

FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2011



FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD 2011

Olje- og energidepartementet

Gateadresse:

Einar Gerhardsens plass 1

Postadresse:

Postboks 8148 Dep, NO-0033 Oslo

Telefon +47 22 24 90 90

Faks +47 22 24 95 65

www.regjeringen.no/oed

www.faktaheftet.no

E-post: postmottak@oed.dep.no

Oljedirektoratet

Gateadresse:

Professor Olav Hanssens vei 10

Postadresse:

Postboks 600, NO-4003 Stavanger

Telefon +47 51 87 60 00

Faks +47 51 55 15 71/+47 51 87 19 35

www.npd.no

E-post: postboks@npd.no

Redaktører: Jon Ødegård Hansen (Olje- og energidepartementet),
Signe Berg Verlo og Evy Zenker (Oljedirektoratet)
Redaksjon avslutta: juni 2011

Layout/design: Janne-Beth Carlsen N'Jai
Papir: omslag: Multiart silk 250 g, materie: Multiart matt 115 g
Grafisk produksjon: 07 Gruppen AS
Trykk: 07 Gruppen AS
Opplag: 9 800 nynorsk/8 000 engelsk
Publikasjonskode: Y-0103/13N

ISSN 1504-3398



Forord av olje- og energiminister Ola Borten Moe

Forvaltninga av dei norske petroleumsressursane har vore ein suksess. Ressursane er staten sin eigedom og dei skal kome heile det norske samfunnet til gode. Dette har vore utgangspunktet for forvaltninga av petroleumsressursane sidan 60-talet. I dag er petroleumsverksemda den største næringa i Noreg, målt i verdiskaping. Målt i statlege inntekter. Eller målt i eksportverdi. Over 200 000 personar er direkte eller indirekte sysselsett i tilknytning til verksemda. Statens pensjonsfond – utland, populært kalt oljefondet, har over 3 000 mrd. i marknadsverdi. Det er meir enn 600 000 kroner per nordmann. I 2011 vil petroleumsverksemda gi meir enn 300 milliardar til statskassa.

Hovudmålet i petroleumpolitikken er å sikre langsiktig forvaltning og verdiskaping frå petroleumsressursane. Forvaltninga skal vere heilskapleg og basert på kunnskap og fakta. På denne måten vil petroleumsressursane gi eit kvalitativt betre liv for innbyggjarane i Noreg også i tida framover.

Det er god grunn til å vere stolt av korleis vi har forvalta petroleumsressursane. Eg ønskjer difor å vidareføre hovudlinjene i petroleumpolitikken. I dag er hovudutfordringane å sørje for auka utvinning frå felt, utbygging av funn og påvising av uoppdaga ressursar. Skal vi lukkast med desse utfordringane må vi tilpasse verkemidla når forholda krev det. Dette vil vere tema for petroleumsmeldinga som blir lagt fram sommaren 2011.

Det er eit enormt energiunderskot i fattige land. 1,5 milliardar menneske er i dag utan tilgang til elektrisitet og 1,3 millionar dør kvar kvart år av kolosforgifting og andre sjukdomar i mangel på lys og varme. Utviklingslanda si auka tilgang på norsk energi vil vere med på å betre levekåra og trekkje millionar ut av fattigdom.

Dei siste åra har leiteaktiviteten på sokkelen vore rekordhøg og fleire nye aktørar er aktive. Dette er konsekvensar av ein vellukka introduksjon av leiterefusionsordninga, TFO-rundar, prekvalifiseringsordninga og høg oljepris. Eit mangfald av aktørar og sunn konkurranse mellom dei fører til lønnsam utnytting av olje- og gassressursane. Sida 2000 er det gjort meir enn 150 kommersielle funn på norsk sokkel. Til saman har dei meir ressursar enn Ekofisk-feltet – eit av våre aller største oljefelt.



Det nylege funnet i Barentshavet, viser at det er eit stort potensial i umodne område. Funnet kan innehalde 250 millionar fat olje, noko som med dagens oljepris tilsvarer verdiar for 165 milliardar kroner. Desse og andre framtidige funn vil gi positive ringverknader i nord. Namn er viktig som symbol. Funn som representerer eit sprang eller langt steg framover for næringa, landsdelen eller landet, skal ha namn som reflekterer dette. Mange felt i Noreg har namn som er henta frå norrøn mytologi og har djupe nasjonale røter. Dette er ein tradisjon som bør vidareførast. Dei namna frå norrøn mytologi som har sterkast symbol-effekt er allereie i bruk, og det er av den grunn behov for også å vurdere nye typar namn. Namnsetjinga av petroleumsførekomstar bør dermed bli gjort slik at dei passar inn i ein nasjonal kontekst og historieskriving.

Det er spennande og utfordrande tider for norsk petroleumsnæring. Aktivitetsnivået er høgt og interesse for den norske kontinentalsokkelen er stor. Norsk leverandørindustri er konkurransedyktig og markerer seg internasjonalt. Verda treng norsk energi og eg ser dermed stort potensial for norsk petroleumsnæring i åra som kjem.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'OB' with a flourish.

Olje- og energiminister

Forord av oljedirektør Bente Nyland

I 2010 blei det bora 45 leitebrønner på norsk sokkel. Leiteverksemda har nå stabilisert seg på eit jamt høgt nivå etter eit historisk lågt nivå rundt tusenårsskiftet. Det blei gjort 16 funn, 10 i Nordsjøen og 6 i Norskehavet. Den høge leiteaktiviteten held fram i 2011, mellom anna er det planlagt 6-7 leitebrønner i Barentshavet.

Fire nye felt blei sette i produksjon på norsk sokkel i 2010. I tillegg blei det levert inn til saman seks planar for utbygging og drift av nye felt og på eksisterande felt. Denne positive utviklinga ser ut til å halde fram i 2011. Det er venta fleire planar, både for sjølvstendige utbyggingar og for satellittutbyggingar som skal knytast til eksisterande felt.

Sidan toppåret 2001 har det vore nedgang i oljeproduksjonen. Men gassproduksjonen har auka og kompensert for mykje av dette. Det har såleis berre vore ein mindre reduksjon i totalproduksjonen. Dei største oljefelta har produsert lenge, og produksjonen minkar. Sjølv om det er gjort mange mindre funn i modne område som raskt blir sette i produksjon, veg det ikkje opp for nedgangen i dei store felt. For å dempe fallet i oljeproduksjonen, må det gjerast fleire nye kommersielle funn som blir bygde ut, og tiltak for å auke utvinninga frå eksisterande felt må gjennomførast. Oljedirektoratet (OD) vil framleis ha ei aktiv pådrivarrolle for å auke utvinninga på felt. Aktuelle utfordringar er nye utvinningsbrønner og vedlikehold av brønner. Det føreset tilstrekkeleg tilgang på flyttbare borerigar og oppgradering av eldre boreanlegg. I tillegg er det nødvendig å sikre trykkstøtte i mange reservoar ved å halde fram med injeksjon av vatn og/eller gass. OD vil også arbeide for at meir avanserte utvinningsmetodar blir utgreidd, testa ut og tekne i bruk der dette kan vera med på å auke verdiskapinga.

I 2010 oppdaterte OD anslaga for uoppdaga ressursar på norsk sokkel. Anslaget for uoppdaga ressursar er redusert frå 3,3 til 2,6 milliardar standardkubikkmeter oljeekvivalentar (Sm^3 o.e.). Dette kan forklarast med at det er funne 400 millionar Sm^3 o.e. sidan den siste oppdateringa i 2006, og at det er gjort ei nedskrivning av ressursar, mellom anna på grunn av skufande leiteresultat i djuphavsområda i Norskehavet. Dessutan gav den treårige kartlegginga som OD har



gjort av områda utanfor Lofoten og Vesterålen, viktig informasjon som også har gjort sitt til reduksjonen. Reduksjonen er størst for gass, både i Nordsjøen og i Norskehavet. For Nordsjøen har vi nå større tru på å finne olje enn gass, samanlikna med det vi la til grunn tidlegare. Dei største uoppdaga gassressursane trur vi ligg i Barentshavet. Anslaga våre omfattar ennå ikkje det nye området mot delelinja i Barentshavet og området rundt Jan Mayen.

Hausten 2010 løyvde Stortinget 180 millionar kroner til kartlegging av moglege petroleumsressursar i nordområda. Våren 2011 løyvde regjeringa nye 180 millionar til kartlegging i nord. Arbeidet tek til i sommarhalvåret i 2011 og skal halda fram til 2014. Dette vil gi viktig kunnskap om uoppdaga ressursar i område som ikkje er opna for petroleumsverksemd.

A handwritten signature in black ink that reads "Bente Nyland". The signature is written in a cursive, flowing style.

Oljedirektør

Innhold

Forord av olje- og energiminister Ola Borten Moe	5
Forord av oljedirektør Bente Nyland	6
1. Norsk petroleumshistorie	11
2. Rammeverk og organisering	15
Konsekvensutgreiing og opning av nye område . . .	16
Utlysing	16
Tildeling	16
Utvinningsløyvet	16
Leiting	16
Utbygging og drift	16
Avslutning av petroleumsvirksemd	17
Erstatningsansvar for forureiningskade	17
Tryggleik	17
Statleg organisering av petroleumsvirksemda ...	17
Meir om organiseringa av petroleumsvirksemda ...	17
Meir om den statlege organiseringa av petroleumsvirksemda	18
Statens inntekter frå petroleumsvirksemda	18
3. Petroleumsvirksemda – Noregs største næring	21
Petroleumsvirksemda i det norske samfunnet ...	22
Utviklinga framover	23
Sysseletjing over heile landet	23
Ringverknader av petroleumsvirksemda	24
Norsk leverandøriindustri	24
Næringa lykkast internasjonalt	24
4. Petroleumssressursane	27
Ressursar	28
Reservar	28
Avhengige ressursar	28
Uoppdaga ressursar	29
Nordsjøen	29
Norskehavet	29
Barentshavet	29
5. Leitevirksemda	31
Leitepolitikk i modne og umodne område	35
6. Utbygging og drift	39
Effektiv produksjon av petroleumssressursane ...	40
Auka utvinning i modne område.....	40
Auka ressursuttak	40
Effektiv drift	41
Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur	41
Opprydding etter at produksjon er avslutta	42
7. Gasseksport frå norsk sokkel	45
Organisering av gasstransportsystemet	46
Regulert tilgang til transportsystemet	48
8. Forsking i olje- og gassvirksemda	49
9. Miljøomsyn i norsk petroleumsvirksemd	53
Utslepp frå petroleumsvirksemda	54
Lover og avtaleverk som regulerer utslepp frå petroleumsvirksemda	54
Måling og rapportering av utslepp	54
Utsleppsstatus for CO ₂	55
Verkemiddel for å redusere CO ₂ -utsleppa	55
Døme på tiltak for å redusere CO ₂ -utslepp frå felt	56
Kraft frå land	57
Utsleppsstatus for NO _x	57
Verkemiddel for å redusere NO _x -utsleppa	57
Eksempel på tiltak for å redusere NO _x -utsleppa ...	58
Utsleppsstatus nmVOC	58
Verkemiddel og tiltak for å redusere NmVOC-utslepp	58
Utslepp til sjø.....	59
Utsleppsstatus for kjemikalier	59
Verkemiddel for å redusere utslepp av kjemikalier	60
Utslepp av olje	60
Akutte utslepp	60
Utslepp fra drift	60
Verkemiddel for å redusere utslepp av olje	60
10. Felt i produksjon	63
Den sørlege delen av Nordsjøen	65
Den midtre delen av Nordsjøen	67
Den nordlege delen av Nordsjøen	68
Norskehavet	70
Barentshavet	71

Alve	72
Alvheim	72
Balder	73
Blane	73
Brage	74
Draugen	74
Ekofisk	75
Eldfisk	76
Embla	76
Enoch	77
Fram	77
Gimle	78
Gjøa	78
Glitne	79
Grane	79
Gullfaks	80
Gullfaks Sør	80
Gungne	81
Gyda	81
Heidrun	82
Heimdal	82
Hod	83
Huldra	83
Jotun	84
Kristin	84
Kvitebjørn	85
Mikkel	85
Morvin	86
Murchison	86
Njord	87
Norne	87
Ormen Lange	88
Oseberg	88
Oseberg Sør	89
Oseberg Øst	90
Rev	90
Ringhorne Øst	91
Sigyn	91
Skirne	92
Sleipner Vest	92
Sleipner Øst	93
Snorre	93
Snøhvit	94
Statfjord	94
Statfjord Nord	95

Statfjord Øst	96
Sygna	96
Tambar	97
Tambar Øst	97
Tor	98
Tordis	98
Troll	99
Troll I	99
Troll II	100
Tune	101
Tyrihans	101
Ula	102
Urd	102
Vale	103
Valhall	103
Varg	104
Vega	104
Vega Sør	105
Veslefrikk	105
Vigdis	106
Vilje	106
Visund	107
Volund	107
Volve	108
Yttergryta	108
Åsgard	109

11. Felt under utbygging

Gaupe	113
Goliat	113
Gudrun	114
Marulk	114
Oselvar	115
Skarv	115
Trym	116
Yme	116

12. Utbyggingar i framtida

Utbygging vedtekne av rettshavarane	119
Felt og funn i planleggingsfasen	119

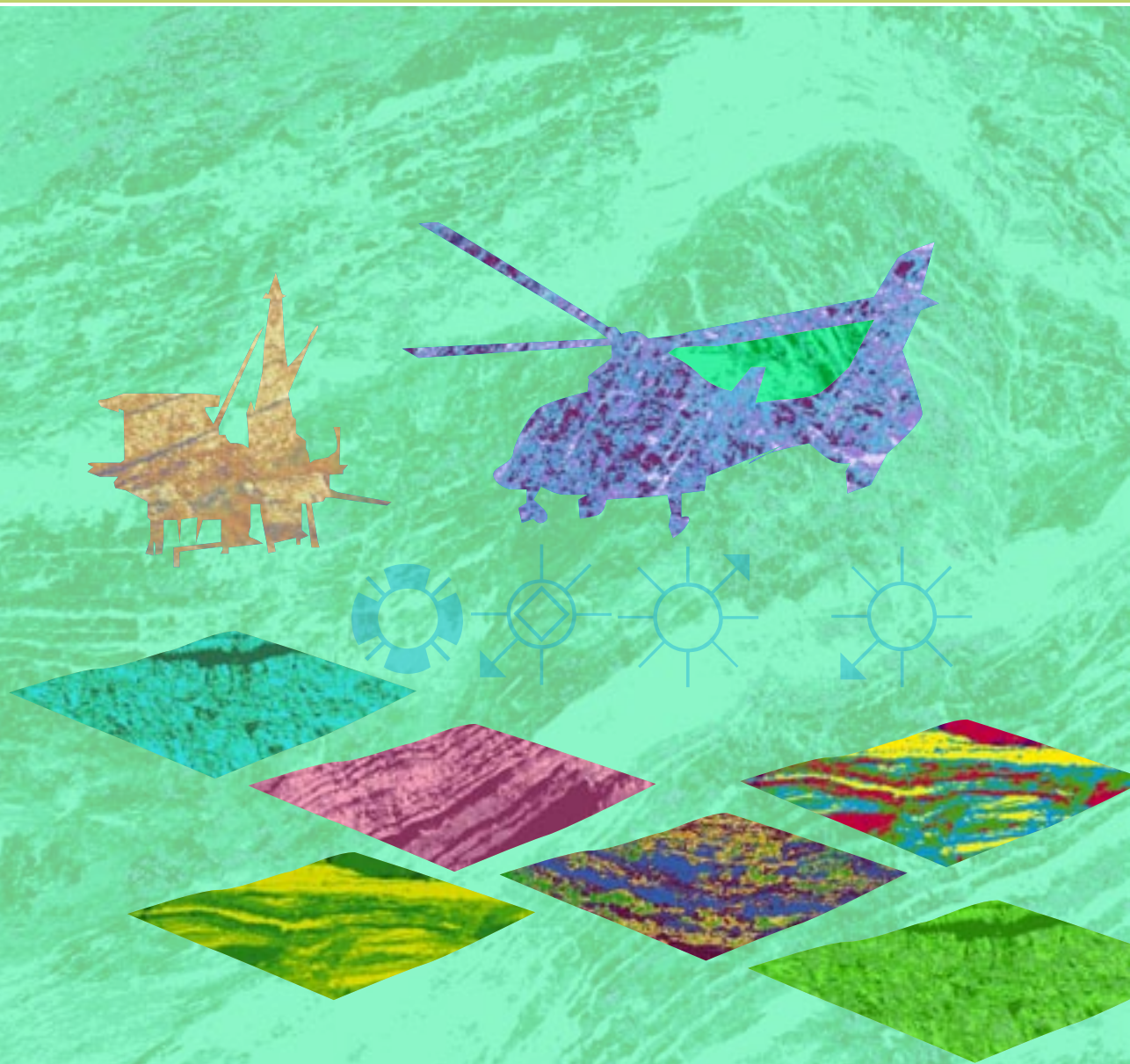
13. Felt der produksjonen er avslutta

Albuskjell	125
Cod	125
Edda	125

Frigg	125	Vedlegg	133
Frøy	125	Vedlegg 1 Historisk statistikk	134
Lille-Frigg	125	Vedlegg 2 Petroleumsressursane	137
Mime	126	Vedlegg 3 Operatørar og rettshavarar	146
Nordøst Frigg	126	Vedlegg 4 Omrekningsfaktorar	148
Odin	126	Vedlegg 5 Den geologiske tidsskalaen	149
Tommeliten Gamma	126	Vedlegg 6 Reservoar og litostratigrafi	150
Vest Ekofisk	126		
Øst Frigg	126		
14. Rørleidningar og landanlegg	127		
Gassledlandanlegg i Noreg	130		
Rørleidningar utanfor Gassled	131		

1

NORSK PETROLEUMSHISTORIE



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

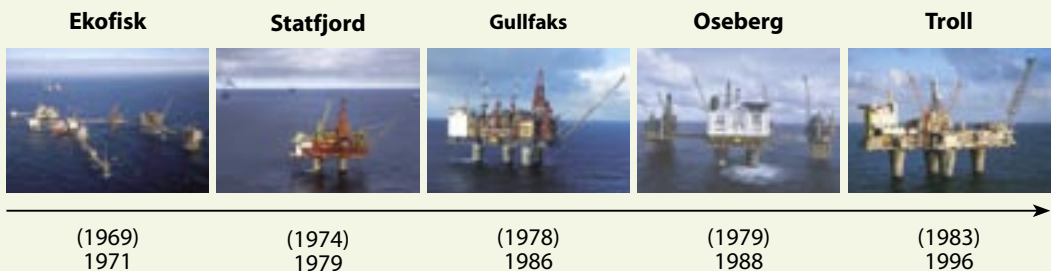
I oktober 1962 sende Philips Petroleum eit brev til styresmaktene i Noreg og bad om løyve til å leite i Nordsjøen. Selskapet ville ha utvinningsløyve for dei delane av Nordsjøen som låg på norsk kontinentalsokkel. Tilbodet var på 160 000 dollar per månad, og ein såg det som eit forsøk på å få eksklusive 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 vart det gjort avtalar om avgrensing av kontinentalsokkelen på basis av midtlinjeprinsippet, og første konsesjonsrunde vart kunnngjort 13. april 1965. Det vart tildelt 22 utvinningsløyve for 78 blokker. Den første leitebrønnen vart bora sommaren 1966, men han 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 vart det gjort fleire store funn. I 1970-åra var leiteverksemda konsentrert om Nordsjøen, men gradvis vart sokkelen nordover også opna for oljeverksemd. I kvar konsesjonsrunde kunnngjorde ein berre eit avgrensa tal blok-

ker, og dei områda som såg mest lovande ut, vart 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 petroleumsværksemda i Noreg. Desse utbyggingane har ført til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyte seg til. Produksjonen frå fleire av desse felta minkar no, samtidig som fleire nye mindre felt har kome til. Difor fordeler produksjonen seg i dag på fleire felt enn før.

Styresmaktene valde i starten ein modell der utanlandske selskap dreiv petroleumsværksemda, og i startfasen dominerte utanlandske selskap leiteværksemda og stod for utbygginga av dei første olje- og gassfelta. Etter kvart auka det norske engasjementet ved at Norsk Hydro kom med, og i 1972 vart Statoil oppretta med staten som eineigar. Då vart det også etablert eit prinsipp om 50 prosent statsdeltaking i kvart utvinningsløyve. I 1993 endra ein dette prinsippet til at det blir vurdert 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. Statoil vart delprivatisert i 2001. Dette førte til etableringa av Petoro. Petoro tok då over ansvaret for Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE), som staten hadde oppretta i 1985, frå Statoil. I 2007 fusjonerte Statoil med olje- og gassværksemda 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 og omdanna og avsett i havområde. Mesteparten av olje- og gassførekomstane på norsk kontinentalsokkel har opphavet sitt 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 avsetjing som inneheld mykje organiske restar. Leira vart avsett på botnen av eit hav som dekte mykje av det som i dag er Nordvest-Europa, for rundt 150 millionar år sidan. Dette havet var spesielt i og med at havbotnen var død og stagnende, samtidig som det vrimla av liv i dei øvste vassmengdene. Store mengder mikroskopisk planteplankton hopa seg opp i dei oksygenfrie botnsedimenta, og vart etter kvart gravlagde djupare. Etter ei langvarig kjemisk endring gjennom bakteriell nedbryting og seinare varmpåverknad vart det danna 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 liggje 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.

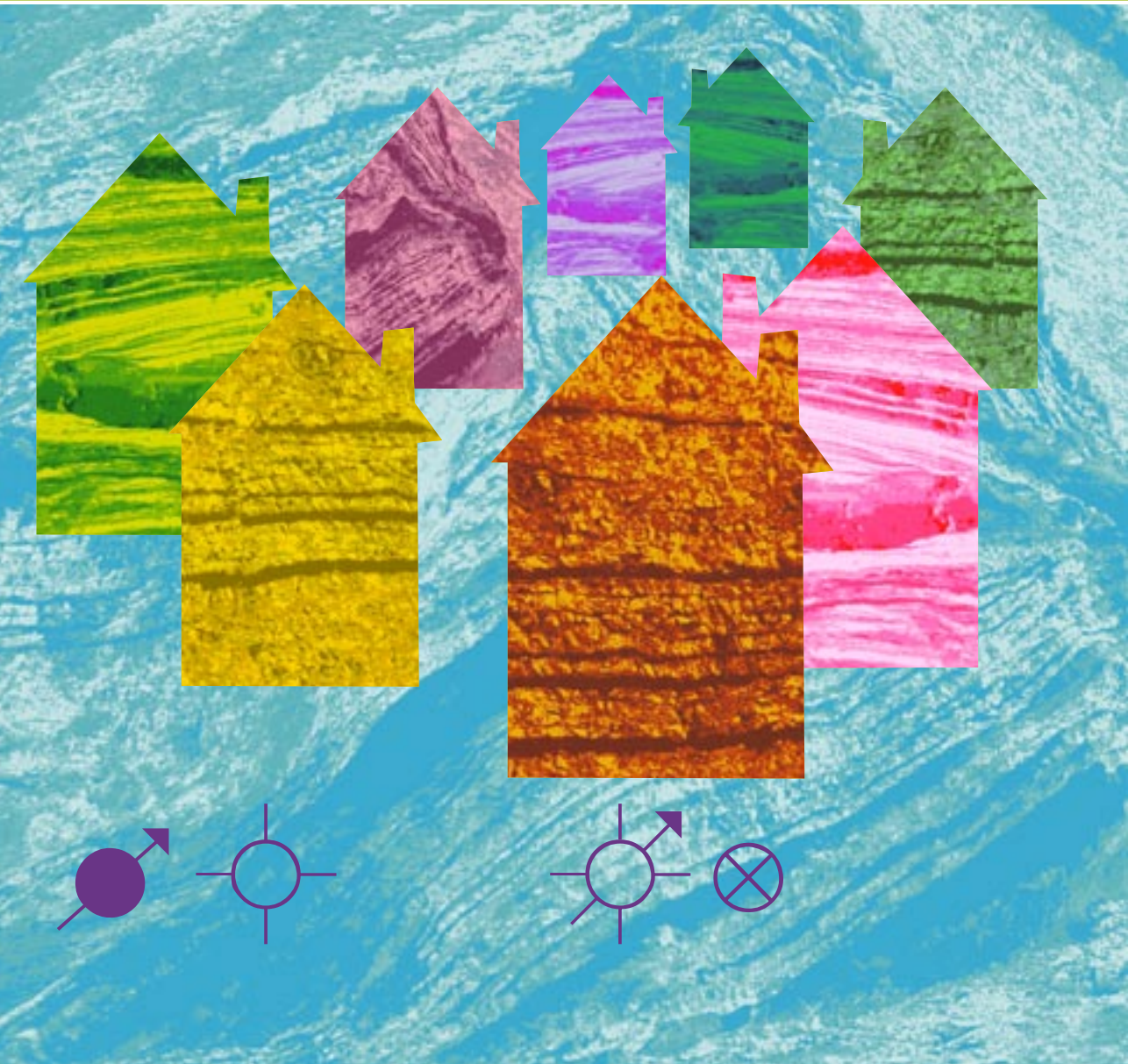
Etter kvart som det blir danna olje og gass, siv dette ut av kjeldebergarten og følgjer minste motstands veg, styrt

av trykk og permeabilitet i bergartane. Fordi hydrokarbon er lettare enn vatn, vil oljen og gassen bevege seg oppover i ein porøs bergart som inneheld vatn. Denne vandringa (migrasjonen) skjer gjennom mange tusen år og kan strekke 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 petroleumsressursane våre er fanga i reservoarbergartar som er avsette i store delta laga av elvar som rann ut i havet i juratida. Hovudreservoaret på mellom anna Gullfaksfeltet, Osebergfeltet og Statfjordfeltet er i det store Brent-deltaet frå juratida. Store reservar finst også i sand som vart avsett på elvesletter i triastida (Snorrefeltet), i grunt hav i sein juratid (Trollfeltet) og som undersjøiske vifter i paleogenetida (Balderfeltet). Sør i Nordsjøen er det tjukke lag av skrivekrit, som inneheld mikroskopiske kalkalgar, ein viktig reservoarbergart.

Leirstein og leiraktig sandstein dannar tette avsetjingar som påverkar migrasjonsvegane frå kjeldebergarten til reservoaret. Dei er også heilt avgjerande for å halde petroleum på plass i reservoaret over lang tid. Tette avsetjingar som ligg som eit lokk over reservoarbergartar, kallar vi takbergartar. I tillegg må reservoarbergarten ha ei form som gjer at oljen 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.

2

RAMMEVERK OG ORGANISERING



For at oljeselskapa skal kunne gjere gode vedtak, er det ein føresetnad at rammeverket er føreseieleg og transparent. Organiseringa av verksemda, og rolle- og ansvarsdelinga, skal sikre viktige samfunnsomsyn og at verdiskapinga kjem fellesskapet til gode. Dette omfattar mellom anna omsynet til det ytre miljøet, helse, arbeidsmiljø og tryggleik.¹ Alle tener på eit rammeverk som gir petroleumsindustrien insentiv til å oppfylle statens målsetjingar, samtidig som selskapa oppfyller sine egne mål om å maksimere sin eigen profit.

Petroleumslova (lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet) inneheld den overordna heimelen for konsesjonssystemet 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 eigedomsretten til undersjøiske petroleumsførekomstar på den norske kontinentalsokkelen. Offentlege godkjenningar og løyve er også nødvendig i alle fasar av petroleumsverksemda, frå tildeling av undersøknings- 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

For det blir gitt løyve til undersøking og produksjon, må området der aktiviteten planlegges vere opna for petroleumsverksemd. I samband med det skal det utarbeidast ei konsekvensutgreiing som vurderer mellom anna dei økonomiske og sosiale verknadene og miljøverknadene som verksemda kan ha for andre næringar og 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 kunnngjer då ei viss mengd blokker som det kan søkjast utvinningsløyve for. Utlysinga står i Norsk lysingsblad og De Europeiske Fellesskaps Tidende og på nettsidene til Oljedirektoratet. Utlysing er nærare regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta.

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.

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 grunn for tildelinga ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunnngjorde kriterium. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet til å 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. Standardutvinningsløyve med vedlegg finst på nettsidene til Olje- og energidepartementet. Nærare føreegner om utvinningsløyve står i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta.

Leiting

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein initiell 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. Ynskjer rettshavarane å gå vidare med arbeidet i utvinningsløyvet, går løyvet inn i forlengingsperioden, som er perioden for utbygging og drift. Leiteperioden er nærare regulert i kapittel 3 i petroleumslova og kapittel 3 i petroleumsforskrifta.

Utbygging og drift

Dersom selskapa finn det kommersielt å byggje ut eit felt, er dei forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsførekomstar. Dermed er selskapa ansvarlege for å arbeide for og gjennomføre nye prosjekt, men det er styresmaktene som gir endeleg samtykke til å setje i gang. Når ein

ny førekomst skal byggjast ut, må selskapa leggje fram ein plan for utbygging og drift (PUD) 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 forventningar 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 petroleumsløva og petroleumsforskrifta.

Avslutning av petroleumsværksemnd

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

Kapittel 5 i petroleumsløva og kapittel 6 i petroleumsforskrifta regulerer disponering eller avvikling av innretningar. I tillegg til petroleumsløva 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 forureiningskade

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

Tryggleik

Kapitla 9 og 10 i petroleumsløva, med forskrifter, regulerer tryggleiken i samband med petroleumsværksemnda.

Statleg organisering av petroleumsværksemnda

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

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

- Arbeidsdepartementet – ansvar for helse, arbeidsmiljø og tryggleik
- Finansdepartementet – ansvar for petroleumsskattlegging
- Fiskeri- og kystdepartementet – ansvar for oljevernberedskapen
- Miljøverndepartementet – ansvar for det ytre miljøet

Meir om organiseringa av petroleumsværksemnda

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

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

Oljedirektoratet

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

Petoro AS

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

Driftsinntekter (normpris)

- Driftskostnader
- Avskrivning (lineært over 6 år)
- Leitekostnader, FoU, avslutningskostnader
- CO₂-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)

Gassco AS

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

Statoil ASA

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

Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda

ARBEIDSDEPARTEMENTET

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

Petroleumstilsynet

Petroleumstilsynet har ansvaret for 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 (selskapskatt, særskatt, CO₂-avgift og NO_x-avgift) frå petroleumsverksemda.

Oljeskattekontoret

Oljeskattekontoret er ein del av Skatteetaten, som er underlagt 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 følge opp forureiningslova. Ei anna sentral oppgåve er å gi Miljøverndepartementet råd og fagleg grunnlagsmaterieil.

Statens inntekter frå petroleumsverksemda

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

Petroleumsskattesystemet

Petroleumsskattlegginga byggjer på reglane for ordinær bedriftsskattlegging, men er fastlagt i ei eiga petroleumsskattelov (lov av 13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av under-sjøiske petroleumsføremøster m.v.). På grunn av den ekstraordinære lønnsmda ved utvinning av petroleumssressursane blir det i tillegg lagt ein særskatt på denne næringsverksemda. Den ordinære skattesatsen er som på land, 28 prosent. Særskattesatsen er 50 prosent. Når ein reknar ut grunnlaget for ordinær skatt og særskatt, blir investeringane avskrivne lineært over seks år, frå det året investeringa pådras. Det er frådrag for alle relevante kostnader, medrekna kostnader til leiting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning (sjå figur 3.3). Konsolidering mellom felt er det fullt høve til. For å skjerme normalavkastninga frå særskatt er det eit ekstra fråtrekk i utrekningsgrunnlaget for særskatt, friinntekt. Ho 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 følger deltakrandelane og kan overførast. Selskapa kan også søkje om

å få refundert skatteverdien av undersøkingsutgifter 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 betydelege inntekter til fellesskapet og til at selskapa ynskjer 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. Normpris-systemet gjeld for somme råoljekvalitetar og NGL. For gass legg ein den faktiske salsprisen til grunn.

Arealavgifta

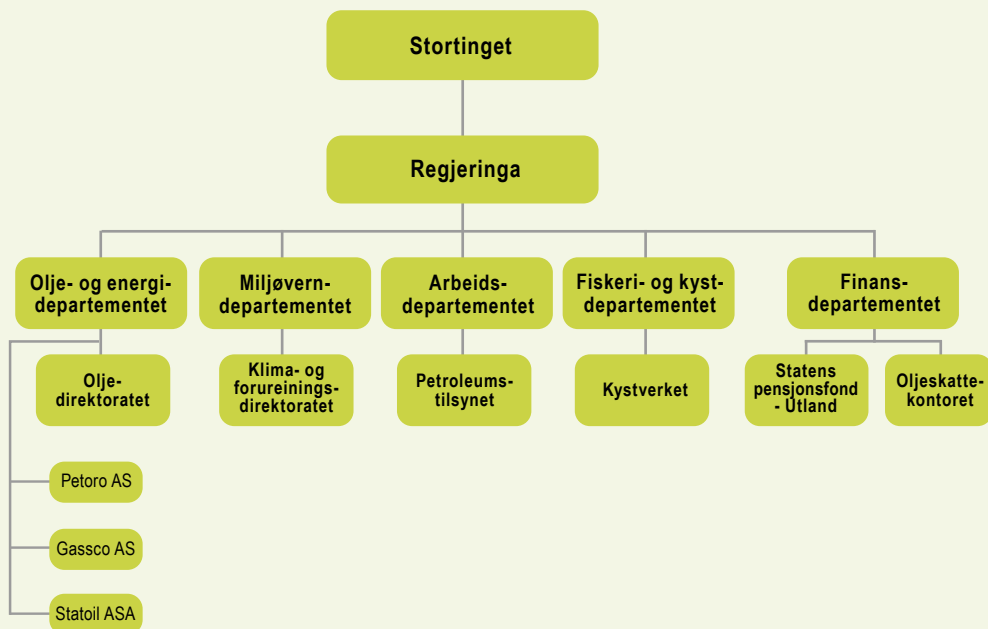
Arealavgifta⁵ skal medverke til at tildelte område blir utforska på ein effektiv måte, slik at eventuelle ressursar kjem i produksjon så fort som råd innanfor økonomisk forsvarlege rammer, og slik at eksisterande felt får lengre levetid.

Miljøavgifter

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

CO₂-avgifta vart innført i 1991, og er eit verkemiddel for å redusere utslepp av CO₂ frå petroleumsvirksemda. CO₂-avgifta skal betalast per standardkubikkmeter (Sm³) gass som blir brend eller sleppt direkte ut, og per liter petroleum som

⁵ Meir om arealavgifta i faktaboks 5.2.



Figur 2.2 Statleg organisering av petroleumsvirksemda
(Kjelde: Statsbudsjettet)

blir brend. For 2011 er satsen sett til 48 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 vart det innført ei NO_x-avgift frå 1. januar 2007. For 2011 er satsen sett til 16,43 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 gassfelta 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 tilsvarende del av inntektene frå utvinningsløyvet. SDØE vart 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 deltakardelar vart i 1985 splitta i ein direkte økonomisk del til staten (SDØE) og ein del til Statoil. I samband med børsnoteringa av Statoil i 2001 vart behandlinga av SDØE-porteføljen overført til det statlege ivaretakarselskapet Petoro. Per 01.01.2011 hadde staten direkte økonomiske deltakardelar i 146 utvinningsløyve, og dessutan delar i 14 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 petroleumsvirksomheita. Utbyttet som staten fekk i 2010, var 12,8 milliardar kroner.

