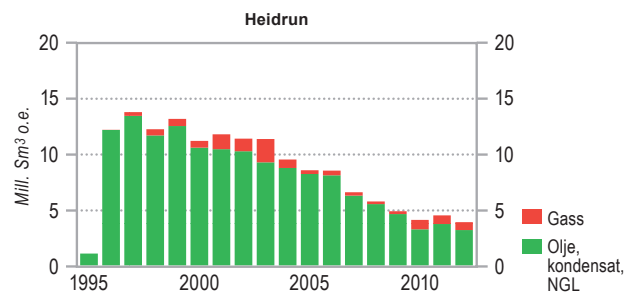


Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Garn-, Ile-, Tilje- og Åreformasjonane av tidlegjura og mellomjura alder. Reservoaret er sterkt forkasta. Garn- og Ileformasjonane har god reservoarkvalitet, medan Tilje- og Åreformasjonane er meir komplekse. Reservoardjupet er 2300 meter.

Utvinningsstrategi: Heidrun produserer med trykkstøtte frå 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 trykkavlasting. 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 i 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. Lett brønnintervensjon har ført til auka oljeutvinning. Ulike pilotprosjekt er under vurdering for å betre utvinninga frå reservoaret, og nokre er implementerte. I tillegg blir det gjort tekniske studiar for å identifisere moglege kandidatar for 3. parts tilknytning til Heidrun.



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	33,80 %
	Petoro AS	20,00 %
	Statoil Petroleum AS	29,44 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	8,2 millionar Sm ³ olje	1,6 millionar Sm ³ olje
	46,9 milliardar Sm ³ gass	1,7 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 330 fat per dag, Gass: 0,11 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	10,0 milliardar 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, Vale og Atla leverer gass til Heimdal, og i tillegg blir gass frå Oseberg transportert over Heimdal.

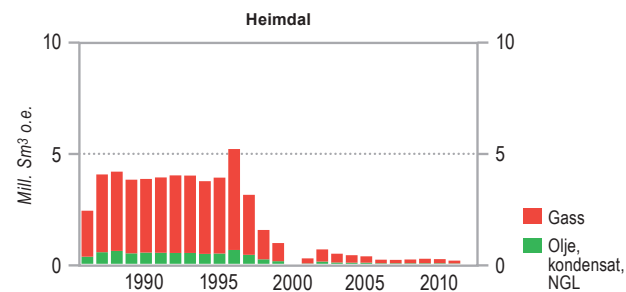


Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Heimdalformasjonen av paleocen alder, avsett i eit submarint viftesystem. Reservoardjupet er 2100 meter.

Utvinningsstrategi: Produksjonen har gått føre seg med naturleg trykkavlasting. Heimdal vil halde fram å produsere små mengder gass 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 ny gassrørleidning koplta 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 som kan transportere gass via Heimdal når Huldra avsluttar sin eksport over Heimdal, venteleg i 2014.



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	
Rettskavarar	BP Norge AS	37,50 %
	Hess Norge AS	62,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	10,4 millionar Sm ³ olje	0,9 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 2013	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	2,3 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

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

Reservoar: Reservoaret er i kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hod-formasjonane 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 trykkavlastning. 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 rørledning til Valhall for vidare prosessering. Eksporten går derifrå i transportsystema til Teesside og Emden.

Status: Feltet er i halefase og produksjonen frå Hod Øst og Hod Vest blei nedstengd i 2012. Det er plan om ny utbygging som kan forlengje levetida til feltet. Operatøren har søkt om forlenging av utvinningsløyvet frå 2015.



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	
Rettskavarar	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 31.12.2012
	5,1 millionar Sm ³ olje	0,7 millionar Sm ³ gass
	17,5 milliardar Sm ³ gass	
	0,1 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2013	Olje: 950 fat per dag, Gass: 0,36 milliardar Sm ³	
Totalt investert per 31.12.2011	7,5 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

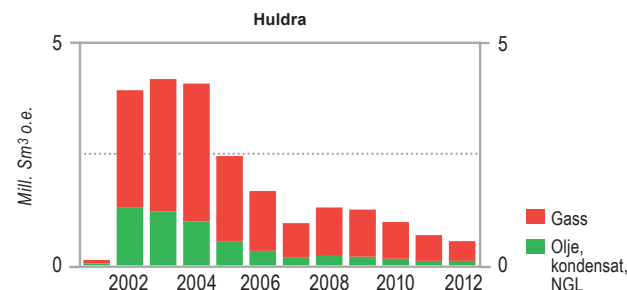
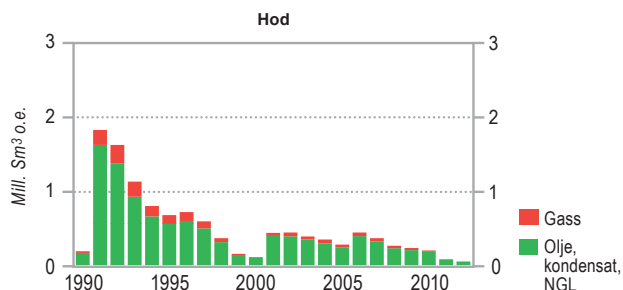
Utbygging: Huldra er eit gasskondensatfelt som ligg nord for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 125 meter havdjupe. Feltet er bygt ut med ei brønnehovudinnretning med eit enkelt prosessanlegg. Innretninga blir fjernstyrt frå Veslefrikk B, 16 kilometer unna.

Reservoar: Reservoaret ligg i ei rotet forkastingsblokk og er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på 3500-3900 meter djup og hadde opphavleg høgt trykk og høg temperatur. Det er mange små forkastingar i reservoaret. Produksjonshistoria indikerer to hovudsegment utan trykkkommunikasjon.

Utvinningsstrategi: Huldra blir produsert med trykkavlastning. Lågtrykksproduksjon starta i 2007 etter at ein gasskompressor blei installert på feltet.

Transport: Etter førstestegseparasjon blir våtgassen transportert til Heimdal for vidare prosessering og eksport. Kondensatet går til Veslefrikk for prosessering og eksport. Rørleidingen frå Huldra til Heimdal er planlagt brukt av Valemon frå 2014.

Status: Huldra er i halefase, men brønnpotensialet held seg, og produksjonsfallet er mindre enn venta.



Islay

Blokk og utvinningsløype	Blokk 29/6 - utvinningsløype 043 CS, tildelt 2010. Blokk 29/6 - utvinningsløype 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
Produksjonsstart	10.04.2012	
Operatør	TOTAL E&P UK PLC	
Rettskavarar	Total E&P Norge AS	100,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavig	Igjen per 31.12.2012
	0,1 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Gass: 0,04 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	0,6 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Islay strekkjer seg over grensa mellom den norske og den britiske kontinentalsokkelen i nordleg del av Nordsjøen. Havdjupet er 122 meter. Islay er utbygt med ein brønn knytt til Forvie-manifoldane på britisk side.

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

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlasting.

Transport: Produksjonen går via Forvie-Alwyn-rørleidningen til det britiske Alwyn-feltet for separering. Gassen blir eksportert via FUKA-rørleidningen til St Fergus i Skottland, medan væske blir eksportert til Sullom Voe-terminalen på Shetland.

Status: Produksjonen starta i april 2012.

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	Opphavig	Igjen per 31.12.2012
	23,4 millionar Sm ³ olje	0,7 millionar Sm ³ olje
	1,1 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 2 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	9,5 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	



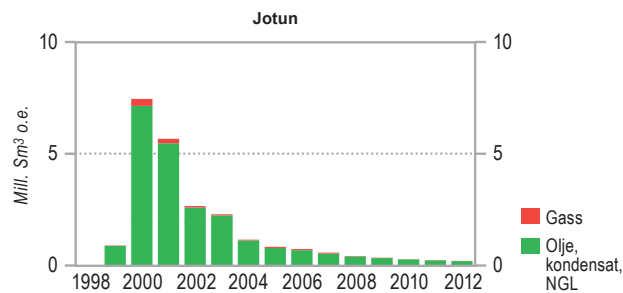
Utbygging: Jotun er eit oljefelt som ligg om lag 25 kilometer nord for Balder, i den midtre delen av Nordsjøen. Havdjupet er 126 meter. Feltet er bygt ut med eit bustad-, produksjons- og lagerskip, *Jotun A* (FPSO), og ei brønnehovudinnretning, Jotun B. Jotun er integrert med Balder, og prosesserer i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

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 reservoarkvaliteten god, medan skiferinnhaldet aukar mot aust.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Produsert 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 Balder og Ringhorne-utbygginga. Ringhorne leverer gass og olje til *Jotun FPSO*. Overskottsgass frå Balder blir transportert til Jotun for gasseksport. Jotun prosesserer og eksporterer rikgass via Statpipe til gassbehandlingsanlegget på Kårstø. Olje blir sendt via produksjonsskipet ved Jotun til tankskip.

Status: Feltet er i halefase. Det blir produsert stadig meir vatn, no kring 97 prosent av brønnstraumen. Eit lite oljefelt i nærleiken, Jette, blir knytt til Jotun og er planlagt å starte oljeproduksjon i andre kvartal 2013. Jotun produserer venteleg til 2021.



Kristin

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6406/2 - utvinningsløyve 199, tildelt 1993. Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 B, tildelt 2000.	
Godkjent utbygt	17.12.2001 i Stortinget	Funnår 1997
Produksjonsstart	03.11.2005	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	Eni Norge AS	8,25 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,88 %
	Petoro AS	19,58 %
	Statoil Petroleum AS	55,30 %
	Total E&P Norge AS	6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	22,9 millionar Sm ³ olje	6,0 millionar Sm ³ olje
	28,7 milliardar Sm ³ gass	9,7 milliardar Sm ³ gass
	6,3 millionar tonn NGL	2,3 millionar tonn NGL
	2,1 millionar Sm ³ kondensat	
Venta produksjon i 2013	Olje: 15 000 fat per dag, Gass: 1,18 milliardar Sm ³ , NGL: 0,25 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	2,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	24,5 milliardar 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 førekomstar i området på Kristin. Tyrihans er knytt opp til Kristin og starta produksjonen i 2009.

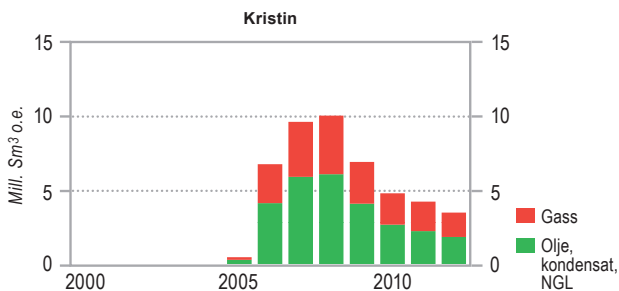


Reservoar: Reservoara er i sandstein av jura alder i Garn-, Ile- og Tofteformasjonane. Reservoara ligg på 4600 meter djup og inneheld gass og kondensat, opphavleg under høgt trykk og høg temperatur. Reservoarkvaliteten er relativt god, men låg permeabilitet i Garnformasjonen og strøymingsbarrierar i 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 rørledning til Åsgard Transport og vidare til gassbehandlingsanlegget på Kårstø. Lettolje blir overført til Åsgard C for lagring og utskipping. Kondensatet frå Kristin blir selt 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 med å finne teknologiske løysingar på produksjons- og boreutfordringar knytt til trykkfall og vassgjennombrøtt til brønner. Lågtrykksproduksjon frå reservoaret blir implementert med oppstart i 2014. Dette bidreg til auka utvinning av petroleum. Det blir arbeidd med utvikling og tilknytning av tilleggsressursar i nærliggande segment. Kristin blir vurdert som eit prosesseringssenter for andre funn i området. Kristin er planlagt å være eit knutepunkt mellom Polarled og Åsgard transport.



Kvitebjørn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/11 - utvinningsløyve 193, tildelt 1993.	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	Funnår 1994
Produksjonsstart	26.09.2004	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	Centrica Resources (Norge) AS	19,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	39,55 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	27,3 millionar Sm ³ olje	9,8 millionar Sm ³ olje
	89,1 milliardar Sm ³ gass	49,8 milliardar Sm ³ gass
	11,5 millionar tonn NGL	8,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 34 000 fat per dag, Gass: 7,03 milliardar Sm ³ , NGL: 0,34 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	8,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	13,7 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	



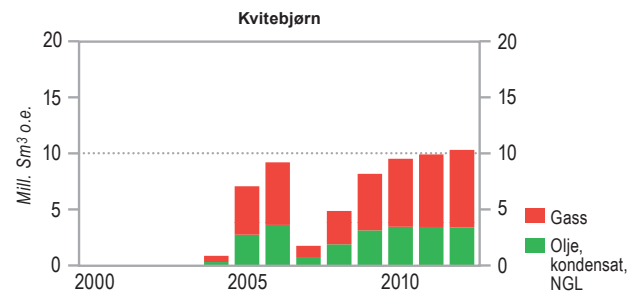
Utbygging: Kvitebjørn er eit gasskondensatfelt aust i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupe er 190 meter. Feltet er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botfnastålunderstell. Endra PUD for Kvitebjørn blei godkjend i desember 2006.

Reservoar: Hovudreservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Det er og gjort funn i Cook- og Statfjordformasjonane. Reservoaret ligg på 4000 meter djup og hadde opphavleg høgt trykk og høg temperatur. Reservoarkvaliteten er relativt god.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning.

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

Status: Boring på Kvitebjørn er utfordrande på grunn av trykkfall i reservoaret. Ein ny brønn blei bora i 2012 og ein annan er under boring i 2013. Utbygging av austflanken av feltet blir vurdert. Ein gasskompressor blir installert på innretninga med oppstart i desember 2013. Det blir gjort modifikasjonar for tilkopling av Valemonfeltet til Kvitebjørn frå 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
Produksjonsstart	02.04.2012	
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	Igjen per 31.12.2012
	0,7 millionar Sm ³ olje	0,6 millionar Sm ³ olje
	8,4 milliardar Sm ³ gass	7,8 milliardar Sm ³ gass
	0,9 millionar tonn NGL	0,9 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 290 fat per dag, Gass: 0,16 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	1,5 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	2,2 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Marulk er eit gass- og kondensatfelt som ligg om lag 25 kilometer sørvest for Nornefeltet. Havdjupe 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 trykkavlastning.

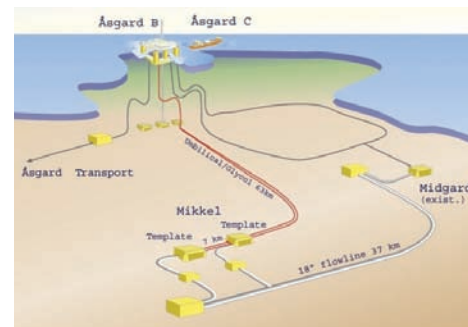
Transport: Brønnstraumen blir sendt til Norne-skipet for prosessering. Gassen blir transportert til Åsgard Transport og vidare til Kårstø.

Status: Gassproduksjonen starta i april 2012. Marulk er det første feltet operert av Eni på norsk sokkel.

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 31.12.2012
	6,6 millionar Sm ³ olje	3,3 millionar Sm ³ olje
	31,4 milliardar Sm ³ gass	15,8 milliardar Sm ³ gass
	8,6 millionar tonn NGL	4,4 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 5 000 fat per dag, Gass: 1,40 milliardar Sm ³ , NGL: 0,40 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	3,6 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	2,2 milliardar 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 havbotnannlegg med to brønnrammer knytt til Åsgard B. Ei ny innretning for gasskompresjon blei godkjend i 2012.

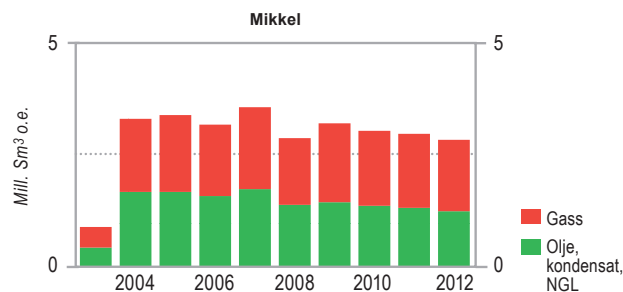
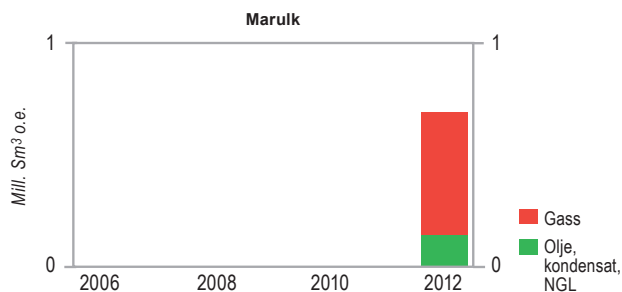


Reservoar: Mikkel har ein 300 meter tjukk gasskondensatkolonne og ei tynn underliggjande oljesone. Reservoara er i sandstein i Garn-, Ile- og Toffteformasjonane av jura alder og ligg på 2500 meter djup. Reservoara er i seks strukturar som er skilde av forkastingar, alle med god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning som drivmekanisme.

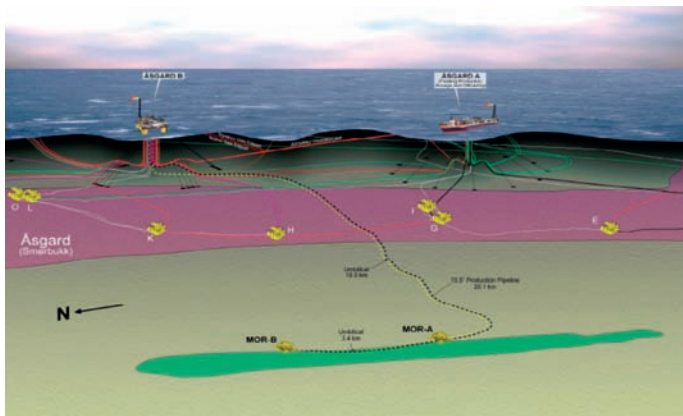
Transport: Frå Mikkel går brønnstraumen saman med produksjonen frå Midgardførekomsten til Åsgard B-innretninga for prosessering. Her blir kondensatet skilt frå gassen og stabilisert før det blir skipa frå feltet saman med kondensatet frå Åsgard. Kondensatet blir selt som olje (Halten Blend). Rikgassen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

Status: Trykkfallet i reservoaret har vore mindre enn venta og har resultert i eit auka estimat for gass i feltet. Gasskompresjonen som er planlagt starta i 2015, vil akselerere og forlengje gassproduksjonen frå Mikkel. Stabil forsyning av låg-CO₂-gass frå Mikkel og Midgard er viktig for utblending av høg-CO₂-gass frå Kristin i Åsgard Transport. Det blir arbeidd med å bygge ut påviste gassressursar i området via Mikkel og Midgard til Åsgard B.



Morvin

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6506/11 - utvinningsløype 134 B, tildelt 2000 Blokk 6506/11 - utvinningsløype 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 %
Utvinnbare reservar	Opphøvelg	Igjen per 31.12.2012
	9,3 millionar Sm ³ olje	5,6 millionar Sm ³ olje
	4,5 milliardar Sm ³ gass	4,5 milliardar Sm ³ gass
	1,1 millionar tonn NGL	1,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 19 000 fat per dag, Gass: 0,49 milliardar Sm ³ , NGL: 0,12 millionar tonn	
Totalt investert per 31.12.2011	8,0 milliardar nominelle kroner	



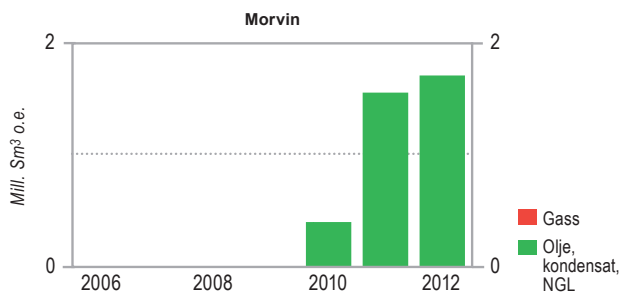
Utbygging: Morvin ligg om lag 20 kilometer nord for Kristinfeltet og 15 kilometer vest for Åsgardfeltet. Havdjupe er om lag 350 meter. Feltet er bygt ut med to havbotnrammer knytte til Åsgard B.

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

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlastning.

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

Status: Produksjonen starta i august 2010.



Murchison

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 - utvinningsløype 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 AS	22,20 %
	CNR International (UK) Limited	77,80 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphøvelg	Igjen per 31.12.2012
	13,9 millionar Sm ³ olje 0,3 milliardar Sm ³ gass	
Venta produksjon i 2013	Olje: 640 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	2,6 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Peterhead, Skottland	

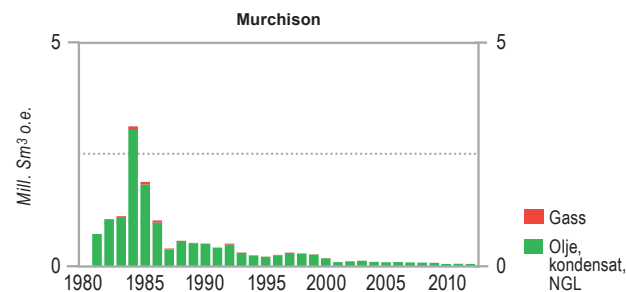
Utbygging: Murchison ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og produksjonsinnretning med stålunderstell som står i britisk sektor. Dei britiske og norske rettskavarane 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 vil venteleg bli avslutta i 2014.



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 31.12.2012
	28,5 millionar Sm ³ olje 17,2 milliardar Sm ³ gass 3,9 millionar tonn NGL	3,0 millionar Sm ³ olje 9,4 milliardar Sm ³ gass 2,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 10 000 fat per dag, Gass: 0,98 milliardar Sm ³ , NGL: 0,23 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	6,0 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	14,9 milliardar 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 produksjons-innretning 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.

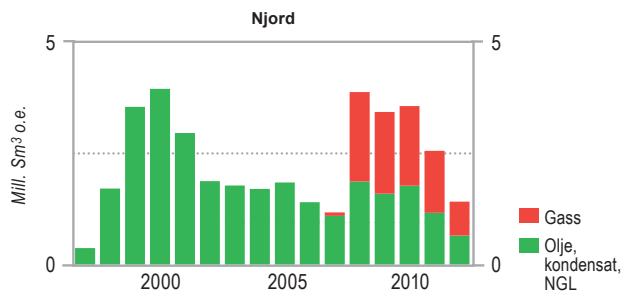


Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Tilje- og lileformasjonane av jura alder. Feltet har eit komplisert forkastingsmønster med berre delvis kommunikasjon mellom segmenta. Reservoaret ligg på 2850 meter djup.

Utvinningsstrategi: Opphavleg blei Njord produsert med gassinjeksjon som trykkstøtte i delar av feltet og trykkavlasting 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 gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

Status: I den komande perioden er ei rekkje nøkkeltiltak planlagde for Njordfeltet. Produksjonen er venta å bli betydeleg lågare enn produksjons-potensialet fordi det går føre seg arbeid på innretninga som i periodar krev produksjonsstans. I tillegg må enkelte av dei eksisterande brønnane stengjast på grunn av planlagd boring. Hyme, som er knytt til Njord, er planlagt å starte produksjonen i første kvartal 2013.



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 31.12.2012
	90,8 millionar Sm ³ olje 12,0 milliardar Sm ³ gass 1,6 millionar tonn NGL	3,8 millionar Sm ³ olje 5,4 milliardar Sm ³ gass 0,8 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 11 000 fat per dag, Gass: 0,17 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	2,4 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	23,8 milliardar 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 produksjons-skipet gjennom fleksible stigerør. I april 2008 blei endra PUD for Norne og Urd godkjend. Felta Alve og Marulk er knytte til *Norne FPSO*. Også feltet Skuld, som er planlagt å komme i produksjon i mars 2013, er knytt til *Norne FPSO*. To tungoljefunn og fleire prospekt i nærområdet rundt Norne og Urd blir evaluert.

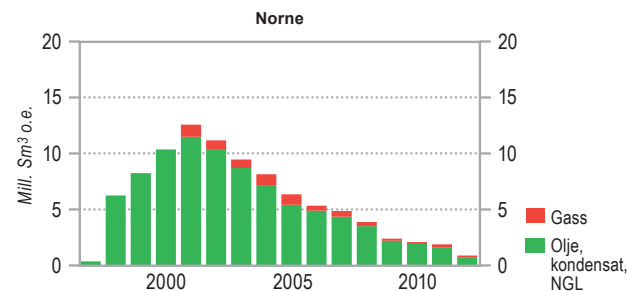


Reservoar: Reservoaret er i sandstein av jura alder. Olje finst hovudsakleg i lile- og Tofteformasjonane, og gass i Notformasjonen. Reservoaret ligg 2500 meter under havflata, og er av god kvalitet.