EITI

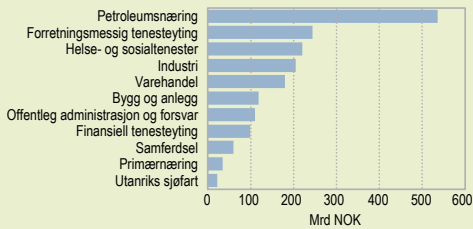
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) er eit internasjonalt initiativ der føremålet er å styrkje styresettet ved å publisere inntektsstraumar til staten frå olje-, gass- og gruveselskap i land som er rike på naturressursar. Større openheit om pengestraumar skal gjere sitt til betre styresett og til at innbyggjarane kan halde regjeringa si ansvarleg for korleis ho bruker pengane. Noreg vart godkjent som EITI-land i mars 2011 som det sjettede godkjende landet, men førebels det einaste av OECD-landa. Om lag 30 andre land har søkt om godkjenning.

I Noreg vart det oppretta ei interessentgruppe med deltakarar frå styresmakter, selskap og sivilsamfunnet. Gruppen var aktivt med i prosessen med å ta i bruk EITI. EITI inneber mellom anna rapportering, samanstilling og publisering av det som kvart av selskapa betaler til staten, og dei summene som staten får frå det same selskapet.

3

PETROLEUMSVERKSEMDA – NOREGS STØRSTE NÆRING





Figur 3.1 Verdiskaping i utvalde næringar 2010
(Kjelde: Nasjonalrekneskapan, Statistisk sentralbyrå)

Petroleumsværksemda i det norske samfunnet

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

I dag er 70 felt i produksjon på den norske kontinental-sokkelen. Desse felta produserte i 2010 meir enn 2,1 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og til saman omkring 106 milliardar standardkubikkmeter (Sm³) gass, ein produksjon av salbar petroleum på i alt 230,4 millionar Sm³ oljeekvivalentar (o.e.). Noreg er rangert som den sjuande

største oljeeksportøren og den fjortande største oljeproduzenten i verda. I 2009 var Noreg den nest største gassseksportøren og den femte største gassproduzenten i verda.

Staten får store inntekter frå petroleumsværksemda. Skatt frå utvinningsselskapa og direkte eigarskap (SDØE) sikrar staten ein stor del av verdiane som petroleumsværksemda skapar. Statens inntekter frå sektoren utgjorde om lag ein firedel av dei samla statsinntektene i 2010. Figur 3.4 viser innbeta-lingane frå værksemda. Verdien av petroleumssressursane som er igjen på kontinentalsokkelen, er i Revidert nasjonalbudsjett 2011 vurdert til 4124 milliardar kroner.

Statens inntekter frå petroleumsværksemda blir overførte til eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. I 2010 var overføringane til dette fondet om lag 186 milliardar kroner. Ved utgangen av 2010 var verdien av fondet 3077 milliardar kroner. Det svarar til meir enn 600 000 kroner per nordmann.

Faktaboks 3.1 Statens pensjonsfond – Utland

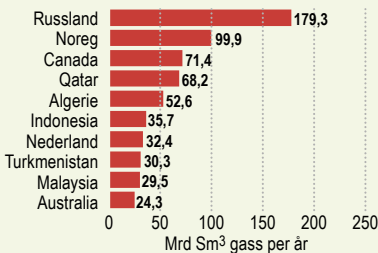
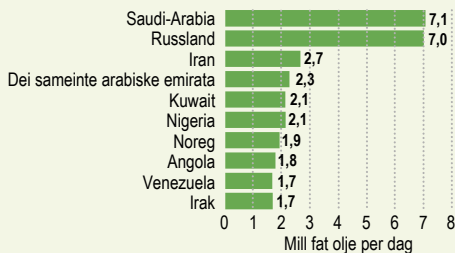
Statens pensjonsfond – Utland (SPU) vart etablert i 1990 for å sikre at det blir teke langsiktige omsyn i bruken av statens petroleumsinntekter. Første overføring til fondet var i 1996. Statens samla netto kontantstrøm frå petroleumsværksemda blir overført til Statens pensjonsfond – Utland. I tillegg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

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

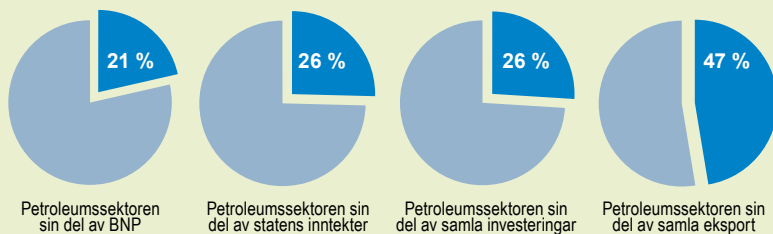
Netto kontantstrøm frå petroleumsværksemda	
–	Oljekorrigert underskot i statsbudsjettet
+	Avkastning av investeringane til fondet
<hr/>	
=	Inntekter til Statens pensjonsfond – Utland

I 2010 stod råolje, naturgass og røtenester for bortimot halvparten av Noregs eksportverdi. Eksporten av petroleumsvarer utgjorde nærare 500 milliardar kroner i 2010. Det er nesten ti gonger meir enn eksportverdien av fisk.

Sidan oppstarten av petroleumsværksemda på den norske kontinentalsokkelen er det investert enorme summer i leiting, utbygging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Investeringane i 2010 utgjorde heile 26 prosent av dei samla realinvesteringane i landet.



Figur 3.2 Dei største oljeeksportørane (olje inkluderer NGL og kondensat) i 2010 og gassseksportørane i 2009
(Kjelde: KBC Market Services/Cedigaz)



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

Utviklinga framover

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

Investeringsnivået på norsk sokkel har lege på eit svært høgt nivå dei siste åra. I 2010 vart det investert for meir enn 130 milliardar kroner, inkludert leiting. Driftskostnadene i 2010 vart nesten 60 milliardar kroner. Ein ventar at både investeringane og driftskostnadene vil liggje

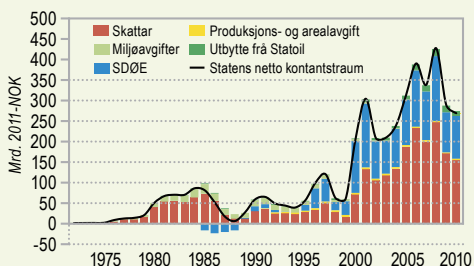
på eit høgt nivå i åra som kjem. Aktiviteten på sokkelen vil vere ein stor marknad for leverandørindustrien i mange år framover.

Syssetjing over heile landet

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

Faktaboks 3.2 Undervasssteknologi

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 feltcenter. 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 havbotnteknologi legg også til rette for utbygging på store djup. Undervassegmentet har vorte eit forretningsområde der norsk leverandørindustri er teknologisk leiande internasjonalt.



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

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

* Utbytte for rekneskapsåret 2009, utbetalt i 2010

Figur 3.5 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsværksemda 2010 (mrd. NOK)

(Kjelde: Statsrekneskapaen)

Ringverknader av petroleumsværksemda

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

Ved utbygging av funn er det viktig å finne samfunns-økonomisk gode utbyggings- og driftsløysingar. Erfaringane frå utbyggingar som Skarv, Ormen Lange, Snøhvit og Goliat viser at nye, større utbyggingar gir ringverknader lokalt og regionalt, uavhengig av utbyggingsløysing. Ein viktig premis for å oppnå gode ringverknader er at lokalt og regionalt næringsliv utnyttar dei næringsmogleghetene som ei utbygging i nærområdet gir.

Norsk leverandørindustri

Petroleumsressursane på norsk sokkel har lagt grunnlaget for ei høgkompetent 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 leiteværksemd, nye utbyggingar, drift, vedlikehald, modifikasjonar og avslutningar på felt. Nokre selskap konsentrerer seg om ein av desse marknadene, medan andre har værksemdar i fleire delar av verdikjeda. 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 ny teknologi på norsk sokkel. Samspelet mellom oljeselskapa på norsk sokkel, leverandørindustrien og forskingsmiljøa har gitt gode resultat.

Frå 1995 til 2009 har norsk leverandørindustri meir enn femdobla den internasjonale omsetninga si. Veksten har

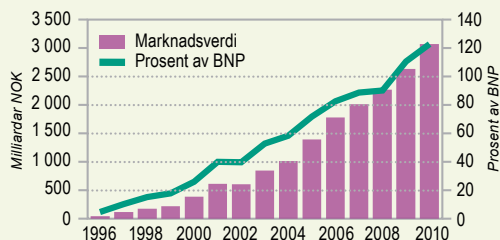
vore størst i Kina, Sørøst-Asia og Australia. Tal frå Menon Business Economics legg til grunn at i 2009 omsette norske petroleumsværksemda 118 milliardar kroner i utlandet, mot 15,5 milliardar i 1995.

For å styrkje norsk petroleumsværksemda 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. 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 utgjør 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 noe grad kraft- og varmereproduksjon. Etterspørselen etter olje aukar, særleg i land som Kina og India og landa i Midtausten. Dei største oljeproducentane i verda er Saudi-Arabia, Russland og USA. Mykje av oljeresursane som er igjen, er lokaliserte i Midtausten, der dei største produsentane, saman med nokre andre produsentland, har slått seg saman i eit produksjonskartell, OPEC. Prisen på olje er avhengig av tilbod og etterspørsel på verdsmarknaden. OPEC kan påverke prisane noko ved å auke eller redusere tilbodet. Oljeprisane blir no stadig meir påverka av geopolitiske forhold og utviklinga på dei internasjonale finansmarknadene.

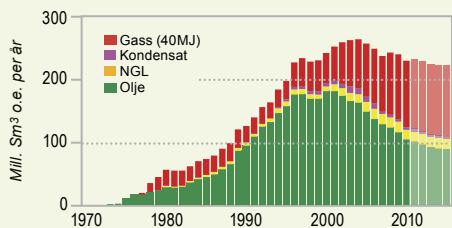


Figur 3.6 Storleiken på Statens pensjonsfond - Utland per 31.12.2010 og som del av BNP

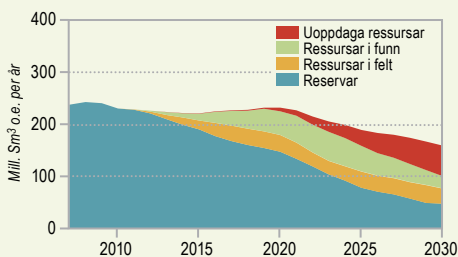
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Noregs Bank)

Naturgass utgjør over 20 prosent av den samla energi- etterspørselen 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

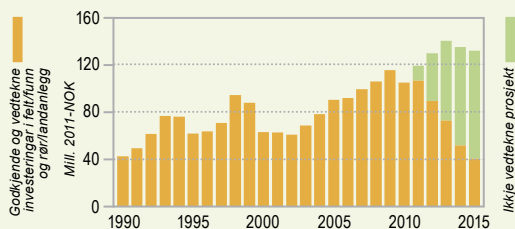
oppvarming og matlaging i hushald, i industri og til elektris- tetsproduksjon. Dei siste ti åra har det vore store endringar på gassmarknaden. Sidan det no er mogleg å vinne ut ukon- vensjonell gass, har gassreservane vorte mykje større, og auken i tilbodet av LNG har gjort gass tilgjengeleg for nye marknader.



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



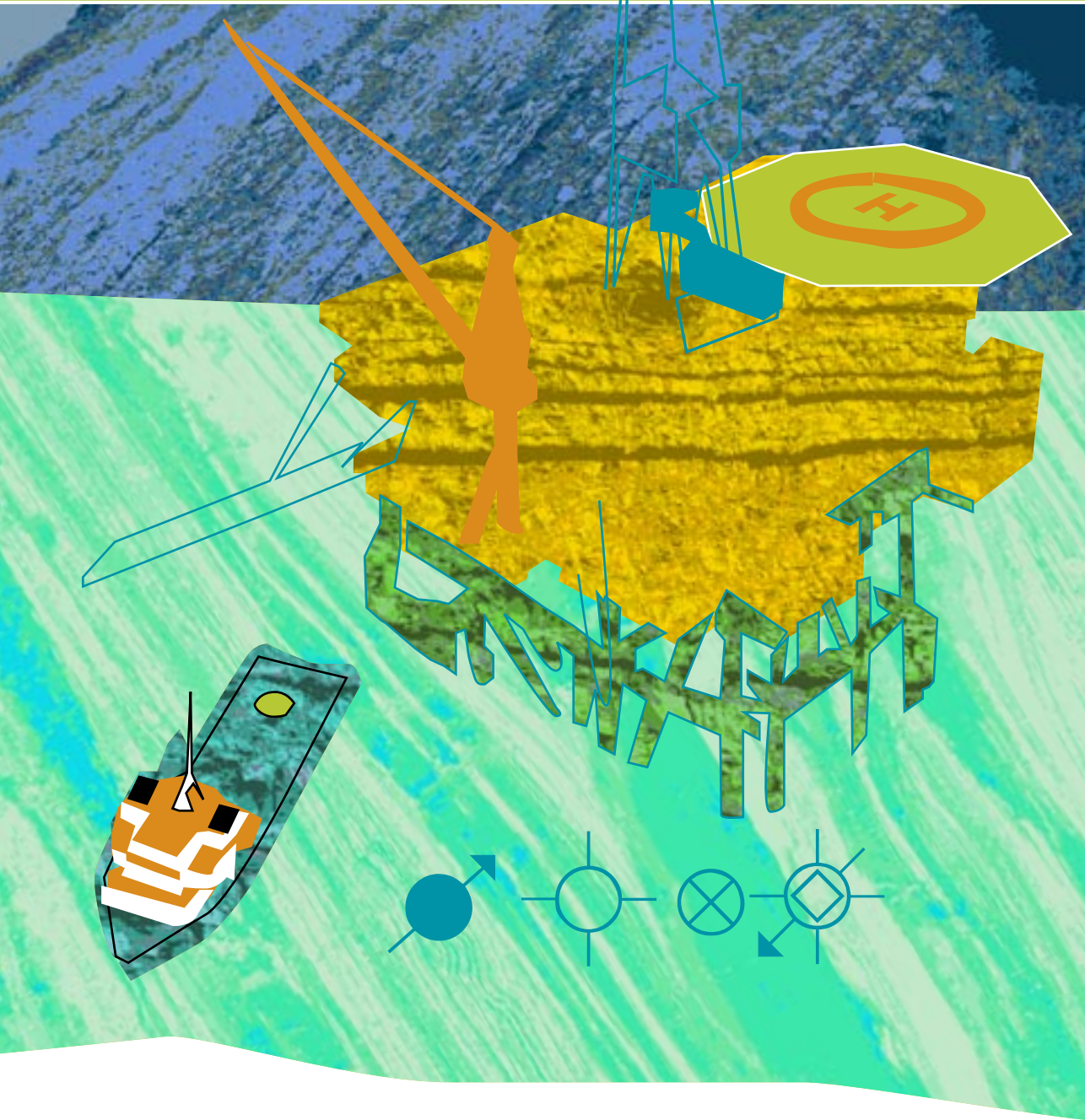
Figur 3.8 Produksjonsprognose
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)



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

4

PETROLEUMSRESSURSANE



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 vedtekte 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.

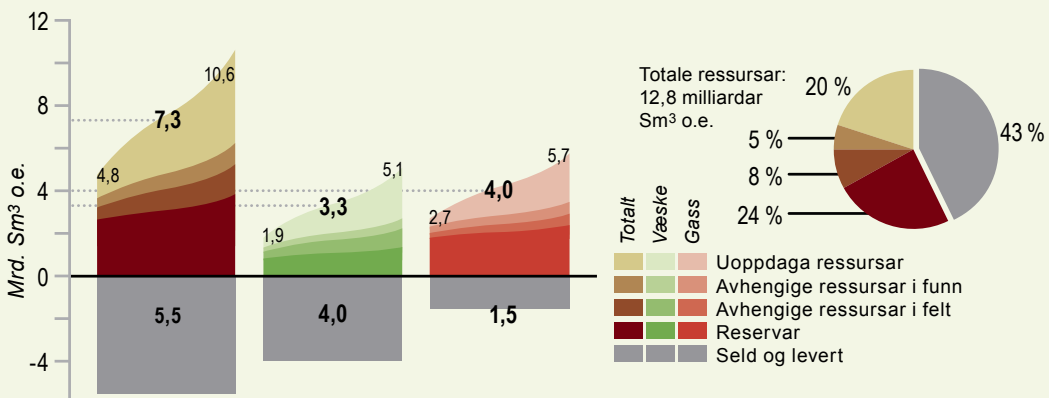
Oljedirektoratets basisestimert for oppdaga og uoppdaga petroleumressursar på norsk kontinentalsokkel utgjer om lag 12,8 milliardar standardkubikkmeter oljeekvivalentar (milliardar Sm³ o.e.). Av dette er det selt og levert i alt 5,5 milliardar Sm³ o.e., som svarar til 43 prosent av dei totale ressursane. Dei totale utvinnbare ressursane som er igjen, utgjer dermed 7,3 milliardar Sm³ o.e. Av dette er 4,7 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 2010 er estimert til 78 millionar Sm³ olje og 38 milliardar Sm³ gass. Det vart gjort 16 nye funn i 32 utforskningsbrønner. 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 81 felt. I 2010 begynte produksjonen frå 4 nye felt: Gjøa, Morvin, Vega og Vega Sør. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2010/2011, ligg 55 i Nordsjøen, 13 i Norskehavet og 1 i Barentshavet.

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

Detaljert ressursrekneskap per 31.12.2010 er framstilt i tabell 4.1 og i tabellar i Vedlegg 2.



Figur 4.1 Petroleumsmengder og uvisse i estimata per 31.12.2010
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Reservar

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

I 2010 var reservetilveksten 187 millionar o.e. Samtidig vart det selt og levert 230 millionar Sm³ o.e. Endringa i ressursrekneskapen viser 233 millionar Sm³ o.e. Skilnaden skriv seg frå ein historisk korleksjon av gass for felta i Oseberg-området. Ressursrekneskapen viser ein nettoreduksjon på 46 millionar Sm³ o.e. i atterande reservar. Det svarar til om lag 1,5 prosent.

Når det gjeld målet til styresmaktene om å modne fram 800 millionar Sm³ olje til reservar før 2015, vart 64 millionar Sm³ olje bokførte som nye reservar i 2010. I perioden frå 2005 til 2010 har den samla reservetilveksten vore totalt 360 millionar Sm³ olje.

Avhengige ressursar

Avhengige ressursar omfattar påviste petroleumsmengder som ein enno ikkje har vedteke å produsere. Avhengige ressursar i felt, ikkje medrekna ressursar frå moglege framtidige tiltak for auka utvinning (ressurskategori 7A), auka med 72 millionar Sm³ o.e. Årsaka til dette er at det i 2010 var ei generell modning av ressursar i prosjekt på fleire felt.

Mengda av avhengige ressursar i funn er justert ned med 68 millionar Sm³ o.e., til 650 millionar Sm³ o.e. Tilveksten av ressursar frå nye funn har vore positiv, og reduksjonen kan forklarast mellom anna med at ressursar er modna til reservar for Gudrun, Gaupne, Marulk, 34/10-23 Valemon, 34/8-14S Visund Sør og 34/3-1S Knarr.

Uoppdaga ressursar

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

I 2010 har Oljedirektoratet oppdatert estimatet over dei totale uoppdaga ressursane. Estimatet er redusert med 0,7 milliardar Sm³ o.e. til 2,6 milliardar Sm³ o.e. Det er særleg dei uoppdaga gassressursane i Norskehavet og i Nordsjøen som er reduserte.

Nordsjøen

Endringa i rekneskapen for det som er selt og levert frå Nordsjøen det siste året, var 155 millionar Sm³ o.e., inkludert den historiske korreksjonen av gass frå felta i Oseberg-området. Tilveksten av bruttoreservar var 159 millionar Sm³ o.e., og noko av grunnen til det var fleire PUD-godkjende felt. Det førte til at reservane som var igjen i Nordsjøen, auka med 4 millionar Sm³ o.e. Avhengige ressursar i felt auka med 95 millionar Sm³ o.e., mellom anna fordi prosjekt for auka utvinning på fleire felt vart modna frå ressurskategori 7A til ein meir moden ressurskategori. Det er gjort 10 nye funn i Nordsjøen i 2010, men likevel vart avhengige ressursar i funn reduserte med 8 millionar Sm³ o.e. Grunnen var at fleire funn fekk godkjend PUD og dermed må reknast som felt.

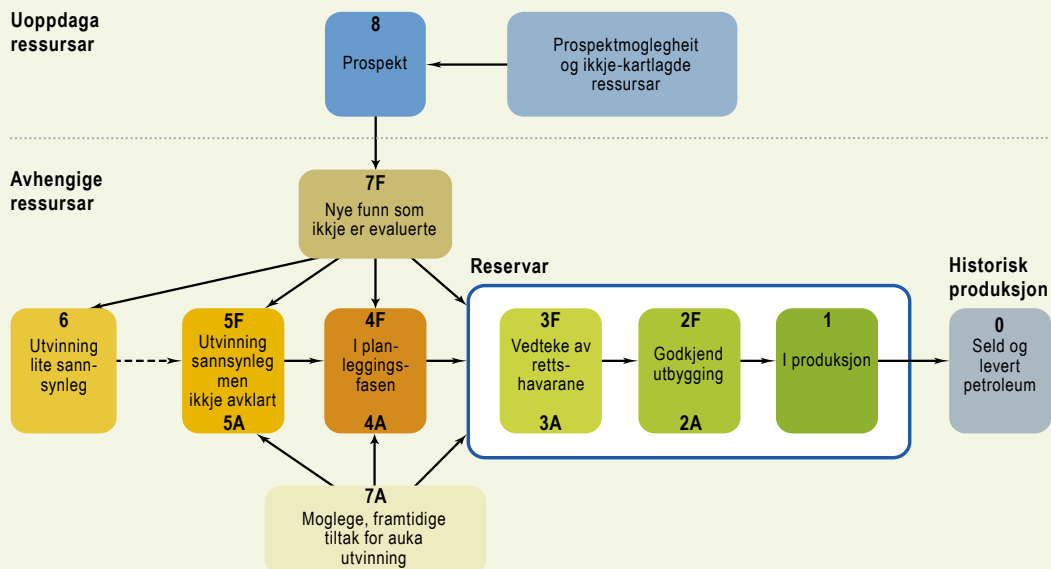
Norskehavet

Endringa i rekneskapen for det som er selt og levert frå Norskehavet i 2010, var 73 millionar Sm³ o.e. Tilveksten av bruttoreservar var 19 millionar Sm³ o.e., grunna mellom anna at PUD for Marulk er godkjend, og at gassreservane på felt som Åsgard og Njord er auka. Det førte til at reservane som er igjen i Norskehavet, er reduserte med 54 millionar Sm³ o.e. Det er gjort 6 nye funn i Norskehavet i 2010. Likevel er estimata for avhengige ressursar i funn reduserte med 15 millionar Sm³ o.e. i forhold til rekneskapen i fjor. Årsaka er mellom anna redusert ressursestimata for 6603/12-1 Gro.

Barentshavet

Endringa i det som vart selt og levert frå Barentshavet i 2010, var 6 millionar Sm³ o.e. Det var ingen reservetilvekst i Barentshavet i 2010, og reservane som er igjen, er difor reduserte med 6 millionar Sm³ o.e. Det vart ikkje gjort nye funn i Barentshavet i 2010. Avhengige ressursar i funn og felt er reduserte med 36 millionar Sm³ o.e., mellom anna fordi funn er tilbakeleverte og omklassifiserte.

Oljedirektoratet si ressursklassifisering



Figur 4.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 4.1 Ressursrekneskapen per 31.12.2010

Totalt utvinnbart potensial Prosjektstatuskategori	Ressursrekneskap per 31.12.2010					Endring frå 2009				
	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*	3626	1547	133	95	5521	105	107	9	4	233
Attverande reservar**	828	2042	115	35	3123	-40	-3	-2	0	-46
Avhengige ressursar i felt	410	293	27	6	761	43	44	1	2	91
Avhengige ressursar i funn	255	357	11	16	649	47	-97	-5	-8	-67
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning***	140	70			210	-20	0	0	0	-20
Uoppdaga ressursar	1200	1255		115	2570	0	-570	0	-140	-710
Sum totalt	6458	5564	286	268	12834	134	-519	4	-141	-519
Nordsjøen										
Seld og levert	3152	1325	103	67	4740	84	62	4	2	155
Attverande reservar**	645	1388	66	5	2164	-13	22	1	2	12
Avhengige ressursar i felt	370	223	15	2	624	43	47	2	0	95
Avhengige ressursar i funn	203	153	8	11	381	24	-36	0	-4	-16
Uoppdaga ressursar	540	280		25	845	-80	-220	0	-30	-330
Sum	4910	3369	192	111	8754	58	-125	7	-30	-84
Norskehavet										
Seld og levert	474	211	30	26	768	21	40	5	2	73
Attverande reservar**	152	498	41	14	742	-27	-20	-3	-1	-54
Avhengige ressursar i felt	39	66	12	4	131	0	0	-2	2	-1
Avhengige ressursar i funn	52	187	4	5	252	23	-31	-4	-1	-15
Uoppdaga ressursar	285	455		40	780	60	-370	0	-105	-415
Sum	1003	1416	87	88	2673	77	-381	-3	-103	-412
Barentshavet										
Seld og levert	0	11	1	2	14	0	5	0	1	6
Attverande reservar**	31	157	6	16	215	0	-5	0	-1	-6
Avhengige ressursar i felt	0	4	0	0	4	0	-3	0	0	-3
Avhengige ressursar i funn	0	18	0	0	18	0	-30	0	-4	-33
Uoppdaga ressursar	375	520		50	945	20	20	0	-5	35
Sum	406	709	7	69	1197	20	-13	0	-9	-2

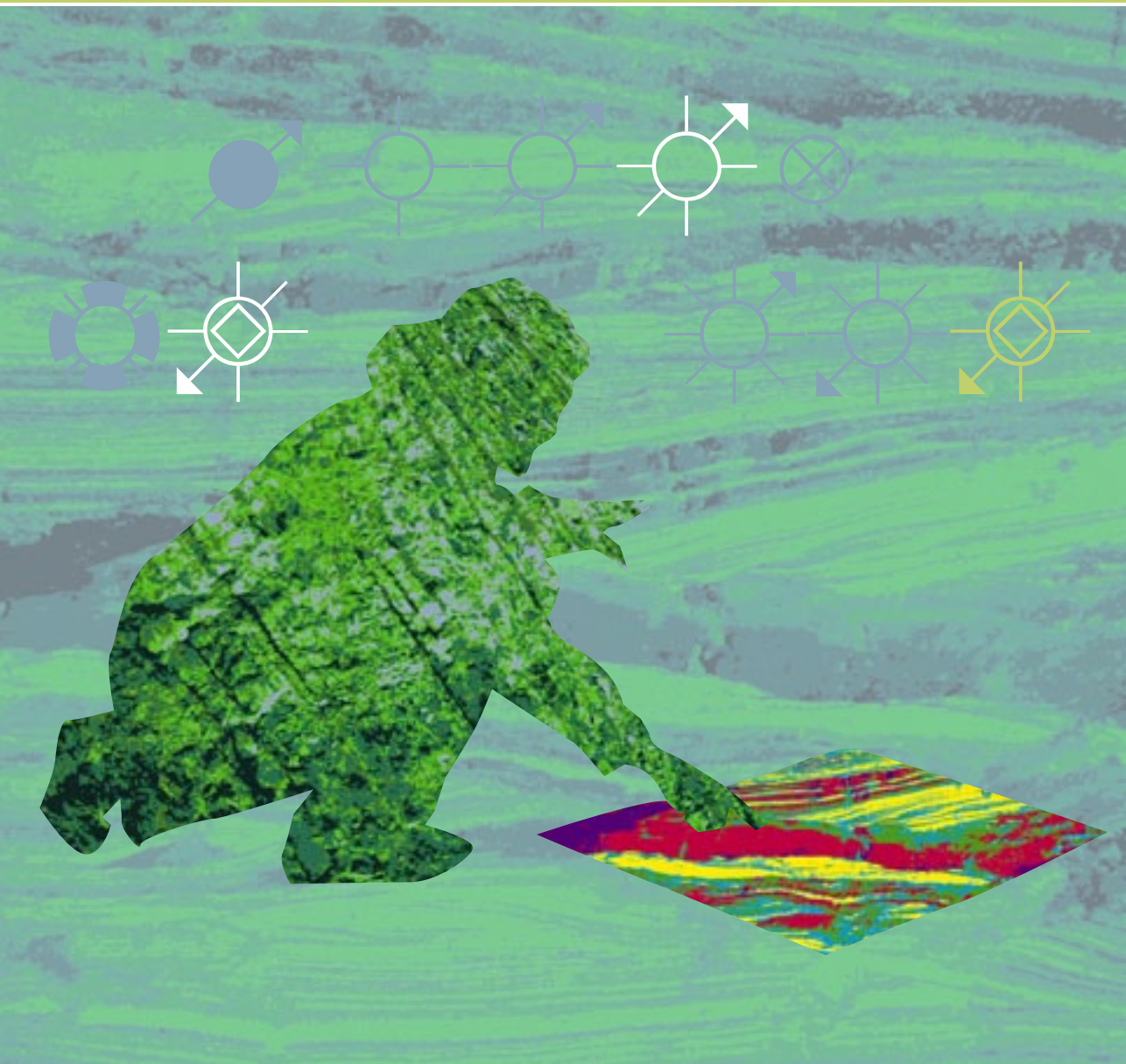
* Inkluderer historisk korreksjon av gass frå felta i Osebergområdet

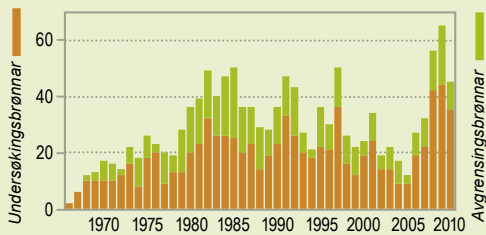
** Inkluderer ressurskategoriane 1, 2 og 3

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

5

LEITEVERKSEMDA





Figur 5.1 Igongsette leitebrønner på den norske kontinentalsokkelen 1966-2010 (Kjelde: Oljedirektoratet)

For å kunne hente ut petroleumssressursane som finst på den norske kontinentalsokkelen, må det bli leita etter og påvist ressursar. Leiteaktiviteten er ein viktig indikator på framtidig produksjon. Generelt tek det fleire år frå det blir avgjort at ein skal leite etter ressursar, til eventuelle funn kan bli sett i produksjon. 10–15 år er ikkje uvanleg i umodne område. Utforminga av leitepolitikken er difor ein viktig del av den langsiktige norske ressursforvaltninga, og han er utforma med tanke på at den norske kontinentalsokkelen skal vere attraktiv både for etablerte og nye aktørar som kan bidra til effektiv utforsking. Regjeringa vil gi selskapa tilgang til attraktivt leiteareal, og desse areala skal vere ei blanding av modne område og nye, mindre utforska område.

På den norske kontinentalsokkelen har Stortinget opna for petroleumssaktivitet i mesteparten av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Estimert som Oljedirektoratet har gjort over uoppdaga ressursar i områda på sokkelen, er på rundt 2,6 milliardar Sm³ utvinnbare oljeekvivalentar. Ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med om lag 33 prosent i Nordsjøen, om lag 30 prosent i Norskehavet og om lag 37 prosent i Barentshavet (sjå figur 5.2). Avhengig av kor modne områda er, varierer utfordringane med å realisere det økonomiske potensialet for dei uoppdaga ressursane.

Faktaboks 5.1 Konesjonssystemet

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

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

men ikkje innskrenka, etter kvart som nye område blir modne. Det er lagt opp til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført åtte årlege rundar (TFO 2003–2010).

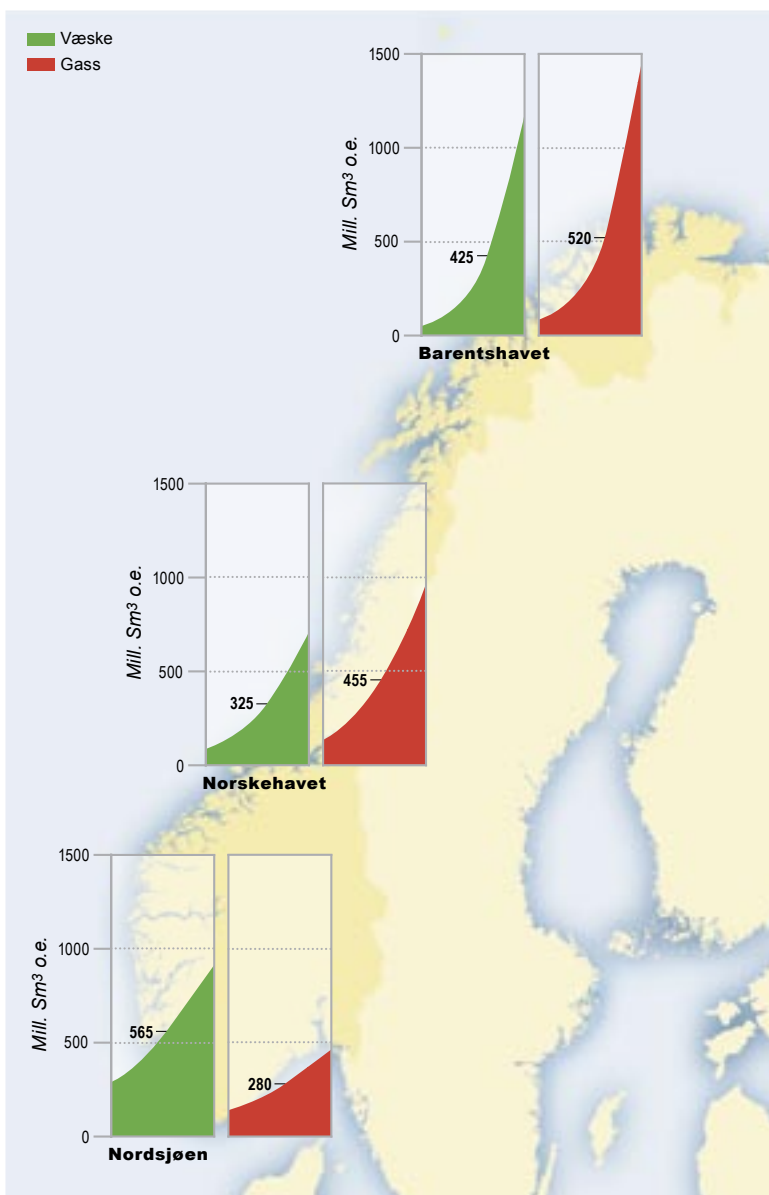
I begge dei to konsesjonsrundane kan søkjarane søkje som gruppe eller individuelt. Til grunn for tildelinga av utvinningsløyva ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngrjorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, tildeler Olje- og energidepartementet utvinningsløyve til ei gruppe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

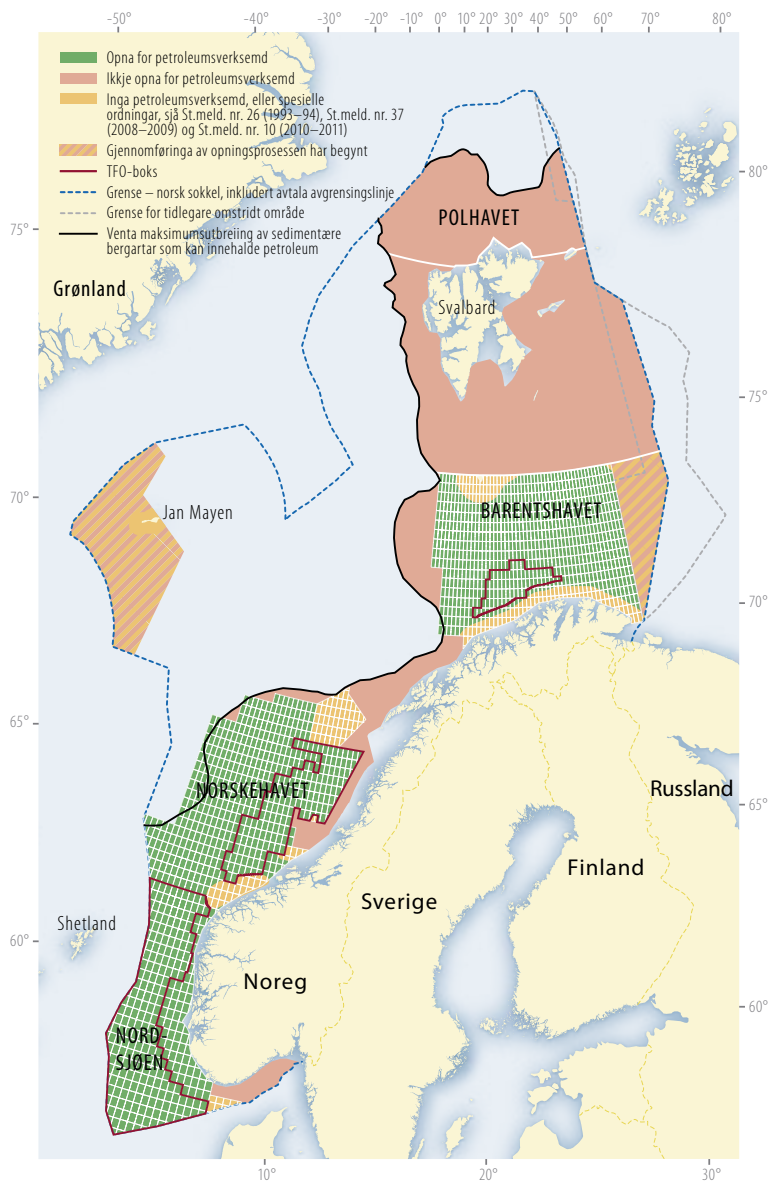
Faktaboks 5.2 Arealavgift

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 retts-havarane 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, vart 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 avgiftsatsen 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 som dekkjer den geografiske utstrekninga av førekomstane, og som det er levert inn PUD for. Regelverket gir også fritak for arealavgift i to år dersom selskapa borar ein undersøkningsbrønn utover fastsett arbeidsplikt.



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



Figur 5.3 Arealstatus for norsk kontinentalsokkel per april 2011
(Kjeld: Oljedirektoratet)

Leitepolitikk i modne og umodne område

Modne område

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

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

I modne områda har styresmaktene vurdert det som viktig at industrien får tilgang til større område, slik at dei ressursane som er tidskritiske, kan bli produsert til rett tid. I tillegg 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 er lyst ut for tildeling i TFO 2011.

For styresmaktene er det viktig at det blir arbeidd aktivt med areal som har fått konsesjon. Områda for utvinningsløyve som blir tildelt, blir skreddarsydd slik at selskapa berre får tildelt dei områda der dei har konkrete planar. Tilbakeleverte areal kan bli søkt på av nye selskap som kan ha eit anna syn på prospektiviteten. Det fører til raskare sirkulasjon av areal og meir effektiv utforsking av dei modne områda. Før var det slik at når den initielle perioden var over, kunne selskapa behalde opptil 50 prosent av det tildelte arealet utan at dei plikta 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 som i dag blir rekna som umodne på den norske kontinentalsokkelen, 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 ha brei erfaring og teknisk og geologisk kompetanse, i tillegg til eit solid finansielt fundament.

I 18. konsesjonsrunde vart prinsippa for tilbakelevering i modne område også endra for umodne område. Det er likevel ikkje slik at alle selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område, bør levere inn ein utbyggingsplan ved utgangen av den 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 som skal tildelast.

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

Uopna område

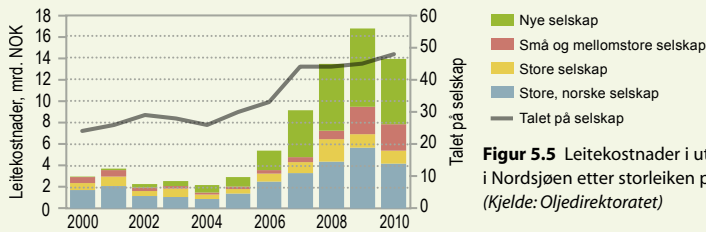
På den norske kontinentalsokkelen er det framleis store område som Stortinget ikkje har opna for petroleumsverksemd. Det gjeld heile Barentshavet Nord, det nordøstlege Norskehavet (Troms II, Nordland VII og delar av Nordland VI), kystnære område utanfor Nordlandskysten, Skagerrak og området rundt Jan Mayen. Generelt for uopna område må Stortinget vedta at områda skal bli opna for petroleumsvirksomheit 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 og miljøverknader som verksemda vil kunne ha for andre næringar og distrikta rundt.

I 2009 vedtok regjeringa å setje i gang ein opningsprosess for petroleumsvirksemd ved Jan Mayen, med sikte på tildeling av utvinningsløyve. Program for konsekvensutgreiinga har vært ute til høyring.

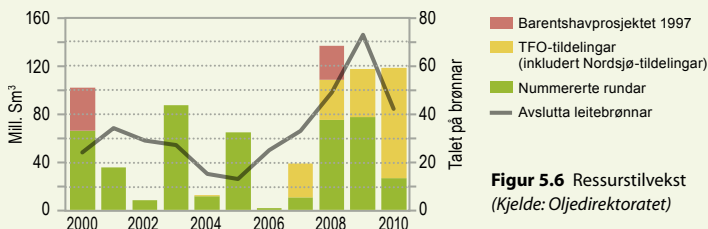
Oppdateringa av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområda utanfor Lofoten vart framlagt i mars 2011. Regjeringa beslutta at det ikkje vil bli igongsett konsekvensutgreiing eller petroleumsvirksomheit i Troms II, Nordland VII og i dei uopna delane av Nordland IV, V og VI i denne stortingsperioden. Oljedirektoratet har i denne prosessen hatt ansvar for eit treårig program for geologisk kartlegging og innsamling



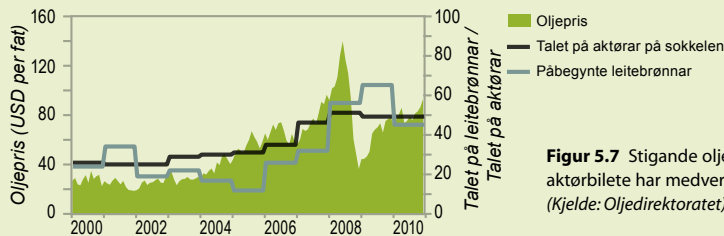
Figur 5.4 Norsk og russisk del av Barentshavet per april 2011
(Kjelde: Oljedirektoratet/OGRI RAS)



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



Figur 5.6 Ressurstilvekst
(Kjelde: Oljedirektoratet)



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

av seismiske data. Oljedirektoratet reknar at ein kan vente å finne 202 millionar standardkubikkmeter oljeekvivalantar i det evaluerte området som inkluderer Troms II, Nordland VII og Nordland VI.

Eit anna interessant område for petroleumsaktivitet er dei austlege delane av Barentshavet. I april 2010 vart

norske og russiske styresmakter einige om den maritime avgrensinga mellom Noreg og Russland i Barentshavet og Polhavet. Den endelege avtalen må bli ratifisert av den russiske dumaen og Stortinget før han tek til å gjelde. Regjeringa vil da setje i gong ei konsekvensutgreiing etter Petroleumsloven med sikte på tildelingar av utvinningsløyve.

Faktaboks 5.3 Forvaltningsplanar

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

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

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

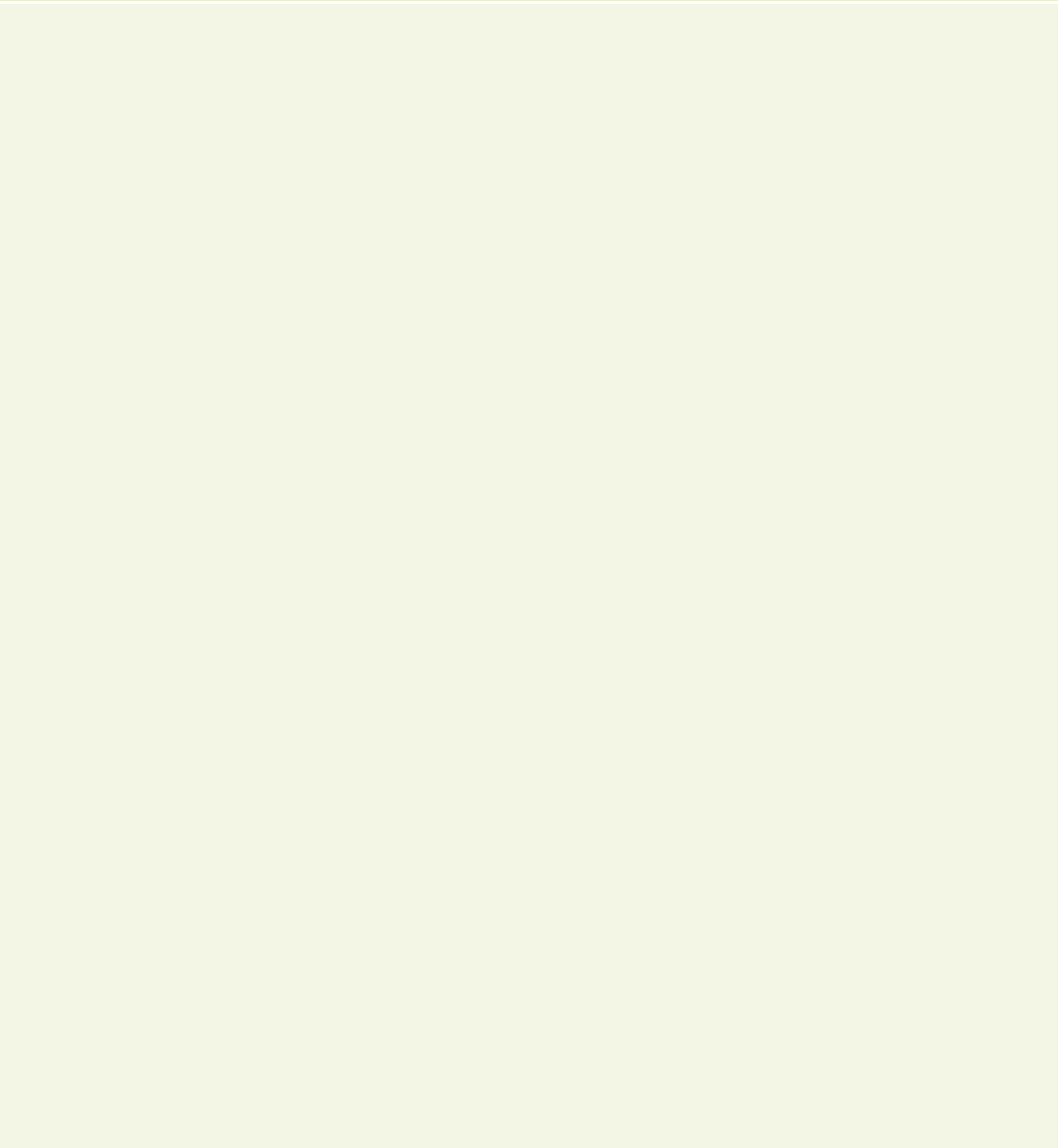
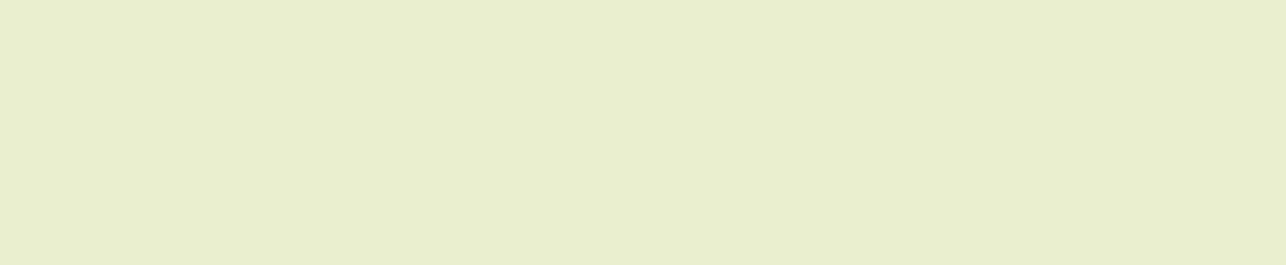
Aktørbiletet og aktivitet

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

Dette har gitt resultat. Etter ein periode med låg leiteaktivitet tok han seg opp i 2006, sjå figur 5.6. I figur 5.5 kjem det også tydeleg fram at det er dei nye selskapa som har stått for auken i borekostnader, som eit resultat av at leiteaktiviteten har teke seg opp. Dei nye aktørane står no for over 40 prosent av leitekostnadene på sokkelen. I 2009 vart det sett ny rekord med 65 igongsette leitebrønningar, og av dei var 44 undersøkjingsbrønningar. Det vart gjort 28 funn, det høg-

ste talet til no. I 2010 begynte selskapa på 45 leitebrønningar, og 35 av dei var undersøkjingsbrønningar. Det vart gjort 16 funn.

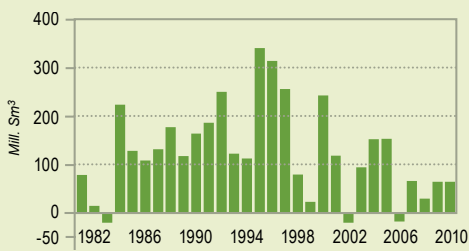
For å leggje forholda betre til rette for nye aktørar introduserte Stortingsmelding nr. 39 (1999–2000) *Olje og gassvirksomheten* ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar og rettshavarar. Når det gjeld dei årlege konsesjonsrundane i modne område, har dei nye aktørane fått tildelt betydelege areal og utvinningsløyve. Dei fleste nye selskapa har til no konsentrert seg om modne område i Nordsjøen og Norskehavet. I dei siste rundane har desse selskapa også vist stadig større interesse for Barentshavet, og ein ventar at fleire nye selskap vil delta i konsesjonsrundane i umodne område etter kvart som dei får god kjennskap til sokkelen og etablerer større organisasjonar i Noreg. Ei liste over alle rettshavarane på norsk kontinentalsokkel ligg i vedlegg 3.



6

UTBYGGING OG DRIFT





Figur 6.1 Brutto reservetilvekst av olje 1981–2010
(Kjelde: Oljedirektoratet)

I 2010 godkjende styresmaktene planane for utbygging og drift (PUD) av Gaupe, Gudrun, Islay, Marulk og Trym. Frå hausten 2010 og til april 2011 vart det sendt inn fleire nye utbyggingsplanar til styresmaktene for godkjenning. Det gjeld Ekofisk Sør, Eldfisk II, Hyme, Katla, Knarr, Valemon, Vigdis Nordøst og Visund Sør. I tillegg kan det kome utbyggingsplanar for funna Atla, Bøyla, Draupne, Hild, Jetta, Luno, Nemo og Skuld.

Effektiv produksjon av petroleumsressursane

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

Utbygging av påviste petroleumsressursar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsnæringa i dag. Det blir stadig viktigare å utnytte ressursane i dei kjende områda betre. Alt i alt er dette eit stort potensial som kan

generere store verdjar for samfunnet, dersom det blir utnytta på ein fornuftig måte. Oljedirektoratet har vurdert dette potensialet og kome fram til ei målsetjing om ein reservetilvekst på den norske kontinentalsokkelen på 800 millionar Sm³ olje før 2015. Det er om lag dobbelt så mykje som dei opphavlege oljeresursane i heile Gullfaksfeltet. Målsetjinga er eit strekksmål for industrien og styresmaktene. Ved utgangen av 2010 har reservetilveksten vore 352 mill. Sm³ olje, medan målsetjinga var 480 mill. Sm³ olje. Figur 6.1 viser årleg tilvekst av oljereservar i perioden 1981–2010. Rekneskapan for 2010 viste ein vekst på 64 millionar Sm³ olje, bokført som nye reservar. I 2009 vart det også bokført 64 millionar Sm³ olje. Den største auken i oljereservane kjem frå felta Gudrun, Balder og Knarr. I tillegg er ressursane i Valemon, Visund Sør, Gaupe og Marulk modna til reservar.

Auka utvinning i modne område

Det er framleis eit stort potensial for verdiskaping dersom ein aukar utvinningsgraden i produserande felt, effektiviserer drifta og leitar etter ressursar i nærleiken av infrastrukturen som er utbygd.

Faktaboks 6.1 Utvinningsutvalet

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

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

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

Figur 6.2 viser ei oversikt over dei totale oljeresursane i felt i produksjon. Ressursane kan bli delt inn i tre grupper:

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

Figuren viser at ut frå planane i dag vil det vere store oljeresursar igjen etter den planlagde nedstenginga av desse felta. Mange tiltak er naudsynte dersom ein skal kunne produsere

meir av desse ressursane. Tiltaka kan delast i to hovudgrupper, den eine omfattar tiltak for å auke ressursuttaket, og den andre går ut på å effektivisere drifta.

Auka ressursuttak

Først og fremst må rettshavarane investere i prosjekt som kan auke utvinninga. Nokre døme er boring av fleire brønningar, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønningar, injeksjon i reservoara for å få ut meir petroleum og tilpassingar i prosess-

anlegg. Slike tiltak gjør sitt til å auke den gjennomsnittlige utvinningsgraden. I 1995 var den venta gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje for felt i produksjon når feltet skulle avslutte produksjonen, om lag 40 prosent – i dag er han 46 prosent. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore svært viktig for å auke utvinninga, og er det framleis. Teknologiutviklinga gjer til dømes at ein kan bore brønningar og utvikle felt på måtar som tidlegare var teknisk umogleg.

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

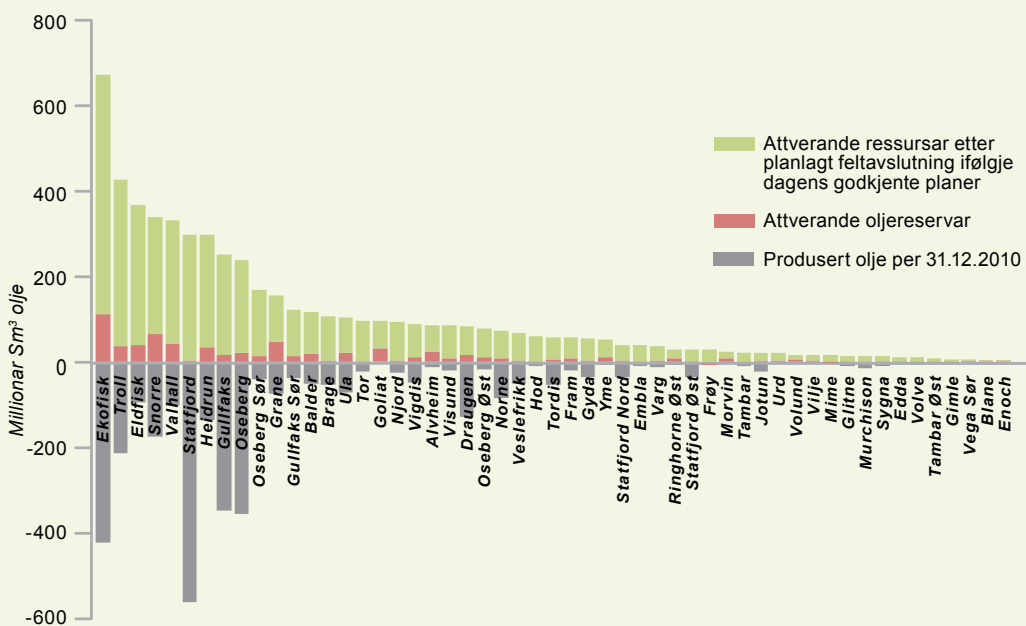
Av figur 6.3 ser vi også at auka utvinning gir lengre levetid. Lengre levetid er positivt fordi ein då kan setje i verk fleire utvinningstiltak, og det inneber at infrastrukturen vil vere på plass i ein lengre periode. Dermed aukar sjansane for at andre funn kan bli knytt opp til denne infrastrukturen. 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 kostnadene i produksjonen. Ressursuttaket blir påverka fordi ein kan drive lønnsam produksjon lenger enn om drifta var mindre effektiv. Det kan gjere sitt til at ressursar som i dag ikkje er lønnsame, blir produserte. Mange felt er i ein situasjon der kostnadsnivået må bli redusert for å kunne forsvare lønnsam drift på eit lågare produksjonsnivå. Effektiv drift er også svært viktig når det gjeld å redusere utslepp til luft og utslepp til sjø frå aktivane på norsk kontinentalsokkel.

Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur

I 2010 vart det investert i overkant av 130 milliardar kroner på den norske kontinentalsokkelen. Totalt er det investert om lag 3000 milliardar kroner målt i dagens pengeverdi. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen gjer det mogleg å produsere og mark-



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

nadsføre petroleum, men legg også eit grunnlag for å utnytte meir av ressursane på ein kostnadseffektiv måte.

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

For å medverke til effektiv bruk av eksisterande infrastruktur, mellom anna plattformer og rørleidningar, utarbeidde Olje- og energidepartementet i 2005 ei forskrift på dette området, *Forskrift om andres bruk av innretninger*, 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 paratar.

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

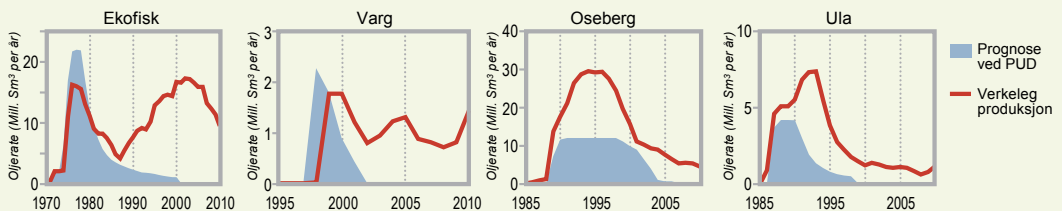
Auka utvinning, lengre levetid og innfasing av ressursar i nærleiken av felt som produserer, legg grunnlaget for å skape store meirverdiar for samfunnet. For å kunne utvikle ressursane vidare i og rundt eksisterande felt må ein bruke infrastrukturen der. Dermed står selskapa mindre fritt enn ved nye 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

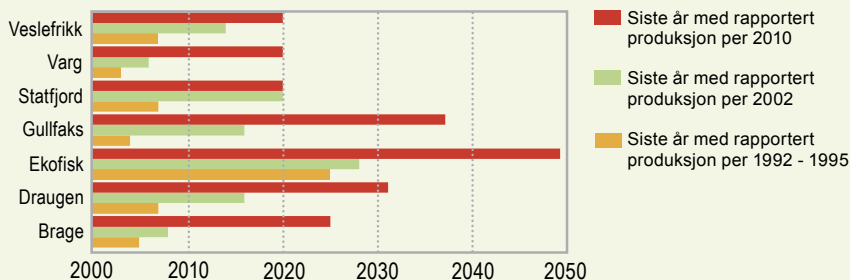
Petroleumsverksemda låner havet, og alle fasar av olje- og gassverksemda skal ta omsyn til miljøet og andre brukarar av havet. Utgangspunktet er at når verksemda er slutt, skal alt vere rydda og fjerna.

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 teke til land som t.d. for Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille Frigg, Frøy og TOGI. Under handsaminga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg vart det gitt løyve til å la betongunderstellet med vernevegg på Ekofisktanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet vere igjen.

Når styresmaktene gjer vedtak om korleis ei innretning på den norske kontinentalsokkelen skal bli disponert, tek ein i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Petroleumslova av 1996 regulerer disponering og avvikling av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (Konvensjon om vern av det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) disponeringa av innretningane våre. OSPAR-vedtak 98/3 om disponering av utrangerte offshoreinstallasjonar tok til å gjelde 1999, og legg føringar for kva for disponeringsalternativ som er akseptable for ulike typar innretningar til havs. Vedtaket omfattar ikkje rørleid-



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



Figur 6.4 Levetida for nokre felt
(Kjelde: Oljedirektoratet)

ningar, delar av innretningar som ligg under havbotnen, og ankerfundament i betong som ikkje er til hinder for fiskeria.

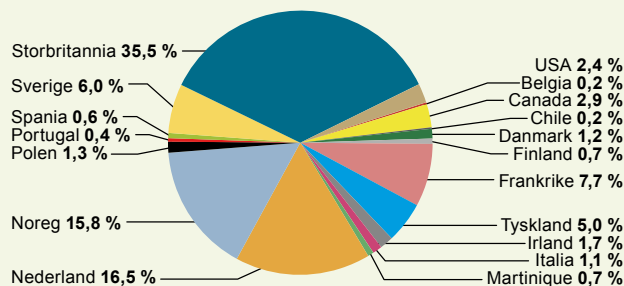
Vedtaket inneber at det er forbode å dumpe og å leggje igjen, heilt eller delvis, utrangerte installasjonar i sjøområdet. Det kan bli gjort unntak frå forbodet for somme innretningar eller delar av innretningar dersom ei samla vurdering viser at det er sterke grunnar for disponering i sjøen.

For rørleidningar og kablar gjeld retningslinjene som står i Stortingsmelding nr. 47 (1999–2000) *Disponering av utrangerte rørleidningar og kablar på norsk kontinentalsokkel*. Som ein generell regel kan ein la rørleidningar og kablar ligge igjen når dei ikkje er til ulempe eller utgjer ein risiko for

botnrisiko, vurdert ut frå kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning.

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

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



Figur 6.5 Eksport av råolje fordelt på mottakarland, 2010
(Kjelde: Oljedirektoratet)

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

Det er rettshavarane på tidspunktet for disponeringsvedtaket som er ansvarlege for å gjennomføre disponeringa. I 2009 vart 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 igjen ei innretning, seier lovverket at rettshavarane framleis har ansvaret for skade eller ulempe som skjer med vilje eller av aktløyse i samband med innretninga. Men rettshavarane og staten kan avtale at framtidig vedlikehald og ansvar skal bli overført til staten mot ein avtalefesta økonomisk kompensasjon.



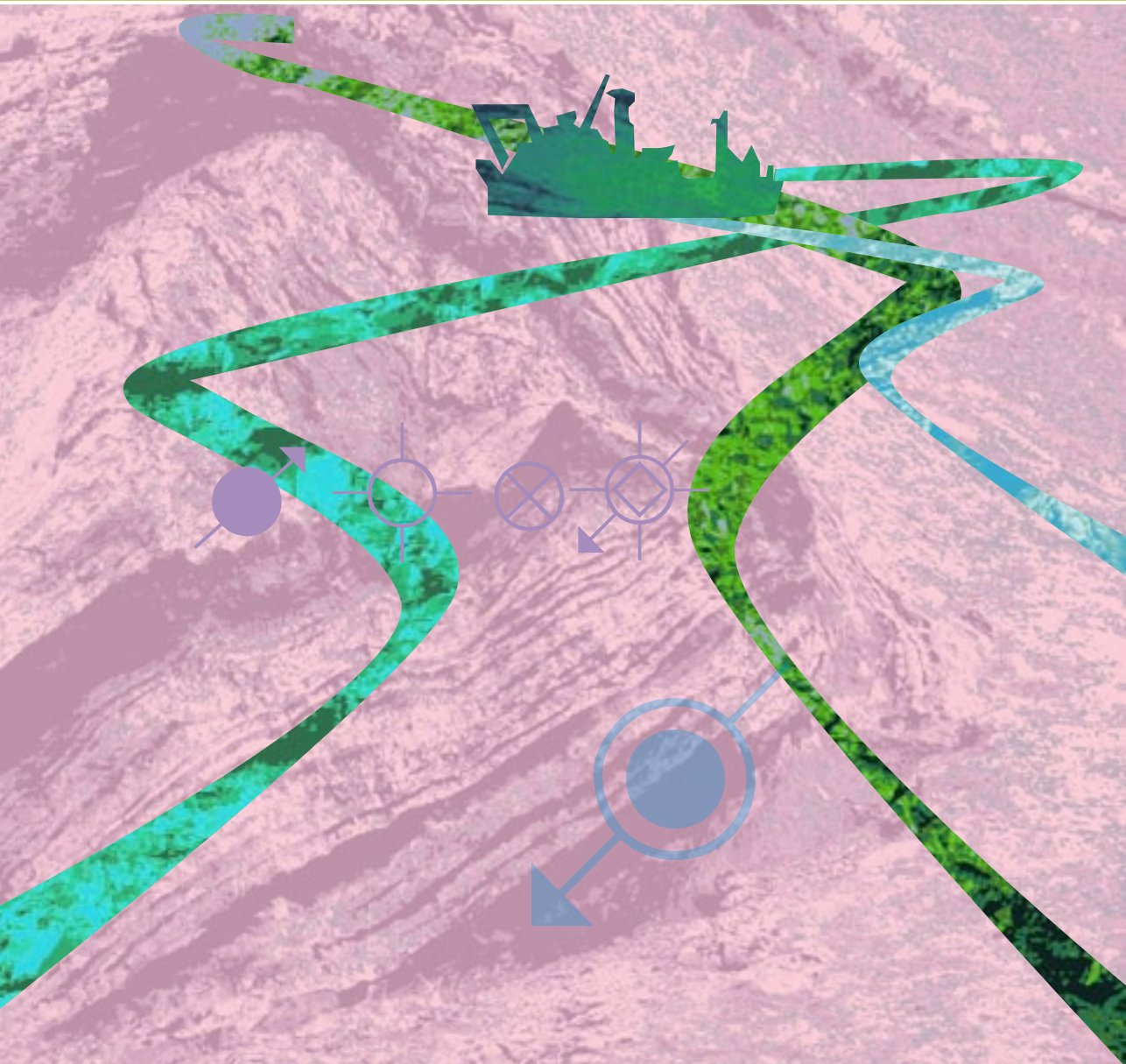
Figur 6.6 Pumpeinnretninga 37/4A, der understellet vart fjerna sommaren 2010
(Kjelde: ConocoPhillips)

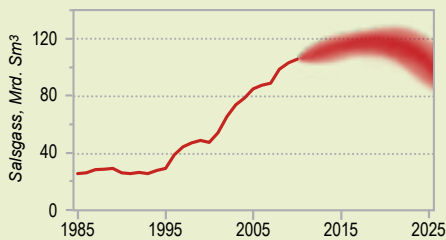


Figur 6.7 Illustrasjon av Ekofisktanken før og etter fjerning av overbygninga
(Kjelde: ConocoPhillips)

7

GASSEKSPORT FRÅ NORSK SOKKEL





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

Gassverksemda utgjer ein aukande del av petroleumsektoren, 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 2010 var i energiinnhald on lag ni gonger så stor som den norske normalproduksjonen av elektrisitet. Den norske gasseksporten dekkjer bortimot 20 prosent av det europeiske gassforbruket. Størstedelen av eksporten går til Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike, der norsk gass utgjer mellom 20 og 35 prosent av det samla forbruket.

Produsentselskap på den norske kontinentalsokkelen har gassavtalar med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekia, Austerrrike og Danmark. Snøhvit-anlegget leverer LNG (liquefied natural gas) til mellom anna USA, Brasil, Sør-Korea, Tyrkia 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.

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 gasen blir transportert i rørleidningar frå felt 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 bygge 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 petroleumssressursane. Dei fleste felt inneheld både

olje og gass, og det er om å gjere å sikre optimal balanse mellom oljeproduksjon og gassproduksjon. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, tek dei omsyn til utsiktene for optimal utvinning av olje. Styresmaktene har ei viktig rolle når det gjeld å leggje til rette for at handsamings- og transportkapasiteten skal vere tilpassa ulike scenario for ny utvinning på mellomlang og lang sikt.

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

Gassco

Gassco AS 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 petroleumsslova og helse-, miljø- og sikkerheitslovgivinga (HMS). Denne verksemda er også regulert i operatøraftalen 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 gassinfrastrukturen 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 tørrgassanlegg som eigarane eller andre brukar, eller som dei planlegg å bruke. Når ein tredjepart tek i bruk ein rørleidning eller eit transportrelatert anlegg, er det lagt opp til at dette systemet blir innlemma i Gassled, og blir ein del av det sentrale oppstraums gasstransportsystemet.

¹ Kapittel 14 omtalar det særskilde og det allmenne operatøransvaret.



Figur 7.2 Gassrørleidningar
(Kjelde: Oljedirektoratet)

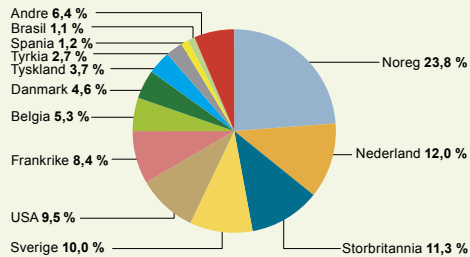
Norsk gassproduksjon 2010, i mill. Sm ³		
Eksport rørløidning	97 326	92,5 %
Sal til Noreg	1 645	1,6 %
Sal til reinjeksjon	1 347	1,3 %
LNG	4 953	4,7 %
Total	105 271	100,0 %

Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet

Regulert tilgang til transportsystemet

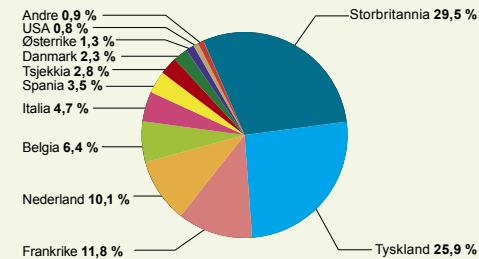
Rørløidningssystemet er eit naturleg monopol, med store grunnlagsinvesteringar. Difor blir tariffane for gasstransport regulerte gjennom ei eiga forskrift fastsett av Olje- og energidepartementet. Det sikrar at forteneista blir teken ut på felta og ikkje i transportsystemet. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for gasstransport. For å sikre god ressursforvaltning kan transportrettane bli overdregne 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 rørløidning 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.