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

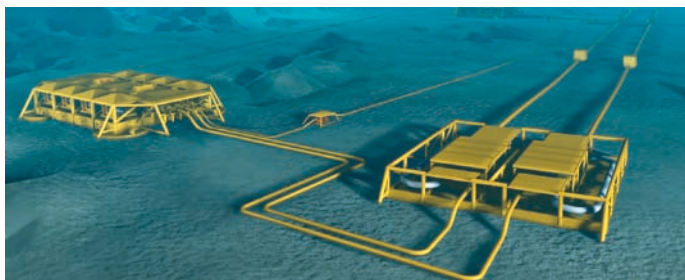
Transport: Olja blir lasta på tankskip og transportert til marknaden. Gasseskporten tok til i 2001 og skjer via ein eigen rørleidning til Åsgard og vidare i Åsgard Transport til Kårstø.

Status: Tiltak for å auke utvinninga, mellom anna ved å ta i bruk ny brønnteknologi, blir vurdert. Fleire lette brønnintervensjonar og nye produksjonsbrønner er planlagde i 2013 for å halde oppe oljeproduksjonen.



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	
Rettskavarar	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 31.12.2012
	306,3 milliardar Sm ³ gass	207,7 milliardar Sm ³ gass
	16,7 millionar Sm ³ kondensat	9,1 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2013	Gass: 21,39 milliardar Sm ³ , Kondensat: 1,38 millionar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	24,8 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	36,0 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	



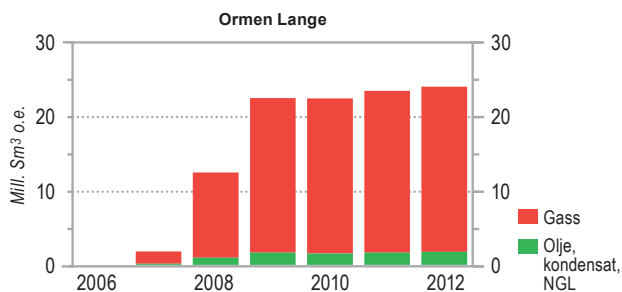
Utbygging: Ormen Lange er eit gassfelt som ligg i Mørebasenget i den sørlege delen av Norskehavet. Havdjupet i området varierer frå 800 til meir enn 1100 meter. Det store havdjupet og botntilhøva har gjort utbygginga svært utfordrande og har ført til utvikling av ny teknologi. Ormen Langefeltet var planlagt med 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 Eggaformaasjonen, 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 fleirfaserørleidningar til landanlegget på Nyhamna. Der blir gassen tørka og komprimert før han blir sendt i gassseksportrøret Langeded via Sleipner R til Storbritannia.

Status: Feltet produserer nå på platå. Estimata for reservane blei justert vesentleg ned i 2011. Hovudløyisinga for framtidig gasskompresjon er endra til ein kombinasjon av komprimering på land frå 2016 og ei komprimeringsløyising på feltet frå 2021.

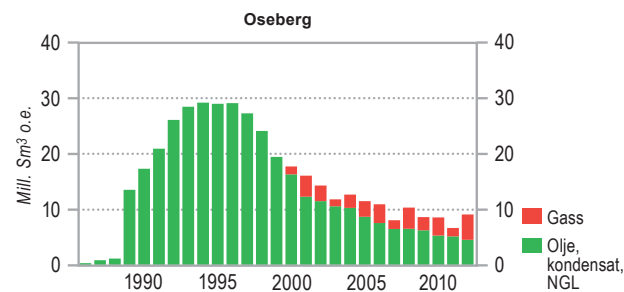


Oseberg

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	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	14,70 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	384,6 millionar Sm ³ olje	22,7 millionar Sm ³ olje
	104,1 milliardar Sm ³ gass	69,2 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 59 000 fat per dag, Gass: 2,96 milliardar Sm ³ , NGL: 0,40 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	21,5 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	66,6 milliardar 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. Feltenteret 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 feltenteret. 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 feltenteret. Innretningane på feltenteret 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 Sør

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 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	14,70 %
Utvinnbare reservar	Opphøvelg	Igjen per 31.12.2012
	61,0 millionar Sm ³ olje	17,2 millionar Sm ³ olje
	16,0 milliardar Sm ³ gass	8,0 milliardar Sm ³ gass
	1,6 millionar tonn NGL	1,6 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 46 000 fat per dag, Gass: 0,49 milliardar Sm ³ , NGL: 0,09 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	12,0 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	20,1 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Reservoar: Feltet inneheld fleire reservoar i Brentgruppa 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 Stureterminalen. Gasseksporten tok til i 2000 gjennom rørleidningen Oseberg Gasstransport (OGT), til Statpipesystemet via Heimdal-innretninga.

Status: Utfordringa for hovudreservoaret på Oseberg blir å balansere olje-produksjonen under gasskappa med gassuttaket frå feltet. Boreanlegga på Oseberg B og C blei oppgraderte i 2012. Prøveutvinning frå eit overliggjande kritreservoar i Shetlandgruppa går føre seg for å evaluere produksjonseigenskapane. Vidare utbygging av Deltastrukturen vest for hovudfeltet blir planlagt.



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 stål-innretning med bustadkvarter, boremodul og førstestegseparasjon 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 godkjent i 2003, og produksjonen starta i november 2006. Utbygging av 30/9 22 Stjernestrukturen med ei havbotnramme blei godkjent i oktober 2011.

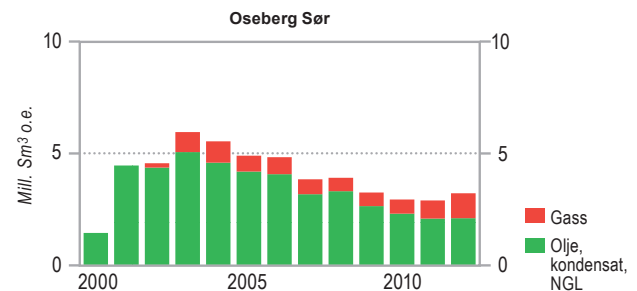


Reservoar: Oseberg Sør omfattar fleire førekomstar med reservoar i sandstein av jura alder. Reservoardjupet er 2200-2800 meter. Hovudreservoara ligg i Tarbert- og Heatherformasjonane. Reservoarkvaliteten er moderat.

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 plan for framtidig 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. Det blir bora brønner på Stjernestrukturen.



Oseberg Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/6 - utvinningsløype 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 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	14,70 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	26,7 millionar Sm ³ olje	7,9 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	0,3 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 7 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2012	8,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	8,8 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	



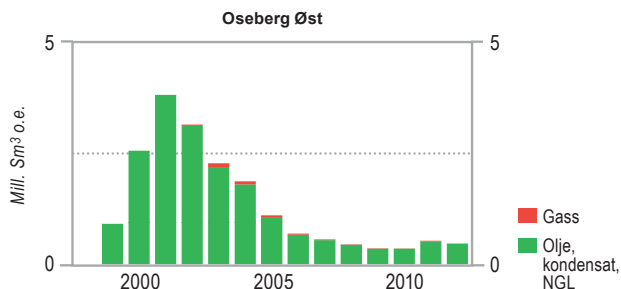
Utbygging: Oseberg Øst er eit oljefelt rett aust for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei integrert botnfast innretning med bustadkvarter, boreutstyr og førstestegseparasjon av olje, vatn og gass. Havdjupe ved innretninga er om lag 160 meter.

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

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med delvis trykkstøtte frå injeksjon av vatn og gass.

Transport: Olja går i rørleidningar til Oseberg feltcenter, der han blir prosessert og transportert gjennom Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gassen blir i hovudsak nytta til injeksjon, gassløft og brensel.

Status: Avgrensa tilgang på produsert gass til kraftproduksjon er ei utfordring. I tillegg blir det arbeidd med å forbetre boreoperasjonane.



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
Produksjonsstart	14.04.2012	
Operatør	DONG E&P Norge AS	
Rettskavarar	Bayerngas Norge AS	30,00 %
	DONG E&P Norge AS	55,00 %
	Noreco Norway AS	15,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	4,6 millionar Sm ³ olje	4,5 millionar Sm ³ olje
	3,9 milliardar Sm ³ gass	3,9 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 5 000 fat per dag, Gass: 0,14 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	2,0 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	3,5 milliardar nominelle kroner	

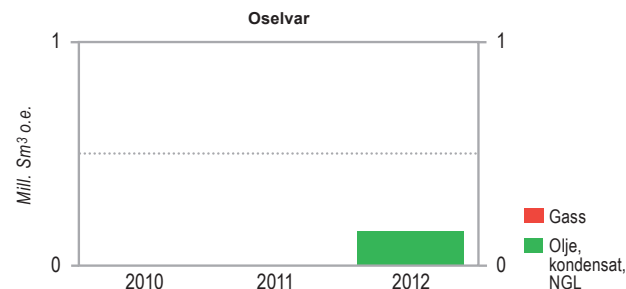
Utbygging: Oselvar ligg 21 kilometer sørvest for Ulafeltet. Havdjupe i området er om lag 70 meter. Utbyggingssløysinga er ei havbotninnretning med produksjonsbrønner knytt med rørleidning til Ulafeltet.

Reservoar: Reservoaret ligg på 2900-3250 meter djup i sandstein i Fortiesformasjonen av paleocen alder. Reservoaret inneheld olje med ei overleggjande gasskappe.

Utvinningsstrategi: Oselvar blir produsert med naturleg trykkavlasting via tre horisontale produksjonsbrønner.

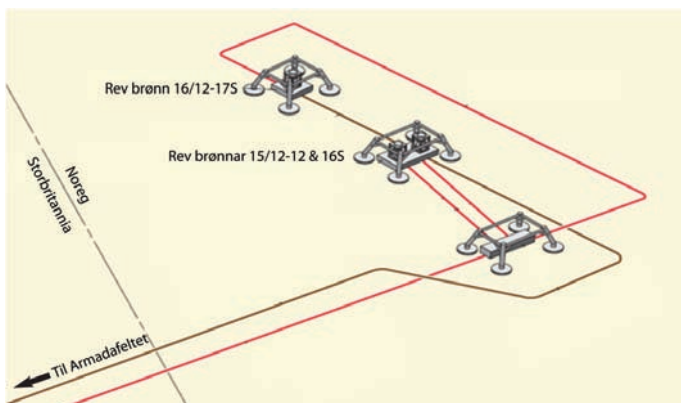
Transport: Brønnstraumen går i rørleidning til Ulafeltet for prosessering. Gassen blir nytta som injeksjons-gass i Ula for auka utvinning, medan olja blir transportert i røyr til Ekofisk for vidare eksport.

Status: Produksjonen starta frå to brønner i april og frå ein tredje brønn i juli 2012. Produksjonen i 2012 blei lågare enn venta på grunn av tekniske problem i ein brønn. Det blir vurdert å intervensere eller bore eit sidesteg til denne brønnen.



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 31.12.2012
	0,7 millionar Sm ³ olje	
	2,7 milliardar Sm ³ gass	
	0,1 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2013	Olje: 200 fat per dag, Gass: 0,06 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,6 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	3,8 milliardar nominelle kroner	



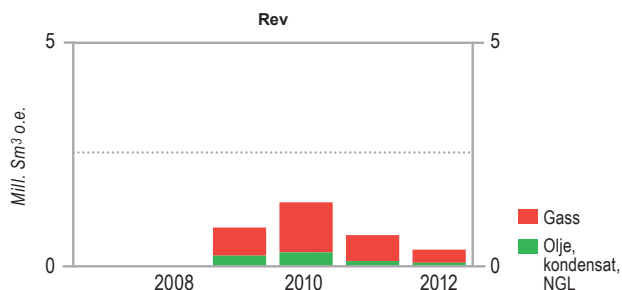
Utbygging: Rev er eit gasskondensatfelt som ligg nær grenselinja mellom norsk og britisk sektor, fire kilometer sør for Vargfeltet. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg med tre gassproduksjonsbrønner knytte til Armadafeltet på britisk kontinentalsokkel. Havdjupet i området er 90-110 meter.

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 trykkavlastning og gassekspansjon.

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

Status: Trykkutviklinga indikerer at produksjonen på Rev kan bli avslutta i nær framtid. Men sidan gass frå Varg vil bli transportert via Rev-innretninga frå seint i 2013, kan det i periodar bli mogleg å halde oppe produksjonen frå Revbrønneane.



Ringhorne Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027, tildelt 1969 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 169 E, tildelt 2011.	
Godkjent utbygt	10.11.2005 av Kongen i statsråd	Funnår 2003
Produksjonsstart	19.03.2006	
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	77,38 %
	Faroe Petroleum Norge AS	7,80 %
	Statoil Petroleum AS	14,82 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	15,4 millionar Sm ³ olje	6,3 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 14 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,8 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	0,7 milliardar nominelle kroner	

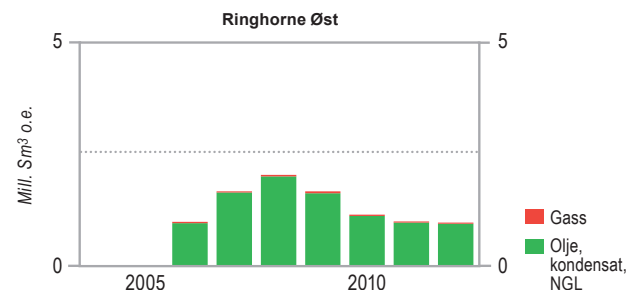
Utbygging: Ringhorne Øst er eit oljefelt like nordaust for Balder, i den midtre delen av Nordsjøen. Havdjupet er på om lag 130 meter. Feltet blir produsert gjennom fire produksjonsbrønner bora frå Ringhorne-innretninga på Balderfeltet.

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.

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

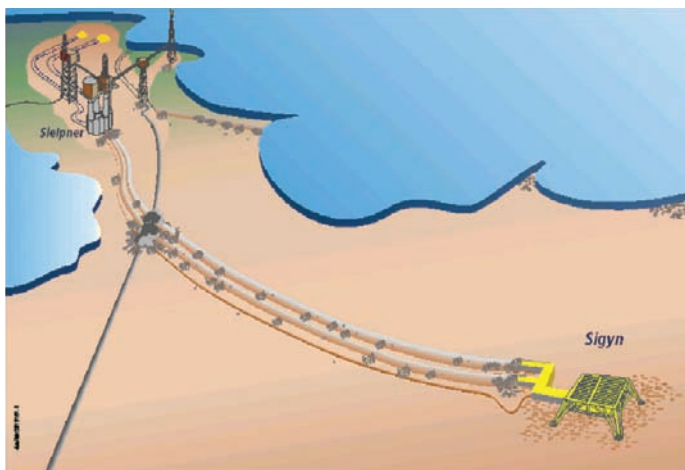
Transport: Produksjonen frå Ringhorne Øst går via Ringhorne-innretninga og vidare til Balder- og Jotun-innretningane for prosessering, lagring og eksport.

Status: Feltet er gått av platå og vil venteleg produsere fram til 2025. Ein ny produksjonsbrønn blei bora og tilkopa i 2012. To nye brønner er planlagde i 2013-2015.



Sigyn

Blokk og utvinningsløype	Blokk 16/7 - utvinningsløype 072, tildelt 1981.	
Godkjent utbygt	31.08.2001 av Kongen i statsråd	Funnår 1982
Produksjonsstart	22.12.2002	
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	40,00 %
	Statoil Petroleum AS	60,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjenn per 31.12.2012
	6,9 milliardar Sm ³ gass	0,7 milliardar Sm ³ gass
	2,6 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
	6,4 millionar Sm ³ kondensat	0,6 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2013	Gass: 0,25 milliardar Sm ³ , NGL: 0,09 millionar tonn, Kondensat: 0,21 millionar Sm ³	
Totalt investert per 31.12.2011	2,0 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

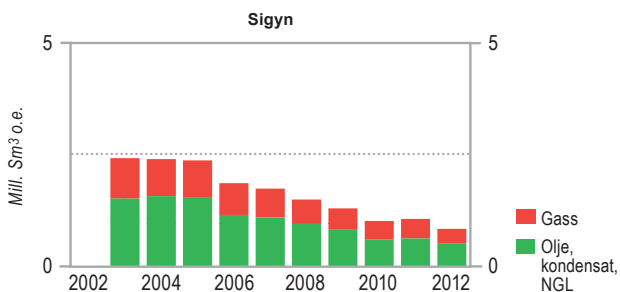


Utbygging: Sigyn ligg i Sleipnerområdet i den midtre delen av Nordsjøen, på om lag 70 meter havdjupe. Til feltet høyrer førekomstane Sigyn Vest, som inneheld gass og kondensat, og Sigyn Øst, som inneheld lettølje. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme som ein satellitt til Sleipner Øst.

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

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med trykkavlastning.

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 kondensatrørleidninga frå Sleipner A til gassbehandlingsanlegget på Kårstø.



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
Produksjonsstart	01.01.2013	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS	23,84 %
	E.ON E&P Norge AS	28,08 %
	PGNiG Norway AS	11,92 %
	Statoil Petroleum AS	36,16 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjenn per 31.12.2012
	15,5 millionar Sm ³ olje	15,5 millionar Sm ³ olje
	43,4 milliardar Sm ³ gass	43,4 milliardar Sm ³ gass
	5,6 millionar tonn NGL	5,6 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 51 000 fat per dag, Gass: 2,88 milliardar Sm ³ , NGL: 0,38 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	11,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	37,1 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sandnessjøen	



Utbygging: Skarv ligg om lag 35 kilometer sørvest for Nornefeltet i nordre del av Norskehavet. Havdjupe 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 Tiljefformasjonane av mellomjura og tidlegjura alder. I Skarvførekomsten er det også ei underliggjande oljesone i Garn- og Tiljefformasjonane. Garnformasjonen har god reservoarkvalitet, medan Tiljefformasjonen har relativt dårleg kvalitet. Reservoara ligg på 3300-3700 meter djup og er delt opp i fleire forkastingsegment.

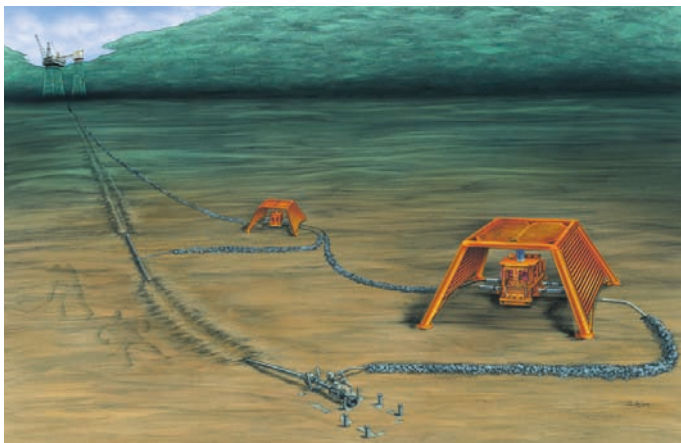
Utvinningsstrategi: Dei første åra planlegg ein reinjeksjon av gass i Garn- og Tiljefformasjonane for å auke oljeutvinninga.

Transport: Olja blir bøyelasta til tankskip, medan gass blir eksportert via eit 80 kilometer langt rør som er knytt til Åsgard Transport.

Status: Produksjonsskipet blei ferdigstilt og installert på feltet i august 2011. Boring av produksjonsbrønner tok til i 2010, og produksjonen starta seint i desember 2012.

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	30,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	2,2 millionar Sm ³ olje 10,2 milliardar Sm ³ gass	0,5 millionar Sm ³ olje 1,3 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,25 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	2,7 milliardar nominelle kroner	



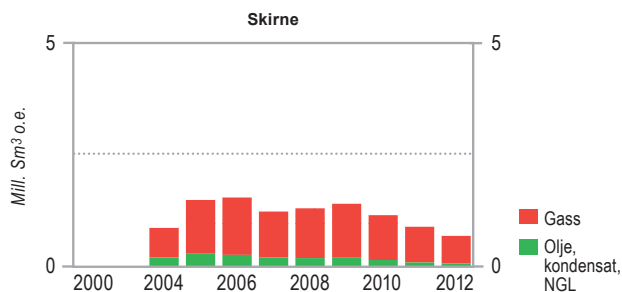
Utbygging: Skirne, som inkluderer Byggveförekomsten, inneheld gass og kondensat og ligg aust for Heimdal, i den midtre delen av Nordsjøen. Havdjupet er 120 meter. Feltet er bygt ut med to brønnrammer på havbotnen og er knytt til Heimdal med ein rørleidning. Atla bei knytt til Skirne/Byggve-innretninga i 2012.

Reservoar: Reservoara er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Skirneförekomsten ligg på 2370 meter djup, medan Byggveförekomsten 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: Skirne er venta å produsere til 2017.



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 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	133,3 milliardar Sm ³ gass 9,5 millionar tonn NGL 32,9 millionar Sm ³ kondensat	19,8 milliardar Sm ³ gass 1,5 millionar tonn NGL 4,5 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2013	Gass: 5,15 milliardar Sm ³ , NGL: 0,34 millionar tonn, Kondensat: 1,04 millionar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,7 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	23,2 milliardar 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 brønnhovedinnretning, 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-segmetet blei bygt ut i 2004 med ei havbotnramme som er knytt til Sleipner T gjennom ein 18 kilometer lang rørleidning.

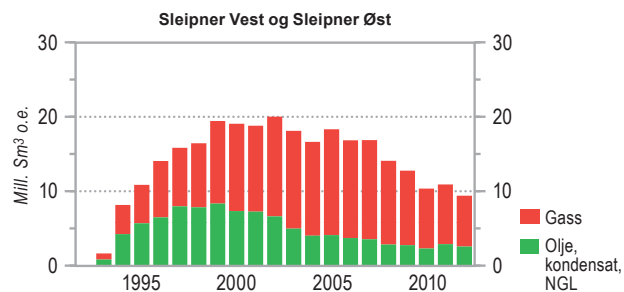


Reservoar: Sleipner Vest produserer frå Sleipner- og Huginformasjonane av mellomjura alder, på 3450 meter djup. Storparten av reservane finst i Huginformasjonen. Forkastingane på feltet er normalt ikkje forseglende, og kommunikasjonen mellom sandavsetningane er god.

Utvinningsstrategi: Sleipner Vest produserer med trykkavlasting.

Transport: Prosessert gass frå Sleipner Vest går til Sleipner A for vidare eksport, medan CO₂ blir separert frå gassen og injisert i Utsiraformasjonen via ein eigen injeksjonsbrønn frå Sleipner A. Ustabil 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: Det var ein borekampanje på feltet frå juli 2009 til juni 2011, og ein ny borekampanje er planlagt frå 2015.



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	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	Statoil Petroleum AS	59,60 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	67,8 milliardar Sm ³ gass	1,5 milliardar Sm ³ gass
	13,5 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
	27,0 millionar Sm ³ kondensat	0,2 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2013	Gass: 0,49 milliardar Sm ³ , NGL: 0,08 millionar tonn, Kondensat: 0,09 millionar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	2,3 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	26,8 milliardar 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 stigerøyrinnretning, Sleipner R, som knyter Sleipner A til rørleidningane for gasstransport, og eit fakingstårn, Sleipner F. Det er òg installert to havbotninnretningar, ei for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av Lokeførestemmen. Felta Sigyn og Gungne er òg knytte til Sleipner A. PUD for Loke var godkjend i 1991 og produksjonen starta i 1993. Utbygging av Loke Trias var godkjend i august 1995 med produksjonsstart i 1998.



Reservoar: Reservoara i Sleipner Øst og Loke 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 produserer med resirkulering av tørrgass 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: Ein avtale om tilknytning og prosessering av olje og rikgass frå Gudrun på Sleipnerinnretningane blei inngått i 2010, og produksjonen frå Gudrun er vente å starte i 2014. Rikgass frå Gina Krog skal knytast til og prosesserast på Sleipnerinnretningane frå 2017.



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	
Rettskavarar	Core Energy AS	1,04 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	17,76 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	8,28 %
	Statoil Petroleum AS	33,32 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	249,9 millionar Sm ³ olje	64,1 millionar Sm ³ olje
	6,6 milliardar Sm ³ gass	0,3 milliardar Sm ³ gass
	4,7 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 85 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2012	53,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	65,5 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging: Snorre er eit oljefelt som ligg i Tampenområdet 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.

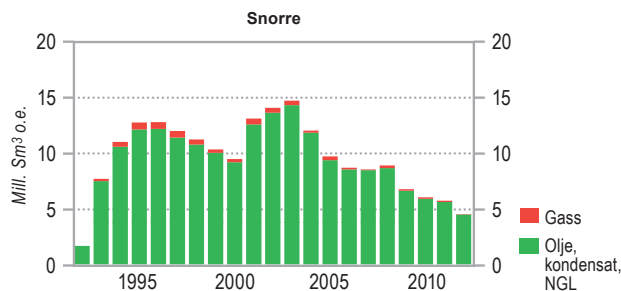


Reservoar: Snorrefeltet er bygt opp av mange store forkastingsblokker. Reservoaret er i sandstein i Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og trias alder. Reservoaret ligg på 2000-2700 meter djup og har ein kompleks struktur med mange kanalar og interne strøymingsbarrierar.