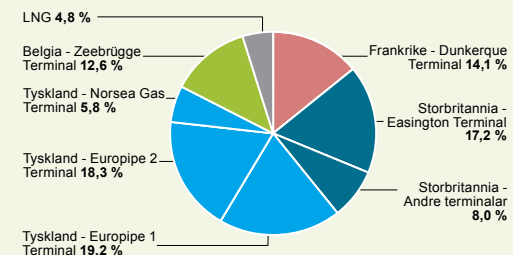
Figur 7.3 Sal av NGL/kondensat 2010, fordelt på første mottakarland, om lag 19,4 mill. Sm³ o.e.

(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 7.4 Norsk naturgasseksport 2010, om lag 102 mrd. Sm³, fordelt på mottakarland

(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 7.5 Norsk naturgasseksport, om lag 102 mrd. Sm³, fordelt på leveransepunkt

(Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet)

8

FORSKING I OLJE- OG GASSVERKSEMDA



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

I dag står ein framfor fleire nye utfordringar. Funna og utbyggingane er mindre enn tidlegare. Ressursane som er igjen i felta, er meir krevjande å produsere enn dei som allerede 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.

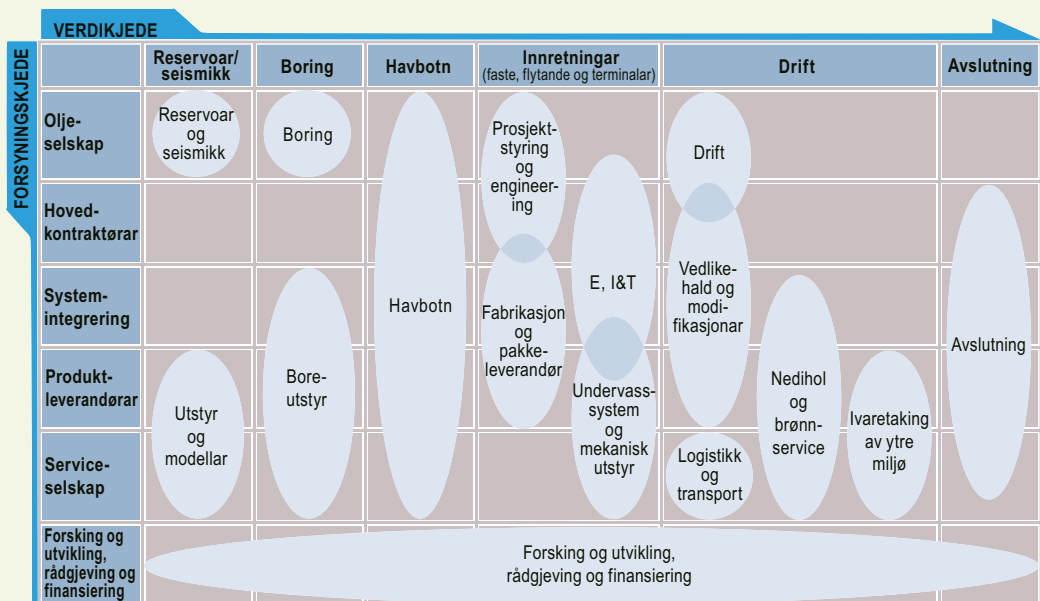
For å kunne møte utfordringane som følgjer med ei effektiv og forsvarleg petroleumsverksemd, vart strategien *OG21 – Olje og gass i det 21. århundre* etablert på initiativ av Olje- og energidepartementet i 2001. OG21 har greidd å få oljeselskap, universitet, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og

styresmaktene til å samle seg om ein felles nasjonal teknologi-strategi for olje og gass.

Det offentlege gir insentiva til forskning og teknologi-utvikling hovudsakleg gjennom det regulatoriske rammeverket og direkte løyvingar til Forskningsrådet. Løyvingane til Forskningsrådet går først og fremst til forskingsprogramma PETROMAKS og DEMO 2000. Desse programma skal med-verke til å nå måla ein har sett gjennom OG21-strategien.

PETROMAKS

PETROMAKS støttar eit breitt spekter av prosjekt, frå grunnforskning til innovasjonsprosjekt i industrien. Programmet har som mål å modne fram meir reservar både frå felt i produksjon og gjennom funn. Sidan 2003 er det løyvt om lag 2 milliardar kroner til 335 prosjekt. Dette har utløyst 2,1 milliardar kroner i anna finansiering, stort sett frå næringslivet. PETROMAKS er eit viktig verkemiddel for å fremje langsiktig forskning og kompetanseutvikling. Programmet har sidan oppstarten i 2003 finansiert 291 stipendiatar og 136 postdoktorar. Det er eit svært høgt tal samanlikna med det oljeselskapa støttar av liknande stillingar, og illustrerer kor viktige dei offentlege midlane er for langsiktig og grunnleggjande forskning.



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

DEMO 2000

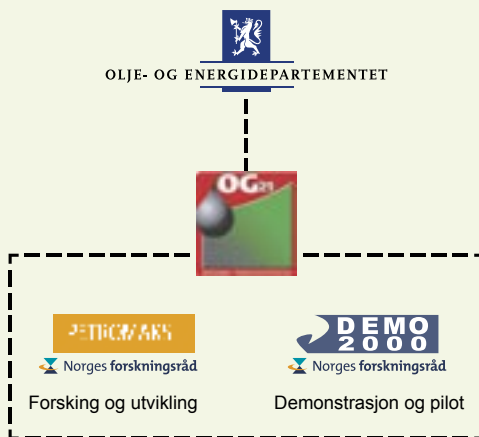
DEMO 2000 er eit viktig verkemiddel for å teste ut nye teknologiløysingar i petroleumsnæringa. Programmet har som mål å redusere kostnader og risiko for industrien ved å gi støtte til pilotprosjekt og demonstrasjon. DEMO 2000 fungerer også som ein samarbeidsarena mellom oljeselskapa og leverandørbedriftene, og er spesielt viktig for leverandørane. Leverandørindustrien og forskningsmiljøa har ikkje dei same insentiva knytta til teknologiutviklinga dei leverer som det oljeselskapa har når dei investerer i denne teknologien. På grunnlag av juridiske rammeverk har oljeselskapa eigne skatteinsentiv knytta til sine FoU-relaterte utgifter i utvinningsløyva.

DEMO 2000 har sidan oppstarten i 1999 støtta 231 pilotprosjekt. Dei totale kostnadene til desse prosjekta er 2,7 milliardar kroner, og styresmaktene har gitt 600 milliardar kroner gjennom statsbudsjettet. Programmet er retta inn mot leverandørindustrien, som ikkje har dei same regulatoriske insentiva for å utvikle teknologi som oljeselskapa.

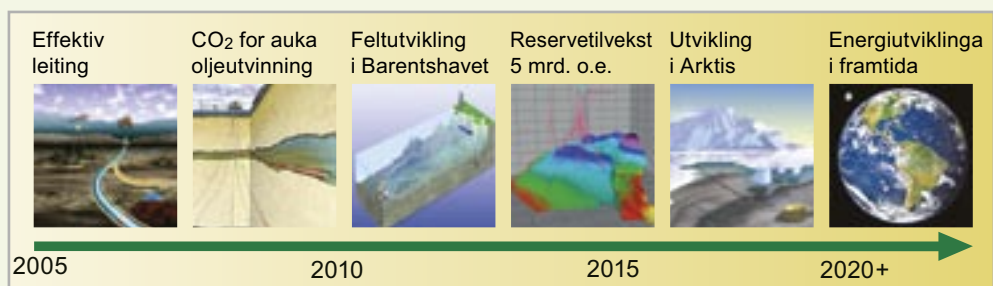
Andre forskingsprogram

Fleire andre forskingsprogram med relevans for petroleum får offentlig støtte. ProofNy, eit delprogram under Havet og kysten, er retta mot forskning på langtidverknader på sjø som følgje av petroleumsverksemda. PETROSAM støttar samfunnsvitskapleg petroleumsforskning. Forskningsrådet har også oppretta ei rekkje Senter for forskningsdrevet innovasjon (SFI) og Senter for fremragende forskning (SFF). Fleire av desse sentra har relevans for petroleumsindustrien, mellom

anna CIPR (Center for integrated petroleum research) ved universitetet i Bergen, FACE innan fleirfaseforskning ved Sintef/IFE, Senter for integrerte operasjoner ved NTNU, Senter for bore- og brønnteknologi for økt utvinning ved IRIS (i samarbeid med Sintef), og Senter for arktisk og maritim forskning ved NTNU. Sentra for forskingsdriven innovasjon kan få støtte i opptil åtte år, og sentra for framifrå forskning kan få støtte i opptil ti år.



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

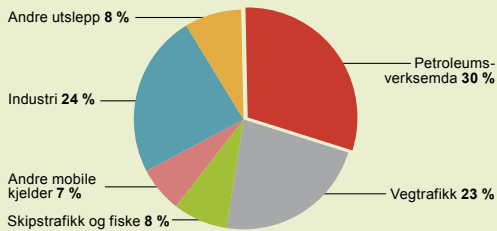


Figur 8.3 OG21 sitt teknologi-vegkart for verdiskaping på norsk kontinentalsokkel
(Kjelde: OG21)

9

MILJØMSYN I NORSK PETROLEUMSVERKSEMD





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

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

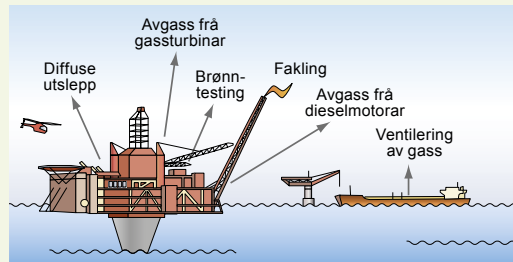
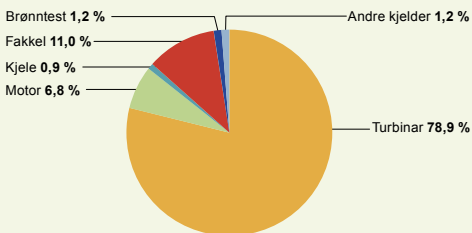
Som eit av dei første landa i verda innførte Noreg ei CO₂-avgift i 1991. Avgifta har ført til utvikling av ny teknologi og utløyst tiltak som har redusert utslappa mykje. Styresmaktene og oljeindustrien har arbeidd tett saman om å nå målet om null skadelege utslipp til sjø (nullutslippsmålet). Ein reknar at målet om nullutslipp er nådd for tilsette kjemikalier.

Som eit resultat av den kontinuerleg sterke vektlegginga av miljøet held norsk petroleumsvirksomhet svært høg miljøstandard samanlikna med petroleumsvirksomhet i andre land.

Dette kapitlet gir ei oversikt over utslipp til luft og sjø frå petroleumsvirksomhet, og verkemiddel og tiltak som tek omsyn til miljøet.

Utslipp frå petroleumsvirksomhet

Utslipp frå petroleumssektoren til luft er stort sett eksos frå forbrenning av naturgass i turbinar, faking av naturgass og forbrenning av diesel. Desse avgassane inneheld mellom anna CO₂ og NO_x. Andre utslipp er nmVOC, metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂). Utslipp 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.



Oversikt over utslppskjelder

Lover og avtaleverk som regulerer utslipp frå petroleumsvirksomhet

Utslipp frå petroleumsvirksomhet i Noreg blir regulert gjennom fleire lover, mellom anna petroleumsløva, CO₂-avgiftslova, særavgiftslova, klimavotellova og forureiningslova. Petroleumsanlegga på land er underlagd dei same verkemidla som annan landbasert industri. I petroleumsløvgivinga er prosessane knytt til konsekvensutgreiing og godkjenning av nye utbyggingssplanar (PUD/PAD), sentrale. Anlegg på land eller sjø innanfor grunnlinja kjem i tillegg inn under føresegnene i plan- og bygningslova (sjå kapittel 5).

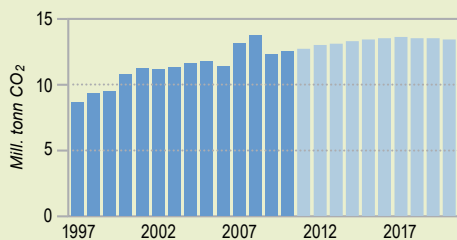
Noreg har også bunde seg gjennom internasjonale avtalar til å avgrense somme utslipp.

Måling og rapportering av utslipp

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

Metoden for utrekning av utslppsprognosar er nyleg revidert, og utslppsprognosane er difor noko endra samanlikna med faktaheftet frå i fjor

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



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

Faktaboks 9.1 Utslepp til luft

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

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

Noreg oppretta med klimavotelova eit nasjonalt kvotesystem for klimagassar frå 2005. Klimavotelova vart revurdert i 2007 og i februar 2009. Hausten 2007 implementerte Noreg EUs kvotehandelsdirektiv, og det norske kvotesystemet er knytt til EUs kvotesystem i perioden 2008–2012. I desember 2008 samla EU seg om eit kvotehandelsdirektiv for perioden 2013–2020. Dette direktivet er no til vurdering i EØS/EFTA-landa.

Utsleppsstatus for CO₂

I nasjonal samanheng stod petroleumsvirksemda for omkring 30 prosent av CO₂-utsleppa i 2009 (sjå figur 9.1). Dei andre store utsleppskjeldene for CO₂ i Noreg er utslepp frå industriprosessar og vegtrafikk. CO₂-utsleppa frå innretningane på kontinentalsokkelen stammar i all hovudsak frå forbrenning av gass og diesel i turbinar og faking av gass (sjå figur 9.2).

Utviklinga på den norske kontinentalsokkelen går mot meir modne felt og lengre avstandar for gass-transport. Behandling og transport av produsert gass er meir energikrevjande enn produksjon og transport av væske. Produksjonen av gass utgjer ein stadig

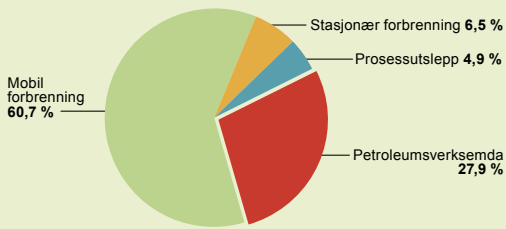
Utslepp som har regionale miljøkonsekvensar, er regulerte i protokollane under konvensjonen for langtransportert luftforureining (LRTAP-konvensjonen). Saman med USA, Canada og andre europeiske land skreiv Noreg i 1999 under Göteborgprotokollen, som søkjer å løse miljøproblema forsuring, overgjødning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

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

større del på den norske kontinentalsokkelen. I tillegg minkar reservoartrykket i felta.

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 faking.



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

CO_2 -avgifta

Bruk av gass, olje og diesel i samband med petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er etter CO_2 -avgiftslova med verknad frå 01.01.1991 pålagd CO_2 -avgift. Frå 01.01.2011 er CO_2 -avgifta 48 øre per liter olje og per standardkubikkmeter (Sm^3) gass.

Klimakvotelova

Klimakvotelova vart revidert i 2007 og i februar 2009. Petroleumsanlegga til havs er inkluderte i det norske kvotesystemet frå 2008, saman med dei bedriftene som hadde kvoteplikt i den første perioden av kvotesystemet (2005–2007). Petroleumsanlegga må kjøpe klimakvotar for alle utsleppa sine. Kjøp av klimakvotar kjem i tillegg til CO_2 -avgifta, og gir ein venta samla CO_2 -kostnad på i underkant av 350 kroner per tonn CO_2 .

Vilkår og løyve

Brenning av gass i fakkell ut over det som er nødvendig for å sikre normal drift, er etter petroleumslova ikkje tillate utan godkjenning frå Olje- og energidepartementet. Fakling står for om lag 11 prosent av CO_2 -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 CO_2 -utslepp frå felt

I tillegg til dei overordna politiske verkemidla kjem dei konkrete, praktiske tiltaka på sokkelen. Styres-

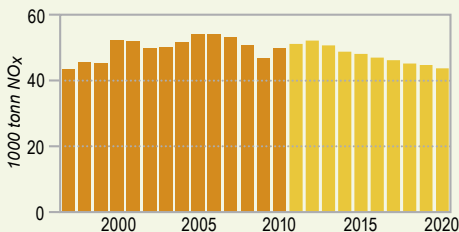
maktene og oljeselskapa satsar sterkt på forskning og teknologiutvikling for å finne gode tekniske løysingar som kan gjere sitt til å redusere miljøskadelege utslepp. Det blir gjort mykje for å utvikle miljøkompetanse og miljøteknologi, og norsk oljeindustri ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk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

Kombikraft

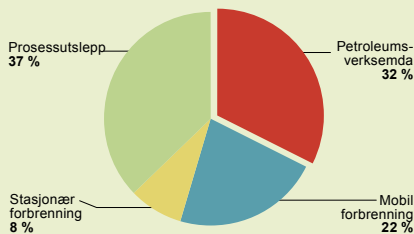
Kombikraft er ei løysing der ein brukar varme frå eksosgassen i turbinane til å produsere damp, som så blir nytta til å generere elektrisk kraft. Kombikraft aukar energiutnyttinga og er i dag i bruk på felta Oseberg, Snorre og Eldfisk. Desse anlegga er einestående i offshoresamanheng i verda.

Lagring av CO_2

CO_2 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 CO_2 i Utsira-formasjonen i samband med prosessering av gassen frå Sleipner Vest-feltet. Noreg var med Sleipner-prosjektet først ut i verda med å lagre større mengder CO_2 i ein geologisk formasjon under havbotnen i tilknytning til Utsira-formasjonen. På Snøhvitfeltet begynte ein i april 2008 å separere og lagre CO_2 før naturgassen blir kjølt ned til flytande gass (LNG). CO_2 -gassen går i rør frå LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet. Der blir han injisert og lagra i formasjonen Tubåen. Ved normal drift på Snøhvit vil opptil 700 000 tonn CO_2 kunne bli lagra i året.



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



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

ENØK

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

Kraft frå land

Kraft frå land må ein sjå i lys av at det er store variasjonar mellom installasjonane når det gjeld tekniske eigenskapar, kostnader, tilgang på kraft og ikkje minst verk-naden installasjonen påfører andre brukarar av kraft gjennom tilknyttinga til den generelle kraftforsyninga.

I dag er det fleire felt som får heile kraftforsyninga eller delar av henne frå land. Mellom anna nyttar installasjonane på Troll A, Ormen Lange og Gjøa kraft frå elnettet, medan Valhall vidareutvikling og Goliat skal byggjast ut med kraft frå land. I 2010 kom om lag 42 prosent av den norske gasseskporten frå felt med kraftforsyning frå land.

Utsleppsstatus for NO_x

Det er nær samanheng mellom utslippa av CO₂ og NO_x. Som for CO₂ er gassforbrenning i turbinar, faking av gass og dieselforbruk på innretningane sentrale utslippskjelder også for NO_x. Mengda av utslipp er avhengig både av forbrenningsteknologien

og kor mykje drivstoff som blir brukt. Til dømes gir forbrenning i gassturbinar lågare utslipp av NO_x enn forbrenning i dieselmotorar.

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

Mobile kjelder står for størsteparten av dei norske NO_x-utslippa (sjå figur 9.4). Petroleumsverksemda står for omlag 28 prosent. Dei totale utslippa av NO_x frå sektoren har auka frå 1991 (sjå figur 9.5) og stabilisert seg frå 2000-talet. Hovudårsaka til veksten er auka aktivitet som har ført til meir utslipp.

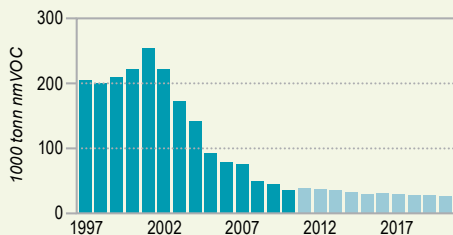
Verkemiddel for å redusere NO_x-utslippa

Vilkår og løyve

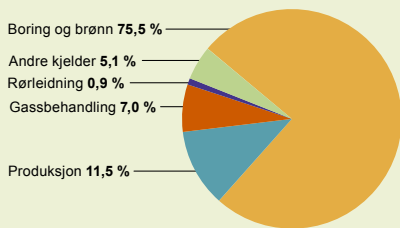
I driftsfasen er utslipp av NO_x på kontinentalsokkelen regulert ved eventuelle vilkår i samband med behandlinga av PUD/PAD. Det kan også bli gitt utslippsløyve med heimel i forureiningslova, som omfattar NO_x.

NO_x-avgifta

Stortinget vedtok 28. november 2006 at det skal beta-last ei avgift for utslipp av NO_x. Avgifta rettar seg mot utslipp frå innanlandsk aktivitet, og omfattar samla utslipp frå store einingar innanfor sektorane sjøfart, luftfart, landbasert aktivitet og kontinentalsokkelen. For petroleumsverksemda omfattar avgifta samla utslipp frå større gassturbinar og maskinar samt utslipp frå faking. I 2011 er avgifta 16,43 kroner per kilo NO_x.



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



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

I samband med at Stortinget behandla NO_x -avgifta, vart det bestemt å gi avgiftsfritak for utsleppskjelder som kjem inn under miljøavtalar med staten om gjenomføring 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 forpliktingane dei har etter denne avtalen. På vegner av næringsorganisasjonane krev fondet inn betaling per kilo utslepp av NO_x frå verksemder som sluttar seg til avtalen, og fondet gir tilskot til kostnadseffektive NO_x -reducerande tiltak. Per 14. september 2010 hadde 618 verksemder slutta seg til miljøavtalen. 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 bli etterinnstallert på turbinar. Studiar viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere slike brennarar er ein god del høgare enn det ein gjekk ut frå tidlegare. Generelt vil låg- NO_x -teknologi installert på maskinar som køyrer med høg utnyttingsgrad, gi betydeleg reduserte NO_x -utslepp.

Utsleppsstatus for nmVOC

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

indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO_2 og ozon når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

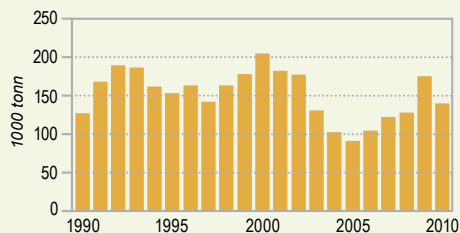
Petroleumssektoren har tradisjonelt vore hovudkjelda til utslepp av nmVOC i Noreg. Utsleppa av nmVOC frå petroleumsværksemnda kjem i hovudsak frå lagring og lasting av råolje offshore. Mindre utslepp oppstår også på gassterminalane. Andre industriprosessar og vegtrafikk er elles viktige kjelder til utslepp av nmVOC i Noreg (sjå figur 9.6). Utsleppa frå petroleumssektoren er imidlertid markant redusert sidan 2001, og prognosane tyder på at dei vil fortsette å minke sterkt i åra framover (sjå figur 9.7). Hovudårsaka til nedgangen i utsleppa er implementeringa av utsleppsreducerande teknologi.

Dei samla norske utsleppa av nmVOC var i 2009 141 000 tonn. Det er godt under kravet i Göteborg-protokollen for 2010 på 195 000 tonn. Frå 1990 er utsleppa reduserte med 51 prosent.

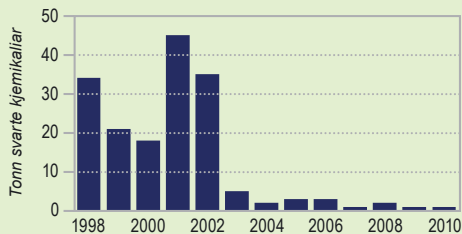
85 prosent av nedgangen frå 2007 til 2008 skriv seg frå mindre utslepp frå lasting og lagring av olje på kontinentalsokkelen. Reduksjonen frå 2001 kjem også i hovudsak av nedgang i desse utsleppa.

Verkemiddel og tiltak for å redusere nmVOC-utslepp

Oljeselskapa har i fleire år arbeidd med å gjere teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengeleg for lagerskip og skytteltankarar. I dag finst det utprøvd gjenvinningsteknologi som reduserer utsleppa frå lasting med om lag 70 prosent. Avtalen om industri-samarbeid vart inngått i 2002, og er eit ledd i arbeidet med å samordne innføring av teknologi som oppfyller krava om beste tilgjengelege utsleppsreducerande teknologi (BAT) på ein føremålstenleg og kostnadseffektiv måte. Ved utgangen av 2009 hadde 19



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



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

bøyelastingsskip og lagerskipa Norne, Åsgard A og C, Jotun, Balder, Varg og Volve installert nmVOC-reduserande teknologi. Alvheim fekk sitt anlegg i drift i juli 2010.

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

Utslepp til sjø

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

Olje- og kjemikalieutslepp kan ha lokale effektar i nærleiken av innretningane, og blir regulerte nasjonalt gjennom utsleppsløye 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. Bruk og utslepp av kjemikalier er internasjonalt regulert i form av krav om risikovurdering og kategorisering etter eigenskapane til kjemikaliane.

Målsetjinga om null miljøfarlege utslepp til sjø frå petroleumsverksemda vart slått fast i 1997. Styresmaktene og industrien har arbeidd saman for å presisere målsetjinga og kome fram til løysingar for å nå målet. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff.

Oljeindustrien har investert store summar for å få ned utsleppa til sjø. Tiltaka som er gjennomførte, har redusert utsleppa betydeleg. For eksempel er utsleppa

av tilsette miljøfarlege kjemikalier (raud og svart kategori) reduserte med over 99 prosent frå 1997, og ein reknar at nullutsleppsmålet er nådd for tilsette kjemikalier (sjå figur 9.10 og 9.11).

Utsleppsstatus for kjemikalier

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

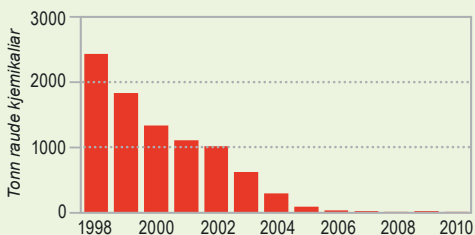
Bidraget frå petroleumssektoren til dei nasjonale utsleppa til sjø er på under 3 prosent av miljøgiftene på prioriteringslista til Klima- og forureiningsdirektoratet (KLIF).

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

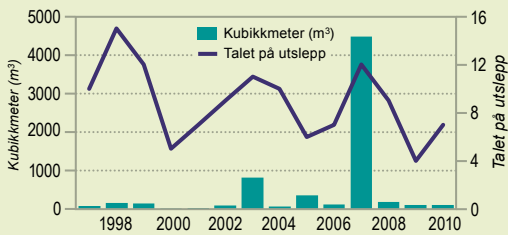
Kjemikalier har ein viss lokal gifteffekt, men blir fortynna i vasskolonnen, slik at den akutte miljøeffekten ikkje er særleg stor anna enn rett i nærleiken av utsleppet. Ein mindre del av kjemikalieutsleppa kan likevel ha svært alvorlege miljøkonsekvensar.

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 kjemikalier frå petroleumsverksemda.

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



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



Figur 9.12 Akutte oljeutslepp over ein kubikkmeter (Kjelde: Oljedirektoratet)

Verkemiddel for å redusere utslepp av kjemikalier

Selskapa må søkje om utsleppsløyve for å kunne sleppe ut kjemikalier til sjø. Klima- og forureiningsdirektoratet (KLIF) gir utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa 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 petroleumsvirksomheit står for ein liten del av den totale tilførsla til Nordsjøen. Hovudtilførsla av olje til Nordsjøen kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Ein reknar med at om lag 5 prosent av dei totale oljeutsleppa til Nordsjøen kjem frå norsk petroleumsvirksomheit.

Akutte utslepp

Figur 9.12 viser ei oversikt over akutte oljeutslepp på meir enn ein kubikkmeter (m³). Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.

Petroleumsvirksomheita har ikkje vore årsak til store akutte utslepp av olje som har ført til miljøskadar. Og i dei 40 åra det har vore drive petroleumsproduksjon, har utslepp frå verksemda aldri nådd land. I 2009 utgjorde dei totale akutte utsleppa til sjø 104 m³ (sjå figur 9.12). I 2007 vart dei totale akutte utsleppa til sjø 4488 m³, på grunn av hendinga på Statfjordfeltet i Nordsjøen.

Miljøeffektane av eventuelle akutte oljeutslepp er avhengige av fleire faktorar enn berre storleiken på

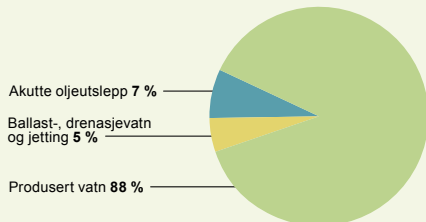
utsleppet. Mellom anna er utsleppsstaden, årstida, vindstyrken, straumane og effektiviteten til beredskapen avgjerande for skadeomfanget. Akutte oljeutslepp kan skade fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsoner. I Noreg har dei fleste alvorlege akutte utsleppa skrivne seg frå skip nær kysten.

Utslepp frå drift

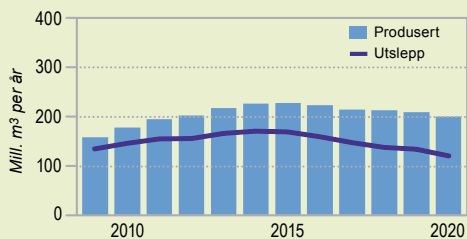
Vatn som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje) og andre organiske komponentar (inkludert lause oljefraksjonar). Det produserte vatnet blir reinjisert til undergrunnen eller reinsa før ein slepper det ut i sjøen. Oljehaldig borekaks og borevæske, som tidlegare stod for ein vesentleg del av oljeutsleppa frå aktiviteten, blir no injisert i eigna reservoar, eller teke til land for vidare behandling. Figur 9.13 viser oljeutslepp fordelte på aktivitetar, medan figur 9.14 viser prognosert utvikling i mengda av produsert vatn og utslepp av produsert vatn. Implementerte tiltak har ført til betydelege reduksjonar i utslepp av olje per eining produsert vatn.

Verkemiddel for å redusere utslepp av olje

På same måten som for kjemikalier må selskapa søkje om utsleppsløyve for å kunne sleppe ut olje til sjø. Klima- og forureiningsdirektoratet gir utsleppsløyve 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 9.13 Utslepp frå petroleumsvirksomheita fordelt på aktivitetar, 2010 (Kjelde: Oljedirektoratet)



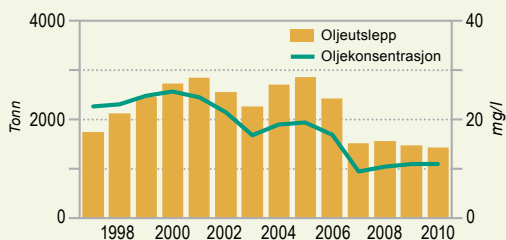
Figur 9.14 Prognose for produsert vatn og for utslepp av produsert vatn (Kjelde: Oljedirektoratet)

Faktaboks 9.2 Oljevernberedskap

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

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

beredskap som er dimensjonert for dette. Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO), der eigarane er ei rekke 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.



Figur 9.15 Utslepp av olje i produsert vatn og tilhøyrande oljekonsentrasjon (Kjelde: Oljedirektoratet)

10

FELT I PRODUKSJON



Om tabellane i kapitla 10 – 12

Deltakardelane til rettshavarane som er lista for felt er ikkje alltid dei same som deltakardelane i det enkelte utvinningsløyvet fordi samordna felt eller felt der det er utøvd glideskala, har andre deltakardelar enn utvinningsløyvet. Deltakardelane for eit felt er ikkje alltid 100 prosent til saman, fordi det er berre brukt to desimalar. Deltakardelane er per februar 2011.

Under «Utvinnbare reservar, Opphavleg» 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 31.12.2010» 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.

Om karta i kapitla 10 – 13

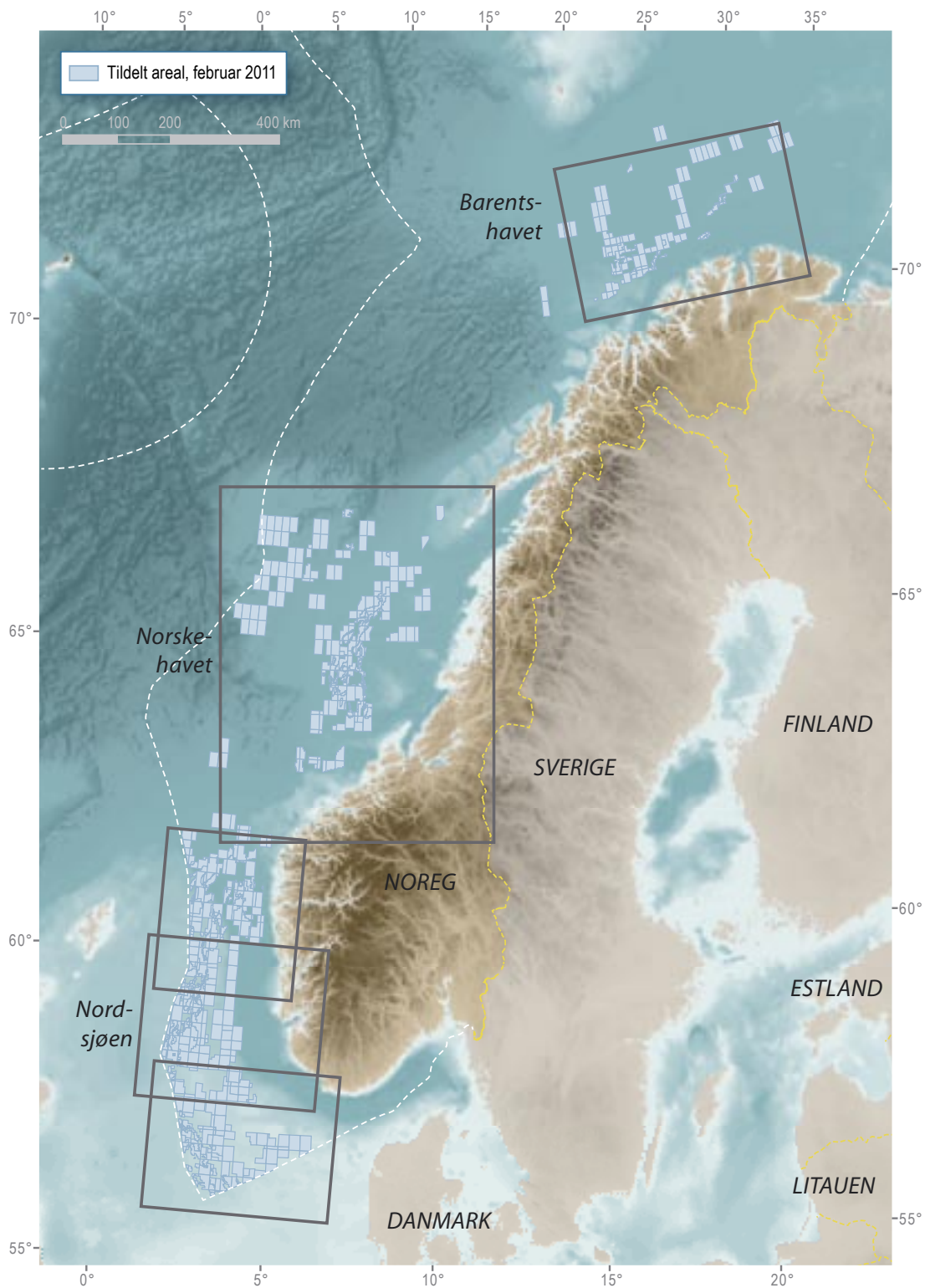
 Gass

 Olje

 Kondensat

Om bilete og figurar i kapitla 10 – 14

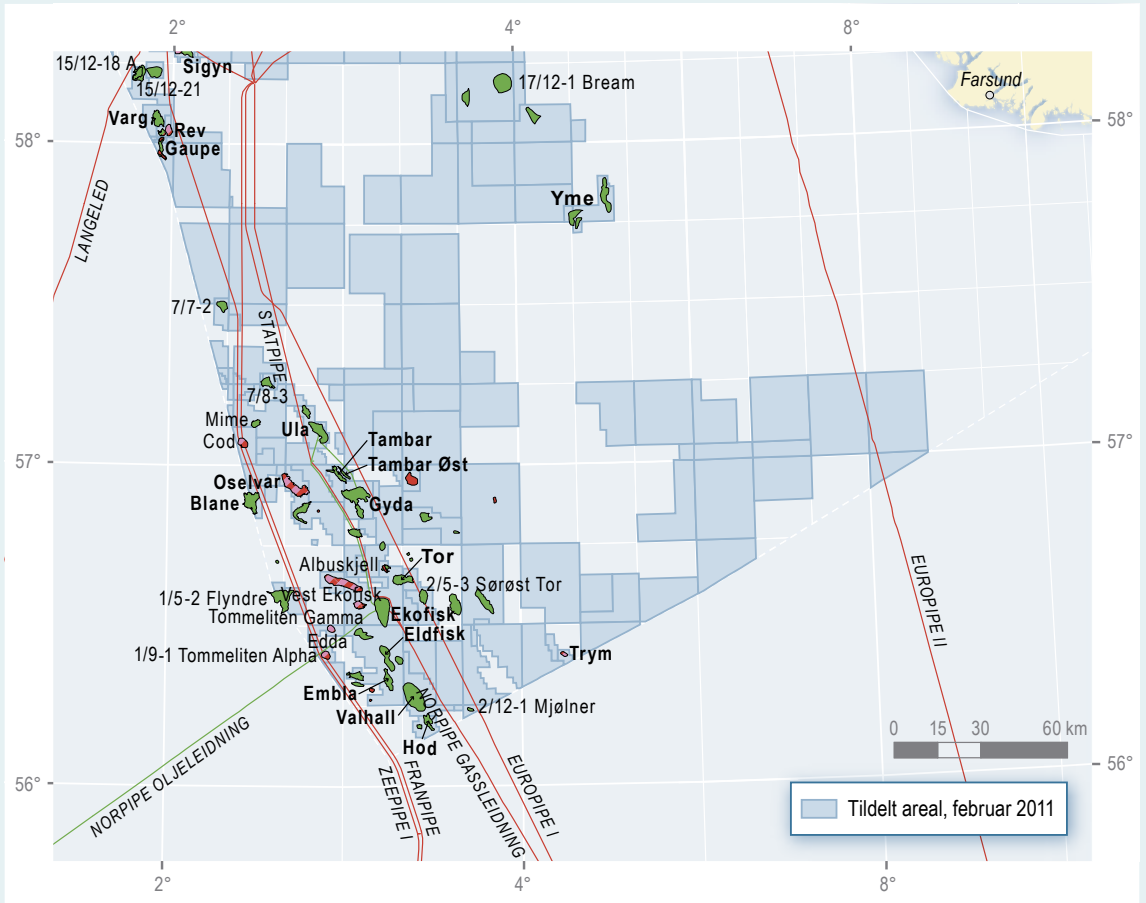
Takk til operatørane for bruk av bilete og teikningar av innretningar på felt.



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

Den sørlege delen av Nordsjøen

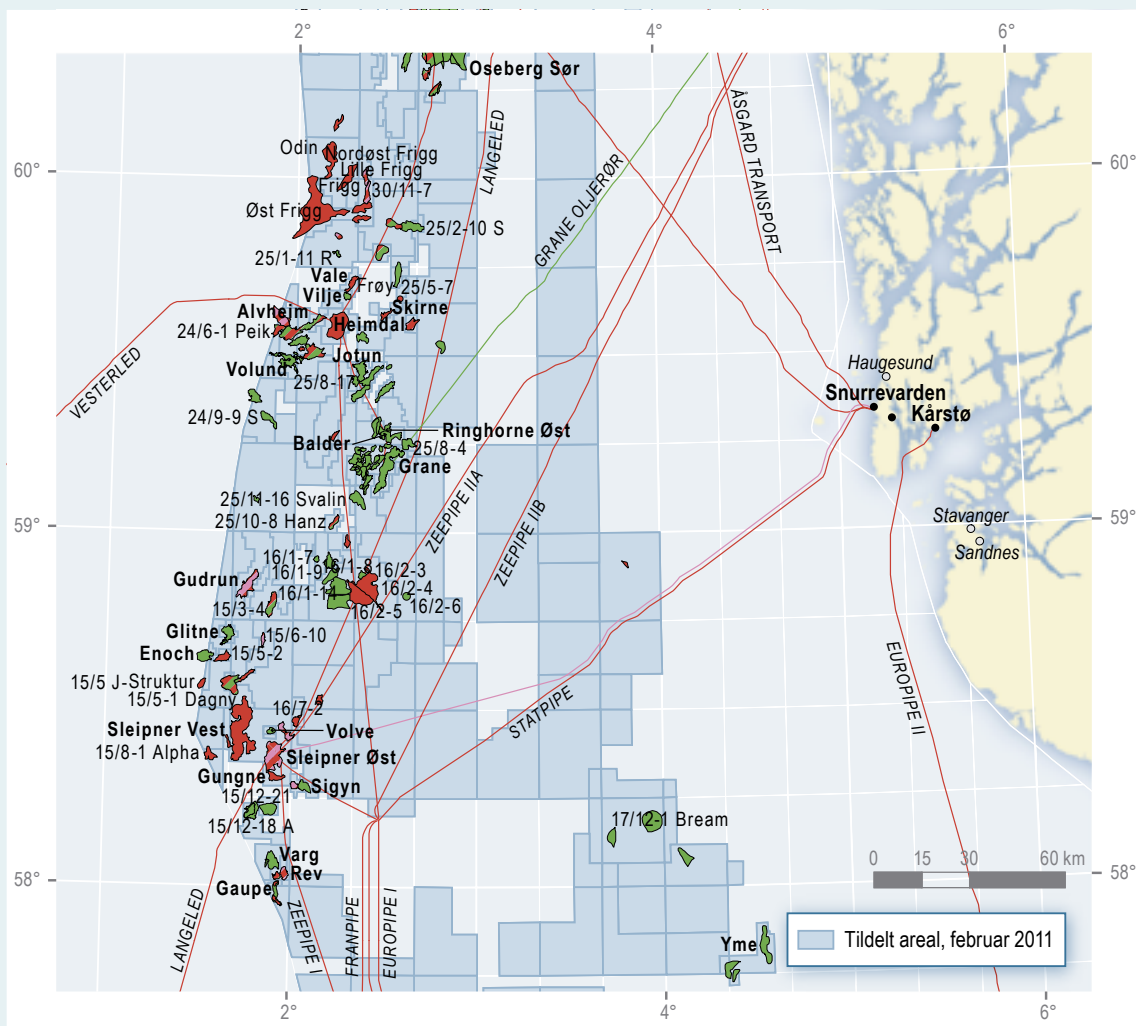
Den sørlege delen av Nordsjøen er framleis ein viktig petroleumsvins for Noreg, 40 år etter at Ekofisk blei funne. Ekofisk er no det største feltet på norsk kontinentalsokkel, målt i dagleg produksjon. Det er 12 felt i produksjon i den sørlege delen av Nordsjøen etter at Trym starta produksjonen i februar 2011. To felt er under utbygging med venta oppstart i 2011: Yme og Oselvar. Sju felt har avslutta produksjonen, og innretningar blir no fjerna. Ekofisk er eit knutepunkt for petroleumsvirksemda i området, og mange felt er knytte til infrastrukturen på Ekofisk for vidare transport i Norpipesystemet. Det er framleis store ressursar igjen i den sørlege delen av Nordsjøen, særleg i dei store kritfeltet heilt i sør. Ein ventar difor at det vil bli produsert olje og gass derifrå kanskje i 40 år til.



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

Den midtre delen av Nordsjøen

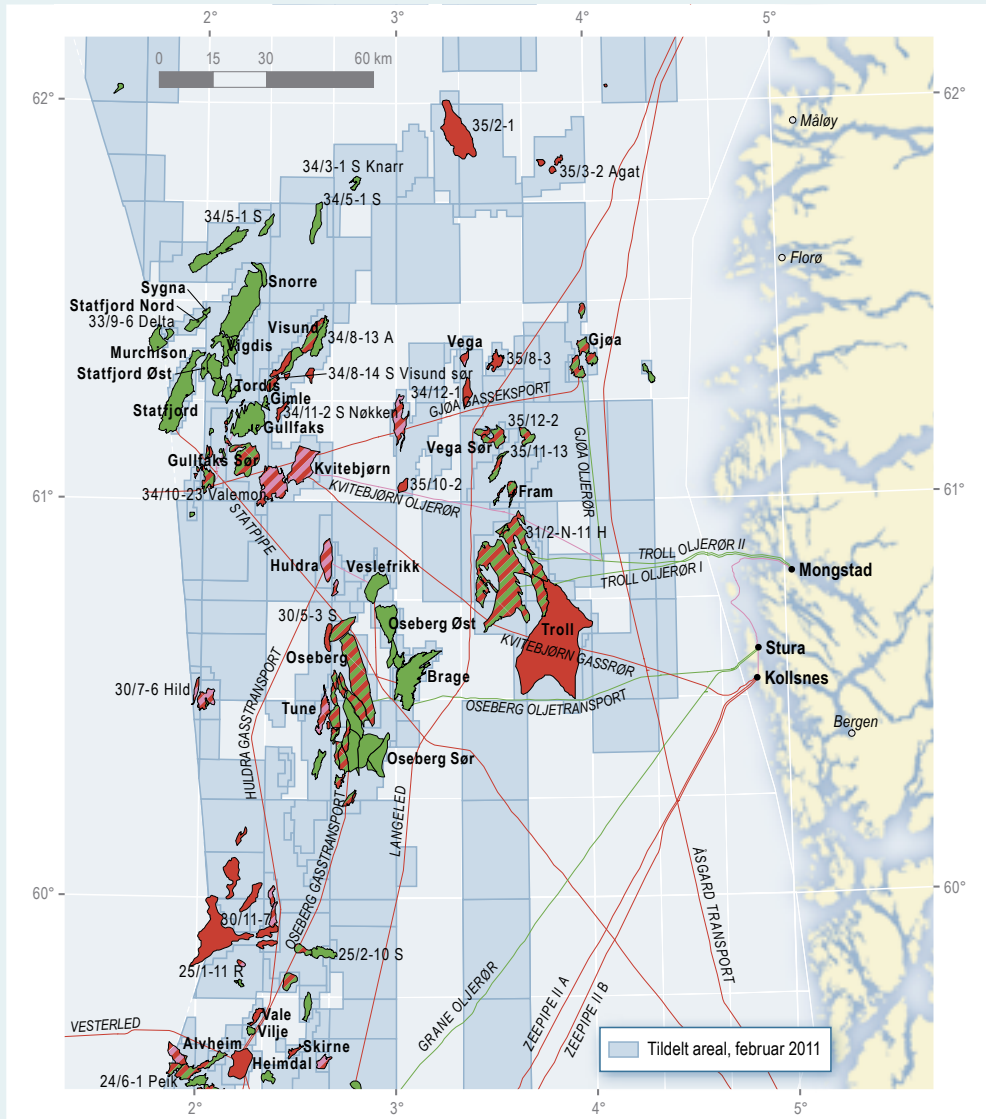
Den midtre delen av Nordsjøen har ei lang petroleumshistorie. Balder, som blei påvist i 1967, var det første oljefunnet på norsk kontinentalsokkel, men blei ikkje bygt ut før 30 år seinare. Den første utbygginga var gassfeltet Frigg, som produserte i nær 30 år før det blei stengt ned i 2004. Det er i dag 19 felt i produksjon i den midtre delen av Nordsjøen, og to felt, Gaupe og Gudrun, er under utbygging. Fleire funn er planlagde utbygge i framtida. Seks felt i Friggområdet har avslutta produksjonen, og innretningane er no fjerna. Somme av desse felta kan bli bygde ut på nytt seinare. Heimdal har produsert gass sidan 1985, og er no først og fremst eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt. Sleipnerfeltet representerer eit viktig knutepunkt i gasstransportssystemet 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.



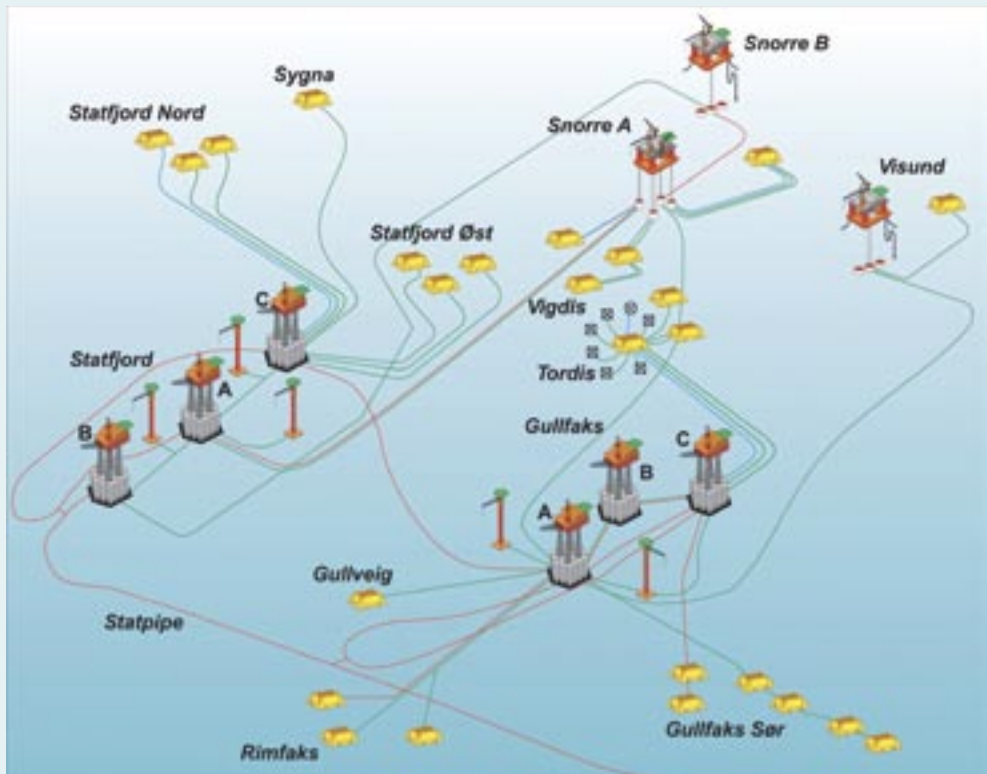
Figur 10.3 Felt og funn i den midtre delen av Nordsjøen
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Den nordlege delen av Nordsjøen

Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar dei to hovudområda Tampen og Oseberg/Troll. I dag er det 25 felt i produksjon i denne delen av Nordsjøen. Gjøa, Vega og Vega Sør starta produksjon i 2010. Etter 30 år med produksjon frå området er ressurspotensialet framleis stort. Ein ventar at det vil vere produksjon i området i meir enn 30 år til. Trollfeltet har ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, og vil vere hovudkjelda for norsk gass eksport i dette hundreåret. Når dei største oljefelta avsluttar oljeproduksjonen, kan store gassvolum bli produsert i ein nedblåsnings-lågtrykksperiode. Olje og gass frå felta i den nordlege delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.



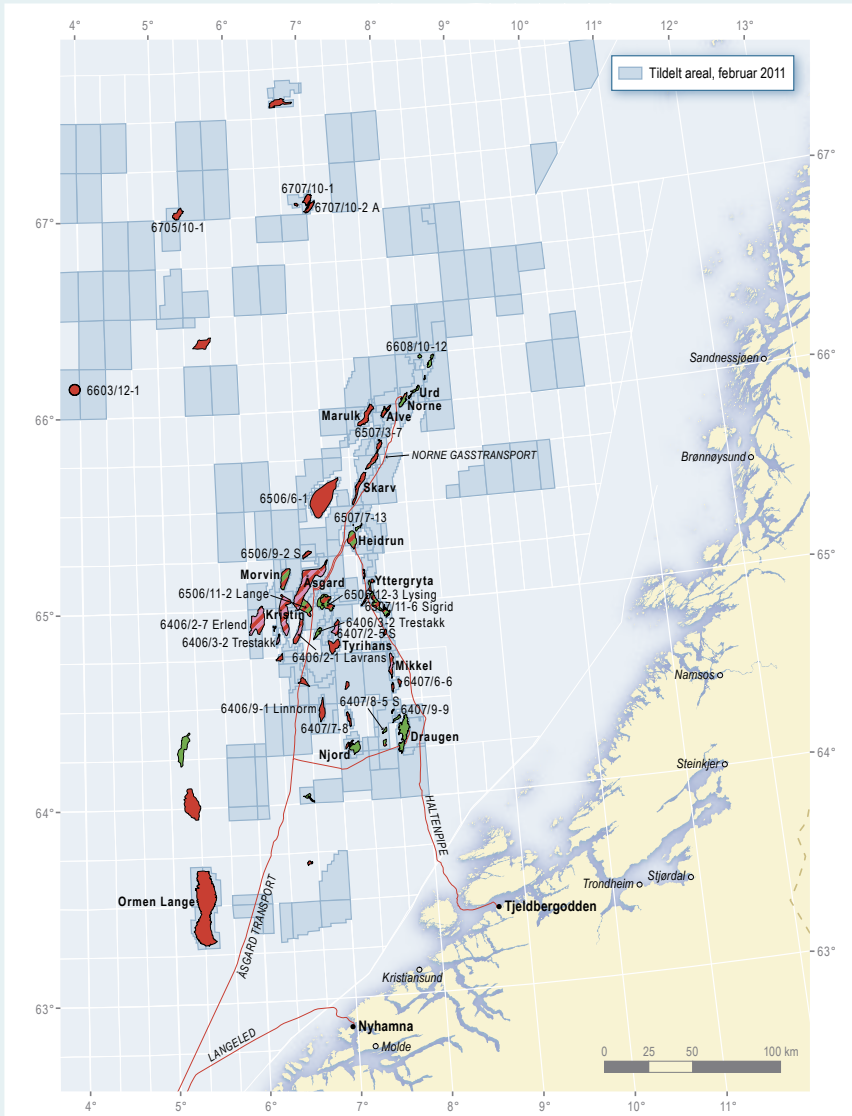
Figur 10.4 Felt og funn i den nordlege delen av Nordsjøen
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 10.5 Innretningar i Tampenområdet
(Kjeld: Statoil)

Norskehavet

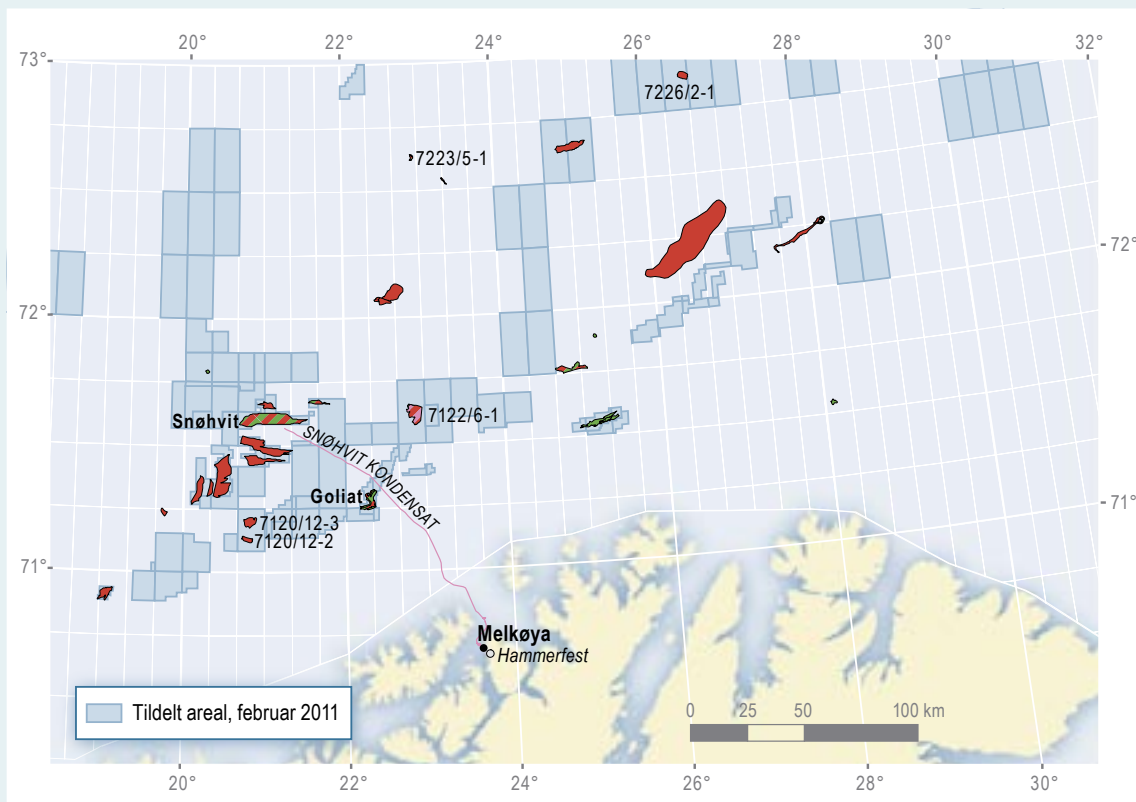
Norskehavet som petroleumsprovins er mindre modent enn Nordsjøen. Draugen var det første feltet som kom i produksjon, i 1993, og det er no 13 felt som produserer i Norskehavet etter at Morvin blei bygt ut. To felt er under utbygging: Skarv og Marulk. Ingen av felta i Norskehavet har avslutta produksjonen.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



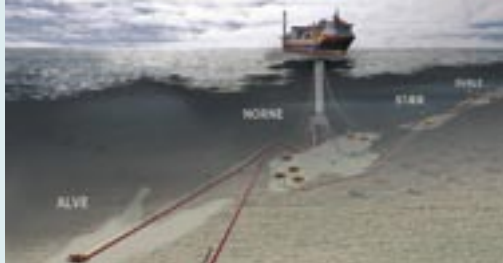
Figur 10.6 Felt og funn i Norskehavet
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Barentshavet

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



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



Alve

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 159 B, tildelt 2004	
Produksjonsstart	19.03.2009	Funnår 1990
Godkjent utbygt	16.03.2007 av Kongen i statsråd	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	DONG E&P Norge AS	15,00 %
	Statoil Petroleum AS	85,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	1,4 millionar Sm ³ olje	0,9 millionar Sm ³ olje
	5,6 milliardar Sm ³ gass	3,9 milliardar Sm ³ gass
	1,2 millionar tonn NGL	0,9 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 6 000 fat per dag, Gass: 0,98 milliardar Sm ³ , NGL: 0,20 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 4,1 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 3,9 milliardar 2011-kroner	

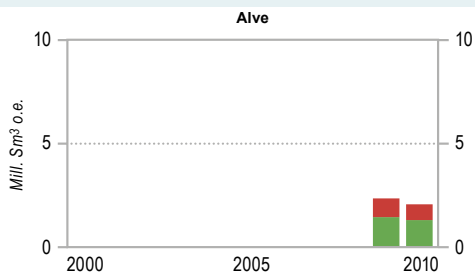
Utbygging: Alve er eit gass- og kondensatfelt som ligg i Norskehavet, om lag 16 kilometer sørvest for Norne. Havdjupet i området er 370 meter. Utbyggingssøysinga er ei standard havbotnramme med fire brønnsliissar og ein produksjonsbrønn.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Garn- og Notformasjonane av jura alder. Reservoaret ligg på om lag 3 600 meters djup. Det er også ressursar i Ile- og Tiljeformasjonane som vil bli bygde ut.

Utvinningsstrategi: Reservoaret blir produsert med trykkavlasting.

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

Status: Ein produksjonsbrønn har blitt bora i 2010 og blir sett i produksjon i februar 2011 for å produsere olje og gass frå Ile- og Tiljeformasjonane.



Alvheim

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 24/6 - utvinningsløyve 088 BS, tildelt 2003	
	Blokk 24/6 - utvinningsløyve 203, tildelt 1996	
	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036 C, tildelt 2003	
	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 203, tildelt 1996	
Produksjonsstart	08.06.2008	Funnår 1998
Godkjent utbygt	06.10.2004 av Kongen i statsråd	
Operatør	Marathon Petroleum Norge AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	20,00 %
	Lundin Norway AS	15,00 %
	Marathon Petroleum Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	36,5 millionar Sm ³ olje	24,7 millionar Sm ³ olje
	8,1 milliardar Sm ³ gass	7,0 milliardar Sm ³ gass
Venta prod. i 2011	Olje: 64 000 fat per dag, Gass: 0,43 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 20,6 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 18,1 milliardar 2011-kroner	

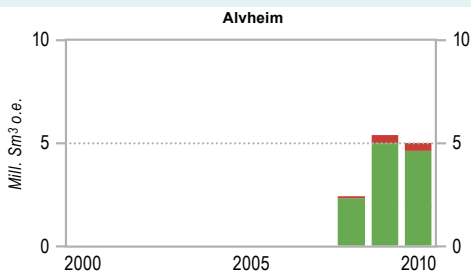
Utbygging: Alvheim er eit olje- og gassfelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen vest for Heimdal ved grensa til britisk sektor. Feltet omfattar dei tre funna 24/6-2 (Kamelon), 24/6-4 (Boa) og 25/4-7 (Kneler). Førekomsten 24/6-4 Boa ligg delvis i britisk sektor. Havdjupet i området er 120 – 130 meter. 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.

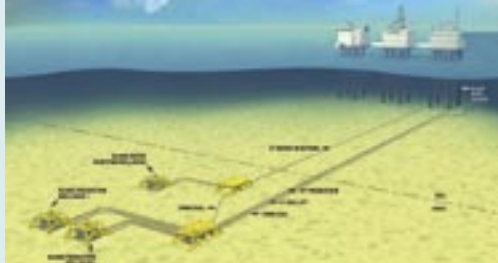
Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Heimdalformasjonen av paleocen alder. Sanden er avsett som djupmarine vifteavsetjingar, ligg på om lag 2 200 meters djup og har høg porositet og permeabilitet.

Utvinningsstrategi: Alvheim blir produsert med naturleg vassdriv frå eit stort underliggjande vassbasseng.

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

Status: Alvheim produserer over forventning, og ressurstimata for feltet er gradvis auka som følgje av utvinningsboring. Nye utvinningsbrønner skal etter planen borast i Kamelon/East Kamelon. Feltet kan bli eit attraktivt knutepunkt for nye funn i området.





Balder

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/10 - utvinningsløyve 028, tildelt 1969 Blokk 25/11 - utvinningsløyve 001, tildelt 1965 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027, tildelt 1969 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027 C, tildelt 2000 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 169, tildelt 1991
Produksjonsstart	02.10.1999 Funnår 1967
Godkjent utbygt	02.02.1996 av Kongen i statsråd
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 100,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg Igjen per 31.12.2010 69,7 millionar Sm ³ olje 17,9 millionar Sm³ olje 1,8 milliardar Sm ³ gass 0,6 milliardar Sm³ gass
Venta prod. i 2011	Olje: 47 000 fat per dag, Gass: 0,09 milliardar Sm ³
Venta investeringar	Totalt: 33,2 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 27,3 milliardar 2011-kroner
Hovudforsyningsbase	Dusavik

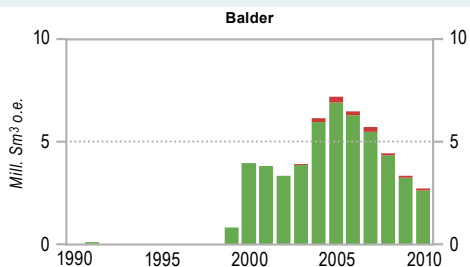
Utbygging: Balder er eit oljefelt i den midtre delen av Nordsjøen og ligg på 125 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte brønningar som er knytte til bustad-, produksjons- og lagerskipet «Balder FPSO», der olja og gassen blir prosessert. Ringhorneførekosten, som inngår i Balderfeltet, er bygt ut med ei kombinert bustad-, bore- og brønnhovudinnretning som er knytt til «Balder FPSO». PUD for Ringhorne blei godkjend 11.05.2000 og produksjonen tok til 21.05.2001. Endra PUD for Ringhorne blei godkjend 14.02.2003.

Reservoar: Feltet inneheld fleire skilde oljeførekostar i sandstein av eocen og paleocen alder. Hovudreservoara ligg i Rogalandgruppa, størstedelen høyrer til Heimdal, Hermod- og Tyformasjonane og ligg på om lag 1 700 meters djup.

Utvinningsstrategi: Balder og Ringhorne produserer hovudsakleg ved naturleg vassdriv, men injeksjon av vatn for trykkstøtte går føre seg spesielt i Ringhorne. Når gasseksportsystemet er ute av drift, blir òg gass injisert i reservoara.

Transport: Olje og gass frå reservoaret i jura på Ringhorne blir overført til Jotun for prosessering, medan olje frå Rogalandgruppa går til Balder. Gass frå «Balder FPSO» blir transportert til «Jotun FPSO» og blir derifrå eksportert via Statpipe. I periodar med redusert gasseksport kan overskottsgass injiserast i Balder.

Status: Feltet har gått av platå, men ein reknar med at det kan produsere fram til 2025. Det er sett i gang undersøkingar for moglege tiltak for auka utvinning. Ei 4D seismisk undersøking blei utført i 2009, og data er tolka for å finne nye bore mål. Fem nye produksjonsbrønningar er under planlegging både på Ringhorne og Balder frå 2010-2012. Dei vil kunne setjast i produksjon i 2011-2014.



Blane

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 1/2 - utvinningsløyve 143 BS, tildelt 2003 Den norske delen av feltet er 18 %, den britiske delen er 82 %
Produksjonsstart	12.09.2007 Funnår 1989
Godkjent utbygt	01.07.2005
Operatør	Talisman Energy Norge AS
Rettskavarar	Talisman Energy Norge AS 18,00 % Dana Petroleum (BVUK) Limited 12,50 % Eni UK Limited 13,90 % Eni ULX Limited 4,11 % 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 31.12.2010 0,9 millionar Sm ³ olje 0,5 millionar Sm³ olje 0,1 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm³ gass
Venta prod. i 2011	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³
Venta investeringar	Totalt: 0,6 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 0,6 milliardar 2011-kroner

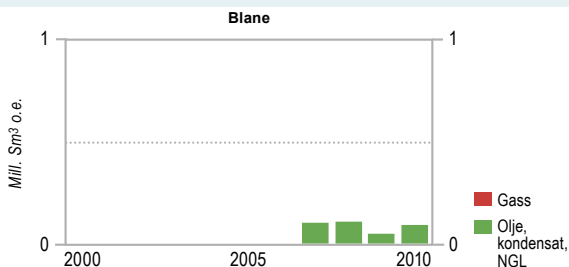
Utbygging: Blane er eit oljefelt som ligg på om lag 70 meters havdjup, sørvest for Ulafeltet i den sørlege delen av Nordsjøen og på grensa til britisk sektor. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg knytt til Ula. Innretningane på havbotnen er plasserte på den britiske kontinental-sokkelen.

Reservoar: Reservoaret er i marin sandstein i Fortiesformasjonen av paleocen alder og ligg om lag 3 100 meter under havflata.

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

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 Ulareservoaret.

Status: Gasslyft tok til i februar 2009, men har periodevis blitt stoppa på grunn av lekkasje i gasslyftrørledningen frå Ula. Feltet produserer generelt godt, og til no er det ikkje observert vassgjennombrøt i brønneane.





Brage

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053 B, tildelt 1998 Blokk 31/4 - utvinningsløyve 055, tildelt 1979 Blokk 31/7 - utvinningsløyve 185, tildelt 1991
Godkjent utbygt	29.03.1990 i Stortinget
Produksjonsstart	23.09.1993 Funnår 1980
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettsnavarar	Altinex Oil Norway AS 12,26 % Petro AS 14,26 % Spring Energy Norway AS 2,50 % Statoil Petroleum AS 32,70 % Talisman Energy Norge AS 33,84 % VNG Norge AS 4,44 %
Utvinnbare reservar	Opphavg Ilgjen per 31.12.2010 56,0 millionar Sm ³ olje 2,6 millionar Sm ³ olje 3,9 milliardar Sm ³ gass 0,9 milliardar Sm ³ gass 1,3 millionar tonn NGL 0,2 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 11 000 fat per dag, Gass: 0,06 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn
Venta investeringar	Totalt: 23,9 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 22,0 milliardar 2011-kroner
Hovudforsyningsbase	Mongstad

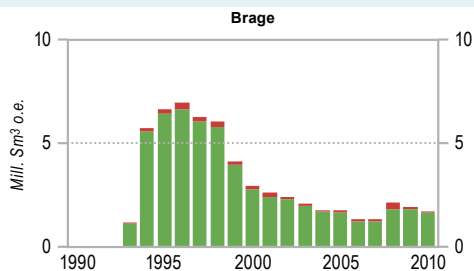
Utbygging: Brage er eit oljefelt som ligg aust for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 140 meters havdjup. Brage er bygt ut med ei botnfast integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning med stålunderrstell.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje i sandstein i Statfjordformasjonen av tidlegjura alder, samt Brentgruppa og Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av seinjura alder. Reservoara ligg på 2 000 – 2 300 meters djup. Kvaliteten på reservoara varierer frå dårleg til svært god.

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

Transport: Olja går i rørleidning til Oseberg og vidare gjennom rørleidningen Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Ein rørleidning for gass er knytt til Statpipe.

Status: Brage er i halefasen, men det blir framleis gjort ein innsats for å finne nye løysingar for å auke utvinninga frå feltet. Nye brønner har blitt bora det siste året, og fleire er planlagde i dei komande åra. Tilsetjing av kjemiske stoff i injeksjonsvatnet for å betre vassfløyminga er ein metode som har blitt vurdert. Ein pilot for mikrobiologisk injeksjon (MEOR) blir planlagd.