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

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 eller i Tampen Link til St Fergus. Ferdig prosessert olje frå Snorre B går i rørleidning til Statfjord B, der den 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: Rettskavarane arbeider med utbyggingsplanar for auka utvinning frå feltet (Snorre 2040). Boring av fleire brønner, modifikasjon av innretningar, ny infrastruktur og langsiktig transportløyning er nøkkellement i prosjektet. Det er vedteke å installere eit permanent reservoarovervakingssystem på havbotnen for å auka utvinninga gjennom betre seismiske data. Rettskavarane har og vedteke å implementere ein pilot for vanddivergering med bruk av silikagel.



Snøhvit

Blokk og utvinningsløype	Blokk 7120/5 - utvinningsløype 110, tildelt 1985. Blokk 7120/6 - utvinningsløype 097, tildelt 1984. Blokk 7120/7 - utvinningsløype 077, tildelt 1982. Blokk 7120/8 - utvinningsløype 064, tildelt 1981. Blokk 7120/9 - utvinningsløype 078, tildelt 1982. Blokk 7121/4 - utvinningsløype 099, tildelt 1984. Blokk 7121/5 - utvinningsløype 110, tildelt 1985. Blokk 7121/7 - utvinningsløype 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	Opphavg	Igjen per 31.12.2012
	176,7 milliardar Sm ³ gass	156,9 milliardar Sm ³ gass
	6,4 millionar tonn NGL	5,4 millionar tonn NGL
	22,6 millionar Sm ³ kondensat	19,0 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2013	Gass: 5,36 milliardar Sm ³ , NGL: 0,27 millionar tonn, Kondensat: 0,86 millionar	
Venta investeringar f.o.m. 2012	29,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	8,2 milliardar nominelle kroner	

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

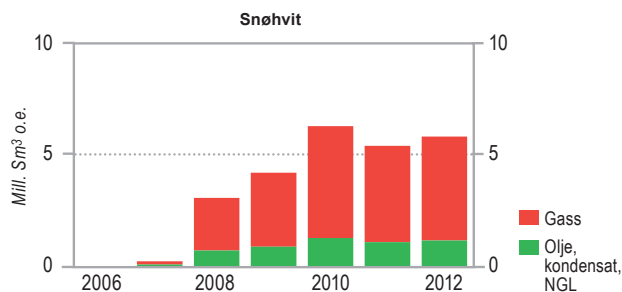


Reservoar: Reservoara i Snøhvit inneheld gass, kondensat og olje i sandstein i Stø- og Nordmelaformasjonane av tidlegjura og mellomjura alder. Reservoara ligg på 2300 meter djup.

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

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

Status: Snøhvit blir bygd ut i fleire fasar. I denne fasen blir nye brønner og mogleg tilknytning av Snøhvit Nord vurdert, i tillegg til ein ny injeksjonsbrønn for CO₂. Det blir vurdert å styrke Melkøya-anlegget.

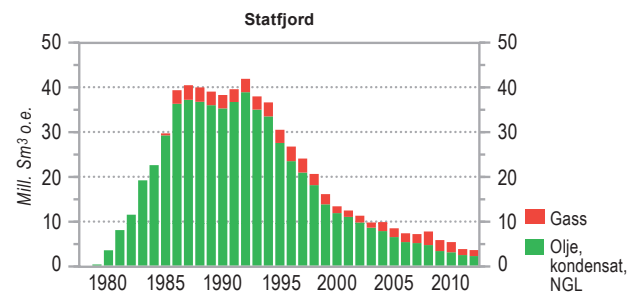


Statfjord

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/12 - utvinningsløype 037, tildelt 1973. Blokk 33/9 - utvinningsløype 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	19,76 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	21,37 %
	Statoil Petroleum AS	44,34 %
	Centrica Resources Limited	14,53 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavg	Igjen per 31.12.2012
	570,4 millionar Sm ³ olje 77,4 milliardar Sm ³ gass 23,0 millionar tonn NGL 1,1 millionar Sm ³ kondensat	4,3 millionar Sm ³ olje 11,4 milliardar Sm ³ gass 6,1 millionar tonn NGL 0,6 millionar Sm ³ kondensat
Venta produksjon i 2013	Olje: 23 000 fat per dag, Gass: 1,05 milliardar Sm ³ , NGL: 0,47 millionar tonn, Kondensat: 0,05 millionar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	9,7 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	65,3 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	



Utbygging: Statfjord er eit oljefelt som ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampenområdet. 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.



Reservoar: Statfjordreservoara 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 Brentgruppa, Cook- og Statfjordformasjonane av jura alder. Brentgruppa og Statfjordformasjonen har svært god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi: Statfjord produserte opphavleg 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 Brentgruppa 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 oljelastingssystema 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 er innretningane blitt modifiserte. Det er planlagt å bore om lag 70 nye olje-, vass- og gassbrønner i løpet av Statfjord Seinfase. I slutten av 2012 var om lag 50 av dei bora.

Statfjord Nord

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 - utvinningsløype 037, tildelt 1973.	
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget	Funnår 1977
Produksjonsstart	23.01.1995	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsghavarar	Centrica Resources (Norge) AS	23,13 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	21,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	39,5 millionar Sm ³ olje	3,0 millionar Sm ³ olje
	2,1 milliardar Sm ³ gass	0,3 millionar tonn NGL
	1,1 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2013	Olje: 2 000 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2011	5,7 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

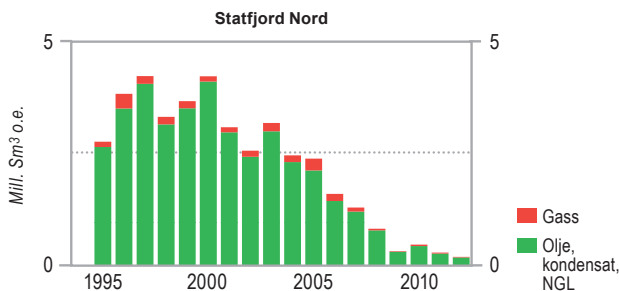
Utbygging: Statfjord Nord er eit oljefelt som ligg om lag 17 kilometer nord for Statfjord i Tampenområdet, på 250-290 meter havdjup. Feltet er bygt ut med tre brønnrammer knytte til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon.

Reservoar: Reservoara på Statfjord Nord er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og i sandstein av seinjura alder. Reservoara har god kvalitet og ligg på 2600 meter djup.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med delvis trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transport: Brønnstrømaen 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 er å gjenopprette trykkvedlikehald. Planen er å reparere den andre av to vassinjeksjonsbrønner i andre halvdel av 2013 og ta opp att produksjonen.



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	
Rettskavalar	Centrica Resources (Norge) AS	11,56 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	20,55 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,80 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	1,40 %
	Statoil Petroleum AS	31,69 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	36,8 millionar Sm ³ olje	0,7 millionar Sm ³ olje
	4,0 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	2,1 millionar tonn NGL	0,8 millionar tonn NGL
	Olje: 3 000 fat per dag	Gass: 0,02 milliardar Sm ³ NGL: 0,01 millionar tonn
	0,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	6,0 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

Utbygging: Statfjord Øst er eit oljefelt som ligg om lag 7 kilometer nordaust for Statfjordfeltet i Tampenområdet, 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 Brentgruppa 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. Vassinjeksjonsbrønner er stengde, og revurdert dreneringsstrategi inneber ingen vassinjeksjon for resten av levetida til feltet.

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	
Rettskavalar	Centrica Resources (Norge) AS	12,72 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	21,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,32 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	1,26 %
	Statoil Petroleum AS	30,71 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	11 millionar Sm ³ olje	1,1 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2013	Olje: 1 000 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2011	2,0 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

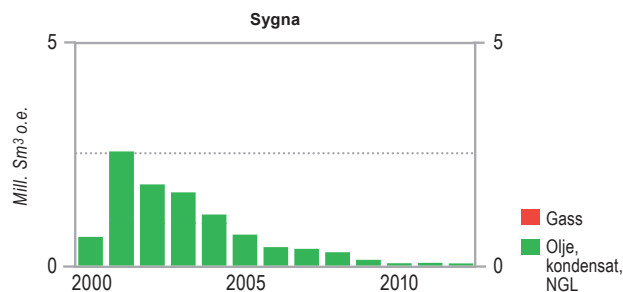
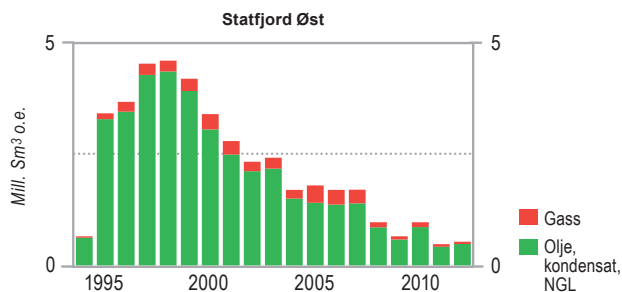
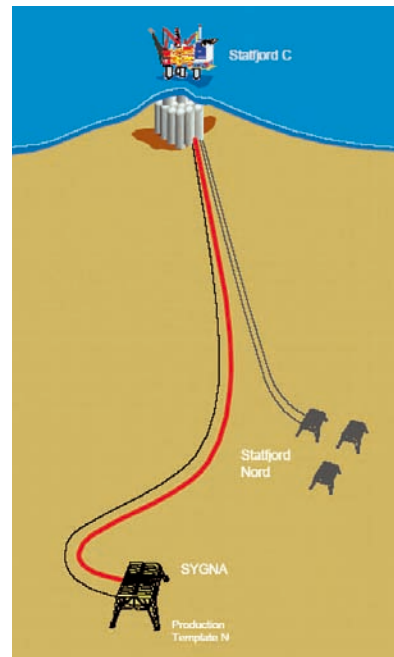
Utbygging: Oljefeltet Sygna ligg i Tampenområdet rett nord for Statfjord Nord, på 300 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme med fire brønnsissar som er kopla til Statfjord C.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa 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: Vassinjeksjonsbrønner er no stengd og produksjonen vil vere låg, med periodar utan produksjon, fram til vassinjeksjonen blir gjenoppretta.



Tambar

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 1/3 - utvinningsløyve 065, tildelt 1981. Blokk 2/1 - utvinningsløyve 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 31.12.2012
	9,5 milliardar Sm ³ olje	0,6 milliardar Sm ³ olje
	2,0 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar tonn NGL
	0,5 milliardar tonn NGL	
Venta produksjon i 2013	Olje: 2 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	2,2 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



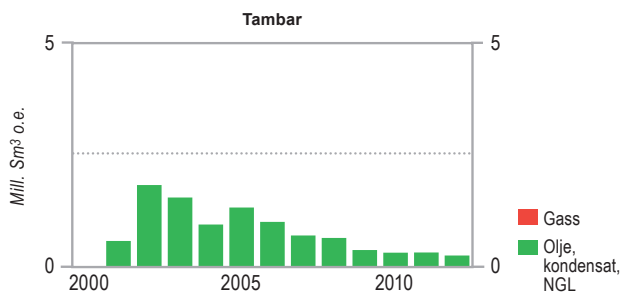
Utbygging: Tambar er eit oljefelt som ligg søraust for Ulafeltet på 68 meter havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei fjernstyrt brønnehovudinnretning utan prosesseringsanlegg.

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

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med trykkavlasting 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, svikta og er ikkje i bruk. Planen er å starte fleirfasepumpa igjen i 2013. Det er utfordringar med brønningar som døyr og høgt vasskutt i brønnane som hemmar produksjonen. I 2013 vil rettskavarane konsentrere innsatsen om brønnarbeid og overvaking. Gassløft blir vurdert som metode for å auke oljeutvinninga. Fleire brønningar blir og vurdert.



Tambar Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 1/3 - utvinningsløyve 065, tildelt 1981. Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977 Blokk 2/1 - utvinningsløyve 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 31.12.2012
	0,3 milliardar Sm ³ olje	
Venta produksjon i 2013	Olje: 340 fat per dag	
Totalt investert per 31.12.2011	1,0 milliardar 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 trykkavlasting og avgrensa naturleg vassdriv.

Transport: Produksjonen blir ført via Tambar til Ula for prosessering og eksport i eksisterande rørleidningssystem til Teesside via Ekofisk. Gassen blir injisert i Ulareservoaret for å auke oljeutvinninga der.

Status: Produksjonen i 2012 var stabil og høgare enn venta. Ein ny brønn blir vurdert.

←
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
	24,3 millionar Sm ³ olje	0,4 millionar Sm ³ olje
	10,9 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	1,2 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2013	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	3,9 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



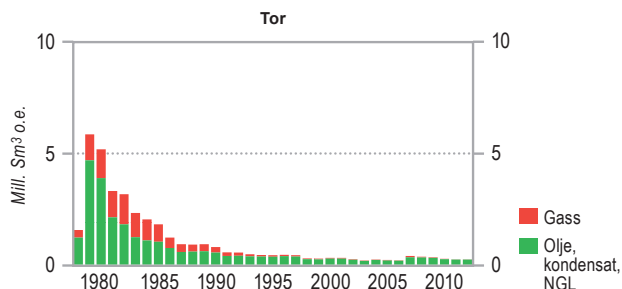
Utbygging: Tor er eit oljefelt i Ekofiskområdet i den sørlege delen av Nordsjøen, på 70 meter havdyp. Feltet er bygt ut med ei kombinert brønnehovud- og prosessinnretning som er knytt til Ekofiskfeltet.

Reservoar: Hovudreservoaret i Tor er i naturleg oppsprekka kritbergartar i Torformasjonen av seinkrit alder. Reservoaret ligg på 3200 meter djup. Ekofiskformasjonen av tidleg paleocen alder inneheld òg olje, men har 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 omfanga 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.



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	16,10 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil Petroleum AS	41,50 %
	Utvinnbare reservar	Opphavleg
	61,2 millionar Sm ³ olje	6,0 millionar Sm ³ olje
	4,6 milliardar Sm ³ gass	0,4 milliardar Sm ³ gass
	1,8 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 0,05 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	3,8 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	12,2 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging: Tordis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks i Tampenområdet, i den nordlege delen av Nordsjøen, på 200 meter havdyp. Feltet er bygt ut med ein sentral havbotnmanifold som er knytt til Gullfaks C. Til denne manifolden er det knytt åtte separate satellittbrønner og to havbotninnretningar. I 2007 blei det installert ein havbotnseparator på feltet. Vatn til injeksjon kjem 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.

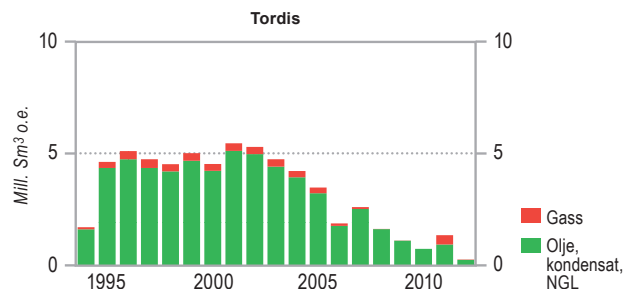


Reservoar: Reservoara i Tordis og Tordis Øst er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret i Borg er i sandstein av seinjura alder i Draupneformasjonen, og reservoaret i 34/7-25 S er i sandstein frå Brentgruppa og sandstein av seinjura alder. Reservoara på Tordis ligg på 2000-2500 meter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

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

Transport: Brønnstraumen frå Tordis blir separert i havbotnanlegget og transportert i to rørleidningar til Gullfaks C for vidare prosessering. Olja blir eksportert med tankskip, medan gassen går via Gassled til Kårstø.

Status: Produksjon og vassinjeksjon på Tordis var redusert i 2012 på grunn av korrosjon og utskifting av rørleidningane til Gullfaks C. Ei hovudutfordring på Tordis er å optimalisere oljeproduksjonen og samstundes avgrense produksjon av vatn og sand.



Troll

Trollfeltet ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, om lag 65 kilometer vest for Kollsnes i Hordaland. Havdjupet er over 300 meter. Feltet har svært store gassressursar og eitt av dei største attverande 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 mange studiar for å planlegge 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	
Rettsavarar	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 31.12.2012
	1432,8 milliardar Sm ³ gass	984,9 milliardar Sm ³ gass
	27,5 millionar tonn NGL	21,1 millionar tonn NGL
	1,5 millionar Sm ³ kondensat	
Venta produksjon i 2013	Gass: 30,43 milliardar Sm ³ , NGL: 1,12 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	24,6 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	47,9 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Ågotnes	

Utbygging: Troll fase I er bygt ut med Troll A som er ei botnfast brønnhoved- og kompresjonsinnretning med understell av betong. Troll A blir driven med elektrisk kraft overført frå land. Ein oppdatert utbyggingsplan 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. Fjerning av havbotnramma for Troll Oseberg gassinjeksjon (TOGI) blei fullført i 2012.

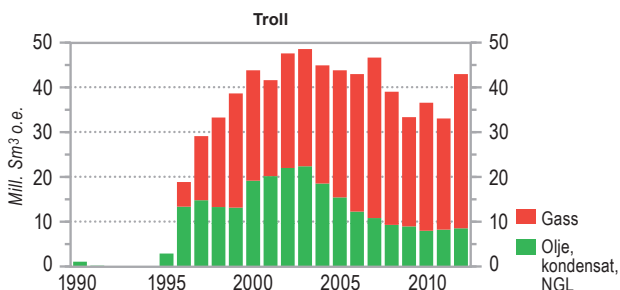
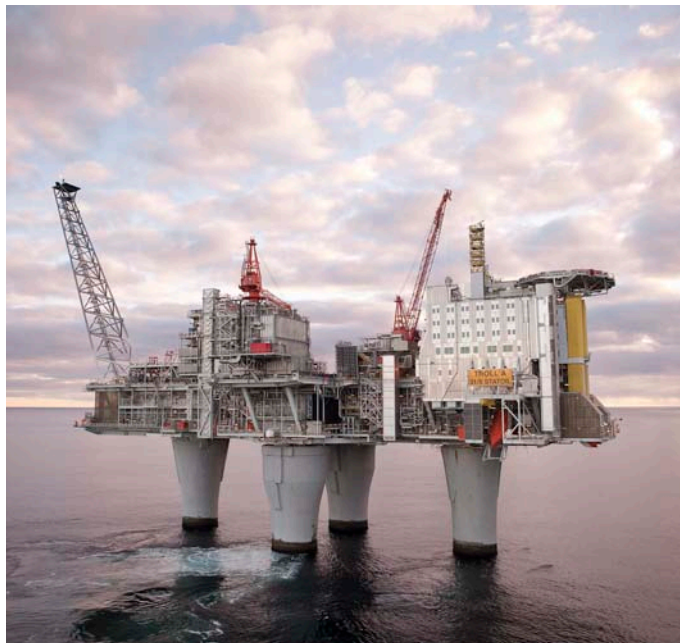
Reservoar: Gassen og olja i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i grunnmarin sandstein i Sognefjordformasjonen av seinjura alder. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet omfattar tre store, roterte forkastingsblokker.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

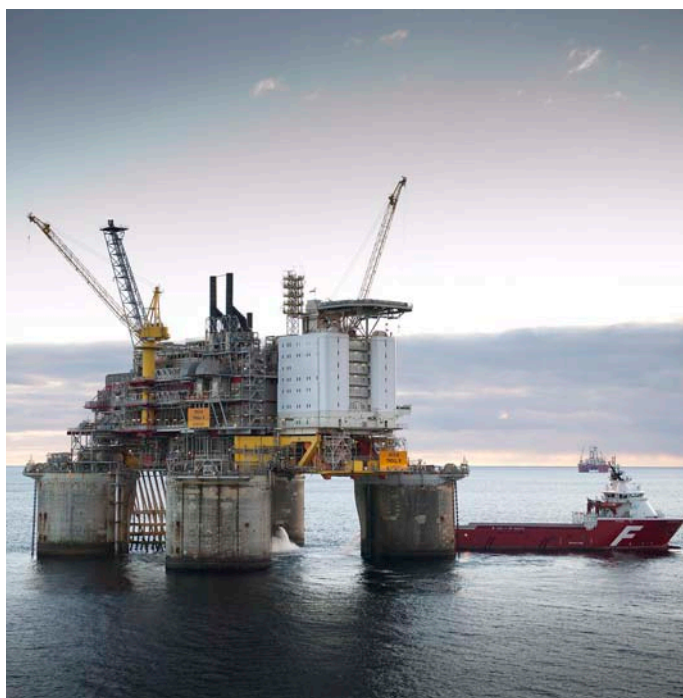
Status: Installasjon av to nye gasskompressorar på Troll A er venta å være ferdig i 2015.



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 31.12.2012
	263,8 millionar Sm ³ olje	36,0 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2013	Olje: 126 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2012	34,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	82,7 milliardar 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 havdjupe, 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 residuell olje. Det er gjort eit mindre oljefunn i Brentgruppa 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 tyne oljesonen, like over kontakten mellom olje og vatn. Også her er utvinningsstrategien hovudsakleg trykkavlastning, 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.



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. Torr-gassen 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 kontinuerlege vedtak om nye produksjonsbrønner som aukar oljereservane i Troll. Det er vedteke ein fire-riggs borestrategi.

Trym

Blokk og utvinningsløype	Blokk 3/7 - utvinningsløype 147, tildelt 1988.	
Godkjent utbygt	26.03.2010 av Kongen i statsråd	Funnår 1990
Produksjonsstart	12.02.2011	
Operatør	DONG E&P Norge AS	
Rettskavarar	Bayengas Norge AS	50,00 %
	DONG E&P Norge AS	50,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	1,5 millionar Sm ³ olje	0,8 millionar Sm ³ olje
	4,3 milliardar Sm ³ gass	3,2 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,6 milliardar Sm ³	
Totalt investert per 31.12.2011	3,0 milliardar nominelle kroner	

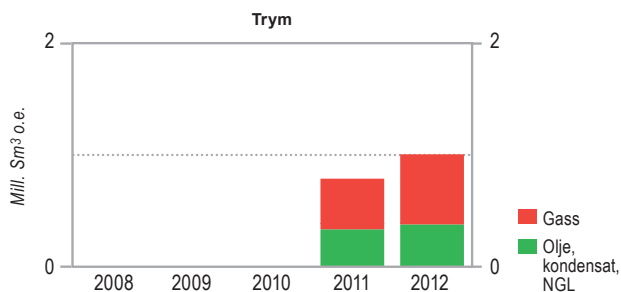
Utbygging: Trym ligg tre kilometer frå delelinja til dansk kontinentalsokkel. Havdjupet i området er 65 meter. Utbyggingsløysinga er eit havbotnanlegg knytt til Haraldrinnretninga på dansk side av delelinja.

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 forkastingsone på norsk side av delelinja, men det kan vere trykkommunikasjon i vassona.

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

Transport: Brønnstraumen blir prosessert på Haraldrinnretninga for vidare eksport gjennom det danske rørleidningssystemet.

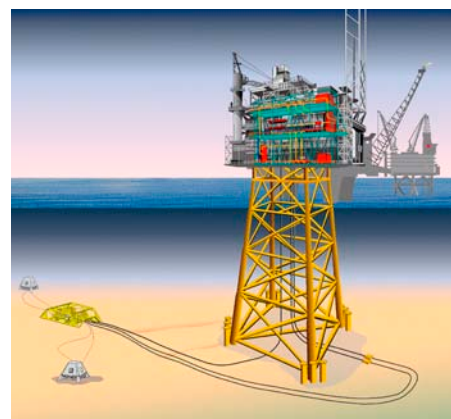
Status: Produksjonen starta i februar 2011. Begge brønnane produserer som venta. Ein leitebrønn blei bora i Trym Sør-prospektet i nærleiken av Trymfeltet i første kvartal 2013.



Tune

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/5 - utvinningsløype 034, tildelt 1969. Blokk 30/6 - utvinningsløype 053, tildelt 1979. Blokk 30/8 - utvinningsløype 190, tildelt 1993.	
Godkjent utbygt	17.12.1999 av Kongen i statsråd	Funnår 1996
Produksjonsstart	28.11.2002	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	40,00 %
	Statoil Petroleum AS	50,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	3,3 millionar Sm ³ olje	
	18,3 milliardar Sm ³ gass	
	0,2 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2013	Olje: 530 fat per dag, Gass: 0,34 milliardar Sm ³	
Totalt investert per 31.12.2011	4,7 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging: Tune er eit gasskondensatfelt som ligg om lag ti kilometer vest for Oseberg feltenter, i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 95 meter havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme og ein brønnsatellitt som er knytte opp til Osebergfeltet. 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).