Draugen

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6407/9 - utvinningsløyve 093, tildelt 1984
Godkjent utbygt	19.12.1988 i Stortinget
Produksjonsstart	19.10.1993 Funnår 1984
Operatør	A/S Norske Shell
Rettsnavarar	A/S Norske Shell 26,20 % BP Norge AS 18,36 % Chevron Norge AS 7,56 % Petro AS 47,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavg Ilgjen per 31.12.2010 143,1 millionar Sm ³ olje 15,4 millionar Sm ³ olje 1,5 milliardar Sm ³ gass 0,4 millionar tonn NGL 2,6 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 31 000 fat per dag, NGL: 0,05 millionar tonn
Venta investeringar	Totalt: 36,2 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 30,7 milliardar 2011-kroner
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

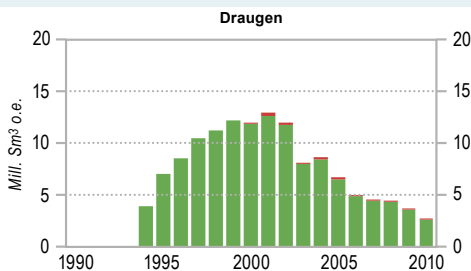
Utbygging: Draugen er eit oljefelt som ligg i Norskehavet, på 250 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei botnfast betonginnretning med integrert dekk. Stabilisert olje blir lagra i tankar i botnen av innretninga. To rørleidningar går frå innretninga til ei flytande lastebøye. Garn Vest-førekosten og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

Reservoar: Hovudreservoaret er sandstein i Rognformasjonen av seinjura alder. I tillegg blir det produsert frå Garnformasjonen av mellomjura alder vest på feltet. Reservoaret ligg på om lag 1 600 meters 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 Kårstø. Når gasstransporten er ute av drift blir gass injisert i ein separat struktur aust for Draugen.

Status: Fleire tiltak for å auke oljeutvinninga er vurderte. Basert på ei 4D-seismisk undersøking som blei utført i 2009, blir potensialet for nye brønner på feltet evaluert. Endeleg vedtak om «infill» brønner er planlagt i 2011. Funnet 6407/9-9 (Hasselmus) er planlagt fasa inn til Draugeninnretninga, og vedtak om utbygging er venta i 2011. Gass frå denne førekosten kan bli nytta til kraftgenerering på Draugen. Draugen blir også vurdert som tilknytingspunkt for funnet 6406/9-1 Linnorm.





Ekofisk

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/4 - utvinningsløype 018, tildelt 1965	
Godkjent utbygt	01.03.1972	
Produksjonsstart	15.06.1971	Funnår 1969
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 31.12.2010
	534,6 millionar Sm ³ olje	111,2 millionar Sm ³ olje
	158,1 millionar Sm ³ gass	18,8 millionar Sm ³ gass
	14,7 millionar tonn NGL	2,0 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 161 000 fat per dag, Gass: 1,6 milliardar Sm ³ , NGL: 0,20 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 189,4 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 146,7 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

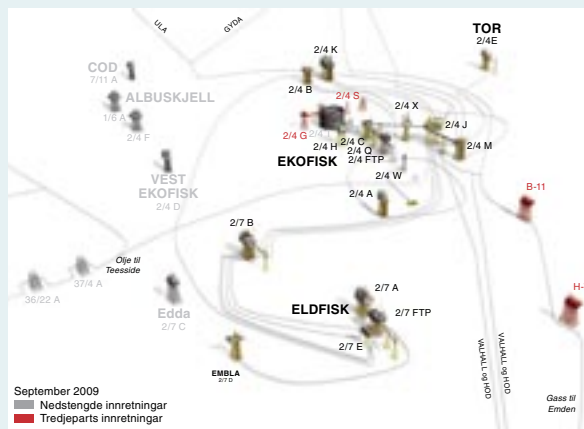
Utbygging: Ekofisk er eit oljefelt som ligg på 70 – 75 meters havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet blei produsert til tankskip fram til 1973, då ein betongtank kom på plass. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerørinnretningar for tilknytte felt og eksportørleidningar. 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 brønnehovudinnretninga Ekofisk A sør på feltet går produksjonen i rør til stigerørinnretninga Ekofisk FTP på Ekofisksenteret for prosessering. Rørleidninga frå Ekofisk B nord på feltet går til Ekofisk M. Ekofisk K er ei innretning for vassinjeksjon. Plan for vassinjeksjon på Ekofisk blei godkjend 20.12.1983, PUD for Ekofisk II blei godkjend 09.11.1994, og PUD for Ekofisk Vekst 06.06.2003. 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 Ekofiskreservoaret.

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 2 900 – 3 250 meter under havflata.

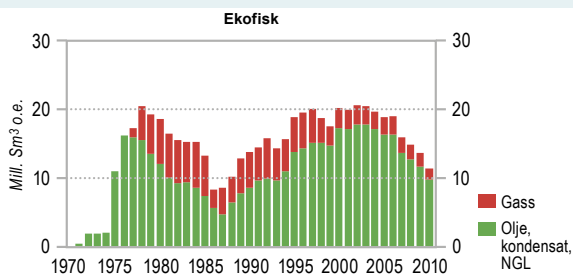
Utvinningsstrategi: Ekofisk blei opphavleg produsert med trykkavlastning som drivmekanisme og ein venta utvinningsgrad på 17 prosent. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auke oljeutvinninga vesentleg. Vassinjeksjon i stor skala begynte i 1987, og i ettertid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

Transport: Olje og gass blir ført til eksportørleidningane via prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå 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. PUD for Ekofisk Sør blei sendt til styresmaktene i februar 2011. Prosjektet inkluderer to nye innretningar, Ekofisk Z, som er ei produksjonsinnretning, og Ekofisk VB, som er ei havbotnramme for vassinjeksjonsbrønner.



Figur 10.8 Innretningar i Ekofiskområdet (Kjelde: ConocoPhillips)





Eldfisk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Godkjent utbygt	25.04.1975	
Produksjonsstart	08.08.1979	Funnår 1970
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 31.12.2010
	133,8 millionar Sm ³ olje	38,8 millionar Sm ³ olje
	44,0 milliardar Sm ³ gass	5,3 milliardar Sm ³ gass
	4,1 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 48 000 fat per dag, Gass: 0,54 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 97,1 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 56,9 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

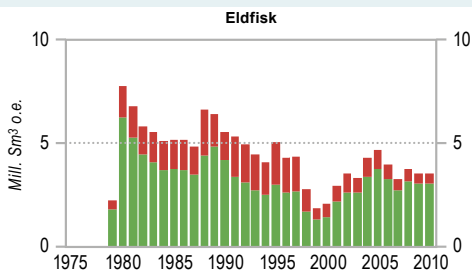
Utbygging: Eldfisk er eit oljefelt som ligg rett sør for Ekofisk på 70 – 75 meters havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet blei først bygt ut med tre innretningar. Eldfisk B er ei kombinert bore-, brønnehovud- og prosessinnretning, medan Eldfisk A og Eldfisk FTP er brønnehovud- og prosessinnretningar knytte saman med bru. Eldfisk A har også bore-fasilitetar. 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.

Reservoar: Eldfisk produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hod-formasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men har høg porositet. Feltet inneheld tre førekomstar: Alfa, Bravo og Øst Eldfisk. Reservoaret ligg på 2 700 – 2 900 meters djup.

Utvinningsstrategi: Eldfisk blei opphavleg produsert med trykkavlastning som drivmekanisme. I 1999 begynte vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønner. I tillegg blir det i periodar injisert gass, når eksport av gass ikkje er mogleg. 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 Ekofisk-senteret. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan olja, som også inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status: PUD for Eldfisk II blei send til styresmaktene i februar 2011. Planen inkluderer ei ny kombinert bustad-, brønnehovud- og prosessinnretning som er knytt til Eldfisk E via ei bru. Den nye innretninga, Eldfisk S, skal overta fleire av funksjonane til Eldfisk A og Eldfisk FTP. Modifikasjonar av eksisterande innretningar er også ein del av planen. Emblafeltet vil bli knytt til Eldfisk S. Om lag 40 nye produksjons- og vassinjeksjonsbrønner vil bli bora frå Eldfisk S.



Embla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Godkjent utbygt	14.12.1990 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	12.05.1993	Funnår 1988
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 31.12.2010
	10,4 millionar Sm ³ olje	0,4 millionar Sm ³ olje
	4,2 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
	0,5 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,11 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 4,4 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 4,3 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

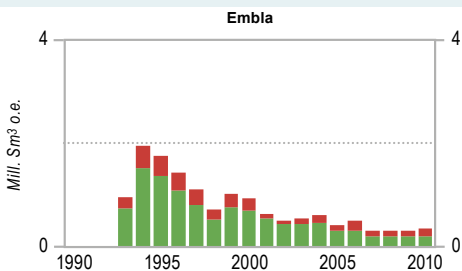
Utbygging: Embla er eit oljefelt som ligg tett ved Eldfisk i den sørlege delen av Nordsjøen og er bygt ut med ei brønnehovudinnretning som er fjernstyrt frå Eldfisk. Havdjupe i området er 70 – 75 meter. Endra PUD for Embla blei godkjent 25.04.1995.

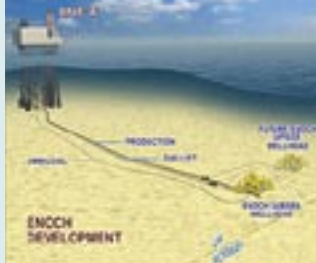
Reservoar: Embla produserer frå eit segmentert sandsteinreservoar av devon alder. Reservoaret er kompleks og ligg på meir enn 4 000 meters djup. Embla er det første feltet med høgt trykk og høg temperatur som er bygt ut i området.

Utvinningsstrategi: Embla produserer med trykkavlastning.

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

Status: Som ein del av Eldfisk II prosjektet, vil Embla bli knytt til den nye Eldfisk S-innretninga. Dette vil forlengje levetida til Embla.





Enoch

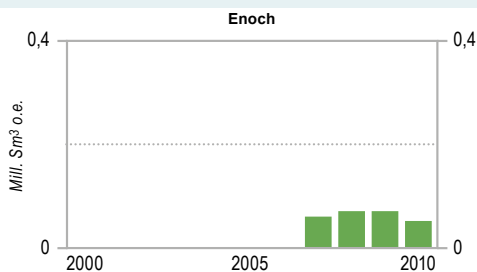
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 048 D, tildelt 2005 Den norske delen av feltet er 20%, den britiske delen er 80 %	
Godkjent utbygt	01.07.2005	
Produksjonsstart	31.05.2007	Funnår 1991
Operatør	Talisman North Sea Limited	
Rettskavalar		
	Altinex Oil Norway AS	4,36 %
	DONG E&P Norge AS	1,86 %
	Det norske oljeselskap ASA	2,00 %
	Statoil Petroleum AS	11,78 %
	Dana Petroleum (BVUK) Limited	12,00 %
	Dana Petroleum (E & P) Limited	8,80 %
	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	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	0,5 millionar Sm ³ olje	0,2 millionar Sm ³ olje
Venta prod. i 2011	Olje: 1 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 0,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 0,2 milliardar 2011-kroner	

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

Reservoar: Reservoaret inneheld olje i sandstein av paleocen alder, på om lag 2 100 meters djup. Reservoarkvaliteten er varierende.

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

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



Fram

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 31/2 - utvinningsløyve 090 E, tildelt 2010 Blokk 35/11 - utvinningsløyve 090, tildelt 1984	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	02.10.2003	Funnår 1992
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar		
	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 31.12.2010
	26,8 millionar Sm ³ olje	7,2 millionar Sm ³ olje
	8,7 milliardar Sm ³ gass	7,3 milliardar Sm ³ gass
	0,5 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 38 000 fat per dag, Gass: 0,59 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 11,5 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 11,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

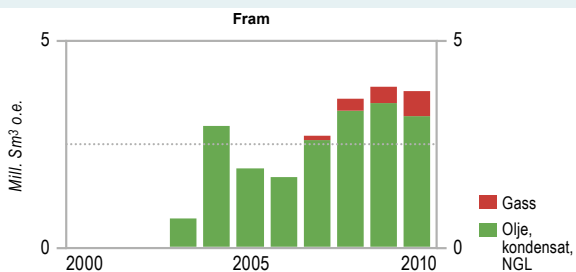
Utbygging: Fram er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, 20 kilometer nord for Troll. Havdjupe i området er om lag 350 meter. Feltet har to førekomstar, Fram Vest og Fram Øst. Utbygginga av Fram Vest-førekomsten omfattar to havbotnrammer som er knytte til Troll C. På Troll C blir gassen skild frå væska og injisert tilbake i Fram Vest-reservoaret. Utbygging av Fram Øst-førekomsten blei godkjend 22.04.2005. Utbygginga omfattar to havbotnrammer 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 på 2 300 – 2 500 meters djup.

Utvinningsstrategi: Produksjonen frå Fram Vest-førekomsten går føre seg med injeksjon av gass som trykkstøtte. Gasseksport frå Fram tok til hausten 2007 og blei auka i 2009. Gassinjeksjonen i Fram Vest er planlagd avslutta i 2011, og skal etterfølgjast av ein gassnedblåsingsfase. Fram Øst-førekomsten i Sognefjordformasjonen blir produsert med injeksjon av produsert vatn som trykkstøtte, i tillegg til naturleg vassdriv. Gasslyft vil også bli nytta i brønnane. Oljeproduksjonen frå Fram blir optimalisert i forhold til gassproduksjonskapasiteten på Troll C.

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

Status: Det er påvist tilleggsressursar i nye førekomstar ved feltet. Desse blir vurderte i samband med ei vidare utbygging av Fram.





Gimle

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 DS, tildelt 2006 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 120 B, tildelt 2006 Blokk 34/8 - utvinningsløyve 120 B, tildelt 2006	
Godkjent utbygt	18.05.2006	
Produksjonsstart	19.05.2006	Funnår 2004
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS 5,79 % Petero AS 24,19 % Statoil Petroleum AS 65,13 % Total E&P Norge AS 4,90 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	2,8 millionar Sm ³ olje	0,5 millionar Sm ³ olje
	0,8 milliardar Sm ³ gass	0,8 milliardar Sm ³ gass
	0,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 3 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 0,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 0,9 milliardar 2011-kroner	

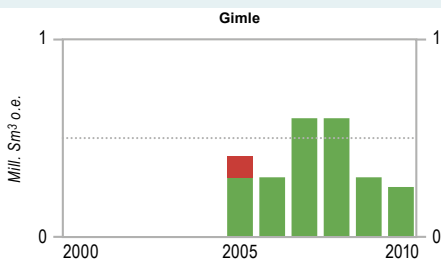
Utbygging: Gimle er eit lite oljefelt som ligg på om lag 220 meters havdjup i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er knytt opp til Gullfaks C-innretninga med to produksjonsbrønningar og ein vassinjeksjonsbrønn bora frå Gullfaks C.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Tarbertformasjonen av mellomjura alder i ein nedforkasta struktur på nordaustsida av Gullfaks. I tillegg er det omarbeida sandar av seinjura alder. Reservoaret ligg på om lag 2 900 meters djup og har gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkvedlikehald frå vassinjeksjon.

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

Status: Det blir vurdert om nye brønningar skal borast på lengre sikt.



Gjøa

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/9 - utvinningsløyve 153, tildelt 1988 Blokk 36/7 - utvinningsløyve 153, tildelt 1988	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	
Produksjonsstart	07.11.2010	Funnår 1989
Operatør	GDF SUEZ E&P Norge AS	
Rettskavarar	A/S Norske Shell 12,00 % GDF SUEZ E&P Norge AS 30,00 % Petero AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 8,00 % Statoil Petroleum AS 20,00 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	10,3 millionar Sm ³ olje	10,0 millionar Sm ³ olje
	33,9 milliardar Sm ³ gass	33,6 milliardar Sm ³ gass
	5,8 millionar tonn NGL	5,8 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 41 000 fat per dag, Gass: 2,97 milliardar Sm ³ , NGL: 0,35 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 32,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 29,8 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Flora	

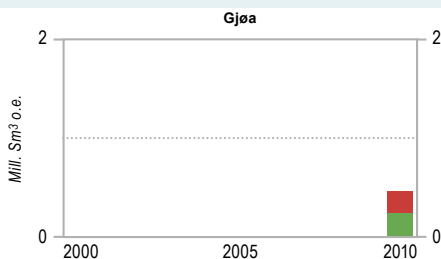
Utbygging: Gjøa ligg om lag 40 kilometer nord for Framfeltet, på 360 meters havdjup. Utbygginga omfattar fem havbotnrammer som er knytte til ei halvt nedsenkbar produksjons- og prosessinnretning. Gjøa-innretninga får kraftforsyning frå land.

Reservoar: Reservoaret inneheld gass over ei relativt tynn oljesone i sandstein i Viking-, Brent- og Dunlingruppene av jura alder. Reservoaret ligg i fleire skråråstelte forkastingssegment med delvis usikker kommunikasjon og vekslende reservoarkvalitet. Reservoaret ligg på om lag 2 200 meters djup.

Utvinningsstrategi: Gjøa blir produsert med naturleg trykkavlastning.

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

Status: Produksjonen tok til i november 2010.





Glitne

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/5 - utvinningsløype 048 B, tildelt 2001	
Godkjent utbygt	Blokk 15/6 - utvinningsløype 029 B, tildelt 2001	
Produksjonsstart	08.09.2000 av Kronprinsregenten i statsråd	Funnår 1995
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 31.12.2010
	8,7 millionar Sm ³ olje	0,2 millionar Sm ³ olje
Venta prod. i 2011	Olje: 7 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 3,0 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,9 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

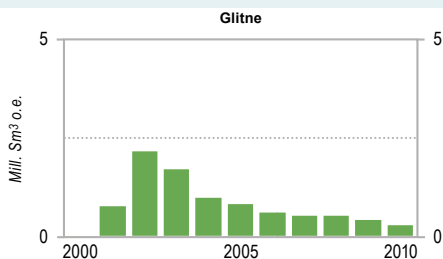
Utbygging: Glitne er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nord-sjøen, 40 kilometer nord for Sleipnerområdet, på 110 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip, «Petrojarl 1», som er knytt til seks horisontale produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn.

Reservoar: Reservoaret er fleire skilde sandkroppar av djupmarine vifteavsetjingar i den øvre delen av Heimdalformaasjonen av paleocen alder. Reservoaret ligg på om lag 2 150 meters djup.

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

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

Status: Glitne er eit modent felt med lite attverande reservar. Det er venta at produksjonen frå feltet vil bli avslutta seint i 2011, men ein vurderer framleis å bore ein ny brønn i 2011, som kan forlengje levetida til feltet med nokre få år.



Grane

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/11 - utvinningsløype 001, tildelt 1965	
Godkjent utbygt	Blokk 25/11 - utvinningsløype 169 B1, tildelt 2000	
Produksjonsstart	23.09.2003	Funnår 1991
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 31.12.2010
	120,7 millionar Sm ³ olje	47,5 millionar Sm ³ olje
Venta prod. i 2011	Olje: 135 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 28,8 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 21,6 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

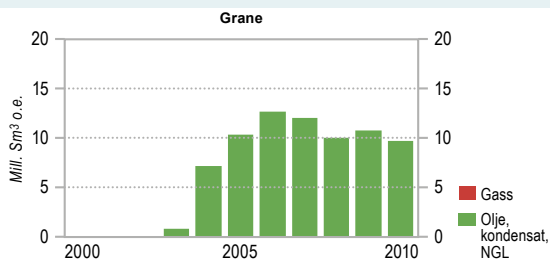
Utbygging: Oljefeltet Grane ligg aust for Balder, i den midtre delen av Nordsjøen, på 128 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Innretninga har 40 brønnsliissar.

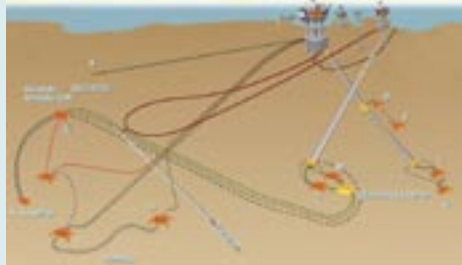
Reservoar: Feltet har ein hovudstruktur og fleire tilleggsstrukturar. Reservoaret er for det meste sand med svært gode reservoareigen-skapar, i Heimdalformaasjonen av paleocen alder. Reservoaret ligg på om lag 1 700 meters djup og har god kommunikasjon i heile reservoaret. Olja har høg viskositet.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med gassinjeksjon i toppen av strukturen og horisontale produksjonsbrønner i botnen av oljesona. Vassinjeksjon med fire injeksjonsbrønner er planlagt seinare i produksjonsperioden. Frå januar 2011 er gassimporten frå Heimdal gassenter avslutta, og berre produsert gass vil bli reinisert i reservoaret. Oljeutvinninga vil halde fram med ekspansjon av gasskappa og vassinjeksjon.

Transport: Olja frå Grane blir transportert i rørleidning til Stureterminalen, der han blir lagra og utskipa. Gass for injeksjon blir importert til Grane gjennom ein rørleidning frå Heimdalinnretninga.

Status: Det er planar om å bore fleire nye brønner, dei fleste som grein-brønner. Dei to første vassinjeksjonsbrønnane blei sette i gang i 2010.





Gullfaks

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050, tildelt 1978
Godkjent utbygt	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 B, tildelt 1995
Godkjent utbygt	09.10.1981 i Stortinget
Produksjonsstart	22.12.1986 Funnår 1978
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavarar	Petoro AS 30,00 % Statoil Petroleum AS 70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg Igjen per 31.12.2010 365,4 millionar Sm ³ olje 16,7 millionar Sm ³ olje 23,0 milliardar Sm ³ gass 2,8 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 55 000 fat per dag
Venta investeringar	Totalt: 148,2 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 122,6 milliardar 2011-kroner
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

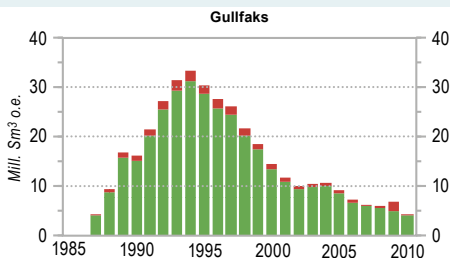
Utbygging: Gullfaks er eit oljefelt som ligg i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på 130 – 220 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekkramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg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

Reservoar: Reservoara i Gullfaks er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og Cook-, Statfjord- og Lundeforماسjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 1 700 – 2 000 meters djup og er delt opp i mange forkastingssegment.

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

Transport: Olja blir eksportert frå Gullfaks A og Gullfaks C via lastebøyer til tankskip. Den delen av røkgassen som ikkje blir injisert tilbake i reservoaret, går i rørledning til Statpipe for vidare prosessering på Kårstø og eksport som tørrgass til kontinentet.

Status: Produksjonen frå Gullfaksfeltet er i halefasen. Det er sett i gang eit prosjekt for å vurdere behovet for oppgraderingar av boreanlegga på Gullfaks A, B og C. Grunna utfordringar med vassinjeksjonsbrønner og trykkoppygging i Shetlandformasjonen, som ligg over Gullfaksreservoara, ventar ein at produksjonen vil bli redusert i 2011.



Gullfaks Sør

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 32/12 - utvinningsløyve 152, tildelt 1988
	Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037 B, tildelt 1998
	Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037 E, tildelt 2004
	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050, tildelt 1978
	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 B, tildelt 1995
Godkjent utbygt	29.03.1996 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	10.10.1998 Funnår 1978
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavarar	Petoro AS 30,00 % Statoil Petroleum AS 70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg Igjen per 31.12.2010 53,0 millionar Sm ³ olje 14,3 millionar Sm ³ olje 64,5 milliardar Sm ³ gass 35,5 milliardar Sm ³ gass 9,4 millionar tonn NGL 5,7 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 32 000 fat per dag, Gass: 2,16 milliardar Sm ³ , NGL: 0,33 millionar tonn
Venta investeringar	Totalt: 43,6 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 33,1 milliardar 2011-kroner
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

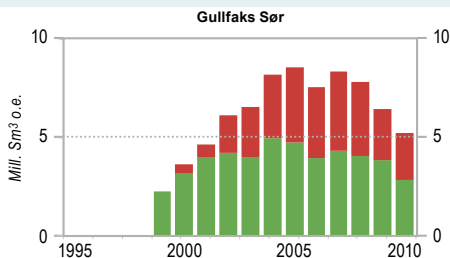
Utbygging: Gullfaks Sør ligg rett sør for Gullfaks i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med til saman 12 havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 omfatta utvinning av olje og kondensat frå førekomstane 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimfaks og 34/10-37 Gullveig. PUD for fase 2 blei godkjend 08.06.1998 og omfatta utvinning av gass frå Brentgruppa i Gullfaks Sør-førekomsten.

Reservoar: Reservoara i Gullfaks Sør er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og Cook-, Statfjord- og Lundeforماسjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2 400 – 3 400 meters djup i roterte forkastingsblokker.

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. Røkgassen blir prosessert på Gullfaks C og derifrå eksportert via Statpipe til Kårstø for vidare prosessering og eksport som tørrgass til kontinentet.

Status: Produksjonen frå Statfjordformasjonen i Gullfaks Sør er stansa på grunn av lågt reservoartrykk. Eit prosjekt er sett i gang for å evaluere mogleg ny produksjon frå denne formasjonen. Produksjonen frå Skinfaks er også stansa på grunn av lågt reservoartrykk.





Gungne

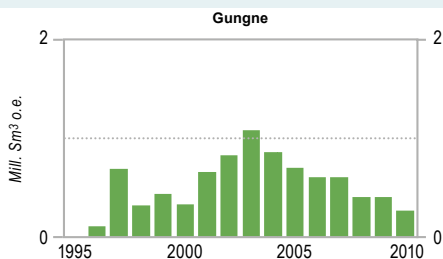
Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046, tildelt 1976	
Godkjent utbygt	29.08.1995 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	21.04.1996	Funnår 1982
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	28,00 %
	Statoil Petroleum AS	62,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	14,0 milliardar Sm ³ gass	1,0 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
	4,6 millionar Sm ³ kondensat	0,4 millionar Sm ³ kondensat
Venta prod. i 2011	Gass: 0,41 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn, Kondensat 0,09 millionar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 2,3 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,3 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

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

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Skagerrakformasjonen av trias alder, på om lag 2 800 meters djup. Reservoarkvaliteten er generelt god, men reservoaret er segmentert, og laterale, kontinuerlege skiferlag verkar som interne barrierar.

Utvinningsstrategi: Gungne produserer med trykkavlastning.

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



Gyda

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/1 - utvinningsløype 019 B, tildelt 1977	
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.06.1990	Funnår 1980
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Retthavarar	DONG E&P Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	37,7 millionar Sm ³ olje	2,4 millionar Sm ³ olje
	6,6 milliardar Sm ³ gass	0,5 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 8 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 17,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 17,1 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

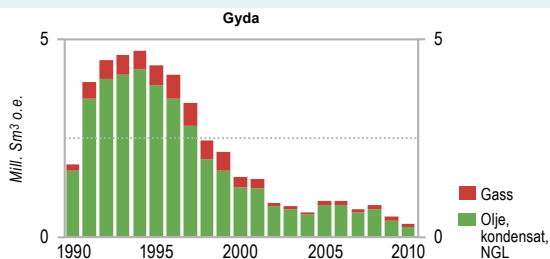
Utbygging: Gyda er eit oljefelt som ligg mellom Ula og Ekofisk, i den sørlege delen av Nordsjøen, på 66 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og prosessinnretning med stål-understell.

Reservoar: Gyda omfattar tre område med reservoar i sandstein i Ula-formasjonen av seinjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4 000 meters djup.

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

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

Status: Gyda er eit modent felt i halefasen, og ein erfarer aukande vassproduksjon og utfordringar med å halde oppe oljeproduksjonen. Ein arbeider med å forlengje drifta av feltet, inkludert boring av fleire brønner og planar om kunstig lyft i nokre brønner. Gasslyft har vist seg å gi auka produksjon frå brønnane, og gasslyftkapasiteten blir difor auka. Gassinjeksjon for å auka utvinninga blir også vurdert, inkludert import av gass frå potensielle eksterne kjelder.





Heidrun

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/8 - utvinningsløyve 124, tildelt 1986	
Godkjent utbygt	Blokk 6707/7 - utvinningsløyve 095, tildelt 1984	
Produksjonsstart	18.10.1995	Funnår 1985
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	24,31 %
	Eni Norge AS	5,12 %
	Petoro AS	58,16 %
	Statoil Petroleum AS	12,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	169,0 millionar Sm ³ olje	33,9 millionar Sm ³ olje
	43,2 milliardar Sm ³ gass	30,1 milliardar Sm ³ gass
	2,2 millionar tonn NGL	1,6 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 52 000 fat per dag, Gass: 0,76 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 78,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 67,7 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

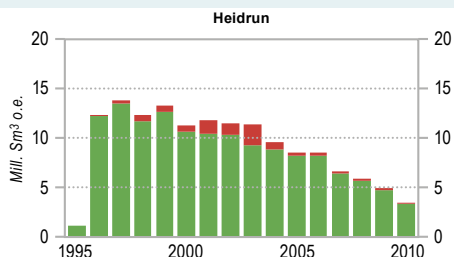
Utbygging: Heidrun ligg på Haltenbanken i Norskehavet. Havdjupet er om lag 350 meter. Feltet er bygt ut med ei flytande strekkstagg-innretning i betong over ei havbotnramme med 56 brønnsliissar. Den nordlege delen av feltet blir produsert via havbotninnretningar. PUD for Heidrun nordflanke blei godkjend 12.05.2000.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Garn-, Ile-, Tilje- og Åreformasjonane av tidlegjura og mellomjura alder. Reservoaret er sterkt forkasta. Garn- og Ilefomasjonane har god reservoarkvalitet, medan Tilje- og Årefomasjonane er meir komplekse. Reservoardjupet er om lag 2 300 meter.

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

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

Status: Reserveanslaget og oljeproduksjonen på Heidrun blei redusert i 2010 fordi det er bora færre brønningar enn planlagt. Nye brønnmål for å auke oljeutvinninga blir kontinuerleg vurderte. Gassbehandlingskapasiteten er auka, og ulike pilotprosjekt for å betre utvinninga frå reservoaret er under vurdering.



Heimdal

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036 BS, tildelt 2003	
Godkjent utbygt	10.06.1981 i Stortinget	
Produksjonsstart	13.12.1985	Funnår 1972
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS	23,80 %
	Petoro AS	20,00 %
	Statoil Petroleum AS	39,44 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	8,1 millionar Sm ³ olje	1,6 millionar Sm ³ olje
	46,8 milliardar Sm ³ gass	1,7 milliardar Sm ³ gass
Venta prod. i 2011	Gass: 0,14 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 21,4 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 21,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

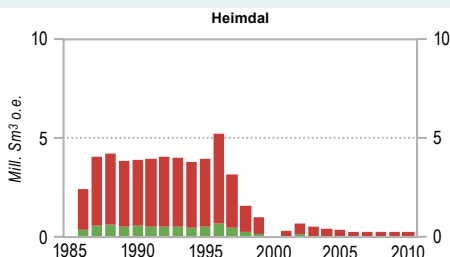
Utbygging: Heimdal er eit gassfelt som ligg på 120 meters havdjup i den midtre delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei integrert bore-, produksjons- og bustadinnretning med stålunderstell (HMP1). Heimdal Jura-utbygginga blei godkjend 02.10.1992. PUD for Heimdal Gassenter (HGS) blei godkjend 15.01.1999, og omfatta ei stigerørinnretning (HRP) som er knytt til HMP1 med bru. Heimdal er primært eit prosessenter for andre tilknytte felt. Felta Huldra, Skirne og Vale leverer gass til Heimdal, og i tillegg blir gass frå Oseberg transportert over Heimdal.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Heimdalformasjonen av paleocen alder, avsett i eit submarint viftesystem. Reservoardjupet er om lag 2 100 meter.

Utvinningsstrategi: Produksjonen har gått føre seg med naturleg trykkavlastning og er no på det næraste avslutta.

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

Status: Rettskavarane arbeider med å identifisere nye gassressursar som kan knytast til Heimdal for å forlengje levetida til gassenteret.





Hod

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/11 - utvinningsløyve 033, tildelt 1969	
Godkjent utbygt	26.06.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	30.09.1990	Funnår 1974
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS	37,50 %
	Hess Norge AS	62,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	9,9 millionar Sm ³ olje	0,6 millionar Sm ³ olje
	1,7 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	0,4 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 3,0 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	De er investert totalt 2,9 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

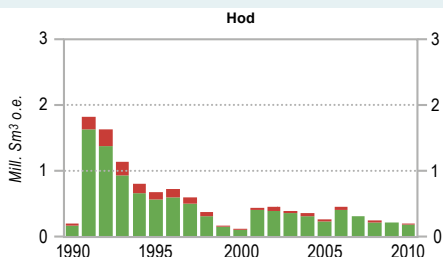
Utbygging: Hod er eit oljefelt som ligg 13 kilometer sør for Valhallfeltet i den sørlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er 72 meter. Feltet er bygt ut med ei produksjonsinnretning som blir fjernstyrt frå Valhall. I tillegg produserer feltet gjennom brønner bora frå Valhall. PUD for Hod sadel blei godkjend 20.06.1994.

Reservoar: Reservoaret er i kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hod-formasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder, og ligg på om lag 2 700 meters 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 gasslyft for å auke produksjonen. Det er planar om å starte ein pilot i 2011 for vassinjeksjon på Hod, og fullfelt vassinjeksjon blir også vurdert.

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

Status: Produksjonen frå Hod Øst og Hod Vest er stabil på eit lågt nivå. Feltet er i ein sein fase med den utvinningsstrategien som blir nytta i dag. Ein pilot for vassinjeksjon i ein brønn er utsett til 2011. Det er planer om ny utbygging som kan forlengje levetida til feltet.



Huldra

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/2 - utvinningsløyve 051, tildelt 1979	
Godkjent utbygt	Blokk 30/3 - utvinningsløyve 052 B, tildelt 2001	
Produksjonsstart	02.02.1999 i Stortinget	Funnår 1982
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	23,34 %
	Petoro AS	31,96 %
	Statoil Petroleum AS	19,88 %
	Talisman Resources Norge AS	0,50 %
	Total E&P Norge AS	24,33 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	5,0 millionar Sm ³ olje	0,1 millionar Sm ³ olje
	16,6 milliardar Sm ³ gass	0,9 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	
Venta prod. i 2011	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,46 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 9,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 9,1 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

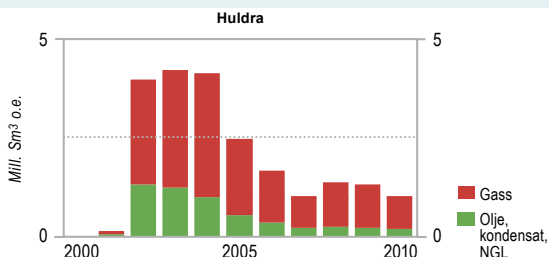
Utbygging: Huldra er eit gasskondensatfelt som ligg nord for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 125 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnhovudinnretning i stål med eit enkelt prosessanlegg. Innretninga er normalt ubemanna og blir fjernstyrt frå Veslefrikk B, 16 kilometer unna.

Reservoar: Reservoaret ligg i ei rotert forkastingsblokk og er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på 3 500 – 3 900 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur. Det er mange små forkastningar i reservoaret og kommunikasjonen er usikker, men produksjonshistoria indikerer to hovudsegment utan trykkkommunikasjon.

Utvinningsstrategi: Huldra blir produsert med trykkavlastning. I 2007 starta lågtrykkproduksjon etter at ein gasskompressor blei installert på feltet. Kompressoren har forlenga levetida til feltet med fem år.

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

Status: Huldra er i halefasen og det er venta at produksjonen vil stanse i 2013. Rettskavarane evaluerar moglegheit for å forlengje levetida til feltet.





Jotun

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/7 - utvinningsløyve 103 B, tildelt 1998	
Godkjent utbygt	Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027 B, tildelt 1999	
Produksjonsstart	25.10.1999	Funnår 1994
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 %
	Petoro AS	3,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	24,7 millionar Sm ³ olje	2,3 millionar Sm ³ olje
	0,9 milliardar Sm ³ gass	
Venta prod. i 2011	Olje: 4 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 12,4 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 12,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

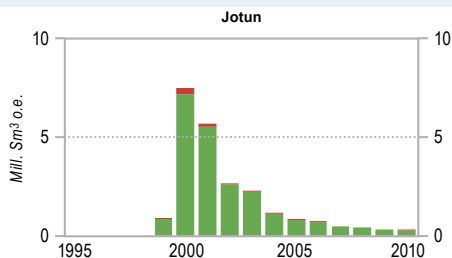
Utbygging: Jotun er eit oljefelt som ligg om lag 25 kilometer nord for Balder, i den midtre delen av Nordsjøen. Havdjupet er 126 meter. Feltet er bygt ut med eit bustad-, produksjons- og lagerskip, «Jotun A» (FPSO), og ei brønnehovudinnretning, Jotun B. Jotun er integrert med Balder, og prosesserer i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

Reservoar: Jotun omfattar tre førekomstar, 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 om lag 2 000 meters 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. Gasslyft blir nytta i alle brønnane.

Transport: Olje blir send via produksjonsskipet til tankskip. Prosessert rikgass går via Statpipe til Kårstø.

Status: Feltet er i halefasen og vil venteleg produsere fram til 2015. Det blir produsert stadig meir vatn, no meir enn 90 prosent av brønnstraumen.



Kristin

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6406/2 - utvinningsløyve 199, tildelt 1993	
Godkjent utbygt	Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 B, tildelt 2000	
Produksjonsstart	17.12.2001 i Stortinget	Funnår 1997
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	8,25 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,88 %
	Petoro AS	19,58 %
	Statoil Petroleum AS	55,30 %
	Total E&P Norge AS	6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	22,2 millionar Sm ³ olje	7,9 millionar Sm ³ olje
	27,7 milliardar Sm ³ gass	12,2 milliardar Sm ³ gass
	6,4 millionar tonn NGL	3,2 millionar tonn NGL
	2,1 millionar Sm ³ kondensat	
Venta prod. i 2011	Olje: 23 000 fat per dag, Gass: 1,66 milliardar Sm ³ , NGL: 0,38 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 31,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 27,9 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

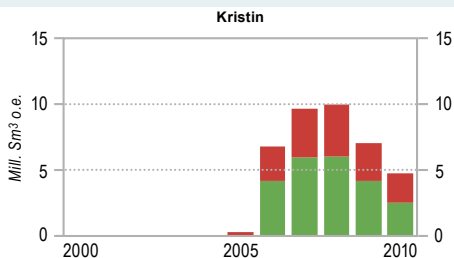
Utbygging: Kristin er eit gasskondensatfelt i Norskehavet som er bygt ut med eit havbotnanlegg med fire rammer og ei halvt nedsenkbar innretning for prosessering, Kristin Semi. Havdjupet ved innretninga er om lag 370 meter. Det er lagt til rette for å fase inn og prosessere andre førekomstar i området 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 om lag 4 600 meters djup og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur. Reservoarkvaliteten er relativt god, men låg permeabilitet i Garnformasjonen og strøymingsbarrierar i Ile- og Tofteformasjonane gjer at reservoarkvaliteten 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 Kårstø. Lettolje blir overført til Åsgard C for lagring og utskiping. 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 difor med å finne teknologiske løysingar på produksjons- og boreutfordringar knytt til trykkfall og vassgjennombrøt til brønner. Lågtrykkproduksjon frå reservoaret er vedteke med oppstart i 2014. Dette vil bidra til auka utvinning av petroleum. Det blir arbeid med utvikling og tilknytning av tilleggssressursar i nærliggande segment. Kristin blir også vurdert som eit prosesseringscenter for andre funn i området.





Kvitebjørn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/11 - utvinningsløyve 193, tildelt 1993	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	
Produksjonsstart	26.09.2004	Funnår 1994
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	58,55 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	27,6 millionar Sm ³ olje	15,2 millionar Sm ³ olje
	93,6 milliardar Sm ³ gass	67,8 milliardar Sm ³ gass
	5,2 millionar tonn NGL	2,9 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 46 000 fat per dag, Gass: 6,53 milliardar Sm ³ , NGL: 0,33 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 21,1 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 15,1 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

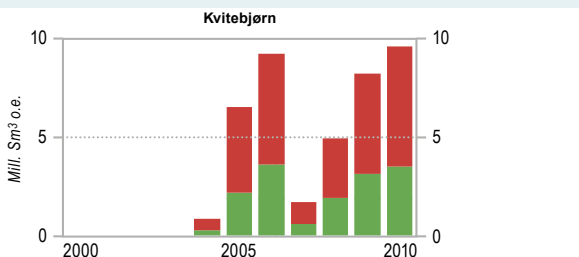
Utbygging: Kvitebjørn er eit gasskondensatfelt aust i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupe er 190 meter. Feltet er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Borekaks og produsert vatn blir injisert i ein eigen deponibrønn. Endra PUD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

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4 000 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur. Reservoarkvaliteten er relativt god.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlasting som drivmekanisme.

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

Status: Det er vedteke å installere ein kompressor på feltet med oppstart i 2013.



Mikkel

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6407/5 - utvinningsløyve 121, tildelt 1986	
Godkjent utbygt	Blokk 6407/6 - utvinningsløyve 092, tildelt 1984	
Produksjonsstart	14.09.2001 av Kongen i statsråd	Funnår 1987
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarar	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 31.12.2010
	4,3 millionar Sm ³ olje	1,8 millionar Sm ³ olje
	23,0 milliardar Sm ³ gass	10,7 milliardar Sm ³ gass
	6,3 millionar tonn NGL	3,0 millionar tonn NGL
	2,3 millionar Sm ³ kondensat	
Venta prod. i 2011	Olje: 8 000 fat per dag, Gass: 1,74 milliardar Sm ³ , NGL: 0,48 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 2,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

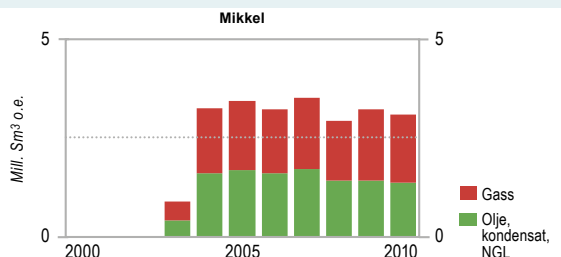
Utbygging: Mikkel er eit gasskondensatfelt som ligg aust i Norskehavet, om lag 30 kilometer nord for Draugen. Havdjupe er 220 meter. Feltet er bygt ut med eit havbotnlegg med to brønnrammer knytt til Åsgard B.

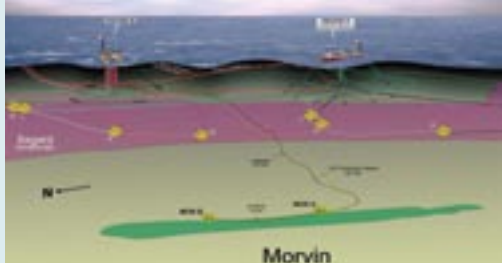
Reservoar: Mikkel har ein 300 meter tjukk gasskondensatkolonne og ei tynn underliggjande oljesone. Reservoara er i sandstein i Garn-, Ile- og Tofteformasjonane av jura alder og ligg på om lag 2 500 meters djup. Reservoara er i seks strukturar som er skilde av forkastingar, alle med god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlasting som drivmekanisme.

Transport: Frå Mikkel går brønnstraumen saman med produksjonen frå Midgardförekomsten 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 rørleidninga Åsgard Transport til Kårstø, der NGL blir skild ut. Tørrgassen blir transportert vidare til kontinentet gjennom rørleidninga Europipe II.

Status: Etter planen skal ein gasskompressor installeras på havbotn på Midgard for å oppretthalde trykket i rørleidningane frå Mikkel og Midgard til Åsgard B. Gasskompressoren skal kome i drift i 2014.





Morvin

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 B, tildelt 2000	
Godkjent utbygt	Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 C, tildelt 2006	
Godkjent utbygt	25.04.2008 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	01.08.2010	Funnår 2001
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	64,00 %
	Total E&P Norge AS	6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	9,2 millionar Sm ³ olje	8,8 millionar Sm ³ olje
	3,2 milliardar Sm ³ gass	3,2 milliardar Sm ³ gass
	0,7 millionar tonn NGL	0,7 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 35 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 8,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 7,9 milliardar 2011-kroner	

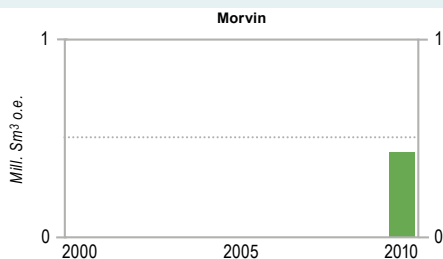
Utbygging: Morvin ligg om lag 20 kilometer nord for Kristinfeltet og 15 kilometer vest for Åsgardfeltet. Havdjupet er om lag 350 meter. Feltet er bygt ut med to havbotnrammer knytte til Åsgard B.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje og gass i ein rotert og skråstilt forkastingsblokk på 4 500 – 4 700 meters djup, og er i sandstein i Garn- og Ilefmasjonane av mellomjura alder. Reservoaret i Garnfmasjonen har relativt homogene avsetjingar, medan reservoaret i Ilefmasjonen er meir heterogent.

Utvinningsstrategi: Morvin vil bli produsert med trykkavlasting.

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

Status: Feltet starta produksjon i august 2010.



Murchison

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037 C, tildelt 2000	
	Den norske delen av feltet er 22,2 %, den britiske delen er 77,8 %	
Godkjent utbygt	15.12.1976	
Produksjonsstart	28.09.1980	Funnår 1975
Operatør	CNR International (UK) Limited	
Rettskavarar	Wintershall Norge ASA	22,20 %
	CNR International (UK) Limited	77,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	14,8 millionar Sm ³ olje	1,1 millionar Sm ³ olje
	0,3 milliardar Sm ³ gass	
Venta prod. i 2011	Olje: 1 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 7,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 7,6 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Peterhead, Skottland	

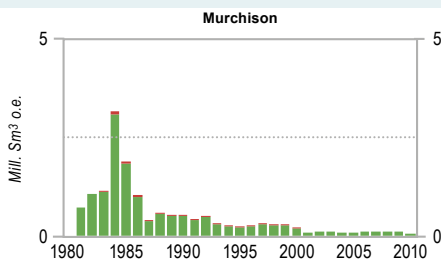
Utbygging: Murchison ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og produksjonsinnretning med stålunderstell som står i britisk sektor. Dei britiske og norske rettskavarane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

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





Njord

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6407/10 - utvinningsløype 132, tildelt 1987	
Godkjent utbygt	Blokk 6407/7 - utvinningsløype 107, tildelt 1985	
Produksjonsstart	30.09.1997	Funnår 1986
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	E.ON Ruhrgas Norge AS	30,00 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	20,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	20,00 %
	Petoro AS	7,50 %
	Statoil Petroleum AS	20,00 %
	VNG Norge AS	2,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	26,8 millionar Sm ³ olje	2,1 millionar Sm ³ olje
	14,0 milliardar Sm ³ gass	8,3 milliardar Sm ³ gass
	2,7 millionar tonn NGL	1,4 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 2,09 milliardar Sm ³ , NGL: 0,42 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 20,0 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 17,0 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

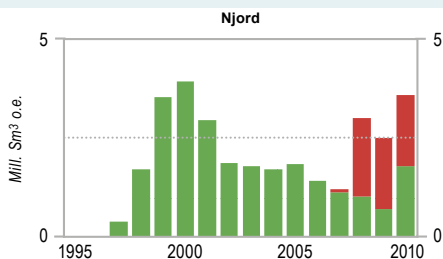
Utbygging: Njord er eit oljefelt som ligg i Norskehavet om lag 30 kilometer vest for Draugen, på om lag 330 meters havdjup. Njord er bygt ut med ei halvt nedsenkbar bore-, bustad- og produksjonsinnretning i stål og eit lagerskip, «Njord B». Innretninga er plassert over havbotnkompletterte brønner som er knytte til innretninga med fleksible stigerør. PUD for Njord gasseskport blei godkjend 21.01.2005. Styresmaktene gav tidleg i 2010 fritak for PUD for utbygging av nordvestflanken.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Tilje- og Ilefmasjonane av jura alder. Feltet har eit komplisert forkastingsmønster med berre delvis kommunikasjon mellom segmenta. Reservoaret ligg på om lag 2 850 meters djup.

Utvinningsstrategi: Opphavleg blei Njord produsert med gassinjeksjon som trykkstøtte i delar av feltet og trykkavlasing i resten av reservoaret. Frå 2007 starta Njord med gasseskport frå feltet, slik at berre mindre mengder gass no blir injisert. Det kompliserte reservoaret med mange forkastingar fører til at feltet får ein relativt låg utvinningsgrad.

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

Status: Njord er i halefasen og ein søker å halde produksjonen oppe ved å bore nye brønner. I 2010 har to nye «infill» brønner starta produksjonen, og to brønner kan bli bora i 2011. Nordvestflanken vil bli bora og produsert frå Njordinnretninga, med venta produksjonsstart i juni 2012.



Norne

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6508/1 - utvinningsløype 128 B, tildelt 1998	
Godkjent utbygt	Blokk 6608/10 - utvinningsløype 128, tildelt 1986	
Produksjonsstart	09.03.1995 i Stortinget	Funnår 1992
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	6,90 %
	Petoro AS	54,00 %
	Statoil Petroleum AS	39,10 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	93,4 millionar Sm ³ olje	8,8 millionar Sm ³ olje
	11,7 milliardar Sm ³ gass	5,5 milliardar Sm ³ gass
	1,7 millionar tonn NGL	0,9 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 34 000 fat per dag, Gass: 0,15 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 32,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 28,1 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Sandnessjøen	

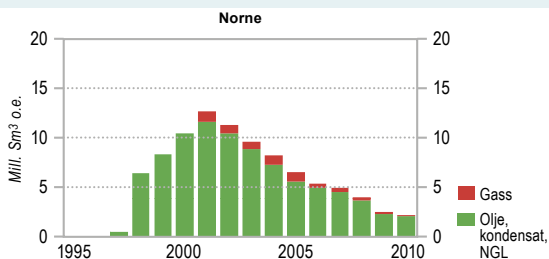
Utbygging: Norne er eit oljefelt som ligg i Norskehavet om lag 80 kilometer nord for Heidrun, på 380 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip, «Norne FPSO» som er knytt til sju brønner på havbotnen. Brønnstraumen blir ført opp til produksjonsskipet gjennom fleksible stigerør.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

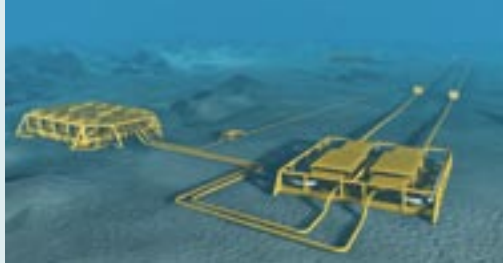
Reservoar: Reservoaret er i sandstein av jura alder. Olje finst hovudsakleg i Ile- og Tofteformasjonane, og gass i Notformasjonen. Reservoaret ligg om lag 2 500 meter under havflata, og er av god kvalitet.

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 rørledning 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 er planlagt og to nye produksjonsbrønner frå M-ramma vil bli bora i 2011 for å halde oppe oljeproduksjonen.





Ormen Lange

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6305/4 - utvinningsløyve 209, tildelt 1996	
	Blokk 6305/5 - utvinningsløyve 209, tildelt 1996	
	Blokk 6305/7 - utvinningsløyve 208, tildelt 1996	
	Blokk 6305/8 - utvinningsløyve 250, tildelt 1999	
Godkjent utbygt	02.04.2004 i Stortinget	
Produksjonsstart	13.09.2007	Funnår 1997
Operatør	A/S Norske Shell	
Rettsnavarar	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 31.12.2010
	300,9 milliardar Sm ³ gass	246,1 milliardar Sm ³ gass
	18,9 millionar Sm ³ kondensat	14,6 millionar Sm ³ kondensat
Venta prod. i 2011	Gass: 21,17 milliardar Sm ³ , Kondensat: 1,57 millionar Sm ³	
Venta investeringar*	Totalt: 71,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 34,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

* Totale investeringar inkludert landanlegg vil venetleg bli 103,1 milliardar 2011 kroner

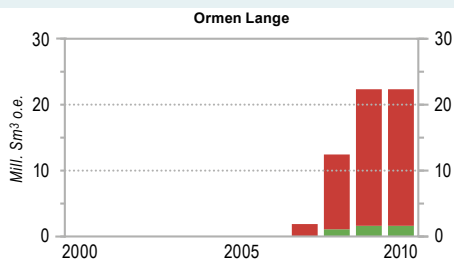
Utbygging: Ormen Lange er eit gassfelt som ligg i Mørebasenget i den sørlege delen av Norskehavet. Havdjupet i området varierer frå 800 – 1 100 meter. Det store havdjupet har gjort utbygginga svært utfordrande og har ført til utvikling av ny teknologi. Feltet blir bygt ut i fleire fasar med 24 brønner frå tre havbotnrammer.

Reservoar: Hovudreservoaret er i sandstein av paleocen alder i «Egga»-formasjonen, og ligg 2 700 – 2 900 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 gassesporthøret, Langede, via Sleipner R til Storbritannia.

Status: Feltet produserer no på platå med 12 brønner. Ei tredje havbotnramme blei installert sør på feltet i 2009, og ei fjerde ramme i midtre/nordleg del av feltet blir vurdert. Skuffande brønnresultat nord på feltet har gitt lågare reservar. Ulike løysingar for framtidig gasskompresjon på feltet er under vurdering.

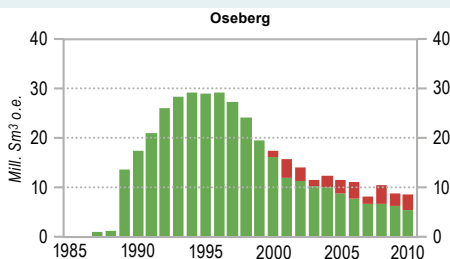


Oseberg

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979	
	Blokk 30/9 - utvinningsløyve 079, tildelt 1982	
Godkjent utbygt	05.06.1984 i Stortinget	
Produksjonsstart	01.12.1988	Funnår 1979
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsnavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	377,2 millionar Sm ³ olje	22,6 millionar Sm ³ olje
	106,6 milliardar Sm ³ gass	77,9 milliardar Sm ³ gass
	10,5 millionar tonn NGL	3,6 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 60 000 fat per dag, Gass: 3,17 milliardar Sm ³ , NGL: 0,49 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 107,6 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 96,6 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging: Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe i den nordlege delen av Nordsjøen og ligg på om lag 100 meters 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 gassprosesser knytt til Oseberg feltenter. 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 Gamma Main-strukturen starta i 2008 med to brønner frå Oseberg feltenter. Innretningane på feltenteret behandlar og olje og gass frå felta Oseberg Øst, Oseberg Sør og Tune. PUD for den nordlege delen av feltet blei godkjend 19.01.1988. PUD for Oseberg D blei godkjend 13.12.1996, PUD for Oseberg Vestflanke 19.12.2003 og PUD for Oseberg Delta 23.09.2005.

Reservoar: Feltet inneheld fleire reservoar i Brentgruppa av mellom-jura alder og er delt inn i fleire strukturar. Hovudreservoara ligg i Oseberg- og Tarbertformasjonane, men det blir og produsert frå Etive- og Nessformasjonane. Reservoara ligg på 2 300 – 2 700 meters djup og har generelt gode eigenskapar.





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 (TOG) 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 ein rørleidning, Oseberg Gasstransport (OGT), til Statpipesystemet via Heimdalinnretninga.

Status: Utfordringa på Oseberg framover blir å produsere olja som ligg att under gasskappa, og å balansere gassuttaket med omsyn til oljeutvinninga frå feltet. Rettshavarane har vedteke ein utsett oppstart av gassnedblåsing. Ein modul for lågtrykksproduksjon blir installert på Oseberg feltcenter, og det blir gjort ein oppgradering av kompressoren. I tillegg blir boreanlegga på Oseberg B og C oppgraderte. Prøveutvinning frå eit overliggjande kritreservoar i Shetlandgruppa går føre seg for å evaluere produksjonsegenskapane.

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	
Produksjonsstart	05.02.2000	Funnår 1984
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettshavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Ilgjen per 31.12.2010
	52,6 millionar Sm ³ olje	13,0 millionar Sm ³ olje
	11,8 milliardar Sm ³ gass	5,7 milliardar Sm ³ gass
	1,5 millionar tonn NGL	1,5 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 32 000 fat per dag, Gass: 0,45 milliardar Sm ³ , NGL: 0,15 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 26,6 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 22,5 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

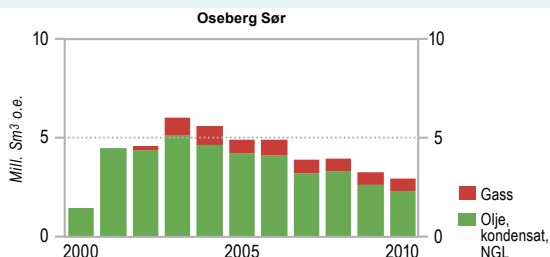
Utbygging: Oseberg Sør er eit oljefelt rett sør for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupe er om lag 100 meter. Feltet er bygt ut med ei integrert stålinnretning med bustadkvarter, boremodul og førstestegseparasjon av olje og gass. I tillegg blir fleire strukturar på feltet produserte frå havbotnrammer som er knytte til Oseberg Sør-innretninga. Ferdigprosesseringa av olje og gass går føre seg på Oseberg feltcenter. Utbygginga av J-strukturen blei godkjend 15.05.2003 og produksjonen starta i november 2006.

Reservoar: Oseberg Sør omfattar fleire førekomstar med reservoar i sandstein av jura alder. Reservoardjupe er mellom 2 200 – 2 800 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 feltcenter der den blir prosessert og transportert gjennom Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gass blir transportert via Oseberg Gasstransport (OGT) inn i Statpipe.

Status: Optimal bruk av tilgjengeleg gass for reinjeksjon og ein strategi for nedblåsing av Oseberg Sør-reservoara blir evaluert. Det er etablert ein strategi for å samordne mindre prospekt og funn til klyngjer som er store nok til at dei kan byggjast ut med ny infrastruktur. Funnet 30/9-22 Katla som blei påvist i 2009 blir bygt ut med direkte tilknytning til Oseberg Sør-innretninga.





Oseberg Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979	
Godkjent utbygt	11.10.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	03.05.1999	Funnår 1981
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	28,4 millionar Sm ³ olje	10,6 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 9 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 17,6 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 10,2 milliardar 2011-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 førstestegsseparatorasjon av olje, vatn og gass. Havdjupe ved innretninga er om lag 160 meter.

Reservoar: Hovudreservoaret har to førekomstar som er skilde med ei forseglende forkasting. Strukturane inneheld fleire oljeførande lag i sandstein med varierende reservoareigenskapar i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på 2 700 – 3 100 meters djup.

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

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

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

Rev

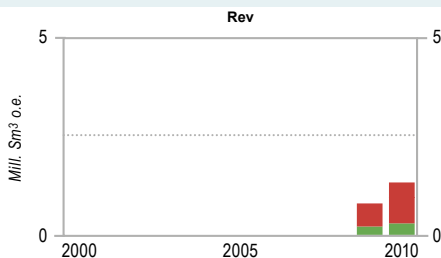
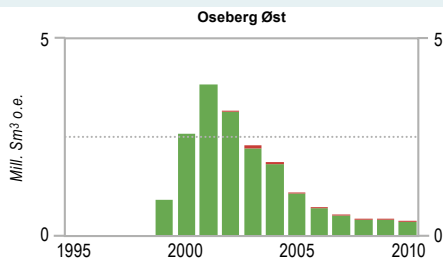
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 038 C, tildelt 2006	
Godkjent utbygt	15.06.2007 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	24.01.2009	Funnår 2001
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavarar	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	1,1 millionar Sm ³ olje	0,5 millionar Sm ³ olje
	4,9 milliardar Sm ³ gass	3,3 milliardar Sm ³ gass
	0,3 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,87 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 4,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 4,2 milliardar 2011-kroner	

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

Reservoar: Reservoaret er i sandstein av seinjura alder rundt ein saltstruktur på om lag 3 000 meters djup. Reservoaret har god kvalitet. Trykkmålingar har vist at reservoaret er i kommunikasjon med Vargfeltet.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlastning/gassekspansjon.

Transport: Brønnastraumen går gjennom ein rørleidning til Armadafeltet for prosessering, og derifrå vidare til Storbritannia.





Ringhorne Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/8 - utvinningsløype 027, tildelt 1969
Godkjent utbygt	Blokk 25/8 - utvinningsløype 169, tildelt 1991
Produksjonsstart	19.03.2006 Funnår 2003
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 77,38 % Petro AS 7,80 % Statoil Petroleum AS 14,82 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg Igjen per 31.12.2010 15,0 millionar Sm ³ olje 7,8 millionar Sm ³ olje 0,3 milliardar Sm ³ gass 0,2 milliardar Sm ³ gass
Venta prod. i 2011	Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³
Venta investeringar	Totalt: 1,9 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 0,6 milliardar 2011-kroner

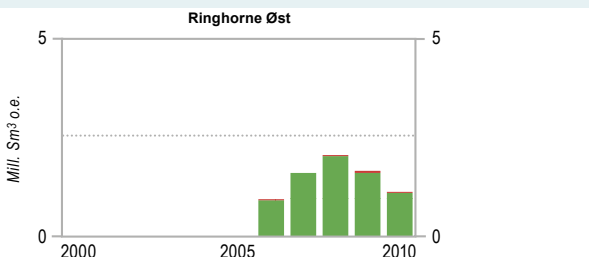
Utbygging: Ringhorne Øst er eit oljefelt like nordaust for Balder, i den midtre delen av Nordsjøen. Havdjupet er på om lag 130 meter. Feltet blir produsert gjennom tre produksjonsbrønner frå Ringhorneinnretninga på Balderfeltet.

Reservoar: Reservoaret inneheld olje med assosiert gass i sandstein i Statfjordformasjonen av jura alder. Reservoaret ligg på om lag 1 940 meters djup, og kvaliteten på reservoaret er svært god. Ei 4D seismisk undersøking blei utført i 2009 og tolka i 2010 for planlegging av nye produksjonsbrønner.

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

Transport: Produksjonen frå Ringhorne Øst går til Balder- og Jotuninnretningane for prosessering, lagring og eksport.

Status: Feltet er gått av platå og vil venteleg bli produsert fram til 2023. To produksjonsbrønner er under planlegging for boring og produksjon i løpet av 2011 og 2012.



Sigyn

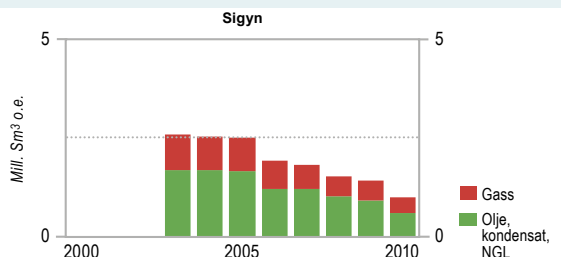
Blokk og utvinningsløype	Blokk 16/7 - utvinningsløype 072, tildelt 1981
Godkjent utbygt	31.08.2001 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	22.12.2002 Funnår 1982
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 40,00 % Statoil Petroleum AS 60,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg Igjen per 31.12.2010 7,1 milliardar Sm ³ gass 1,7 milliardar Sm ³ gass 2,4 millionar tonn NGL 0,3 millionar tonn NGL 5,9 millionar Sm ³ kondensat 0,8 millionar Sm ³ kondensat
Venta prod. i 2011	Gass: 0,37 milliardar Sm ³ , NGL: 0,10 millionar tonn, Kondensat 0,32 millionar Sm ³
Venta investeringar	Totalt: 2,5 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,5 milliardar 2011-kroner
Hovudforsyningsbase	Dusavik

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

Reservoar: Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen av trias alder på om lag 2 700 meters 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 tørrgasssystemet på Sleipner A. Kondensatet går via kondensatrørleidninga frå Sleipner A til Kårstø.





Skirne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/5 - utvinningsløyve 102, tildelt 1985	
Godkjent utbygt	05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	03.03.2004	Funnår 1990
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettskavalar	Centrica Resources (Norge) AS	20,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	2,0 millionar Sm ³ olje	0,5 millionar Sm ³ olje
	9,1 milliardar Sm ³ gass	1,7 milliardar Sm ³ gass
Venta prod. i 2011	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,63 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 3,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 3,1 milliardar 2011-kroner	

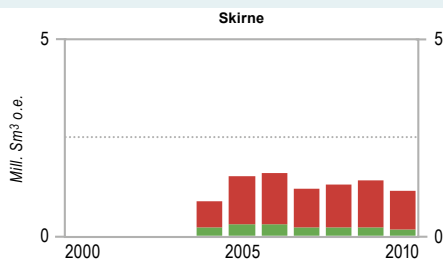
Utbygging: Skirne, som inkluderer Byggveforekomsten, inneheld gass og kondensat og ligg aust for Heimdal, i den midtre delen av Nord-sjøen. Havdjupet er 120 meter. Feltet er bygt ut med to brønnrammer på havbotnen og er knytt til Heimdal med ein rørledning.

Reservoar: Reservoara er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Skirneforekomsten ligg på om lag 2 370 meters djup, medan Byggveforekomsten ligg på om lag 2 900 meter. Reservoarkvaliteten er god.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkavlasting.

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

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



Sleipner Vest

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/6 - utvinningsløyve 029, tildelt 1969	
Godkjent utbygt	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976	
Produksjonsstart	29.08.1996	Funnår 1974
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	32,24 %
	Statoil Petroleum AS	58,35 %
	Total E&P Norge AS	9,41 %
Utvinnbare reserver*	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	125,5 milliardar Sm ³ gass	25,4 milliardar Sm ³ gass
	8,9 millionar tonn NGL	2,0 millionar tonn NGL
	30,5 millionar Sm ³ kondensat	5,0 millionar Sm ³ kondensat
Venta prod. i 2011	Gass: 5,8 milliardar Sm ³ , NGL: 0,38 millionar tonn, Kondensat: 1,05 mill Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 30,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 28,8 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

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

Utbygging: Sleipner Vest er eit gassfelt i den midtre delen av Nord-sjøen, på om lag 110 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnhovudinnetning, Sleipner B, som er fjernstyrt frå Sleipner A-innretninga på Sleipner Øst-feltet, og ei prosessinnretning, Sleipner T, som er knytt saman med Sleipner A med ei gangbru. Alfa Nord-segmentet blei bygt ut i 2004 med ei havbotnramme som er knytt til Sleipner T gjennom ein 18 kilometer lang rørledning.

Reservoar: Sleipner Vest produserer frå Sleipner- og Huginformasjonsnane av mellomjura alder, på 3 450 meters djup. Storparten av reservane finst i Huginformasjonen. Forkastingane på feltet er normalt ikkje forseglende, og kommunikasjonen mellom sandavsetjingane er god.

Utvinningsstrategi: Sleipner Vest produserer med trykkavlasting.

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

Status: To brønner er planlagd bora og komplettert i 2011, og ein ny borekampanje er planlagd frå 2014.





Sleipner Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046, tildelt 1976	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.08.1993	Funnår 1981
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 31.12.2010
	65,6 milliardar Sm ³ gass	25,4 milliardar Sm ³ gass
	13,1 millionar tonn NGL	2,0 millionar tonn NGL
	26,6 millionar Sm ³ kondensat	5,0 millionar Sm ³ kondensat
Venta prod. i 2011	Gass: 0,52 milliardar Sm ³ , NGL: 0,10 millionar tonn, Kondensat: 0,10 millionar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 40,6 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 38,7 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

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

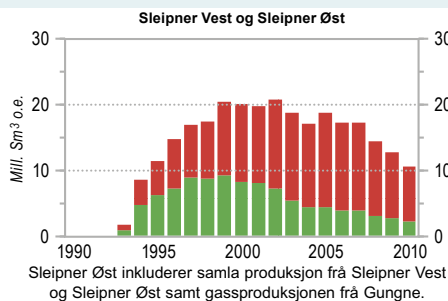
Utbygging: Sleipner Øst er eit gasskondensatfelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen, på 82 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert prosess-, bore- og bustadinnretning med understell av betong, Sleipner A. I tillegg er det installert ei stigerørinnretning, Sleipner R, som knyter Sleipner A til rørleidningane for gasstransport, og eit fakingstårn, Sleipner F. Det er òg installert to havbotnrammer, ei for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av Lokeførekomsten. Vidare er felta Sigyn og Gungne knytte til Sleipner A.

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 om lag 2 300 meters djup.

Utvinningsstrategi: Reservoaret i Huginformasjonen produserer med trykkavlasting. Reservoaret i Tyformasjonen produserte 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 Kårstø for vidare prosessering. Prosessert gass blir blanda med gass frå Troll og eksportert til Zeebrugge via Draupner.

Status: Auka utvinning gjennom ytterlegare redusert innløpstrykk blei sett i gang i 2010. Eit nytt boreprogram er planlagt frå 2014.