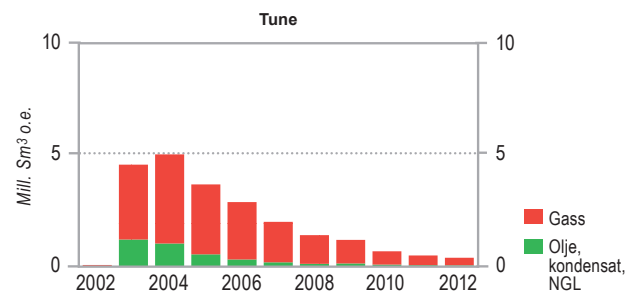


Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og er delt opp i fleire skråstilte forkastingsblokker. Reservoaret ligg på 3400 meter djup.

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

Transport: Brønnstraumen frå Tune går i rørleidning til Oseberg feltenter, der kondensatet blir skilt ut og transportert til Stureterminalen gjennom Oseberg Transport System (OTS). Gassen frå Tune blir injisert i Oseberg, medan rettskavarane får eksportert tilsvarande mengd salsgass frå Oseberg.

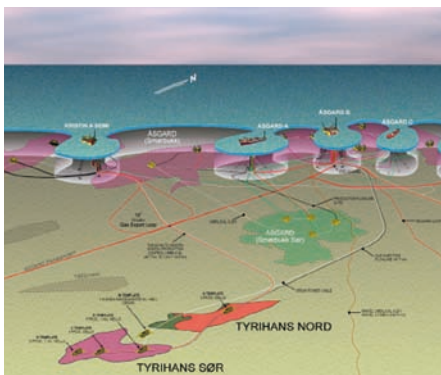
Status: Tune er i halefase. Implementering av lågtrykksproduksjon blei fullført i 2012, og dette vil auke og forlengje produksjonen.



Tyrihans

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6406/3 - utvinningsløype 073 B, tildelt 2004 Blokk 6406/3 - utvinningsløype 091, tildelt 1984. Blokk 6407/1 - utvinningsløype 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	11,79 %
	Statoil Petroleum AS	58,84 %
	Total E&P Norge AS	23,15 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	32,4 millionar Sm ³ olje	16,5 millionar Sm ³ olje
	41,7 milliardar Sm ³ gass	40,9 milliardar Sm ³ gass
	10,9 millionar tonn NGL	10,7 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 57 000 fat per dag, Gass: 0,13 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	4,9 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	15,2 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging: Tyrihans ligg i Norskehavet, om lag 25 kilometer søraust for Åsgardfeltet. Havdjupet 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. Utbyggingsløysinga er fem havbotnrammer som er knytte til Kristinfeltet, fire for produksjon og gassinjeksjon og ei for vassinjeksjon.

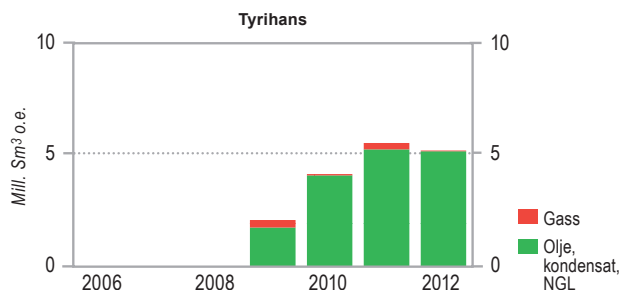


Reservoar: Tyrihans Sør har ein oljekolonne med ei gasskappe som er rik på kondensat. Tyrihans Nord inneheld gasskondensat med ei underliggjande oljesone. Hovudreservoaret i begge førekomstane er i Garnformasjonen av mellomjura alder og ligg på 3500 meter djup. Reservoaret er homogent og kvaliteten er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

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

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



Ula

Blokk og utvinningsløype	Blokk 7/12 - utvinningsløype 019, tildelt 1965 Blokk 7/12 - utvinningsløype 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 %
	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
Utvinnbare reservar	87,9 millionar Sm ³ olje	15,7 millionar Sm ³ olje
	3,9 milliardar Sm ³ gass	1,4 millionar tonn NGL
	4,0 millionar tonn NGL	
	Venta produksjon i 2013	Olje: 11 000 fat per dag, NGL: 0,01 millionar tonn
Venta investeringar f.o.m. 2012	8,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	14,7 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



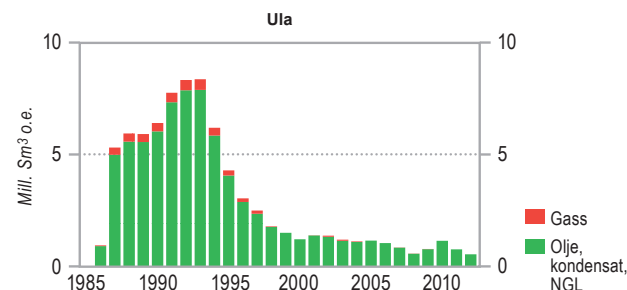
Utbygging: Ula er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen, på 70 meter havdjup. Feltet har tre konvensjonelle stålinnretningar for produksjon, boring og bustadkvarter. Innretningane er knytte saman med bruer. Brønnstraumen frå Blane blei i september 2007 knytt til Ula-feltet for prosessering. 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. Alternanderande vass- og gassinjeksjon (VAG) tok til i 1998. Med gass frå Tambar (2001), Blane (2007) og Oselvar (2012) har VAG-programmet blitt utvida. Gasslyft blir nytta i nokre av brønnane.

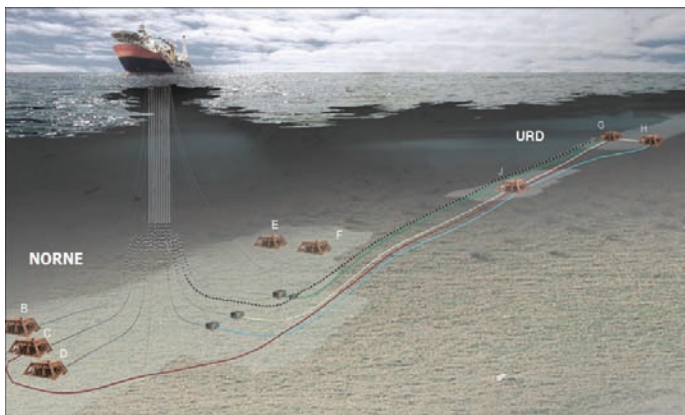
Transport: Olja blir transportert i rør via Ekofisk til Teesside. All gass blir injisert tilbake i reservoaret for å auke oljeutvinninga.

Status: Som følgje av god effekt på oljeutvinninga er VAG-programmet blitt utvida med fleire VAG-brønner. Det er og planlagt å børe fleire brønner i 2013 – 2016. Rettskavarane vurderer mogleg utvikling av det underliggjande Triasreservoaret, og som ein del av dette blir prøveutvinning gjennomført.



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	
Rettskavarar	Eni Norge AS	11,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	Statoil Petroleum AS	63,95 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	7,0 millionar Sm ³ olje 0,2 milliardar Sm ³ gass	2,0 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2013	Olje: 7 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,9 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	5,1 milliardar nominelle kroner	



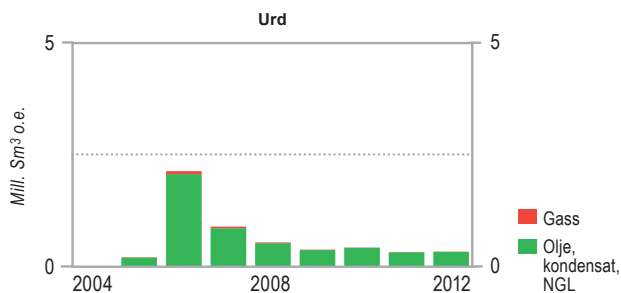
Utbygging: Urd ligg i Norskehavet like nordaust for Norne, på 380 meter havdjup. Feltet omfattar to oljeførekomstar, 6608/10-6 Svale og 6608/10-8 Stær. Urd er bygt ut med brønnrammer knytte til Norneskipet, *Norne FPSO*. I april 2008 blei endra PUD for Norne og Urd godkjend. Planen omfattar funnet 6608/10-11 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 brønnane utstyrte med gasslyft for å kunne produsere ved lågt trykk og høgt vasskutt.

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

Status: Produksjonsutviklinga i 2012 har vore om lag som venta. Påviste ressursar i Melkeformasjonen, som ligg over reservoaret i Svale- og Stærførekomstane, blir evaluerte med tanke på produksjon.



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	Centrica Resources (Norge) AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS	75,76 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	2,4 millionar Sm ³ olje 2,3 milliardar Sm ³ gass	1,1 millionar Sm ³ olje 1,3 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,20 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	2,5 milliardar nominelle kroner	

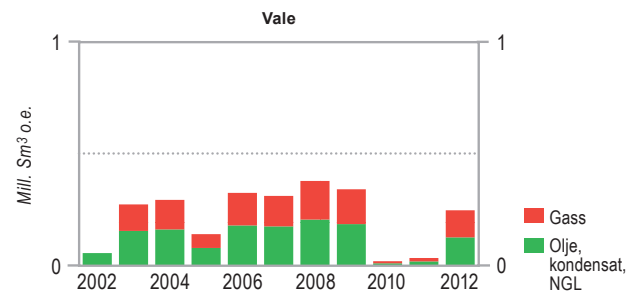
Utbygging: Vale er eit gasskondensatfelt som ligg 16 kilometer nord for Heimdalfeltet, i den midtre delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei brønnramme på havbotnen, knytt til Heimdal. Havdjupet er 115 meter.

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

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlasting.

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.



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 %
	Opphavleg	
Utvinnbare reservar	Igjen per 31.12.2012	
	147,4 millionar Sm ³ olje	41,5 millionar Sm ³ olje
	27,5 milliardar Sm ³ gass	6,9 milliardar Sm ³ gass
	5,5 millionar tonn NGL	2,2 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 45 000 fat per dag, Gass: 0,49 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	16,5 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	61,5 milliardar 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 prosesserer produksjonen frå Hod og leverer gass for gasslyft 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 2001. PUD for Valhall vidareutvikling blei godkjend i juni 2007.

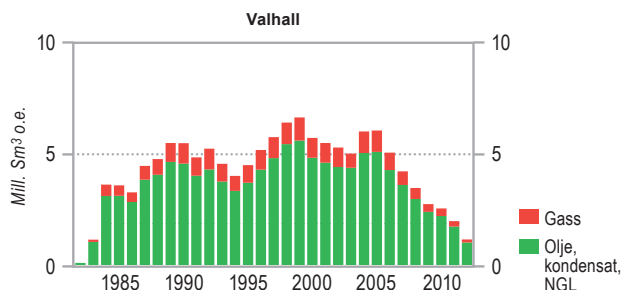


Reservoar: Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane av seinkrit alder. Reservoaret ligg på 2400 meter djup. Krittet i Torformasjonen er finkorna og mjukt, med vesentleg oppsprekking som let olja og vatnet fløyme friare enn i den meir tette Hodformasjonen.

Utvinningsstrategi: Opphavleg gjekk utvinninga føre seg med trykkavlastning og kompaksjonsdriv. Som følgje av trykkavlastinga frå produksjonen har kompaksjon av krittet 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. Gasslyft 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: Det blir gjort arbeid for å etablere gasslyft i brønnane på flankane av feltet. Eit nytt feltcenter med prosessanlegg og bustadkvarter er installert og vil kome i produksjon tidleg i 2013. Den nye innretninga vil få straumforsyning frå land. Boring av nye produksjons- og injeksjonsbrønner vil vidare auke produksjonen og utvinninga frå feltet. Seismiske data frå permanente seismiske kablar på havbotnen blir nytta til å identifisere nye brønsmål i reservoar med attverande olje.



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 31.12.2012
	16,4 millionar Sm ³ olje	1,4 millionar Sm ³ olje
	1,1 milliardar Sm ³ gass	1,1 milliardar Sm ³ gass
	1,0 millionar tonn NGL	1,0 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 9 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	1,3 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	7,9 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	



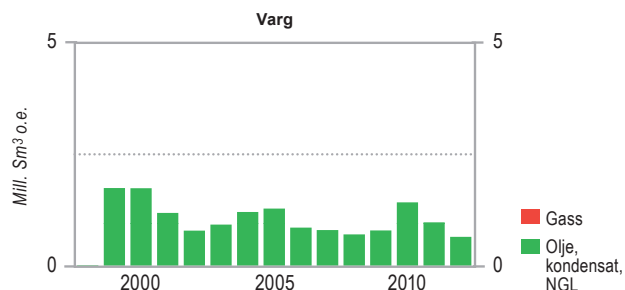
Utbygging: Varg er eit oljefelt som ligg sør for Sleipner Øst, i den midtre delen av Nordsjøen, på 84 meter havdjup. Feltet blir produsert med produksjonsskipet *Petrojarl Varg*, som har integrert oljelager og er knytt til brønnehovudinnretninga Varg A. Ein avslutningsplan for feltet blei godkjend i 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 trykkstøtte frå vass- og gassinjeksjon. Dei mindre strukturane blir produserte med trykkavlastning. Alle brønnane produserer med gassløft.

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

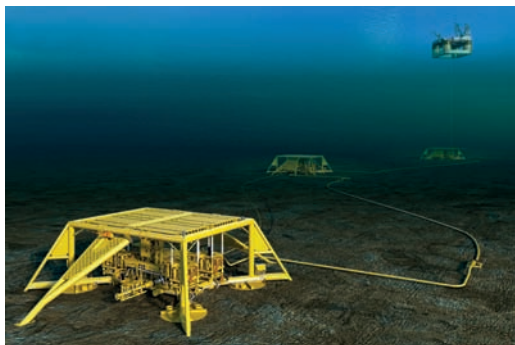
Status: Varg er i halefasen, men feltet er venta å kunne produsere til 2021. Det skal leggjast ein gassrørledning mellom Varg og Rev for å kunne eksportere gass via CATS rørledningssystemet til UK. Tiltak for å optimalisere utvinninga blir vurdert. I 2011 starta alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG), og den første gassyklusen ga positiv effekt. Ein ny borekampanje med to produksjonsbrønner har starta, og det er planlagt fleire brønner dei neste åra. Funnet 15/12-21 (Grevling) som blei påvist i 2009, kan bli knytt saman med Varg og dermed utvide levetida til feltet ytterlegare.



Vega

Blokk og utvinningsløype	Blokk 35/11 - utvinningsløype 090 C, tildelt 2005 Blokk 35/11 - utvinningsløype 248, tildelt 1999. Blokk 35/7 - utvinningsløype 248 B, tildelt 2006. Blokk 35/8 - utvinningsløype 248, tildelt 1999.	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	Funnår 1981
Produksjonsstart	02.12.2010	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavalar	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	Ilgjen per 31.12.2012
	6,6 millionar Sm ³ olje	5,1 millionar Sm ³ olje
	14,0 milliardar Sm ³ gass	12,2 milliardar Sm ³ gass
	2,4 millionar tonn NGL	2,0 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 17 000 fat per dag, Gass: 1,37 milliardar Sm ³ , NGL: 0,24 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	1,9 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	8,5 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging: Vega ligg rett nord for Framfeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er 370 meter. Feltet omfattar tre separate gass- og kondensatførekomstar; 35/8-1, 35/8-2 Vega og 35/11-2 Vega Sør. Ein samla PUD for Vega og Vega Sør blei godkjent av styresmaktene i juni 2007. Feltet blir bygt ut med tre havbotrammer som er knytte til prosessinnretninga på Gjøafeltet.

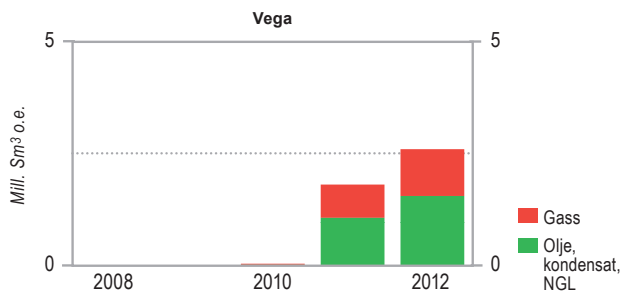


Reservoar: Vega reservoara er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og ligg på 3500 meter. Dei har opphavleg høg temperatur, høgt trykk og relativt låg permeabilitet. Vega Sør inneheld gass og kondensat med ei oljesone i øvre del av Brentgruppa av mellomjura alder og ligg på 3500 meter djup.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlasting.

Transport: Brønnstraumen går i ein rørleidning til Gjøa 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: På Vega er alle planlagde produksjonsbrønner bora og kompletterte. Produksjonen frå Vega Sør havbotramma er for tida stengt. Sidestegsboring av ein produksjonsbrønn på Vega Sør vert bora i 2013 og produksjon er venta å starte seint i 2013.



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	
Retthavalar	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	Ilgjen per 31.12.2012
	54,1 millionar Sm ³ olje	1,8 millionar Sm ³ olje
	5,7 milliardar Sm ³ gass	3,3 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	0,7 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 11 000 fat per dag, Gass: 0,33 milliardar Sm ³ , NGL: 0,11 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	2,4 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	16,7 milliardar 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 brønnhovudinnretning 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.

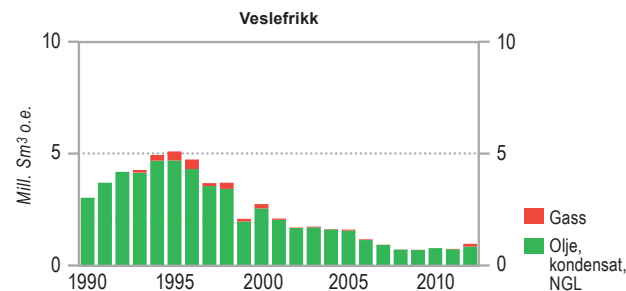


Reservoar: Reservoara er i sandstein i Brentgruppa, Dunlingruppa og Statfjordformasjonen av jura alder. Brentgruppa er hovudreservoar og inneheld om lag 80 prosent av reservane. Reservoara ligg på 2800-3200 meter djup. Reservoarkvaliteten varierer frå moderat til svært god.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i Brent- og Dunlinreservoara, og ved injeksjon av gass i Statfjordformasjonen. Gasseksport frå Veslefrikk starta i november 2011 og utvinningsstrategien er no å balansere gasseksport og gassinjeksjon for å optimalisere dreneringa av attverande olje- og gassressursar.

Transport: Ein oljerørleidning er kopla til Oseberg Transport System (OTS) for transport til Stureterminalen. Gass til eksport blir transportert gjennom Gassledsystemet til Kårstø.

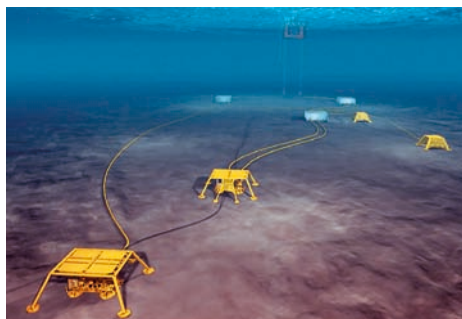
Status: Oljeproduksjonen frå Veslefrikk er fallande medan gasseksporten vil auke i framtida. Boreanlegget er blitt oppgradert og nye utvinningsbrønner blir planlagt bora.



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	16,10 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil Petroleum AS	41,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	66,6 millionar Sm ³ olje	15,0 millionar Sm ³ olje
	1,9 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
	1,2 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 39 000 fat per dag, Gass: 0,13 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	8,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	14,8 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging: Vigdis er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, mellom felta Snorre og Gullfaks i Tampenområdet, på 280 meter havdjup. Feltet omfattar fleire funn og er bygt ut med seks havbotnrammer og to satellittbrønner som er knytte til Snorre A. Olja frå Vigdis blir prosessert i ein eigen modul på Snorre A. Vatn til injeksjon kjem frå Snorre A og Statfjord C. PUD for funnet 34/7-23 S og tilstøytande førekomstar (Vigdis Extension) blei godkjend i desember 2002. PUD for Vigdis Nordøst blei godkjend i september 2011.

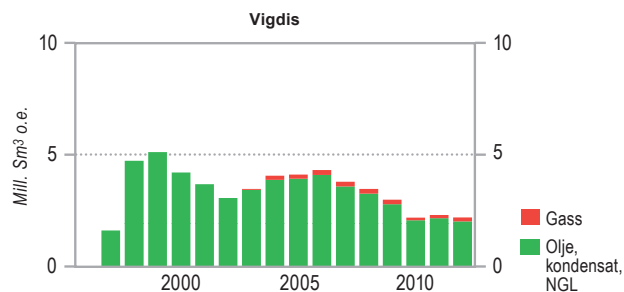


Reservoar: Reservoaret i Vigdis Brent-førekomsten er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, medan Vigdis Øst- og Vigdis Nordøst-førekomstene har reservoar i Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder. Borg Nordvest-førekomsten har reservoar i intra-Draupne sandstein av seinjura alder.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

Utvinningsstrategi: Utvinninga er basert på delvis trykkstøtte med vassinjeksjon. Nokre av reservoara blir påverka av trykknedblåsinga på Statfjordfeltet.

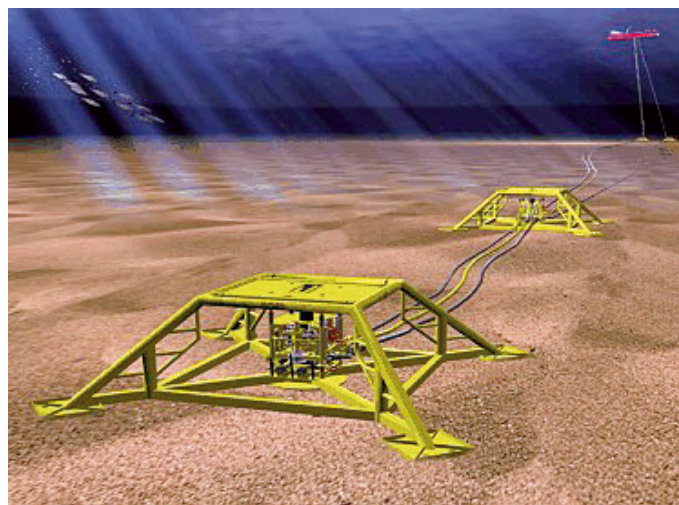
Transport: Brønnstraumen frå Vigdis går i to rørleidningar til Snorre A. Stabilisert olje blir transportert i rørleidning til Gullfaks A for lagring og utskipping. Gassen frå Vigdis blir dels nytta til injeksjon i Snorrefeltet og dels eksportert gjennom Tampen Link til St Fergus.

Status: Vigdis Nordøst havbotnramme for produksjon og injeksjon blei installert og kopla opp til eksisterande brønnrammer i 2012. Produksjonen starta i mars 2013. Ei hovudutfordring for Vigdis er å optimalisere oljeproduksjonen og samstundes avgrense produksjonen av vatn og sand.



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	Marathon Oil Norge 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 31.12.2012
	13,6 millionar Sm ³ olje	6,2 millionar Sm ³ olje
Venta produksjon i 2013	Olje: 19 000 fat per dag	
Venta investeringar f.o.m. 2012	1,2 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	1,9 milliardar nominelle kroner	



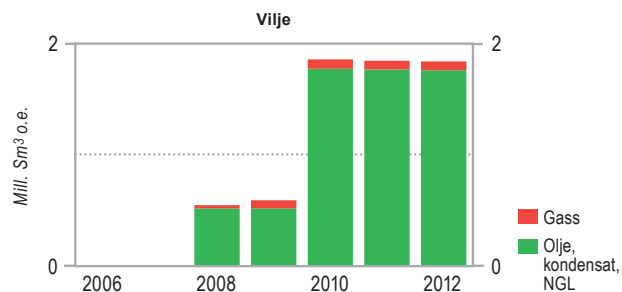
Utbygging: Vilje er eit oljefelt i den midtre delen av Nordsjøen like nord for Heimdalfeltet. Havdjupe i området er 120 meter. Feltet er bygt ut med to havbotnbrønner som er knytte opp til produksjonsskipet *Alvheim FPSO*.

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 rørleidning til produksjonsskipet på Alvheim, der olja blir bøyelasta.

Status: Produksjonen har vore over forventning på grunn av betre produksjonseffektivitet og forseinka vassgjennombrot. Vidare planar for feltet omfattar boring av nye brønner i den sørlige forlenginga av feltet, Vilje Sør, i 2013.



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 31.12.2012
	33,9 millionar Sm ³ olje	11,5 millionar Sm ³ olje
	51,3 milliardar Sm ³ gass	44,3 milliardar Sm ³ gass
	6,4 millionar tonn NGL	6,0 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 16 000 fat per dag, Gass: 0,45 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	14,5 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	22,1 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging: Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Utbygginga omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bustad-, bore- og prosessinnretning i stål (Visund A). Havdjupe er 335 meter. PUD for gasseksport 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.

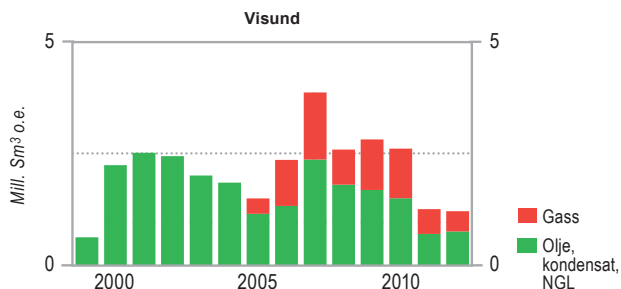


Reservoar: Visund inneheld olje og gass i fleire skråstilte forkastingsblokker med ulike trykk- og væskesystem. Reservoara er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og Statfjord- og Lundeforvasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2900-3000 meter djup.

Utvinningsstrategi: Oljeutvinninga går føre seg ved hjelp av gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). I eit av reservoara blir det òg 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 gasseksportnivået aukar. Den nordlege delen av Visundfeltet blir bygd ut på nytt med ei ny havbotnramme, og vil starte produksjonen i 2013. Funnet 34/8-13 A (Titan) aust for Visund er planlagt utbygd med brønner bora frå Visund.



Visund Sør

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/8 - utvinningsløype 120, tildelt 1985.	
Godkjent utbygt	10.06.2011 av Kongen i statsråd	Funnår 2008
Produksjonsstart	22.11.2012	
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 31.12.2012
	2,7 millionar Sm ³ olje	2,7 millionar Sm ³ olje
	7,3 milliardar Sm ³ gass	7,3 milliardar Sm ³ gass
	0,9 millionar tonn NGL	0,9 millionar tonn NGL
Venta produksjon i 2013	Olje: 11 000 fat per dag, Gass: 0,54 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	4,1 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	0,8 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Visund Sør ligg 10 kilometer sørvest for Visundinnretninga og om lag 10 kilometer nordaust for Gullfaksfeltet. Havdjupe i området er 290 meter. Visund Sør er bygd 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.

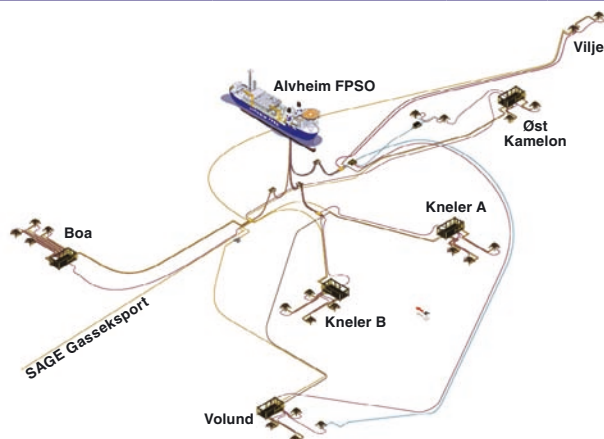
Utvinningsstrategi: Olja i Visund Sør blir produsert med ekspansjon av gasskappa, etterfølgt av trykkavlasing for gassproduksjon.

Transport: Olje og gass blir transportert til Gullfaks C for prosessering og eksport.

Status: Produksjonen frå Visund Sør starta i november 2012.

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	
Rettskavarar	Lundin Norway AS	35,00 %
	Marathon Oil Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	8,6 millionar Sm ³ olje 0,9 milliardar Sm ³ gass	4,0 millionar Sm ³ olje 0,5 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 21 000 fat per dag, Gass: 0,13 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,7 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	3,2 milliardar nominelle kroner	



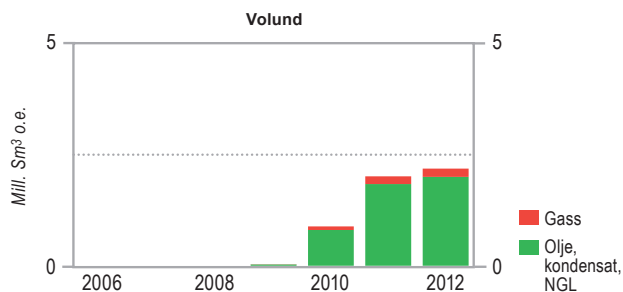
Utbygging: Volund er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen om lag 10 kilometer sør for Alvheimfeltet. Havdjupet i området er 120-130 meter. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg som er knytt til produksjonsskipet *Alvheim FPSO*, med tre horisontale brønner.

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 Hermod-akviferen og ein vassinjeksjonsbrønn. Produsert vatn frå produksjonsskipet blir nytta til injeksjon.

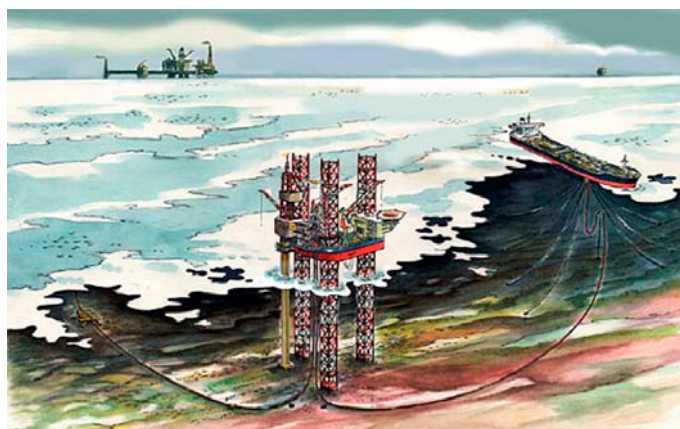
Transport: Brønnstraumen går i rørledning til Alvheim for bøyelasting. Assosiert gass blir transportert via Alvheim i rørsystemet Scottish Area Gas Evacuation (SAGE) til St Fergus i Storbritannia.

Status: Volund starta produksjon i 2009 frå ein produksjonsbrønn, men blei stengt ned på grunn av manglande produksjonskapasitet på *Alvheim FPSO*. Alle produksjonsbrønnane på feltet starta igjen i august 2010 då kapasiteten på Alvheim blei tilgjengeleg. En ny brønn blei bora til nordvestflanken frå injeksjonskomplekset i 2012. Brønnen vil kome i produksjon første kvartal 2013. Produksjonen frå Volund har vore god i to år. Dette har ført til auka estimat for utvinninga på feltet.



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	
Rettskavarar	Bayergas Norge AS	10,00 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	Statoil Petroleum AS	59,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	8,7 millionar Sm ³ olje 0,8 milliardar Sm ³ gass 0,2 millionar tonn NGL 0,1 millionar Sm ³ kondensat	1,0 millionar Sm ³ olje 0,1 milliardar Sm ³ gass
Venta produksjon i 2013	Olje: 9 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm ³	
Venta investeringar f.o.m. 2012	0,8 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	3,0 milliardar nominelle kroner	



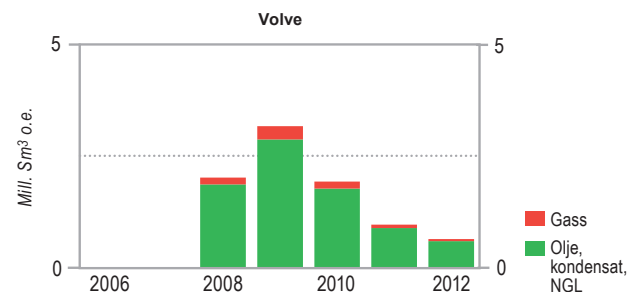
Utbygging: Volve er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen, om lag åtte kilometer nord for Sleipner Øst. Havdjupet i området er 80 meter. Feltet er bygt ut med den oppjekkbara prosess- og boreinnretninga Mærsk Inspirer og eit skip for lagring av stabilisert olje, *Navion Saga*.

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 send til Sleipner A og eksportert vidare derifrå. Olja blir eksportert med tankskip.

Status: Produksjonen frå Volve er venta å minke raskt i åra framover. Rettskavarane vurderer nye bore mål som grunnlag for ein ny borekampanje som er planlagt i første halvår 2013.



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	
Rettskavalar	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 31.12.2012
	0,3 millionar Sm ³ olje	1,0 milliardar Sm ³ gass
	2,2 milliardar Sm ³ gass	0,2 millionar tonn NGL
	0,4 millionar tonn NGL	
Venta produksjon i 2013	Gass: 0,49 milliardar Sm ³ , NGL: 0,09 millionar tonn	
Totalt investert per 31.12.2011	1,5 milliardar nominelle kroner	



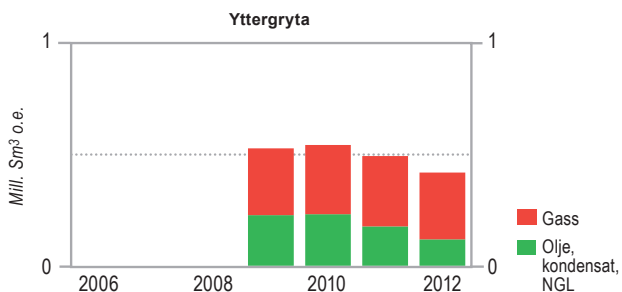
Utbygging: Yttergryta ligg om lag fem kilometer nord for Midgardførekomsten i Norskehavet. Havdjupet i området er 300 meter. Feltet er bygd ut med ei havbotnramme som er knytt til Midgard, og gassen blei produsert frå ein brønn.

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

Utvinningsstrategi: Feltet er blitt produsert med trykkavlasting.

Transport: Gassen blei 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 blei stengt ned seint i 2011 på grunn av vassgjenombrot i gassproduksjonsbrønnen. Eit forsøk på å starte produksjonen igjen i 2012 var mislukka. Feltet har framleis sal av gass grunna ein avtale med Åsgard.

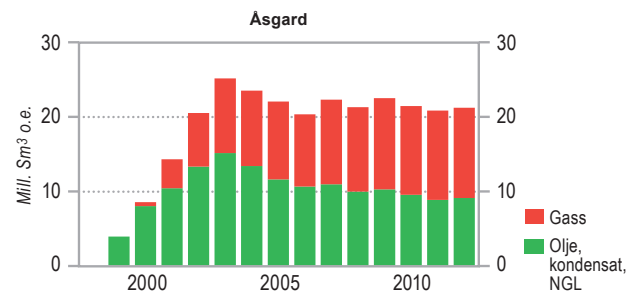


Åsgard

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	
Rettskavalar	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 31.12.2012
	100,4 millionar Sm ³ olje	18,6 millionar Sm ³ olje
	207,7 milliardar Sm ³ gass	84,1 milliardar Sm ³ gass
	39,4 millionar tonn NGL	16,8 millionar tonn NGL
	17,1 millionar Sm ³ kondensat	
Venta produksjon i 2013	Olje: 55 000 fat per dag, Gass: 9,23 milliardar Sm ³ , NGL: 1,86 millionar tonn	
Venta investeringar f.o.m. 2012	38,6 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	65,3 milliardar nominelle kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	



Utbygging: Åsgard ligg sentralt i Norskehavet, på 240-300 meter havdjup. Åsgard omfattar funna 6506/12-1 Smørbukkk, 6506/12-3 Smørbukkk Sør og 6507/11-1 Midgard. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte brønningar 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 bygt ut i to fasar. Væskefasen kom i produksjon i 1999 og gass-eksportfasen starta i oktober 2000. Innretningane på feltet utgjer ein viktig del av infrastrukturen i Norskehavet. Gassen frå Mikkell blir prosessert på Åsgard, og injeksjonsgass blir levert til Tyrifanfeltet. Morvinfeltet er knytt til Åsgard B.



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.

Utvinningstrategi: 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 gassprodusentar på Smørbukk er sett i gang, 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 eit prosjekt for optimalisering av dreneringsstrategien på Smørbukk Sør, og planen er å modne prosjektet med ei utbygging i fasar med produksjonsstart for første fase i 2015 og den andre fasen, avhengig av resultatane frå den første fasen, nokre år seinare. Etablering av eit gasskomprimeringsanlegg på Midgard blei godkjend i 2012, og oppstart av anlegget er planlagt til 2015. Dette anlegget vil vere nødvendig for å kunne oppretthalde gasstraumen i røyra frå Mikkel og Midgard til Åsgard B. Stabil tilførsel av låg-CO₂-gass frå Mikkel og Midgard er viktig for utblending av høg-CO₂-gass frå Kristinfeltet i Åsgard transport til gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

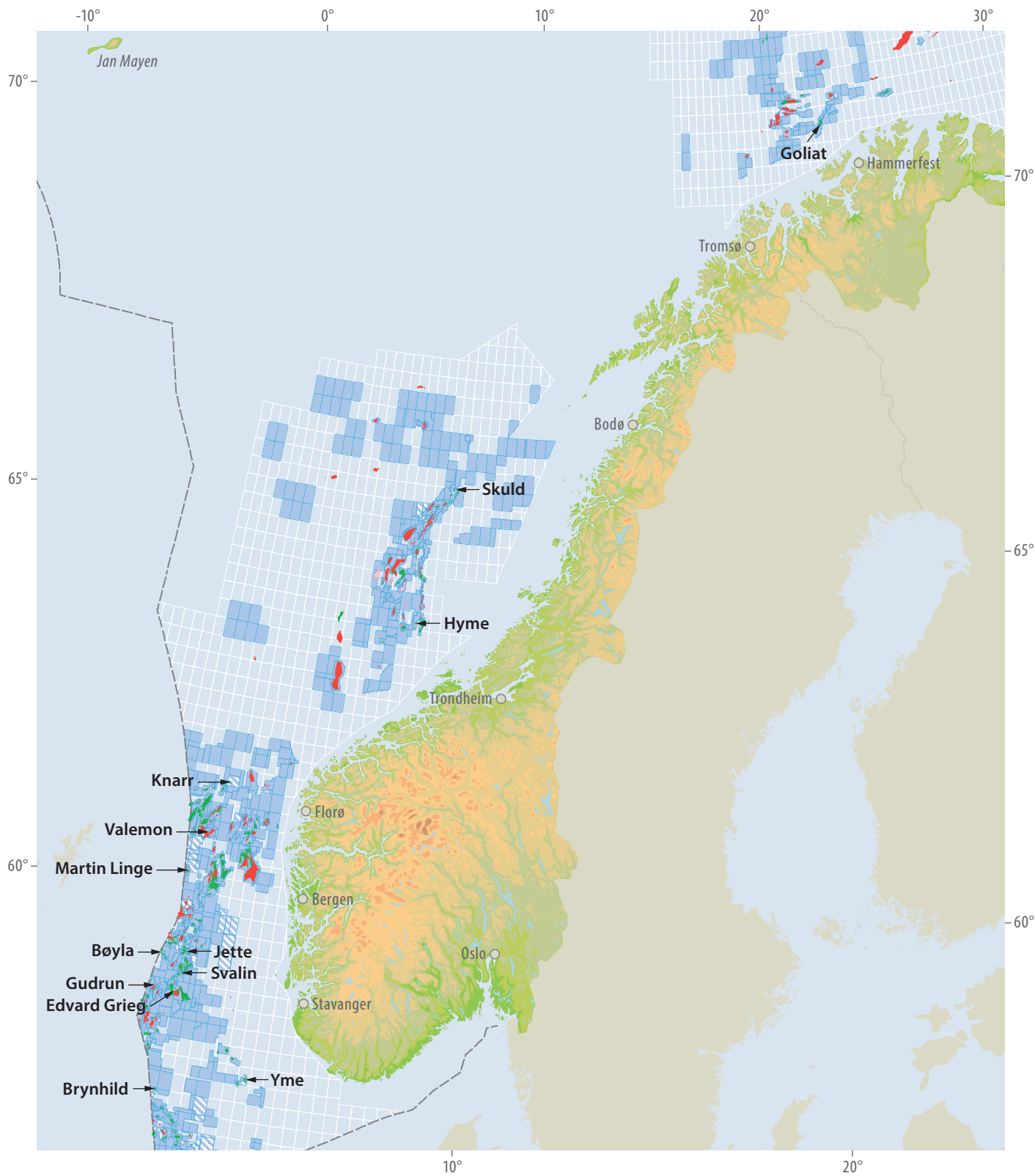
Transport: Olje og kondensat blir mellombels lagra på feltet og transportert til land med tankskip. Gassen går i Åsgard Transport til Kårstø. Kondensat frå Åsgard blir seld som olje (Halten Blend).

Status: Dei fleste av dei planlagde produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auka utvinninga frå Åsgard, mellom anna ved å bore fleire brønner og sidestegsbrønner. Implementering av lågtrykksproduksjon på Åsgard A og B blir òg vurdert. Fase 1 er planlagt å starte i 2013 og fase II i 2015. Andre tiltak for auka utvinning frå Åsgard er utvida levetid for Åsgard A. Forlenging av den økonomiske levetida til Åsgard B er og i fokus. Ein avgrensingsbrønn i 2009 påviste olje og gass i eit nytt segment nordaust på Smørbukk. Førekomsten blir tilknytt Åsgard B, med planlagt produksjonsstart i 2013. Det er påvist andre førekomstar i området som har gass med lågt CO₂-innhald. Arbeid med å realisere desse via Mikkel 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.





Bustadkvarteret blir løfta på plass på Goliat-innretninga. Den blir nå bygd på Hyundai-verftet i Ulsan i Sør-Korea.
(Foto: Eni Norge, News on request)



Figur 11.1 Felt under utbygging (Kjilde: Oljedirektoratet)

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		
Rettskavarar	Lundin Norway AS		90,00 %
	Talisman Petroleum Norge AS		10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg		
	3,6 millionar Sm ³ olje		
Venta investeringar f.o.m. 2012	5,0 milliardar 2012-kroner		
Totalt investert per 31.12. 2011	0,2 milliardar nominelle 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 ei havbotninnretning med tilknytning til Hæwene Brim FPSO på Piercefeltet på britisk side. Vatn for injeksjon skal gå i rørleidning frå Pierce.

Reservoar: Reservoaret ligg på om lag 3300 meter i sandstein av seinjura alder i Ulaformasjonen. Reservoaret inneheld undermetta olje- og reservoartilhøvet ligg nær grensa for høgt trykk/høg temperatur (HPHT).

Utvinningsstrategi: Olja frå Brynhild skal produserast med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

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

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

Bøyla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 24/9 - utvinningsløyve 340, tildelt 2004.		
Godkjent utbygt	26.10.2012 av Kongen i statsråd	Funnår 2009	
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		
	3,4 millionar Sm ³ olje		
	0,3 milliardar Sm ³ gass		
Venta investeringar f.o.m. 2012	4,8 milliardar 2012-kroner		
Totalt investert per 31.12.2011	0,1 milliardar nominelle kroner		

Utbygging: Oljefunnet Bøyla ligg om lag 28 kilometer sør for Alvheimfeltet. Havdjupet er om lag 120 meter. Bøyla er planlagt utbygt med ei havbotninnretning knytt til Alvheim FPSO.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Hermodformasjonen, som er eit kanalisert marint viftesystem av sein paleocen til tidleg eocen alder. Reservoaret ligg på om lag 2100 meter.

Utvinningsstrategi: Vassinjeksjon vil bli nytta for trykkstøtte ettersom det er avgrensa naturleg akvifer til stades. Gassløft vil og bli nytta som drivmekanisme når brønnane startar å produsere vatn.

Transport: Olje og gass frå Bøyla vil bli transportert til Alvheim for prosessering og eksport.

Status: PUD blei sendt inn i juni 2012, og planlagt produksjonsstart er i oktober 2014.

Edvard Grieg

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 16/1 - utvinningsløyve 338, tildelt 2004.	
Godkjent utbygt	11.06.2012 i Stortinget	Funnår 2007
Operatør	Lundin Norway AS	
Rettskavarar	Lundin Norway AS	50,00 %
	OMV (Norge) AS	20,00 %
	Wintershall Norge AS	30,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	26,2 millionar Sm ³ olje	
	1,8 milliardar Sm ³ gass	
	0,6 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2012	21,7 milliardar 2012-kroner	

Utbygging: Edvard Grieg ligg om lag 35 kilometer sør for felta Grane og Balder. Havdjupet er om lag 110 meter. Utbygginga omfattar ei botnfast brønnhovud-, bustad- og produksjonsinnretning. Boreløyvinga blir ei separat oppjekkbar boreinnretning. Den faste produksjonsplattforma skal ha ekstra brønnsliissar for boring av tilleggsbrønner og mogleg utvikling av funn og prospekt i nærleiken.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje på 1900-1940 meter djup. Reservoaret består av fluviale, eoliske og grunnmarine konglomerat og sandsteinar av seintriasisk til tidlegkritt alder. Det er og påvist olje i underliggjande grunnfjell.

Utvinningsstrategi: Edvard Grieg vil bli produsert med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transport: Olja vil bli transportert i rørledning til Grane Oljerør som er knytt til Stureterminalen. Gassen vil bli transportert i ein egen rørledning som er knytt til SAGE-systemet på britisk side.

Status: Innretninga er under bygging. Produksjonsstart er venta seint i 2015.

Goliat

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7122/7 - utvinningsløyve 229, tildelt 1997. Blokk 7122/8 - utvinningsløyve 229, tildelt 1997. Blokk 7122/10 - utvinningsløyve 229, tildelt 1997. Blokk 7122/11 - utvinningsløyve 229 B, tildelt 2007.	
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	
	30,2 millionar Sm ³ olje	
	7,3 milliardar Sm ³ gass	
	0,3 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2012	26,7 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	10,2 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Goliat er eit oljefelt som 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 eit integrert lager- og lastesystem.

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

Utvinningsstrategi: Goliat skal produserast med 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.

Status: Planlagd produksjonsstart er seint i 2014.



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	
	11,7 millionar Sm ³ olje	
	6,4 milliardar Sm ³ gass	
	1,3 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2012	12,9 milliardar 2011-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	5,9 milliardar nominelle kroner	

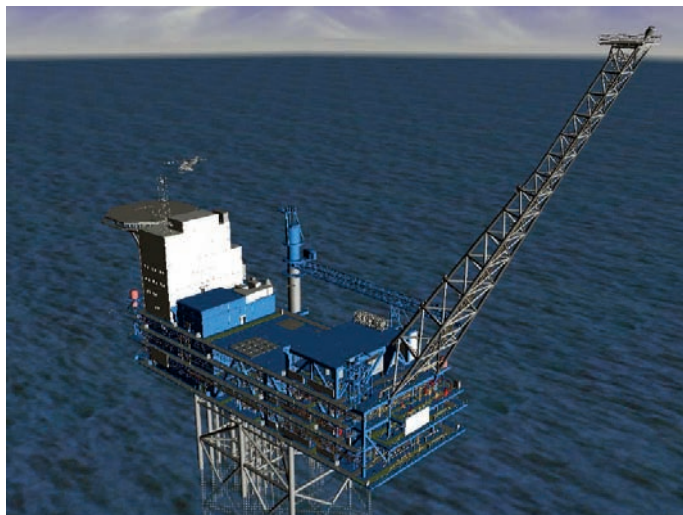
Utbygging: Gudrun ligg 50 kilometer nord for feltet Sleipner Øst og Sleipner Vest. Havdjupet er om lag 110 meter. Gudrun blir bygt ut med ei innretning med stålunderstell og førstetrinns prosessering. Den skal knytast til Sleipner A gjennom to rørleidningar, ein for olje og ein for røygass.

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 vil bli produsert med naturleg trykkavlastning.

Transport: Olje og gass frå Gudrun vil bli 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 E&P 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. 2012	3,9 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12. 2011	0,9 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Hyme ligg om lag 19 kilometer nordaust for Njord og om lag 10 kilometer vest for Draugen. Havdjupet er om lag 260 meter. Hyme blir bygt ut med ei standard havbotninnretning med fire brønnsissar. Hyme er knytt til Njord-anlegget med eit produksjonsrør, eit vassinjeksjonsrør, og eit rør for gassløft. Utbyggingsplanen omfattar ein produksjonsbrønn og ein vassinjeksjonsbrønn.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje og gass i Tiljefformasjonen av tidleg jura alder. Reservoaret ligg på 2150 meter djup og har god kvalitet.

Utvinningsstrategi: Hyme vil bli produsert gjennom ein togreinsbrønn i toppen av strukturen og med vassinjeksjon som trykkstøtte.

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

Status: Produksjonen starta i februar 2013.

Jette

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/7 - utvinningsløyve 504, tildelt 2009. Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027 D, tildelt 2007. Blokk 25/8 - utvinningsløyve 169 C, tildelt 2009.	
Godkjent utbygt	17.02.2012 av Kongen i statsråd	Funnår 2009
Operatør	Det norske oljeselskap ASA	
Rettskavalar	Det norske oljeselskap ASA	70,00 %
	Petoro AS	30,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	1,5 millionar Sm ³ olje	
	0,1 milliardar Sm ³ gass	
Venta investeringar f.o.m. 2012	3,9 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	0,3 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Jette ligg rundt seks kilometer sør for Jotunfeltet på om lag 127 meter havdjup. Jette skal byggast ut med ei havbotnramme knytt til Jotun A-innretninga.

Reservoar: Reservoaret ligg i Heimdalformasjonen, som består av et submarint viftesystem av seinpaleocen alder, på omlag 2200 meter djup.

Utvinningsstrategi: Jette vil bli produsert med trykkstøtte frå naturleg vassdriv.

Transport: Brønnstraumen vil gå til Jotun A og vidare til Jotun B for prosessering og lasting.

Status: PUD blei godkjend i februar 2012, og planlagd produksjonsstart er andre kvartal i 2013.

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	
Rettskavalar	BG Norge AS	45,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	25,00 %
	RWE Dea Norge AS	10,00 %
	Wintershall Norge AS	20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	11,9 millionar Sm ³ olje	
	0,3 milliardar Sm ³ gass	
	0,8 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2012	10,0 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	0,5 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Knarr ligg om lag 50 kilometer nordaust for Snorre på 410 meter havdjup. Knarr skal byggast ut med ein FPSO og to havbotnrammer for produksjon og injeksjon knytt til ein havbotnmanifold..

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 i ein ny gassrørleidning til FLAGG og vidare til St Fergus i UK.

Status: FPSO-en og havbotnrammene er under bygging. Boring av utvinningsbrønner tek til sommaren 2013 og produksjonsstart er planlagd i mai 2014.

Martin Linge

Blokk og utvinningsløype	Blokk 29/6 - utvinningsløype 043, tildelt 1976. Blokk 29/6 - utvinningsløype 043 BS, tildelt 2006. Blokk 29/9 - utvinningsløype 040, tildelt 1975. Blokk 30/4 - utvinningsløype 043, tildelt 1976. Blokk 30/4 - utvinningsløype 043 BS, tildelt 2006. Blokk 30/7 - utvinningsløype 040, tildelt 1975.	
Godkjent utbygt	11.06.2012 i Stortinget	Funnår 1978
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettskavarar	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	19,00 %
	Total E&P Norge AS	51,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	6,0 millionar Sm ³ olje	
	19,7 milliardar Sm ³ gass	
	0,7 millionar tonn NGL	
	3,0 millionar Sm ³ kondensat	
Venta investeringar f.o.m. 2012	23,9 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	0,4 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Martin Linge ligg nær delelinja til britisk sektor, om lag 42 kilometer vest for Oseberg. Havgjupet er 100–120 meter. Martin Linge vil bli bygt ut med ein integrert fast produksjonsinnretning og med ein FSO for lagring av olje og kondensat. Brønnane skal borast av ei flyttbar, oppjekkbar innretning. Innretninga skal drivast med elektrisk kraft frå land.

Reservoar: Hovudreservoaret er strukturelt komplekst og inneheld gass og kondensat med høg temperatur og høgt trykk. Det er tre reservoar i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder på 3700-4400 meters djup. I tillegg inneheld feltet olje i Friggformasjonen av eocen alder på om lag 1750 meter djup. Friggformasjonen har god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi: Gassreservoaret skal produserast med trykkavlasting, medan oljen i eocenreservoaret skal produserast med støtte av naturleg akvifer og gassløft. Produsert vatn vil bli reinisert i eit eige reservoar.

Transport: Rikgassen skal transporterast gjennom ein rørledning til FUKA gasstransportsystem på britisk sektor. Olje og kondensat skal eksporterast med tankskip frå FSOen.

Status: Produksjonsstart er venta i slutten av 2016.

Skuld

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6608/10 - utvinningsløype 128, tildelt 1986.	
Godkjent utbygt	20.01.2012 av Kongen i statsråd	Funnår 2008
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	11,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	Statoil Petroleum AS	63,95 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	13,4 millionar Sm ³ olje	
	0,6 milliardar Sm ³ gass	
	0,1 millionar tonn NGL	
Venta investeringar f.o.m. 2012	8,8 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	1,4 milliardar nominelle kroner	

Utbygging: Skuld ligg i Norskehavet nord for Norne, på om lag 340 meter havgjup. Feltet omfattar to oljeførekamstar, 6608/10-12 (Dompap) og 6608/10-14 S (Fossefall), som ligg respektive 26 kilometer og 16 kilometer nord for Norneskipet. Skuld blir bygt ut med brønnrammer knytte til Norne FPSO.

Reservoar: Reservoara inneheld olje i sandstein i Åre-, Tofte- og Illeformasjonane av mellomjura alder og ligg på 2400-2600 meter djup.

Utvinningsstrategi: Skuld skal drenerast med vassinjeksjon som drivmekanisme. I tillegg blir nokre av brønnane utstyrt med gassløft for å handtere lågt trykk og høgt vasskutt.

Transport: Brønnstraumen skal prosesserast på Norne-skipet, og olja skal bøyelastast saman med olja frå Nornefeltet. Gassen skal gå i røyr frå Norneskipet til Åsgard og vidare i Åsgard Transport System til Kårsto.

Status: PUD ble godkjend i januar i 2012. Boring av utvinningsbrønner starta i mars 2012, og produksjonen er planlagd å starte i første halvår i 2013.

Svalin

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/11 - utvinningsløype 169, tildelt 1991.	
Godkjent utbygt	23.11.2012 av Kongen i statsråd	Funnår 1992
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	13,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	57,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	12,1 millionar Sm ³ olje	
Venta investeringar f.o.m. 2012	4,2 milliardar 2012-kroner	

Utbygging: Svalin ligg åtte kilometer sørvest vest for Granefeltet. Havgjupet er om lag 120 meter. Svalin skal byggast ut med ein fleirgreinsbrønn frå Grane-innretninga og med ei havbotninnretning knytt til Grane.

Reservoar: Det er olje og assosiert gass på om lag 1750 meter djup i sandstein tilhøyrande Heimdal- og Balderformasjonen av paleocen til tidleg eocen alder. Sandsteinen er avsett som djupmarine vifteavsetningar.

Utvinningsstrategi: Svalin skal produserast med trykkavlasting.

Transport: Brønnstraumen skal prosesserast på Grane og transporterast i rørledning til Stureterminalen for lagring og eksport.

Status: PUD blei godkjend i 2012. Produksjonen frå Svalin er planlagd starta i to fasar, i november 2013 og i juni 2014.

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	Centrica Resources (Norge) AS	13,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	3,23 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	53,78 %
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. 2012	16,8 milliardar 2012-kroner	
Totalt investert per 31.12.2011	1,5 milliardar nominelle kroner	

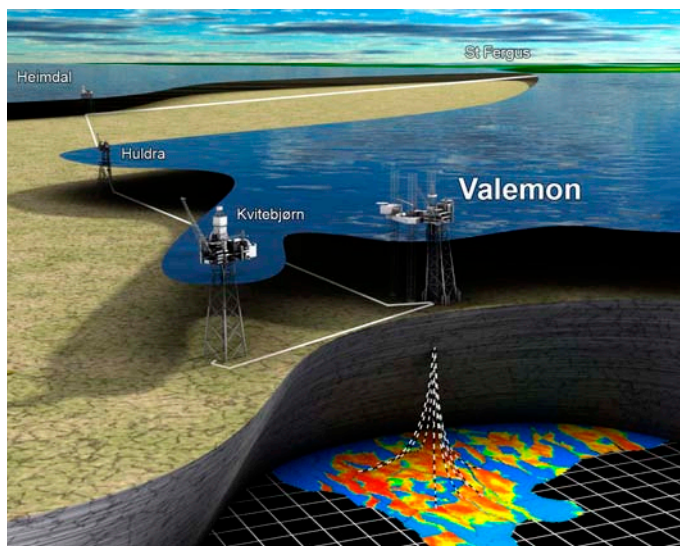
Utbygging: Valemon ligg i blokkene 34/11 og 34/10, rett vest for Kvitebjørn-feltet. Havgjupet er 135 meter. Det er bora fleire avgrensingsbrønner. Utbyggingssprinsippet er ei fast produksjonsinnretning med stålundrestell og med forenkla separasjonsprosess. Innretninga skal fjernstyrast frå Kvitebjørn-feltet eller frå land.

Reservoar: Førekosten 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 høgt temperatur.

Utvinningsstrategi: Valemon skal produserast med trykkavlasting.

Transport: Kondensat skal transporterast i røyr til Kvitebjørn og vidare i Kvitebjørn Oljerør (KOR) til Mongstad. Rikgassen skal etter planen transporterast i Huldrarøyrret til Heimdal for vidare transport til Storbritannia eller til kontinentet.

Status: Plattforma er under bygging. Boring av brønnar starta i 2012 og produksjonen er planlagd å starte i oktober 2014.



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	
Rettskavarar	Lotos Exploration and Production Norge AS	20,00 %
	Norske AEDC A/S	10,00 %
	Talisman Energy Norge AS	60,00 %
	Wintershall Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar*	Opphavleg	Igjen per 31.12.2012
	22,0 millionar Sm ³ olje	14,1 millionar Sm ³ olje
Venta investeringar f.o.m. 2012	4,2 milliarder 2012-kroner	
Totalt investert per* 31.12.2011	11,7 milliarder nominelle kroner	

* Inkluderer tidligare og ny utbygging

Utbygging: Yme ligg i den søraustlege delen av Nordsjøen på 77-93 meter havdjupe. Yme er det første oljefeltet på norsk sokkel som blir bygt ut på nytt etter at feltet har vore stengt ned. Feltet blei første gong bygt ut i 1995, innanfor utvinningsløype 114, med Statoil som operatør. Produksjonsperioden var frå 1996 til 2001, då rettshavarane ikkje lenger fant det lønnsamt å halde fram med drifta. I 2006 vedtok nye rettshavarar i utvinningsløype 316, med Talisman som operatør, å utvinne attverande ressursar 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.

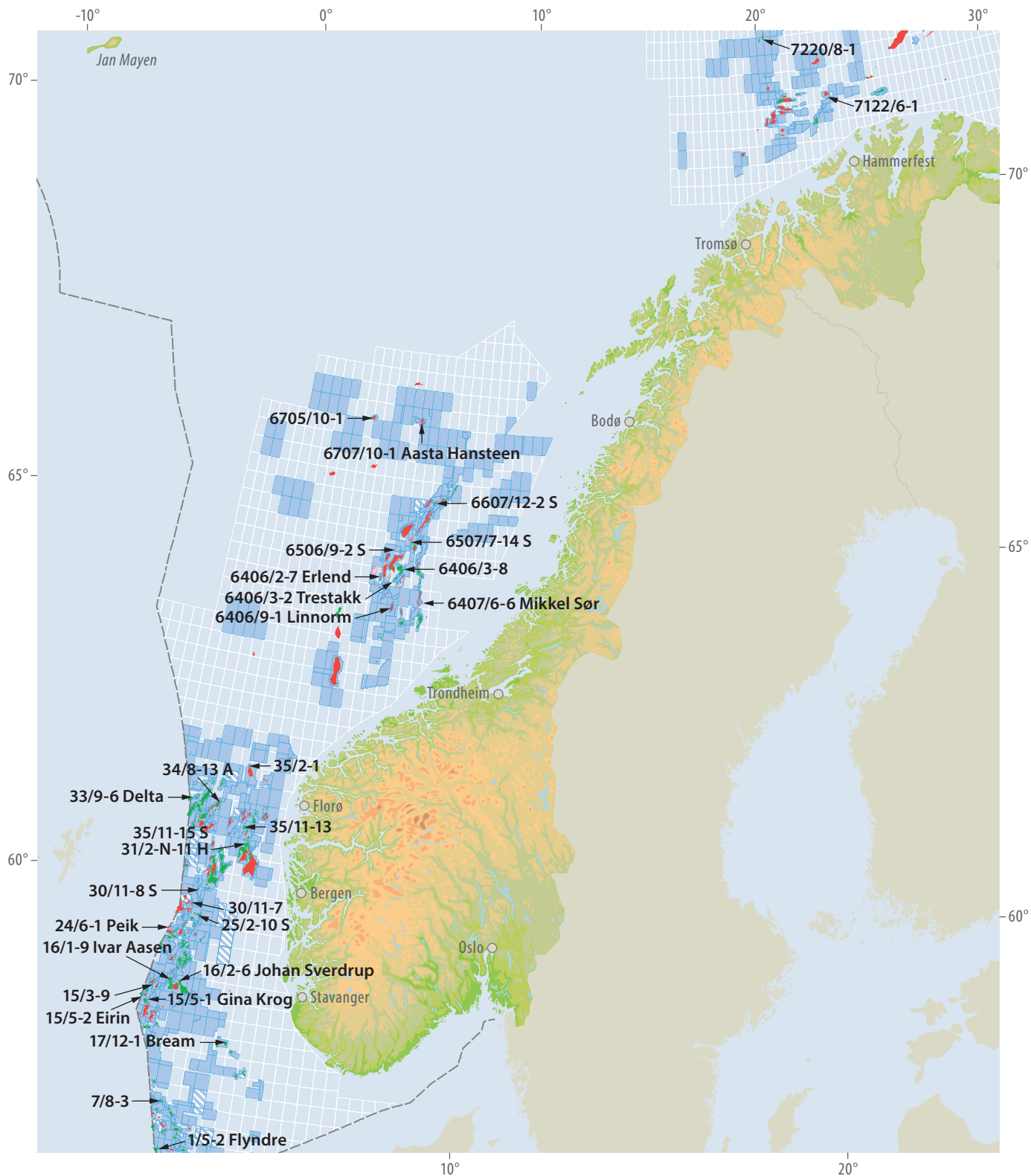


Reservoar: Yme inneheld to separate hovudstrukturar: Gamma og Beta, med til saman fem førekomstar. Reservoaret er i sandstein i Sandnesformasjonen av mellomjura alder og ligg på om lag 3150 meter djupe.

Status: Grunna tekniske problem har rettshavarane konkludert med at storparten av den eksisterande innretninga skal fjernast frå feltet. Rettshavarane arbeider med nye utbyggingsplanar for feltet.



Svært mange felt blir bygt ut med undervassinnretninger. Denne står nå på havbotnen på Atlafeltet, der produksjonen starta i 2012.
(Foto: Total, Woldcam)



Figur 12.1 Utbyggingar i framtida (Kjelde: Oljedirektoratet)

Utbyggingar vedtekne av rettshavarane

15/5-1 Gina Krog

Utvinningssløyve:	029 B, 029 C, 048, 303, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar:	Olje: 16,8 millionar Sm ³ , Gass: 12,5 milliardar Sm ³ , NGL: 3,3 millionar tonn, Kondensat: 1,6 millionar Sm ³ .

15/5-1 Gina Krog er eit olje- og gassfunn 250 kilometer vest for Stavanger og 30 kilometer nordvest for Sleipner A-innretninga. Havdjupe er 116 meter. Feltet blei påvist i 1974. Reservoaret inneheld olje og gass i Huginformasjonen av seinjura alder på om lag 3700 meter djup. Gina Krog skal byggast ut med ein ny stålplattform. Boringa er planlagd utført med ei oppjeckbar innretning. Olja vil bli eksportert via bøye-lasting (FSU). Rikgassen skal transporterast til Sleipner for prosessering med vidare eksport til Gassled. Kondensat/NGL skal til Kårstø. Dreneringsstrategien vil være gassinjeksjon. PUD blei levert i desember 2012, produksjon er venta å starte i 2017.

16/1-9 Ivar Aasen

Utvinningssløyve:	001 B, 028 B, 242, Operatør: Det norske oljeselskap ASA
Ressursar:	Olje: 18,3 millionar Sm ³ , Gass: 4,7 milliardar Sm ³ , NGL: 1,1 millionar tonn

16/1-9 Ivar Aasen 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. Havdjupe er om lag 110 meter. Reservoaret inneheld olje og gass i sandstein i Sleipner-formasjonen av mellomjura alder og Skagerakformasjonen av seintrias alder. Reservoaret ligg på om lag 2400 meter djup. Ivar Aasen er planlagt som ei sjølvstendig utbygging med ei fast produksjonsinnretning som skal knytast til Edvard Grieg-innretninga. I tillegg er to oljefunn, 25/10-8 Hanz og 16/1-7 West Cable, planlagt produsert via Ivar Aasen-innretninga. PUD blei i desember 2012, og produksjonsstart er planlagt seint i 2016.

33/9-6 Delta

Utvinningssløyve:	037 D, Operatør: Wintershall Norge AS
Ressursar:	Olje: 0,1 millionar Sm ³

33/9-6 Delta blei påvist i 1976 og ligg nær grensa til britisk sokkel, mellom felta Murchison og Statfjord 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 gjennomført i denne brønnen. Dette skal halde fram til Murchison blir stengt ned i 2013 eller 2014.

35/11-15 S

Utvinningssløyve:	090, 248, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar:	Olje: 1,7 millionar Sm ³

35/11-15 S (Fram H-Nord) er eit oljefunn som ligg like nord for Framfeltet, på 360 meter havdjupe. Funnbrønnen vart bora i 2007, og vedtak om utbygging blei gjort i juni 2012. Ein søknad om PUD-fritak blei levert til styresmakterne i april 2012. Fram H-Nord er planlagt utbygd med ein togreinsbrønn (MLT) med gasslyft, og vil bli produsert ved naturleg trykkavlastning. Brønnstraumen vil bli transportert gjennom ei 4-slissars havbotnramme knytt til den eksisterande A2-ramma på Fram Vest, og prosessert på Troll C. Reservoaret i Fram H-Nord inneheld olje i Heatherformasjonen av seinjura alder, og ligg omlag 2 950 meter under havflata.

6707/10-1 Aasta Hansteen

Utvinningssløyve:	218, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar:	Gass: 45,4 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,9 millionar Sm ³

6707/10-1 Aasta Hansteen blei påvist i 1997, og ligg om lag 320 kilometer vest for Bodø. Havdjupe i området er 1270 meter. Reservoaret ligg på om lag 3000 meter og inneheld gass i sandstein i Nise-formasjonen av kritt alder. To brønner som blei bora i nærleiken i 2008, 6707/10-2S og 6706/12-1, påviste fleire gassressursar som kan bli knytt til ei felles utbygging. Aasta Hansteen vil bli bygt ut med eit flytande feltsenter, den første Spar-plattformen i Noreg. Asta

Hansteen-innretninga kan bli feltsenter for andre funn i området i framtida. Utbygginga er avhengig av nye gasstransportløysingar frå Norskehavet. Planen er å transportere gassen frå Aasta Hansteen og andre funn i ein ny rørledning til Nyhamna (Polarled). Planane for utbygging av Aasta Hansteen og Polarled er difor samkørde. Det store havdjupe gir tekniske utfordringar. Utbyggar vil utvikle teknologi som kan vere nyttig for framtidige utbyggingar i Noreg. PUD blei levert i desember 2012.

Felt og funn i planleggingsfasen

1/5-2 Flyndre

Utvinningssløyve:	018 DS, 297, Operatør: Maersk Oil Norway AS
Ressursar:	Olje: 0,4 millionar Sm ³ , Gass: 0,1 milliardar Sm ³

1/5-2 Flyndre blei påvist i 1974, og ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk sektor i Ekofiskområdet, på 70 meter havdjupe. 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. Brorparten av ressursane ligg i reservoaret av paleocen alder på britisk kontinentalsokkel, og det er ikkje planlagt utvinning frå kritreservoaret. Ein feltutviklingsplan skal etter planen leverast til britiske og norske styresmakter i 2013. Kritreservoaret er ikkje inkludert i utbyggingssplanen. Den planlagde utbyggingssloysinga er ei havbotnramme på britisk side knytt til Clyde-innretninga på britisk kontinentalsokkel. Produksjonsstart er planlagt i september 2013.

7/8-3

Utvinningssløyve:	301, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar:	Olje: 3,8 millionar Sm ³

7/8-3 er eit oljefunn som blei påvist i 1983. Det blei bora ein avgrensingsbrønn i 2006. Funnet er lokalisert om lag 27 kilometer nordvest for Ula. Ula eller Pierce på britisk sektor er moglege vertsplattformer.

15/3-9

Utvinningssløyve:	025, 187, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar:	Olje: 0,9 millionar Sm ³ , Gass: 0,5 milliardar Sm ³ , NGL: 0,1 millionar tonn, Kondensat: 0,0 millionar Sm ³

15/3-9 (Gudrun Øst) 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.

15/5-2 Eirin

Utvinningssløyve:	048 E, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar:	Gass: 7,9 milliardar Sm ³ , NGL: 0,1 millionar tonn, Kondensat: 0,3 millionar Sm ³

15/5-2 Eirin blei påvist i 1978. Det ligg om lag 40 kilometer nordvest for Sleipner A-innretninga, og ni kilometer nordvest for funnet 15/5-1 Gina Krog. Om lag 80 prosent av gassen er i Skagerakformasjonen (seintrias alder), og om lag 20 prosent i Sleipnerformasjonen (jura). Skagerakformasjonen ligg på om lag 4100 meter djup. Utbyggingssloysinga blir truleg ei havbotnramme med fire brønnsliissar og to gassbrønner som skal knyttast til den planlagde Gina Krog-innretninga, der brønnstraumen dels blir prosessert og gassen brukt for injeksjon i Gina Krog for å auke utvinninga. Havbotnramma er planlagt å byggast på 118 meter djup. Rettshavarane planlegg å levere PUD seint i 2013 og starte produksjon i 2017.

16/2-6 Johan Sverdrup

Utvinningssløyve:	265, 501, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar:	Olje: 300,0 millionar Sm ³ , Gass: 7,8 milliardar Sm ³ , NGL: 3,8 millionar tonn,

16/2-6 Johan Sverdrup blei påvist i 2010 om lag 40 kilometer sør for Grane

og Balder. Fem avgrensingsbrønner og to sidesteg blei bora på funnet i 2011, medan seks avgrensingsbrønner og to sidesteg blei bora i 2012. Havdjupet i området er om lag 115 meter. Reservoaret inneheld olje i sandstein av jura alder og ligg på omlag 1900 meter djup. Rettshavarane vurderer ei sjølvstendig utbygging med fleire innretningar og planlegg konseptval i oktober 2013.

17/12-1 Bream

Utvinningssløyve: 407, Operatør: BG Norge AS

Ressursar: Olje: 6,8 millionar Sm³

17/12-1 Bream blei påvist i 1972 i utvinningssløyve 016. Funnet ligg på 110 meter 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 meter djup. Funnet blei levert tilbake i 1994 og tildelt på nytt i 2007 til utvinningssløyve 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. Moglege produksjonsstart er i 2017.

24/6-1 Peik

Utvinningssløyve: 088, Operatør: Centrica Resources (Norge) AS

Ressursar: Olje: 0,6 millionar Sm³, Gass: 2,0 milliardar 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 Alvheimfeltet. Havdjupet er om lag 120 meter. Reservoaret inneheld sandstein i Vestlandsgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4500 meter 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.

25/2-10 S

Utvinningssløyve: 442, Operatør: Centrica Resources (Norge) AS

Ressursar: Olje: 11,2 millionar Sm³, Gass: 3,4 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 eocen Friggformasjonen 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.

30/11-7

Utvinningssløyve: 035 B, 362, Operatør: Centrica Resources (Norge) AS

Ressursar: Olje: 0,6 millionar Sm³, Gass: 4,1 milliardar Sm³

Brønnen 30/11-7 blei bora i Fullastrukturen, der det blei påvist gass/kondensat i 2009. Funnet ligg rundt ti kilometer nordaust for Friggfeltet. Havdjupet i området er 110 meter. Reservoaret inneheld gass og kondensat i sandstein i Nessformasjonen av mellomjura alder, og ligg på om lag 4000 meter djup.

30/11-8 S

Utvinningssløyve: 035, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 6,6 millionar Sm³, Gass: 3,2 milliardar Sm³,
NGL: 0,2 millionar tonn

30/11-8 S (Krafla) med sidesteget 30/11-8-A blei bora i 2011 og påviste olje og gass i to nabostrukturar, Krafla Main og Krafla Vest. Reservoara er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoardjupet i dei to strukturane er på 3200 og 3650 meter. Havdjupet i området er 108 meter. Funnet ligg rundt 35 kilometer sør for Oseberg feltcenter. Evaluering av utbyggingsløyvingar er i ein tidleg fase og ulike løyvingar for tilknytning til annan infrastruktur er under vurdering.

31/2-N-11 H

Utvinningssløyve: 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. Brentreservoaret ligg på om lag 1900 meter djup. Olja vil bli produsert med ein brønn knytt til Troll C. Produksjonen er venta å starte i 2014.

34/8-13 A

Utvinningssløyve: 120, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 2,6 millionar Sm³, Gass: 1,1 milliardar Sm³,
NGL: 0,1 millionar tonn

34/8-13 A (Titan) blei påvist i 2009 like aust for Visundfeltet innanfor Visund avtaleområde (utvinningssløyve 120), på om lag 380 meter havdjup. Funnbrønnen påviste olje i intra-Draupne sandstein av seinjura alder, på 2 900 meter djup. Titan kan byggast ut med ein brønn bora frå Visund A-innretninga og seinare med ein tilleggsbrønn frå Visund Nord-havbotninnretninga. Produksjonsstart er planlagt tidleg i 2015, og utvinningsstrategien vil være trykkavlasting.

35/2-1

Utvinningssløyve: 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 sandstein i Nordlandgruppa av pleistocen alder, og ligg 580 meter under havflata. Det grunne reservoaret inneber lågt trykk og utfordringar med å bore brønner. Rettshavarane bora ein avgrensingsbrønn i 2009 og evaluerer moglege utbyggingsløyvingar.

35/11-13

Utvinningssløyve: 090 B, 090 C, 248, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 3,4 millionar Sm³, Gass: 0,6 milliardar Sm³,
NGL: 0,0 millionar tonn

35/11-13 (Astero) blei påvist i 2005, og ligg rett nord for Framfeltet, på 360 meter havdjup. Reservoaret inneheld olje med gasskappe i sandstein av seinjura alder og ligg på om lag 3100 meter djup. Fleire utbyggingsløyvingar er under evaluering, til dømes havbotnrammer knytte opp mot Gjøøa.

6406/2-7 Erlend

Utvinningssløyve: 199, 257, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Olje: 0,9 millionar Sm³, Gass: 1,0 milliardar Sm³,
NGL: 0,2 millionar tonn

6406/2-7 (Erlend) blei påvist i 1999. Den vestlege delen av funnet ligg i utvinningssløyve 257. Funnet er lokalisert sørvest for Kristinfeltet og nordvest for funnet 6406/2-6 Ragnfrid på Haltenbanken i Norskehavet. Havdjupet er 293 meter. Reservoaret består av sandstein i Garn- og Illeformasjonane av mellomjura alder. Toppen av reservoaret er på om lag 4560 meter. I tillegg er det gode indikasjonar på petroleum i sandstein i nedre del av Langeformasjonen av kritt alder. Den mest sannsynlege utbyggingsløyvinga er ei havbotnramme knytt til infrastrukturen på Kristin.

6406/3-2 Trestakk

Utvinningssløyve: 091, Operatør: Statoil Petroleum AS

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 meter havdjup. Reservoaret består av sandstein av mellomjura alder frå Garnformasjonen. Sandsteinen er avsett i eit grunt marint miljø og er relativt

homogen, med kalsitt-sementerte intervall. Toppreservoaret ligg på 3885 meter djup. Den mest sannsynlege utbyggingsløyisinga er havbotnrammer knytte til felles infrastruktur med Maria.

6406/3-8

Utvinningsløyve: 475 BS, Operatør: Wintershall Norge AS

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. Havdjuget er 290-315 meter. Funnet er lokalisert om lag 20 kilometer søraust for Åsgard. Strukturen er todelt, Maria sør og Maria nord. Funnbrønnen blei bora i Maria sør, og olje blei påvist i sandstein i Garn-formasjonen av mellomjura alder. Reservoalet ligg på 3700-3800 meter. Ein avgrensingsbrønn blei bora i 2012 og bekrefta den nordlege delen av funnet. To utbyggingsløyisingar blir evaluert. PUD vil etter planen bli levert i 2016, med produksjonstart i 2017.

6406/9-1 Linnorm

Utvinningsløyve: 255, Operatør: A/S Norske Shell

Ressursar: Gass: 23,9 milliardar Sm³, Kondensat: 0,5 millionar Sm³

Funnet 6406/9-1 Linnorm blei påvist i 2005. Funnet ligg på Halten-banken, om lag 40 kilometer nordvest for Draugen og 20 kilometer vest for Njord. Funnet blei avgrensa i 2007 med avgrensingsbrønnen 6406/9-2. Havdjuget er om lag 310 meter. Funnet består av gass med høgt CO₂-innhald (ca 7mol prosent). Gassen blei påvist i separate 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. Rettshavarane vurderer framtida for Linnormprosjektet.

6407/6-6 Mikkel Sør

Utvinningsløyve: 312, 312 B, 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 6407/6-7 S (Harepus), påvist i 2009. Funna ligg på Haltenbanken, om lag åtte kilometer sør for Mikkefeltet. Havdjuget ved funnbrønnen er mellom 226 og 247 meter. 6406/6-6-brønnen påviste gass og kondensat i sandstein av mellomjura alder i Garn- og Ileformasjonane. Reservoaara i Garn- og Ile-formasjonane ligg på 2110-2230 meter djup. Leitebrønnen 6407/6-7 S påviste gass og kondensat i sandstein i Garnformasjonen av seinjura alder. Reservoalet i Garnformasjonen ligg på rundt 2800 meter djup. Utbyggingsløyisinga blir truleg havbotnrammer knytte til infrastrukturen på Mikkel og med vidare transport av brønnstraumen til Åsgard B-innettinga for eksport. –Det er venta at PUD blir levert 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 6506/9-2 (Fogelberg) blei påvist i 2010. Funnet ligg på Haltenbanken, om lag 10 kilometer nord for Smørbukk-forekomsten. Havdjuget ved leitebrønnen er om lag 280 meter. Leitebrønnen påviste gass og kondensat i sandstein i Garn- og Ileformasjonane, av seinjura til mellomjura alder. Reservoaara i Garn- og Ileformasjonane ligg på om lag 4300-4380 meter. Funnet skal byggast ut med havbotnrammer knytt til eksisterande infrastruktur i området. Det er venta at operatøren vil levere PUD i 2016, med oppstart av produksjon i 2020.

6507/7-14 S

Utvinningsløyve: 435, Operatør: RWE Dea Norge AS

Ressursar: Gass: 17,4 milliardar Sm³, NGL: 0,2 millionar tonn, Kondensat: 0,5 millionar Sm³

6507/7-14 S (Zidane) består av to separate strukturar, Zidane øst og Zidane vest. Zidane øst blei påvist i 2010. Funnet er lokalisert om lag 15 kilometer nordvest av Heidrunfeltet i Norskehavet. Reservoalet består av sandstein i Garn- og Ileformasjonane av mellomjura alder. Havdjuget er 344 meter. Zidane

vest blei påvist om lag 3,5 kilometer vest for Zidane øst i sandstein i Garn- og Ileformasjonane av mellomjura alder. Reservoalet ligg på om lag 4530 meter, og havdjuget er om lag 400 meter. Havbotnrammer knytt til Heidrun-plattformen er den mest sannsynlege utbyggingsløyisinga. Det er planlagt å levere PUD i 2014, og produksjonen er planlagt å starte i 2017.

6607/12-2 S

Utvinningsløyve: 127, Operatør: Total E&P Norge AS

Ressursar: Olje: 0,9 millionar Sm³, Gass: 4,7 milliardar Sm³, Kondensat: 1,3 millionar Sm³

6607/12-2 S (Alve Nord) blei påvist i 2011. Funnet inneheld gass og olje. Det er lokalisert i Norskehavet om lag åtte kilometer vest for Nornefeltet. Havdjuget er om lag 370 meter. Reservoaara består av sandstein av kritt til tidlegjura alder. Funnet blir vurdert utbygt mot eksisterande felt i området.

6705/10-1

Utvinningsløyve: 327, 327 B, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar: Gass: 17,8 milliardar Sm³, Kondensat: 0,3 millionar Sm³

6705/10-1 (Asterix) blei oppdaga i 2009. Funnet er lokalisert i Vøringsbassenget i Norskehavet. Havdjuget er 1335 meter. Reservoalet er sandsteinar i Springarformasjonen av seinkritt alder. Reservoalet blei avsett som turbidittar. Reservoalet ligg på om lag 3200 meter. Den mest sannsynlege utbyggingsløyisinga er havbotnrammer knytt til den framtidige infrastrukturen på Aasta Hansteen.

7122/6-1

Utvinningsløyve 110 B, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar Gass: 3,7 milliardar Sm³, Kondensat: 0,2 millionar Sm³

7122/6-1 (Tornerose) blei påvist i 1987 og ligg om lag 110 kilometer nordvest for Hammerfest. Havdjuget i området er om lag 400 meter. Reservoalet er av seintrias alder. Planen er å bygge ut funnet med havbotnrammer knytt til Snøhvit-anlegget.

7220/8-1

Utvinningsløyve 532, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar Olje: 40,9 millionar Sm³

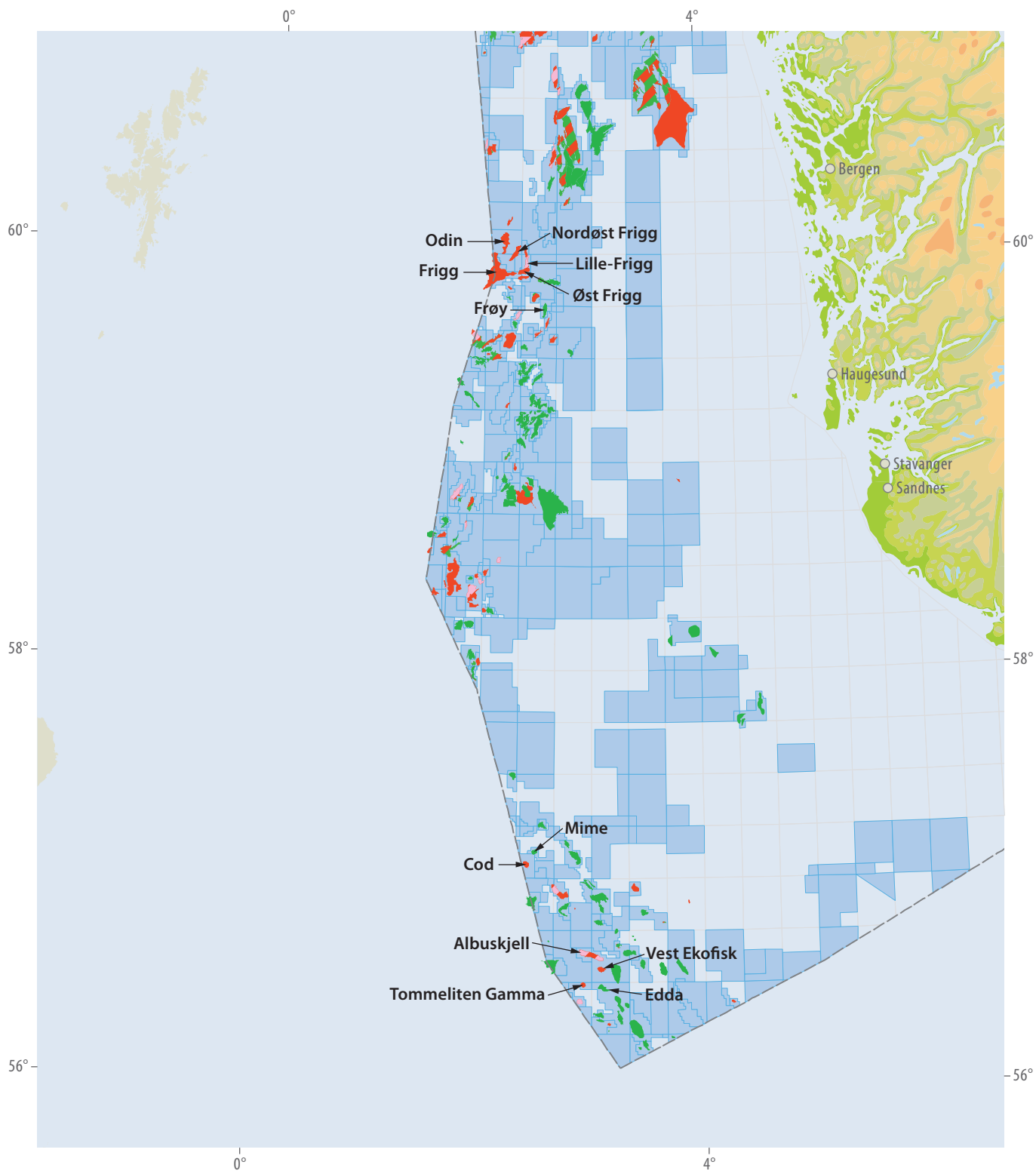
7220/8-1 (Skrugard) blei funne i 2011 og påviste olje og gass. Funnet er lokalisert i Barentshavet omlag 110 kilometer nord for Snøhvitfeltet. Havdjuget er omlag 370 meter. Reservoalet består av sandstein av mellomjura til tidlegjura alder. Funnet er planlagt bygt ut saman med funnet 7220/7-1 (Havis) via ein flytande innretning og røyr til ein landterminal.

FELT DER PRODUKSJONEN ER AVSLUTTA

13



Norsk sokkel er blitt moden, og dei første innretningane er fjerna og hogd opp på land.
(Foto: Monika Larsen, Oljedirektoratet)



Figur 13.1 Felt der produksjonen er avslutta (Kjelde: Oljedirektoratet)

Felta i denne oversikta er ikkje i produksjon per 31. desember 2012.

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

RØRLEIDNINGAR OG LANDANLEGG

14



Anlegget på Kollsnes i Hordaland er ein del av Trollutbygginga. Herifrå blir gassen transportert til Storbritannia og til resten av Europa.
(Foto: Gassco)

Gassled

Gassled er eit interessentskap for gasstransportsystemet knytt til norsk kontinentalsokkel. Gasstransportsystemet består av rørleidningar, plattformer, prosessanlegg på land og mottaksterminalar 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. Verksemda til Gassled er regulert av petroleumsforskrifta og tariffane for dei individuelle tenestene er fastsett av Olje- og energidepartementet. Eigarane av Gassled var ved utgangen av 2012; Petoro AS, Solveig Gas Norway AS, Njord Gas Infrastructure AS, Silex Gas Norway AS, Infragas Norge AS, Statoil Petroleum AS, Norsea Gas AS, ConocoPhillips Skandinavia AS, DONG E&P Norge AS, GDF SUEZ E&P Norge AS og RWE Dea Norge AS.

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. Dette gjeld både utnytting av transportsystemet og vurdering av kapasitetsauke. Dette er nødvendig for at ressursane på kontinentalsokkelen skal bli utnytta effektivt. 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 marknaden (systemdrift). I tillegg har Gassco ansvar for administrering av gasstransportkapasiteten (kapasitetsadministrasjon) og utvikling av infrastruktur.

Systemdrift

Systemdrift inneber planlegging, overvaking, koordinering og styring av produktstraumane frå felta 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 i 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 kapasitetsadministrasjonen. 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 gje investorane ei rimeleg avkastning av den opphavlege investerte kapitalen, eit element for investeringar for å halde oppe systemet og eit driftskostnadselement for å 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. Frå og med september 2011 er det introdusert avbrytbar kapasitet, dvs kapasitet som ein skipar som har reservert kapasitet i førstehandsmarknaden ikkje har nytta. All omsetnad 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 anleggsstyring for at nye anlegg eller utstyr blir bygde dersom det er nødvendig. I samband med opprettinga av Gassco vart det bestemt at dei opphavlege aktørane i nokre tilfelle skulle vidareføre det daglege arbeidet med drift av anlegga. Gassco har etablert såkalla tekniske serviceavtalar med Statoil (for drift av rørleidningar og Kårstø- og Kollsnes-anlegga), ConocoPhillips for Norpipe gassrørleidning og TOTAL UK plc for Vesterled gassrørleidning og mottaksterminalen i St Fergus i Skottland.

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 utnyttinga av skalafordelane.

Fakta om rørsystemet

Tabellen under viser gassrør og anlegg som Gassled har ansvar for. Kapasitetane gitt i tabellen under er teknisk tilgjengeleg kapasitet runda av til næraste heile tal. Transportkapasiteten kan bli influert av trykkforhold, temperatur, gasskvalitet og andre operasjonelle forhold.

Rørleidning	Frå – til	Oppstart (år)	Kapasitet (millionar Sm ³ /d)	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering Milliardar NOK 2010
Europipe	Draupner E*–Emden i Tyskland	1995	46	40	620	23,3
Europipe II	Kårstø–Dornum i Tyskland	1999	71	42	658	10,5
Franpipe	Draupner E*–Dunkerque i Frankrike	1998	55	42	840	10,9
Norpipe	Ekofisk–Norsea Gas Terminal i Tyskland	1977	32	36	440	28,9
Oseberg Gasstransport (OGT)	Oseberg–Heimdal*	2000	35	36	109	2,2
Statpipe (rikgass)	Statfjord–Kårstø		25	30	308	
Statpipe (tørrgass)	Kårstø–Draupner S*		21	28	228	
Statpipe (tørrgass)	Heimdal*–Draupner S*		31	36	155	
Statpipe (tørrgass)	Draupner S*–Ekofisk Y		30	36	203	
Statpipe (alle rørleidningar)		1985				49,9
Tampen Link	Statfjord–FLAGS-rørleidning i UK	2007	10–27	32	23	2,2
Vesterled	Heimdal*–St. Fergus i Skottland	1978	39	32	360	35,3
Zeepipe	Sleipner*–Draupner S*		55	30	30	
Zeepipe	Sleipner*–Zeebrugge i Belgia	1993	42	40	813	
Zeepipe IIA	Kollsnes–Sleipner*	1996	74	40	299	
Zeepipe IIB	Kollsnes–Draupner E*	1997	73	40	301	
Zeepipe (alle rørleidningar)						26,3
Åsgard Transport	Åsgard–Kårstø	2000	70	42	707	11,5
Langeled (nordlege rørleidning)	Nyhamna–Sleipner*	2007	75	42	627	
Langeled (sørlege rørleidning)	Sleipner*–Easington i England	2006	72	44	543	
Langeled (begge rørleidningane)						18,6
Norne Gasstransport-system (NGTS)	Norne–Åsgard Transport	2001	7	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

Gassledlandlegg i Noreg

Det er to landanlegg i Gassledsystemet.

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 Vestprosessanlegget på Mongstad. Kollsnes-anlegget vart 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 vart 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 utskiping. 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 fjellhellar. 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 vart 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	79 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 2010
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 2010
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–Teeseide i Storbritannia	1975	53 millionar Sm ³ /år	34	354	17,8
Oseberg Transport-system	Statoil Petroleum AS	Oseberg A–Sture-terminalen	1988	121 000 Sm ³ /d olje	28	115	10,5
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	0,35
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 koblingspunkt 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 fjellkaverner 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 utskipping. 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	Stureterminalen tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg SØr, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Terminalen tek ogsØ ã imot olje frå Granefeltet via Grane oljerØr. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar pØ opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet pØ 1 million Sm ³ , ei LPG-kaverne pØ 60 000 Sm ³ og ei ballastvatnkaverne pØ 200 000 m ³ . Eit fraksjoneringsanlegg prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-blanding.
Tjeldbergodden	Aure kommune i Møre og Romsdal	Metanolfabrikk. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm ³ , som gir 830 000 tonn metanol. I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har ogsØ eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet pØ 35 millionar Sm ³ per år.
Vestprosess	Lindås kommune i Hordaland	Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for vØtgass (NGL). Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gassterminalen pØ Kollsnes via oljeterminalen pØ Stura og vidare til Mongstad. PØ 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



Frå Sleipner-innretninga.
(Foto: Morten Berentsen, Petroleumstilsynet)

VEDLEGG 1

Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter frå petroleumsværksemda (mill. kr)

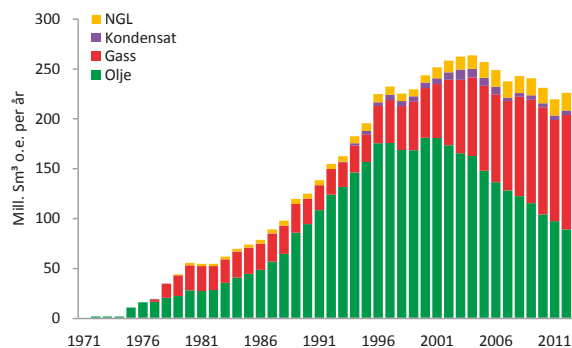
År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjonsavgift	Arealavgift	Miljøavgifter	Netto kontantstrøm SDØE	Utbyte Statoil
1971			14				
1972			42				
1973			69				
1974			121				
1975			208				
1976	1 143	4	712	99			
1977	1694	725	646	57			
1978	1 828	727	1 213	51			
1979	3 399	1 492	1 608	53			
1980	9 912	4 955	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	0	1 373	2 186	104 053	12 818
2011	78 243	127 693	0	1 517	2 225	127 775	13 350

(Kjeld: Statsrekneskapen)

Tabell 1.2 Petroleumsproduksjon på norsk sokkel, standard kubikkmeter (Sm³) ojeekvivalentar

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
2011	97,5	100,4	4,6	16,3	218,8
2012	89,0	112,8	4,5	17,5	223,8

(Kjelde: Oljedirektoratet)



Total petroleumsproduksjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsette, investeringar og leitekostnader

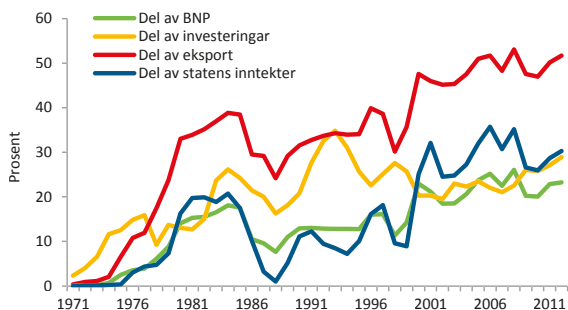
År	Bruttoproduct (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Antall sysselsette	Investeringar inklusiv leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	75		704	
1972	207	314	200	1 274	
1973	258	504	300	2 457	
1974	1 056	1 089	1000	5 313	
1975	4 218	3 943	2 400	7 227	
1976	6 896	7 438	3 000	10 421	
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	511 584	36 400	95 477	11 728
2007	519 174	491 194	38 900	108 252	17 929
2008	666 391	635 385	40 300	124 242	24 411
2009	481 380	453 674	42 300	135 825	27 889
2010	528 968	483 849	64 817 *	125 421	25 493
2011	643 096	572 269	69 306	146 290	27 399
2012	691 545	614 832	-	172 465	26 990

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

* Talet på sysselsette frå og med 2010 er basert på grunnlag av ein ny standard for næringsgruppering, og er ikkje direkte samanliknbart med dei foregående sysselsetjingstala. Auken i antal sysselsette skuldast at SSBs definisjon no omfattar fleire næringer som petroleumrelaterte næringer enn tidligare.

Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)



VEDLEGG 2

Petroleumsressursane

(per 31.12.2012)

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	0,0	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	1,1	3,0	0,5		5,1	1990
Alvheim	19,7	2,1			21,8	1998
Atla	0,0	0,0			0,1	2010
Balder	55,9	1,3			57,2	1967
Blane	0,6		0,0		0,6	1989
Brage	55,2	3,3	1,2		60,8	1980
Draugen	131,9	1,6	2,4		138,0	1984
Ekofisk	439,4	141,7	13,0		605,7	1969
Eldfisk	100,5	39,4	3,9		147,3	1970
Embla	10,3	3,8	0,4		15,0	1988
Enoch	0,3	0,0			0,3	1991
Fram	24,8	2,5	0,2		27,7	1992
Gaupe	0,1	0,2	0,0	0,0	0,3	1985
Gimle	2,6	0,4	0,1		3,2	2004
Gjøa	5,2	4,9	1,1	0,2	12,4	1989
Glitne	8,9				8,9	1995
Grane	88,5				88,5	1991
Gullfaks	353,9	23,1	2,8		382,3	1978
Gullfaks Sør	42,2	33,0	4,1		83,0	1978
Gungne		13,9	1,9	4,3	21,8	1982
Gyda	35,7	6,2	1,9		45,4	1980
Heidrun ⁴⁾	142,0	15,3	0,6		158,3	1985
Heimdal	6,5	45,2			51,8	1972
Hod	9,5	1,6	0,3		11,6	1974
Huldra	5,1	16,7	0,1		22,0	1982
Islay	0,0	0,0	0,0		0,0	2008
Jotun	22,7	0,9			23,6	1994
Kristin	16,9	19,0	4,0	2,1	45,6	1997
Kvitebjørn	17,5	39,3	3,4		63,2	1994
Marulk	0,0	0,5	0,0		0,7	1992
Mikkel	3,3	15,6	4,2	2,2	29,0	1987
Morvin	3,7				3,7	2001

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹ mill. Sm ³	Funnår ²
Murchison	13,8	0,3	0,3	0,0	14,8	1975
Njord	25,5	7,8	1,8		36,7	1986
Norne	87,0	6,6	0,8		95,0	1992
Ormen Lange		98,7		7,7	106,3	1997
Oseberg	361,9	34,9	8,3		412,6	1979
Oseberg Sør	43,7	8,0			51,7	1984
Oseberg Øst	18,7	0,3			19,0	1981
Oselvar	0,2		0,0		0,2	1991
Rev	0,7	2,6	0,0		3,4	2001
Ringhorne Øst	9,1	0,2			9,3	2003
Sigyn		6,2	2,4	5,8	16,5	1982
Skirne	1,7	8,9			10,6	1990
Sleipner Vest		113,5	8,1	28,4	157,2	1974
Sleipner Øst		66,3	13,0	26,8	117,8	1979
Snorre	185,8	6,3	4,6		200,9	1979
Snøhvit		19,8	1,0	3,5	25,3	1984
Statfjord	566,1	66,0	16,9	0,5	664,8	1974
Statfjord Nord	36,5	2,3	0,8		40,3	1977
Statfjord Øst	36,1	3,9	1,3		42,5	1976
Sygna	9,9				9,9	1996
Tambar	8,9	2,0	0,2		11,3	1983
Tambar Øst	0,3	0,0	0,0		0,3	2007
Tor	23,9	10,8	1,2		37,0	1970
Tordis	55,3	4,2	1,6		62,5	1987
Troll ⁵⁾	227,8	447,9	6,4	4,3	692,1	1979
Trym	0,7	1,1			1,8	1990
Tune	3,4	18,5	0,1		22,2	1996
Tyrihans	15,9	0,7	0,2		17,0	1983
Ula	72,2	3,9	2,6		81,1	1976
Urd	5,0	0,1	0,0		5,2	2000
Vale	1,3	1,1			2,4	1991
Valhall	105,9	20,6	3,3		132,7	1975
Varg	15,1				15,1	1984
Vega	1,5	1,8	0,4	0,1	4,2	1981
Veslefrikk	52,3	2,3	1,3		57,0	1981
Vigdis	51,6	1,7	0,9		55,1	1986
Vilje	7,4	0,3			7,7	2003
Visund	22,4	7,0	0,5		30,2	1986
Visund Sør	0,0	0,0	0,0		0,1	2008
Volund	4,6	0,4			5,1	1994
Volve	7,6	0,7	0,1	0,1	8,7	1993
Yme	7,9				7,9	1987
Yttergryta	0,3	1,2	0,2		2,0	2007
Åsgard	81,8	123,7	22,5	17,1	265,4	1981
Seld og levert frå felt i produksjon	3773,9	1537,1	147,1	103,2	5693,8	
Sum seld og levert	3812,2	1765,7	150,9	104,2	5968,8	

¹⁾ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår i feltet

³⁾ 33/9-6 Delta har prøveproduksjon

⁴⁾ Heidrun omfattar Tjeldbergodden

⁵⁾ 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 31.12.2012	Utvinningstillatelse/ avtalebasert område
Alve	9,7	1990	Statoil Petroleum AS	159 B
Alvheim	44,0	1998	Marathon Oil Norge AS	203
Atla	1,7	2010	Total E&P Norge AS	102 C
Balder	74,0	1967	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	001
Blane	0,9	1989	Talisman Energy Norge AS	Blane
Brage	66,7	1980	Statoil Petroleum AS	Brage
Brynhild ¹⁾	3,6	1992	Lundin Norway AS	148
Bøyla ¹⁾	3,7	2009	Marathon Oil Norge AS	340
Draugen	153,6	1984	A/S Norske Shell	093
Edvard Grieg ¹⁾	29,2	2007	Lundin Norway AS	338
Ekofisk	762,5	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	190,4	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	20,7	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Enoch	0,4	1991	Talisman North Sea Limited	Enoch
Fram	40,6	1992	Statoil Petroleum AS	090
Gaupe	0,7	1985	BG Norge AS	292
Gimle	5,0	2004	Statoil Petroleum AS	Gimle
Gjøa	60,7	1989	GDF SUEZ E&P Norge AS	153
Glitne	8,9	1995	Statoil Petroleum AS	048 B
Goliat ¹⁾	38,1	2000	Eni Norge AS	229
Grane	124,6	1991	Statoil Petroleum AS	Grane
Gudrun ¹⁾	20,6	1975	Statoil Petroleum AS	025
Gullfaks	394,0	1978	Statoil Petroleum AS	050
Gullfaks Sør	141,3	1978	Statoil Petroleum AS	050
Gungne	24,1	1982	Statoil Petroleum AS	046
Hyda	47,0	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	232,8	1985	Statoil Petroleum AS	Heidrun
Heimdal	55,1	1972	Statoil Petroleum AS	036 BS
Hod	13,0	1974	BP Norge AS	033
Huldra	22,8	1982	Statoil Petroleum AS	Huldra
Hyme ¹⁾	4,0	2009	Statoil Petroleum AS	348
Islay	0,1	2008	Total E&P UK PLC	043 CS, 043 DS
Jette ¹⁾	1,7	2009	Det norske oljeselskap ASA	Jette
Jotun	24,5	1994	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Jotun
Knarr ¹⁾	13,6	2008	BG Norge AS	373 S
Kristin	65,7	1997	Statoil Petroleum AS	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	138,3	1994	Statoil Petroleum AS	193
Martin Linge ¹⁾	30,0	1978	TOTAL E & P Norge AS	Martin Linge
Marulk	10,8	1992	Eni Norge AS	122
Mikkel	56,5	1987	Statoil Petroleum AS	Mikkel
Morvin	16,0	2001	Statoil Petroleum AS	134 B
Murchison	14,2	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	53,1	1986	Statoil Petroleum AS	Njord
Norne	105,8	1992	Statoil Petroleum AS	Norne
Ormen Lange	323,1	1997	A/S Norske Shell	Ormen Lange
Oseberg	511,6	1979	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Sør	80,1	1984	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Øst	27,6	1981	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oselvar	8,6	1991	DONG E&P Norge AS	274
Rev	3,5	2001	Talisman Energy Norge AS	038 C
Ringhorne Øst	15,8	2003	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Ringhorne Øst

Felt	Opphavlege reserver mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2011	Utvinningsstillatelse/ avtalebasert område
Sigyn	18,2	1982	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	072
Skarv ¹⁾	69,6	1998	BP Norge AS	Skarv
Skirne	12,4	1990	Total E&P Norge AS	102
Skuld ¹⁾	14,2	2008	Statoil Petroleum AS	128
Sleipner Vest	184,3	1974	Statoil Petroleum AS	Sleipner Vest
Sleipner Øst	120,4	1981	Statoil Petroleum AS	Sleipner Øst
Snorre	265,5	1979	Statoil Petroleum AS	Snorre
Snøhvit	211,5	1984	Statoil Petroleum AS	Snøhvit
Statfjord	692,7	1974	Statoil Petroleum AS	Statfjord
Statfjord Nord	43,6	1977	Statoil Petroleum AS	037
Statfjord Øst	44,9	1976	Statoil Petroleum AS	Statfjord Øst
Svalin ¹⁾	12,1	1992	Statoil Petroleum AS	169
Sygna	11,0	1996	Statoil Petroleum AS	Sygna
Tambar	12,4	1983	BP Norge AS	065
Tambar Øst	0,3	2007	BP Norge AS	Tambar Øst
Tor	37,5	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	69,2	1987	Statoil Petroleum AS	089
Troll	1750,2	1983	Statoil Petroleum AS	Troll
Trym	5,8	1990	DONG E&P Norge AS	147
Tune	21,9	1996	Statoil Petroleum AS	190
Tyrihans	94,8	1983	Statoil Petroleum AS	Tyrihans
Ula	99,3	1976	BP Norge AS	019
Urd	7,2	2000	Statoil Petroleum AS	128
Vale	4,7	1991	Centrica Resources (Norge) AS	036
Valemon ¹⁾	33,5	1985	Statoil Petroleum AS	Valemon
Valhall	185,4	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	19,4	1984	Talisman Energy Norge AS	038
Vega	25,2	1981	Statoil Petroleum AS	Vega
Veslefrikk	63,5	1981	Statoil Petroleum AS	052
Vigdis	70,8	1986	Statoil Petroleum AS	089
Vilje	13,6	2003	Marathon Oil Norge AS	036 D
Visund	97,4	1986	Statoil Petroleum AS	Visund Inside
Visund Sør	11,8	2008	Statoil Petroleum AS	Visund Inside
Volund	9,5	1994	Marathon Petroleum Norge AS	150
Volve	9,9	1993	Statoil Petroleum AS	046 BS
Yme ¹⁾	22,0	1987	Talisman Energy Norge AS	316
Yttergryta	3,3	2007	Statoil Petroleum AS	062
Åsgard	400,1	1981	Statoil Petroleum AS	Åsgard

¹⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjon ikkje var starta per 31.12.2012

²⁾ Funnår for den fyrste funnbrønnen 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	1,9	5,7	1,1	0,0	9,7	0,8	2,7	0,6	0,0	4,6
Alvheim	37,2	6,8	0,0	0,0	44,0	17,5	4,7	0,0	0,0	22,2
Atla	0,3	1,4	0,0	0,0	1,7	0,3	1,3	0,0	0,0	1,6
Balder	72,1	2,0	0,0	0,0	74,0	16,2	0,6	0,0	0,0	16,8
Blane	0,8	0,0	0,0	0,0	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
Brage	59,3	4,5	1,5	0,0	66,7	4,0	1,2	0,3	0,0	5,9
Brynhild ³⁾	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6
Bøyla ³⁾	3,4	0,3	0,0	0,0	3,7	3,4	0,3	0,0	0,0	3,7
Draugen	146,7	1,6	2,8	0,0	153,6	14,9	0,1	0,4	0,0	15,6
Edvard Grieg ³⁾	26,2	1,8	0,6	0,0	29,2	26,2	1,8	0,6	0,0	29,2
Ekofisk	569,2	164,5	15,2	0,0	762,5	129,8	22,8	2,2	0,0	156,8
Eldfisk	137,9	44,8	4,1	0,0	190,4	37,3	5,4	0,2	0,0	43,1
Embla	11,9	7,5	0,7	0,0	20,7	1,5	3,6	0,3	0,0	5,7
Enoch	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Fram	30,7	8,8	0,6	0,0	40,6	5,9	6,3	0,4	0,0	12,9
Gaupe	0,2	0,5	0,0	0,0	0,7	0,1	0,3	0,0	0,0	0,4
Gimle	3,0	1,4	0,3	0,0	5,0	0,4	1,0	0,2	0,0	1,8
Gjøa	11,6	32,7	8,7	0,0	60,7	6,4	27,8	7,6	0,0	48,6
Glitne	8,9	0,0	0,0	0,0	8,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Goliat ³⁾	30,2	7,3	0,3	0,0	38,1	30,2	7,3	0,3	0,0	38,1
Grane	124,6	0,0	0,0	0,0	124,6	36,1	0,0	0,0	0,0	36,1
Gudrun ³⁾	11,7	6,4	1,3	0,0	20,6	11,7	6,4	1,3	0,0	20,6
Gullfaks	365,5	23,1	2,8	0,0	394,0	11,6	0,0	0,0	0,0	11,6
Gullfaks Sør	58,8	65,1	9,2	0,0	141,3	16,6	32,1	5,0	0,0	58,2
Gungne	0,0	15,2	2,2	4,7	24,1	0,0	1,3	0,3	0,4	2,3
Gyda	36,5	6,7	2,0	0,0	47,0	0,9	0,5	0,1	0,0	1,5
Heidrun	182,1	46,5	2,2	0,0	232,8	40,1	31,3	1,7	0,0	74,5
Heimdal	8,2	46,9	0,0	0,0	55,1	1,6	1,7	0,0	0,0	3,3
Hod	10,4	1,8	0,4	0,0	13,0	0,9	0,2	0,1	0,0	1,4
Huldra	5,1	17,5	0,1	0,0	22,8	0,0	0,7	0,0	0,0	0,8
Hyme ³⁾	3,2	0,5	0,2	0,0	4,0	3,2	0,5	0,2	0,0	4,0
Islay	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
Jette ³⁾	1,5	0,1	0,0	0,0	1,7	1,5	0,1	0,0	0,0	1,7
Jotun	23,4	1,1	0,0	0,0	24,5	0,7	0,2	0,0	0,0	0,9
Knarr ³⁾	11,9	0,3	0,8	0,0	13,6	11,9	0,3	0,8	0,0	13,6
Kristin	22,9	28,7	6,3	2,1	65,7	6,0	9,7	2,3	0,0	20,1
Kvitebjørn	27,3	89,1	11,5	0,0	138,3	9,8	49,8	8,1	0,0	75,1
Martin Linge ³⁾	6,0	19,7	0,7	3,0	30,0	6,0	19,7	0,7	3,0	30,0
Marulk	0,7	8,4	0,9	0,0	10,8	0,6	7,8	0,9	0,0	10,2
Mikkel	6,6	31,4	8,6	2,2	56,5	3,3	15,8	4,4	0,0	27,5
Morvin	9,3	4,5	1,1	0,0	16,0	5,6	4,5	1,1	0,0	12,3
Murchison	13,9	0,4	0,0	0,0	14,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Njord	28,5	17,2	3,9	0,0	53,1	3,0	9,4	2,1	0,0	16,4
Norne	90,8	12,0	1,6	0,0	105,8	3,8	5,4	0,8	0,0	10,8
Ormen Lange	0,0	306,3	0,0	16,7	323,1	0,0	207,7	0,0	9,1	216,7
Oseberg	384,6	104,1	12,1	0,0	511,6	22,7	69,2	3,8	0,0	99,0
Oseberg Sør	61,0	16,0	1,6	0,0	80,1	17,2	8,0	1,6	0,0	28,4
Oseberg Øst	26,7	0,4	0,3	0,0	27,6	7,9	0,1	0,3	0,0	8,5

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
Oselvar	4,6	3,9	0,0	0,0	8,6	4,5	3,9	0,0	0,0	8,4
Rev	0,7	2,7	0,1	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Ringhorne Øst	15,5	0,4	0,0	0,0	15,8	6,3	0,1	0,0	0,0	6,5
Sigyn	0,0	6,9	2,6	6,4	18,2	0,0	0,7	0,2	0,6	1,7
Skarv ³⁾	15,5	43,4	5,6	0,0	69,6	15,5	43,4	5,6	0,0	69,6
Skirne	2,2	10,2	0,0	0,0	12,4	0,5	1,3	0,0	0,0	1,8
Skuld ³⁾	13,4	0,6	0,1	0,0	14,2	13,4	0,6	0,1	0,0	14,2
Sleipner Vest	0,0	133,3	9,5	32,9	184,3	0,0	19,8	1,5	4,5	27,1
Sleipner Øst	0,0	67,8	13,5	27,0	120,4	0,0	1,5	0,4	0,2	2,6
Snorre	249,9	6,6	4,7	0,0	265,5	64,1	0,3	0,1	0,0	64,6
Snøhvit	0,0	176,7	6,4	22,6	211,5	0,0	156,9	5,4	19,0	186,2
Statfjord	570,4	77,4	23,0	1,1	692,7	4,3	11,4	6,1	0,6	27,9
Statfjord Nord	39,5	2,1	1,1	0,0	43,6	3,0	0,0	0,3	0,0	3,6
Statfjord Øst	36,8	4,0	2,1	0,0	44,9	0,7	0,1	0,8	0,0	2,3
Svalin ³⁾	12,1	0,0	0,0	0,0	12,1	12,1	0,0	0,0	0,0	12,1
Sygna	11,0	0,0	0,0	0,0	11,0	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1
Tambar	9,5	2,0	0,5	0,0	12,4	0,6	0,0	0,3	0,0	1,1
Tambar Øst	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tor	24,3	10,9	1,2	0,0	37,5	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5
Tordis	61,2	4,6	1,8	0,0	69,2	6,0	0,4	0,2	0,0	6,8
Troll	263,8	1432,8	27,5	1,5	1750,2	36,0	984,9	21,1	-2,8	1058,2
Trym	1,5	4,3	0,0	0,0	5,8	0,8	3,2	0,0	0,0	4,0
Tune	3,3	18,3	0,2	0,0	21,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Tyrhans	32,4	41,7	10,9	0,0	94,8	16,5	40,9	10,7	0,0	77,8
Ula	87,9	3,9	4,0	0,0	99,3	15,7	0,0	1,4	0,0	18,3
Urd	7,0	0,2	0,0	0,0	7,2	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0
Vale	2,4	2,3	0,0	0,0	4,7	1,1	1,3	0,0	0,0	2,3
Valemon ³⁾	4,9	26,1	1,3	0,0	33,5	4,9	26,1	1,3	0,0	33,5
Valhall	147,4	27,5	5,5	0,0	185,4	41,5	6,9	2,2	0,0	52,7
Varg	16,4	1,1	1,0	0,0	19,4	1,4	1,1	1,0	0,0	4,4
Vega	6,6	14,0	2,4	0,0	25,2	5,1	12,2	2,0	0,0	21,1
Veslefrikk	54,1	5,7	2,0	0,0	63,5	1,8	3,3	0,7	0,0	6,5
Vigdis	66,6	1,9	1,2	0,0	70,8	15,0	0,2	0,3	0,0	15,7
Vilje	13,6	0,0	0,0	0,0	13,6	6,2	0,0	0,0	0,0	6,2
Visund	33,9	51,3	6,4	0,0	97,4	11,5	44,3	6,0	0,0	67,1
Visund Sør	2,7	7,3	0,9	0,0	11,8	2,7	7,3	0,9	0,0	11,7
Volund	8,6	0,9	0,0	0,0	9,5	4,0	0,5	0,0	0,0	4,5
Volve	8,7	0,8	0,2	0,1	9,9	1,0	0,1	0,0	0,0	1,1
Yme ³⁾	22,0	0,0	0,0	0,0	22,0	14,1	0,0	0,0	0,0	14,1
Yttergryta	0,3	2,2	0,4	0,0	3,3	0,0	1,0	0,2	0,0	1,3
Åsgard	100,4	207,7	39,4	17,1	400,1	18,6	84,1	16,8	0,0	134,7
Sum	4627,9	3564,1	281,3	137,4	8863,8	854,2	2027,8	134,5	34,6	3172,0

¹⁾ Tabellen syner forventningsverdiar og estimata er difor usikre

²⁾ Omrekningsfaktor for NGL i tonn til Sm³ er 1,9

³⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2012

⁴⁾ Årsaka til negative tal for attverande reservar på enkelte felt er at produktet ikkje er rapportert under opphavlege reservar. Dette gjeld produsert NGL og kondensat.

Tabell 2.4 Reserver 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⁾
15/5-1 Gina Krog ³⁾	15,4	12,5	3,3	1,6	35,8	2009
16/1-9 Ivar Aasen ⁴⁾	18,3	4,7	1,1	0,0	25,0	2008
33/9-6 Delta	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	1976
35/11-15 S	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7	2007
6707/10-1 Aasta Hansteen ⁵⁾	0,0	45,4	0,0	0,9	46,3	2008
Totalt	35,4	62,6	4,4	2,5	108,8	

¹⁾ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³
²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår
³⁾ 15/5-1 Gina Krog har óg ressursar i RK 5A. Volumet er summert i RK 5 i betinga ressursar for funn
⁴⁾ 16/1-9 Ivar Aasen inneheld 16/1-7 og 25/10-8 Hanz
⁵⁾ 6707/10-1 Aasta Hansteen inneheld 6706/12-1 og 6707/10-2 S

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
15/3-9	0,8	0,4	0,1	0,0	1,3	2010
15/5-2 Eirin	0,0	7,9	0,1	0,3	8,4	1978
16/2-6 Johan Sverdrup ⁴⁾	300,0	7,8	3,8	0,0	315,0	2010
17/12-1 Bream	6,8	0,0	0,0	0,0	6,8	1972
24/6-1 Peik	0,6	2,0	0,0	0,0	2,5	1985
25/2-10 S ⁵⁾	11,2	3,4	0,0	0,0	14,5	1986
30/11-7	0,6	4,1	0,0	0,0	4,7	2009
30/11-8 S ⁶⁾	6,6	3,3	0,2	0,0	10,4	2011
31/2-N-11 H	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	2005
34/8-13A ⁷⁾	2,6	1,1	0,1	0,0	4,0	2009
35/11-13	3,4	0,6	0,0	0,0	4,1	2005
35/2-1	0,0	19,5	0,0	0,0	19,5	2005
6406/2-7 Erlend	0,9	1,0	0,2	0,0	2,3	1999
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	22,6	0,0	0,5	23,2	2005
6407/6-6 ⁸⁾ 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
6507/7-14 S ⁹⁾	0,0	17,4	0,2	0,5	18,2	2010
6607/12-2 S	0,9	4,7	0,0	1,3	6,8	1997
6705/10-1	0,0	17,8	0,0	0,3	18,1	2009
7/8-3	3,8	0,0	0,0	0,0	3,8	1983
7122/6-1	0,0	3,7	0,0	0,2	3,9	1987
7220/8-1 ¹⁰⁾	40,9	0,0	0,0	0,0	40,9	2011
Totalt	411,1	132,6	5,8	3,1	557,9	

¹⁾ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³
²⁾ Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår
³⁾ Rettshavarane ser på ein nyutbygging av feltet, volumet er summert i RK 4A for feltet
⁴⁾ 16/2-6 Johan Sverdrup inneheld og 16/2-12 Geitungen
⁵⁾ 25/2-10 S inneheld 25/2-17 - funnår 2009
⁶⁾ 30/11-8 S inneheld 30/11-8 A - funnår 2011. Ressursar i RK 4F og RK 7F
⁷⁾ 34/8-13 A inneheld 34/8-13 S - funnår 2009
⁸⁾ 6407/6-6 Mikkel Sør inneheld 6407/6-7 S - funnår 2009
⁹⁾ 6507/7-14 S inneheld 6507/7-15 S - funnår 2012
¹⁰⁾ 7220/8-1 har gassressursar i RK 7A

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	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
16/1-12	5,1	0,5	0,2	0,0	5,9	2009
16/1-14	5,2	0,2	0,1	0,0	5,5	2010
2/12-1 Mjølner	3,0	0,8	0,1	0,0	4,0	1987
2/2-2	0,0	2,0	0,0	0,0	2,0	1982
2/4-17 Tjalve	0,5	0,7	0,1	0,0	1,4	1992
2/5-3 Sørøst Tor	3,1	0,9	0,0	0,0	3,9	1972
8/10-4 S	9,4	0,9	0,0	0,0	10,3	2011
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
30/5-3 S	0,5	4,5	0,0	0,0	5,0	2009
33/12-9 S	0,5	0,5	0,1	0,0	1,2	2012
34/10-53 A	0,1	0,4	0,1	0,0	0,6	2011
34/10-53 S	0,8	8,6	1,5	0,0	12,2	2011
34/11-2 S Nøkken	1,8	4,0	0,5	0,0	6,7	1996
34/4-11	15,8	1,8	0,5	0,0	18,5	2010
35/8-3	0,6	2,7	0,0	0,0	3,2	1988
35/9-6 S	5,4	4,0	0,0	2,5	12,0	2010
6406/2-1 Lavrans	2,2	8,3	0,7	0,0	11,8	1995
6407/7-8	0,5	2,0	0,3	0,0	3,0	2008
6407/9-9	0,0	1,6	0,0	0,1	1,7	1999
6506/11-2 Lange	0,5	0,2	0,1	0,0	0,9	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
7220/7-1 ³⁾	45,4	0,0	0,0	0,0	45,4	2012
7225/3-1	0,0	41,6	0,7	1,5	44,4	2011
Totalt	122,4	134,8	6,3	5,8	275,1	

¹⁾ 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³

²⁾ Funnår for den eldste funnbrønne som inngår

³⁾ 7220/7-1 har gassressursar i RK 7A

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⁾
7/12-5	0,8	0,2	0,0	0,0	1,0	1981
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
2/4-21	0,0	14,1	0,0	6,4	20,6	2012
25/4-2	0,8	0,1	0,0	0,0	0,9	1973
30/6-28 S	1,8	0,0	0,3	0,0	2,4	2012
34/10-52 A	0,0	0,5	0,0	0,1	0,6	2011
34/10-52 B	0,2	0,4	0,0	0,0	0,6	2011
34/12-1	0,0	11,3	1,4	2,1	16,1	2008
34/4-10	4,8	0,7	0,0	0,0	5,5	2000
34/5-1 S	1,6	0,2	0,0	0,0	1,7	2010
34/6-2 S	6,8	0,6	0,0	0,0	7,4	1996
35/10-2	0,0	2,8	0,3	0,5	3,9	1996
35/12-2	4,8	0,7	0,0	0,0	5,5	2009
35/9-7	22,2	8,1	0,0	0,0	30,3	2012
6201/11-3	4,5	0,0	0,0	0,0	4,5	2012
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	2009
6507/3-7	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8	2009
6507/3-9 S	0,2	2,1	0,3	0,0	2,7	2012
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
7220/10-1	0,0	5,8	0,0	0,3	6,0	2012
7222/11-1	0,0	6,0	0,0	0,0	6,0	2008
7226/2-1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	2008
Totalt	54,2	76,8	2,3	10,5	145,8	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³
²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår

VEDLEGG 3

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

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

omrekning 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.*

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



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Akersgata 59
Postboks 8148 Dep. NO-0033 Oslo
Telefon: +47 22 24 90 90

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



OLIEDIREKTORATET

Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600, NO-4003 Stavanger
Telefon: +47 51 87 60 00

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