Snorre

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/4 - utvinningsløype 057, tildelt 1979	
Godkjent utbygt	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
Produksjonsstart	03.08.1992	Funnår 1979
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	11,58 %
	Hess Norge AS	1,04 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	8,28 %
	Statoil Petroleum AS	33,32 %
	Total E&P Norge AS	6,18 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	241,2 millionar Sm ³ olje	65,4 millionar Sm ³ olje
	6,5 milliardar Sm ³ gass	0,4 milliardar Sm ³ gass
	4,7 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 115 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 131,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 81,9 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Floro	

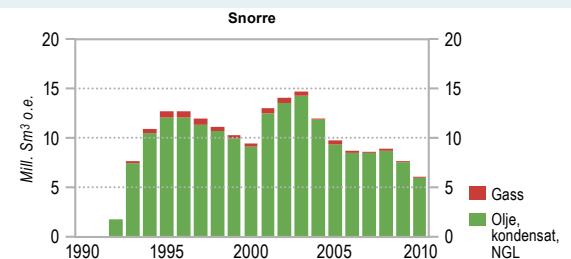
Utbygging: Snorre er eit oljefelt som ligg i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på 300 – 350 meters havdjup. Snorre A i sør er ei flytande stålennretning (TLP) med bustad-, bore- og prosessanlegg. Snorre A har òg eit eige prosessanlegg for produksjonen frå Vigdisfeltet. På den nordlege delen av feltet ligg Snorre B som er ei halv nedsenkbare integrert bore-, prosess- og bustadinnretning. PUD for Snorre B blei godkjent 08.06.1998. 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 Lundeforformasjonane av tidlegjura og trias alder. Reservoaret ligg på 2 000 – 2 700 meters djup.

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

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

Status: Rettskavarane har i fleire år arbeidd med planar for vidare og langsiktig utvinning frå feltet (Snorre 2040). Dette blir gjort med basis i eit stort potensial for auka i utvinningsgraden for olje.





Snøhvit

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7120/5 - utvinningsløyve 110, tildelt 1985	
	Blokk 7120/6 - utvinningsløyve 097, tildelt 1984	
	Blokk 7120/7 - utvinningsløyve 077, tildelt 1982	
	Blokk 7120/8 - utvinningsløyve 064, tildelt 1981	
	Blokk 7120/9 - utvinningsløyve 078, tildelt 1982	
	Blokk 7121/4 - utvinningsløyve 099, tildelt 1984	
	Blokk 7121/5 - utvinningsløyve 110, tildelt 1985	
	Blokk 7121/7 - utvinningsløyve 100, tildelt 1984	
Godkjent utbygt	07.03.2002 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.08.2007	Funnår 1984
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsghavarar	GDF SUEZ E&P Norge AS	12,00 %
	Hess Norge AS	3,26 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,81 %
	Statoil Petroleum AS	33,53 %
	Total E&P Norge AS	18,40 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	160,6 milliardar Sm ³ gass	149,8 milliardar Sm ³ gass
	6,4 millionar tonn NGL	5,8 millionar tonn NGL
	18,1 millionar Sm ³ kondensat	16,1 millionar Sm ³ kondensat
Venta prod. i 2011	Gass: 5,21 milliardar Sm ³ , NGL: 0,28 millionar tonn, Kondensat: 0,78 millionar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 25,3 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 9,4 milliardar 2011-kroner	

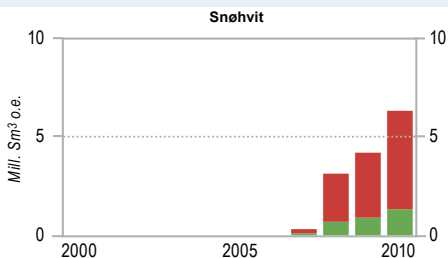
Utbygging: Snøhvit ligg i Barentshavet, i den sentrale delen av Hamnerfestbassenget, på 310 – 340 meters havdyp. Snøhvit er eit gassfelt med kondensat og ei underliggjande tynn oljesone. Snøhvitfeltet omfattar fleire funn og førekomstar i Askeladd- og Albatross-strukturane i tillegg til Snøhvit.

Reservoar: Reservoara i Snøhvit inneheld gass, kondensat og olje i sandstein i Stø- og Nordmelaformasjonane av tidlegjura og mellomjura alder. Reservoara ligg på om lag 2 300 meters djup.

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

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

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



Statfjord

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973	
	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973	
	Den norske delen av feltet er 85,47 %, den britiske delen er 14,53 %	
Godkjent utbygt	16.06.1976 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.11.1979	Funnår 1974
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsghavarar	Centrica Resources (Norge) AS	9,44 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	10,33 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	21,37 %
	Statoil Petroleum AS	44,34 %
	Centrica Resources Limited	9,69 %
	ConocoPhillips (U.K.) Limited.	4,84 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	567,3 millionar Sm ³ olje	4,6 millionar Sm ³ olje
	78,8 milliardar Sm ³ gass	15,5 milliardar Sm ³ gass
	19,7 millionar tonn NGL	3,3 millionar tonn NGL
	1,0 millionar Sm ³ kondensat	0,5 millionar Sm ³ kondensat
Venta prod. i 2011	Olje: 21 000 fat per dag, Gass: 1,62 milliardar Sm ³ , NGL: 0,32 millionar tonn, Kondensat: 0,05 millionar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 142,0 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 133,4 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbygging: Statfjord er eit oljefelt som ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampenområdet. Havdjuget er om lag 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. Satellittfelt til Statfjord (Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna) har ein eigen innløpsseparator på Statfjord C. PUD for Statfjord Seinfase blei godkjent 08.06.2005.

Reservoar: Statfjordreservoara ligg på 2 500 – 3 000 meters djup i ei stor forkastingsblokk med fall mot vest og mange mindre forkastingsblokker langs austflanken. Reservoara er i sandstein i Brentgruppa, Cook- og Statfjord-formasjonane av jura alder. Brentgruppa og Statfjord-formasjonen har svært god reservoarkvalitet.





Utvinningsstrategi: Statfjord har opphavleg produsert med trykkstøtte frå alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG), vassinjeksjon og delvis gassinjeksjon. Statfjord Seinfase inneber at all injeksjon no er stansa, og feltet produserer med trykkavlastning for å frigjere gass frå attverande olje. Nedblåsing av reservoartrykket i 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 blir innretningane modifiserte, samtidig med at det i 2010 blei bora og reparert brønner. Det er planlagt å bore 60 nye olje-, vass- og gassbrønner i løpet av Statfjord Seinfase. I slutten av september 2010 var 39 av dei bora og kompletterte. Den første brønnen med kunstig lyft er planlagt bora og komplettert i 2011.

Statfjord Nord

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973	
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget	
Produksjonsstart	23.01.1995	Funnår 1977
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS	11,04 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	12,08 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	21,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	39,4 millionar Sm ³ olje	3,3 millionar Sm ³ olje
	2,1 milliardar Sm ³ gass	0,3 millionar tonn NGL
	1,1 millionar tonn NGL	
Venta prod. i 2011	Olje: 5 000 fat per dag, NGL: 0,01 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 8,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 8,0 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

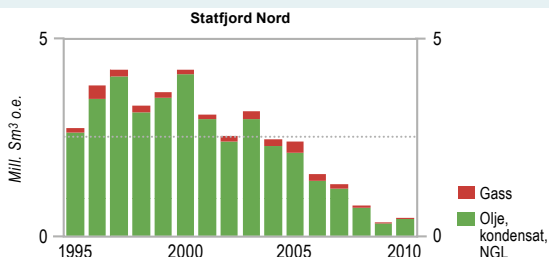
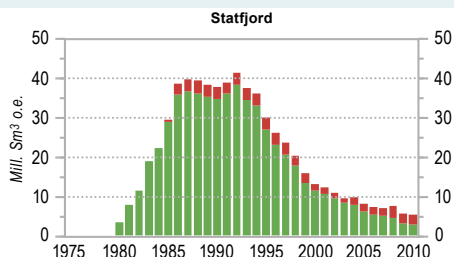
Utbygging: Statfjord Nord er eit oljefelt som ligg om lag 17 kilometer nord for Statfjord i Tampenområdet, på 250 – 290 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre brønnrammer knytt til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. Ein brønnsliste er nytta til ein vassinjeksjonsbrønn på Sygnafeltet.

Reservoar: Reservoara på Statfjord Nord er i sandstein i Brentgruppa (Tarbert-, Etive- og Rannochformasjonane) av mellomjura alder og i sandstein av seinjura alder. Reservoara har god kvalitet og ligg på om lag 2 600 meters djup.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med delvis trykkstøtte frå vassinjeksjon.

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

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





Statfjord Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 - utvinningsløype 037, tildelt 1973	
Godkjent utbygt	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
Produksjonsstart	24.09.1994	Funnår 1976
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS 5,52 % ConocoPhillips Skandinavia AS 6,04 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 17,75 % Idemitsu Petroleum Norge AS 4,80 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 1,40 % Statoil Petroleum AS 31,69 % Total E&P Norge AS 2,80 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	36,8 millionar Sm ³ olje	1,6 millionar Sm ³ olje
	3,9 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
	2,1 millionar tonn NGL	0,8 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	10 000 fat per dag, Gass: 0,07 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 8,1 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 7,9 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

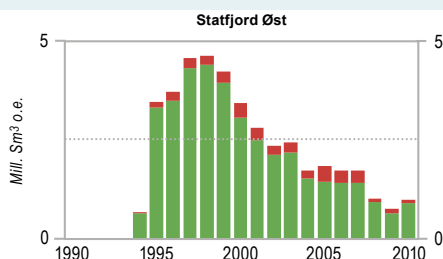
Utbygging: Statfjord Øst er eit oljefelt som ligg om lag sju kilometer nordaust for Statfjordfeltet i Tampenområdet, på 150 – 190 meters havdyp. Feltet er bygt ut med tre brønnrammer som er knytte til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. I tillegg er det bora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

Reservoar: Reservoaret er i sandstein av mellomjura alder i Brentgruppa og ligg på om lag 2 400 meters 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 2009-2010, betra produksjonen mykje. Vassinjektorar er stengde, og revurdert dreneringsstrategi inneber ingen vassinjeksjon for resten av levetida til feltet. Det blir vurdert å bore ein ny produksjonsbrønn til Statfjord Øst frå Statfjord C. Alternativt kan vassinjeksjon bli teke opp att ved å bore ein ny vassinjektor.



Sygna

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 - utvinningsløype 037, tildelt 1973	
Godkjent utbygt	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
Produksjonsstart	01.08.2000	Funnår 1996
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Centrica Resources (Norge) AS 6,07 % ConocoPhillips Skandinavia AS 6,65 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 18,48 % Idemitsu Petroleum Norge AS 4,32 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 1,26 % Statoil Petroleum AS 30,71 % Total E&P Norge AS 2,52 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	10,7 millionar Sm ³ olje	1,0 millionar Sm ³ olje
Venta prod. i 2011	Olje: 1 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 2,5 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,5 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Flora	

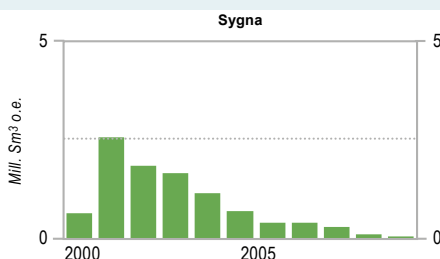
Utbygging: Oljefeltet Sygna ligg i Tampenområdet rett nord for Statfjord Nord, på 300 meters havdyp. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme med fire brønsslissar som er kopla til Statfjord C.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og ligg på om lag 2 650 meters djup. Reservoarkvaliteten er god.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer for tida med trykkavlasting.

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

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





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	
Produksjonsstart	15.07.2001	Funnår 1983
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS DONG E&P Norge AS	55,00 % 45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg 8,9 millionar Sm ³ olje 2,0 milliardar Sm ³ gass 0,3 millionar tonn NGL	Igjen per 31.12.2010 0,4 millionar Sm ³ olje 2,0 milliardar Sm ³ gass
Venta prod. i 2011	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 2,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,6 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

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

Reservoar: Reservoaret ligg på 4 100 – 4 200 meters djupe og er i sandstein i Ulaformasjonen av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoareigenskapane er generelt svært gode.

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

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

Status: Ei multifasepumpe som blei installert og sett i drift i 2008, for å senke brønnhovudtrykket og auke utvinninga frå Tambar, svikta og er ikkje i bruk. Ei hovudtfordring framover er at høgt vasskutt i brønnane hemmar produksjonen. Rettskavarane vurderer å gjennomføre ei seismisk undersøking i 2011.

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	
Produksjonsstart	02.10.2007	Funnår 2007
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS DONG E&P Norge AS Norske AEDC A/S Talisman Energy Norge AS	46,20 % 43,24 % 0,80 % 9,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg 0,3 millionar Sm ³ olje 0,2 millionar tonn NGL	Igjen per 31.12.2010 0,1 millionar Sm ³ olje
Venta prod. i 2011	400 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 1,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 1,1 milliardar 2011-kroner	

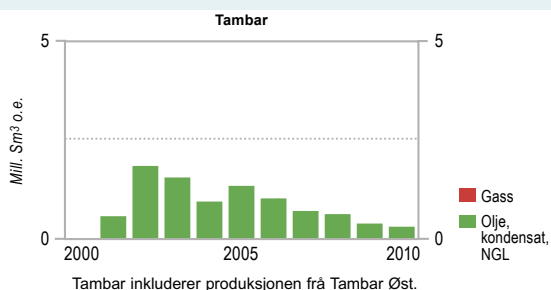
Utbygging: Tambar Øst er bygt ut med ein produksjonsbrønn som er bora frå Tambarinnretninga.

Reservoar: Reservoaret i Tambar Øst ligg på 4 050 – 4 200 meters djupe og er i sandstein av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoarkvaliteten er vekslende.

Utvinningsstrategi: Feltet produserer med trykkavlastning og avgrensa naturleg vassdriv.

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

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





Tor

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

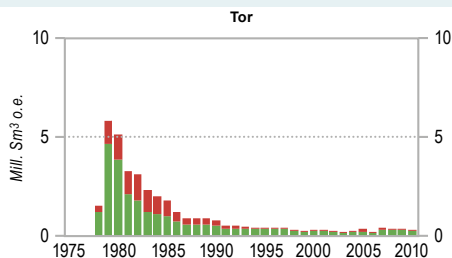
Utbygging: Tor er eit oljefelt i Ekofiskområdet i den sørlege delen av Nordsjøen, på om lag 70 meters havdyp. Feltet er bygt ut med ei kombinert brønnehovud- og prosessinnretning som er knytt til Ekofiskfeltet.

Reservoar: Hovudreservoaret i Tor er i naturleg oppsprokne kritbergartar i Torformasjonen av seinkrit alder. Reservoaret ligg på om lag 3 200 meters djup. Ekofiskformasjonen av tidleg paleocen alder inneheld òg olje, men har dårlegare produksjonsegenskapar. Det er så langt produsert lite frå denne formasjonen.

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

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 levetid. Ei ny utbygging av feltet, for å utvinne store attverande ressursar i både Tor- og Ekofisk formasjonane, blir evaluert.



Tordis

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.06.1994	Funnår 1987
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 10,50 % Idemitsu Petroleum Norge AS 9,60 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 2,80 % Statoil Petroleum AS 41,50 % Total E&P Norge AS 5,60 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	59,7 millionar Sm ³ olje	5,3 millionar Sm ³ olje
	5,3 milliardar Sm ³ gass	1,5 milliardar Sm ³ gass
	1,7 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 15 000 fat per dag, Gass: 0,41 milliardar Sm ³ , NGL: 0,17 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 15,4 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 13,6 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Flora	

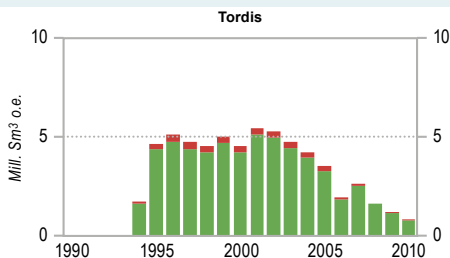
Utbygging: Tordis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks i Tampenområdet, i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 200 meters havdyp. Feltet er bygt ut med ein sentral havbotnmanifold som er knytt til Gullfaks C. Til denne manifolden er det knytt sju separate satelittbrønner og to havbotnrammer. I tillegg blei det i 2007 installert ein havbotnseparator på feltet. Vatn til injeksjon kjem gjennom ein rørleidning frå Gullfaks C. Tordis omfattar fire førekomstar; Tordis, Tordis Øst, Borg og 34/7-25 S. PUD for Tordis Øst blei godkjend 13.10.1995.

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 intra-Draupneformasjonen, og reservoaret i 34/7-25 S er i sandstein frå Brentgruppa og sandstein av seinjura alder. Reservoara på Tordis ligg på 2 000 – 2 500 meters djup.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med delvis trykkvedlikehald med vassinjeksjon og med naturleg vassdriv. Borg har fullt trykkvedlikehald med vassinjeksjon, medan Tordis Øst produserer med trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Prosessanlegget på Gullfaks er modifisert slik at Tordis no produserer med lågtrykk. Det inneber auka oljeutvinning.

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

Status: Tordis havbotnseparator har vore stengd ned sidan 2008 då det blei oppdaga lekkasje til havbotnen frå injeksjonsbrønnen for produsert vatn. All produksjon går no direkte til Gullfaks for prosessering. Ei alternativ løysing for injeksjon av produsert vatn blir vurdert.





Troll

Trollfeltet ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, om lag 65 kilometer vest for Kollsnes. Havdjupet i Trollområdet 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 oljeførende lag, men berre i Troll Vest er dette laget så tjukt at det så langt er funne drivverdige, 11 til 27 meter. I den nordlege delen av Troll Øst blei det i 2007 påvist ein oljekolonne på 6 – 9 meter i Fensfordformasjonen. 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 oljereservane i Troll Vest. Gassreservane i Troll Vest vil bli bygt ut i ein framtidig fase III. Rettshavarane på Troll utfører studiar for å planleggje vidare utvikling av feltet. I perioden 2000 til 2004 var Troll det feltet som produserte mest, både olje og gass, på den norske kontinentalsokkelen.

Troll I

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 31/2 - utvinningsløyve 054, tildelt 1979	
	Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983	
	Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 C, tildelt 2002	
	Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 D, tildelt 2006	
	Blokk 31/5 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983	
	Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983	
	Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085 C, tildelt 2002	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	09.02.1996	Funnår 1983
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettshavarar	A/S Norske Shell	8,10 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,62 %
	Petro AS	56,00 %
	Statoil Petroleum AS	30,58 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	1309,0 milliardar Sm ³ gass	942,0 milliardar Sm ³ gass
	25,7 millionar tonn NGL	20,8 millionar tonn NGL
	1,6 millionar Sm ³ kondensat	
Venta prod. i 2011	Gass: 28,69 milliardar Sm ³ , NGL: 1,03 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 91,5 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 62,1 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Ågotnes	

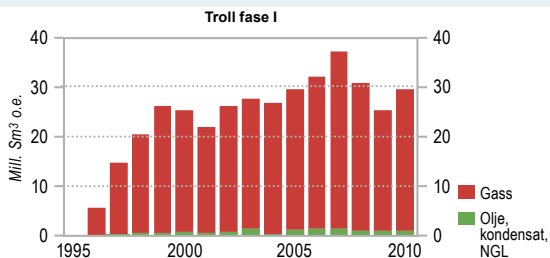
Utbygging: Troll fase I er bygt ut med Troll A som er ei botnfast brønnhovud- og kompresjonsinnretning med understell av betong. Troll A blir driven med elektrisk kraft overført frå land. Ein oppdatert utbyggingplan med flytting av prosessering til Kollsnes blei godkjend i 1990. Kollsnes blei skild ut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

Reservoar: Gassen og olja i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i grunnmarin sandstein i Sognefjordformasjonen av seinjura alder. Ein del av reservoaret er òg i Fensfordformasjonen av mellomjura alder som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet omfattar tre store, rotete forkastingsblokker. Den austlegaste av dei utgjer Troll Øst, og reservoaret her ligg på 1 330 meters 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 Fensfordformasjonen i den nordlege delen av Troll Øst.

Utvinningsstrategi: Gassen i Troll Øst blir produsert med trykkavlastning gjennom 39 brønningar bora frå Troll A.

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

Status: Det er planlagt å installere to nye gasskompressorar på Troll A.





Troll II

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 31/2 - utvinningsløyve 054, tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 C, tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 D, tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085 C, tildelt 2002
Godkjent utbygt	18.05.1992 i Stortinget
Produksjonsstart	19.09.1995 Funnår 1979
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettsahavarar	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 31.12.2010 250,0 millionar Sm ³ olje 36,6 millionar Sm ³ olje
Venta prod. i 2011	Olje: 113 000 fat per dag
Venta investeringar	Totalt: 118,1 milliardar 2011-kroner
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 95,4 milliardar 2011-kroner
Hovudforsyningsbase	Mongstad

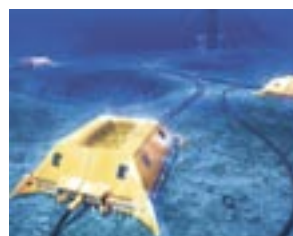
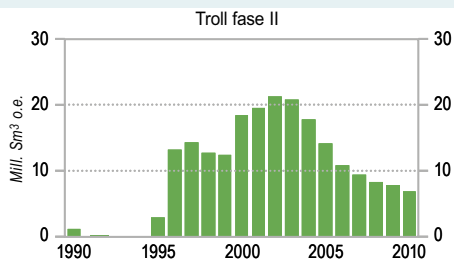
Utbygging: Troll fase II er bygt ut med Troll B, som er ei flytande bustad- og produksjonsinnretning i betong, og Troll C, som er ei halv nedsenkbar bustad- og produksjonsinnretning i stål. Olja i Troll Vest blir produsert via fleire havbotnrammer som er knytte til Troll B og Troll C med rørleidningar. Troll Pilot, som blei installert i 2000 på 340 meters 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.

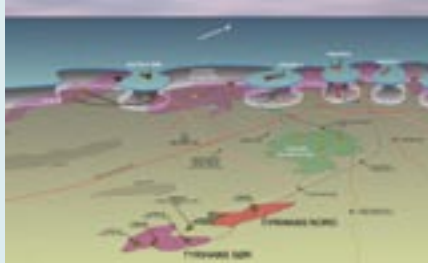
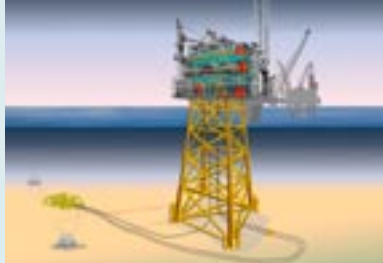
Reservoar: Gassen og olja i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen som er bygd opp av grunnmarin sandstein av seinjura alder. Ein del av reservoaret finst òg i Fensfjordformasjonen, som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet omfattar tre store, roterte forkastingsblokker. Olja i Troll Vest oljeprovins har ein 22 – 26 meter tjukk oljekolonne under ei lita gasskappe, og ligg på 1 360 meters 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 betydeleg 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 brønningar som er bora i den tynde oljesona, 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 greinbrønningar med opptil sju greiner i den same brønnen. I Troll Vest oljeprovins har ein injisert ein del av den produserte gassen tilbake i reservoaret for å optimalisere oljeproduksjonen. Gassinjeksjon i Troll Vest gassprovins skal etter planen ta til i 2011.

Transport: Gassen frå Troll Øst og Troll Vest blir transportert via to fleirfaserørleidningar til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Kondensatet blir skilt frå gassen og transportert vidare i rørleidningar, dels til Stureterminalen, dels til Mongstad. Tørrgassen går i Zeepipe II A og Zeepipe II B. Olja frå Troll B og Troll C blir transportert i Troll Oljerør I og Troll Oljerør II til oljeterminalen på Mongstad.

Status: Boring på Troll Vest med horisontale produksjonsbrønningar frå havbotnrammene held fram med flyttbare boreinnretningar. I alt er det om lag 120 aktive oljeutvinningsbrønningar i Troll Vest. Dei siste åra er det gjort kontinuerlege vedtak om nye produksjonsbrønningar som aukar oljereservane i Troll. Det er sett i gang studiar med tanke på vassinjeksjon. To gassinjeksjonsbrønningar er bora, og gassinjeksjon tek til i Troll Vest gassprovins startar i løpet av 2011.





Tune

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/5 - utvinningsløyve 034, tildelt 1969 Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979 Blokk 30/8 - utvinningsløyve 190, tildelt 1993	
Godkjent utbygt	17.12.1999 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	28.11.2002	Funnår 1996
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Petro AS	40,00 %
	Statoil Petroleum AS	50,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	3,3 millionar Sm ³ olje	0,3 milliardar Sm ³ gass
	18,0 milliardar Sm ³ gass	0,1 millionar tonn NGL
	0,2 millionar tonn NGL	
Venta prod. i 2011	Gass: 0,45 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 5,6 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 5,6 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

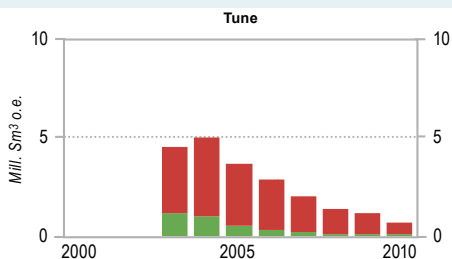
Utbygging: Tune er eit gasskondensatfelt som ligg om lag ti kilometer vest for Oseberg feltet, i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 95 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme og ein brønnsatellitt som er knytt opp til Osebergfeltet. I mars 2004 blei det gitt PUD-fritak for utbygging 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 om lag 3 400 meters djup.

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

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

Status: Tune er i halefasen. Implementering av lågtrykksproduksjon vil bli ferdigstilt i 2011 og dette vil auke produksjonen.



Tyrihans

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 073 B, tildelt 2004 Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 091, tildelt 1984 Blokk 6407/1 - utvinningsløyve 073, tildelt 1982	
Godkjent utbygt	16.02.2006 i Stortinget	
Produksjonsstart	08.07.2009	Funnår 1983
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	6,23 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	11,75 %
	Statoil Petroleum AS	58,84 %
	Total E&P Norge AS	23,18 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	31,4 millionar Sm ³ olje	25,7 millionar Sm ³ olje
	37,1 milliardar Sm ³ gass	36,7 milliardar Sm ³ gass
	4,2 millionar tonn NGL	4,1 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 82 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 16,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 14,2 milliardar 2011-kroner	

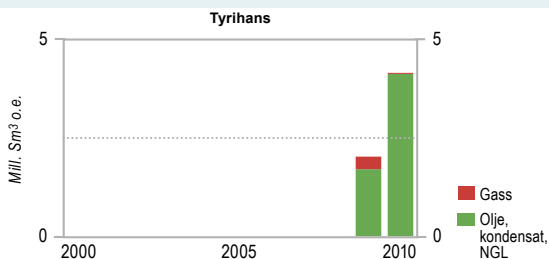
Utbygging: Tyrihans ligg i Norskehavet, om lag 25 kilometer søraust for Åsgardfeltet. Havdjupet i området er om lag 270 meter. Tyrihans omfattar funna 6407/1-2 Tyrihans Sør, som blei påvist i 1983, og 6407/1-3 Tyrihans Nord, som blei påvist i 1984. Utbyggingssløysinga er fem havbotnrammer som er knytte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

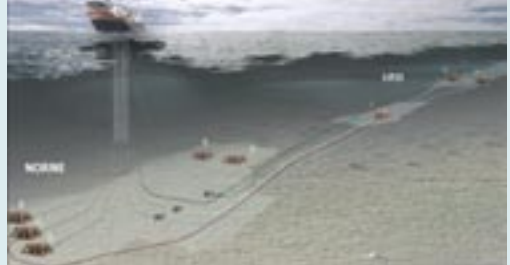
Reservoar: Tyrihans Sør har ein oljekolonne med ei gasskappe som er rik på kondensat. Tyrihans Nord inneheld gasskondensat med ei underliggjande oljesone. Hovudreservoaret i begge førekomstane er i Garnformasjonen av mellomjura alder og ligg på om lag 3 500 meters djup. Reservoaret er homogent og kvaliteten 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.

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 utvinningsløyve	Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019, tildelt 1965 Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977	
Godkjent utbygt	30.05.1980 i Stortinget	
Produksjonsstart	06.10.1986	Funnår 1976
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS 80,00 % DONG E&P Norge AS 20,00 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg Igjen per 31.12.2010	
	92,3 millionar Sm ³ olje 21,3 millionar Sm ³ olje	
	3,9 milliardar Sm ³ gass 0,8 millionar tonn NGL	
	3,5 millionar tonn NGL	
Venta prod. i 2011	Olje: 16 000 fat per dag, NGL: 0,03 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 29,4 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 24,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

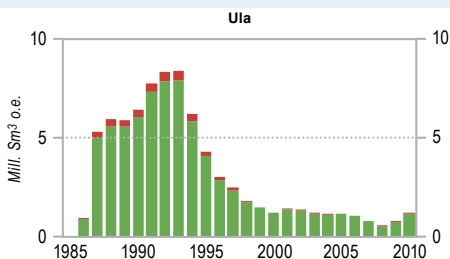
Utbygging: Ula er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nord-sjøen, på om lag 70 meters havdju. Feltet har tre konvensjonelle stålinnretningar for produksjon, boring og bustadkvarter. Innretningane er knytte saman med bruer. Brønnstraumen frå Blane blei i september 2007 knytt til Ulafeltet for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

Reservoar: Hovudreservoaret ligg på 3 345 meters djup i Ulaforma-sjonen 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 har VAG-programmet blitt utvida, og gassen frå Blane blir no og nytta til injeksjon i Ula. Gasslyft blir nytta i nokre brønningar.

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

Status: Som følgje av god effekt på oljeutvinninga er VAG-programmet blitt utvida ved å bore fleire brønningar. Det er gjort avtale om å prosessere brønnstraumen frå Oselvar og kjøpe gassen til injeksjon i Ula-reservoaret. Gass frå Oselvar vil venteleg bli tilgjengeleg tidleg i 2012. Det går føre seg prøveproduksjon frå reservoaret i trias, som ligg under hovudreservoaret på feltet.



Urd

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6608/10 - utvinningsløyve 128, tildelt 1986	
Godkjent utbygt	02.07.2004 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	08.11.2005	Funnår 2000
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS 11,50 % Petoro AS 24,55 % Statoil Petroleum AS 63,95 %	
Utvinnbare reservar	Opphavleg Igjen per 31.12.2010	
	7,0 millionar Sm ³ olje 2,6 millionar Sm ³ olje	
	0,1 milliardar Sm ³ gass	
Venta prod. i 2011	Olje: 6 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 5,6 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 5,0 milliardar 2011-kroner	

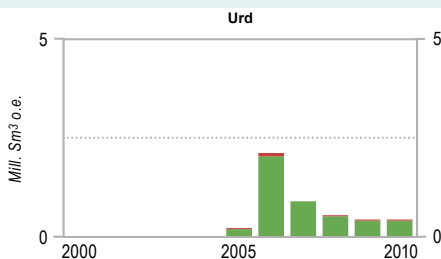
Utbygging: Urd ligg i Norskehavet like nordaust for Norne, på om lag 380 meters havdju. Feltet omfattar to oljeførekostar, 6608/10-6 Svale og 6608/10-8 Stær. Urd er bygt ut med brønnrammer knytte til Norneskipet, «Norne FPSO». I april 2008 blei endra PUD for Norne og Urd godkjend. Planen omfattar funnet 6608/10-11 S Trost og fleire prospekt i nærområdet rundt Norne og Urd.

Reservoar: Reservoara ligg på 1 800 – 2 300 meters djup og er i sandstein i Åre-, Tilje- og Ileforma-sjonane av tidlegjura til mellomjura alder.

Utvinningsstrategi: Urd blir drenert med vassinjeksjon. I tillegg er brønnane utstyrte med gasslyft for å handtere lågt trykk og høgt vasskutt.

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

Status: Produksjonsutviklinga i 2010 har vore dårlegare enn venta, dels på grunn av utfordringar med drenering og trykkstøtte. Påviste ressurar i Melkeforma-sjonen, som ligg over reservoaret i Svale- og Stær-førekostane, er førebels ikkje vurderte som lønnsame.





Vale

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036, tildelt 1971	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	31.05.2002	Funnår 1991
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettshavarar	Centrica Resources (Norge) AS	46,90 %
	Statoil Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	2,3 millionar Sm ³ olje	1,1 millionar Sm ³ olje
	2,3 milliardar Sm ³ gass	1,4 milliardar Sm ³ gass
Venta prod. i 2011	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,15 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 2,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,8 milliardar 2011-kroner	

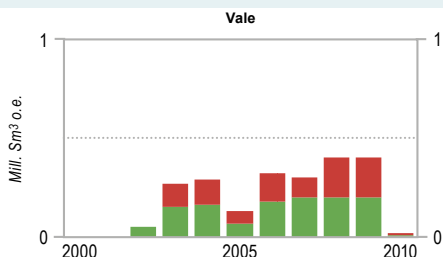
Utbygging: Vale er eit gasskondensatfelt som ligg 16 kilometer nord for Heimdal, i den midtre delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei brønnramme på havbotnen, knytt til Heimdal. Havdjupe er om lag 115 meter.

Reservoar: Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og ligg på om lag 3 700 meters 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 utvinningsløyve	Blokk 2/11 - utvinningsløyve 033 B, tildelt 2001	
Godkjent utbygt	Blokk 2/8 - utvinningsløyve 006 B, tildelt 2000	
Produksjonsstart	02.10.1982	Funnår 1975
Operatør	BP Norge AS	
Rettshavarar	BP Norge AS	35,95 %
	Hess Norge AS	64,05 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	145,5 millionar Sm ³ olje	42,2 millionar Sm ³ olje
	26,9 milliardar Sm ³ gass	6,7 milliardar Sm ³ gass
	5,4 millionar tonn NGL	2,2 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 31 000 fat per dag, Gass: 0,30 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 88,5 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 76,7 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

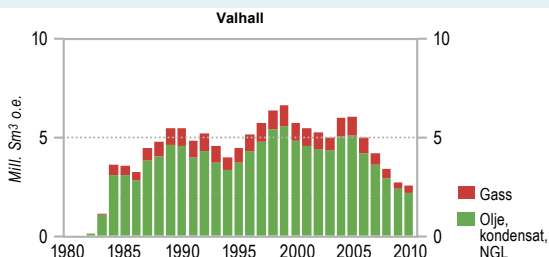
Utbygging: Valhall er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen på 70 meters havdjup. Feltet blei opphavleg bygt ut med bustad-innretning, boreinnretning og produksjonsinnretning. I 1996 blei det installert ei brønnehovudinnretning (Valhall WP) med plass til 19 ekstra brønner. Dei fire innretningane er knytte saman med gangbruer. Ei vassinjeksjonsinnretning blei installert sentralt på feltet sommaren 2003 og fekk brusamband med Valhall WP. Flankeutbygginga omfattar to brønnehovudinnretningar, ei i nord og ei sør på feltet. Innretninga i sør starta produksjonen i 2003, og innretninga i nord starta produksjon i 2004. Valhall behandlar produksjonen frå Hod og leverer gass for gasslyft på Hod. PUD for Valhall vidareutvikling blei godkjend 14.06.2007.

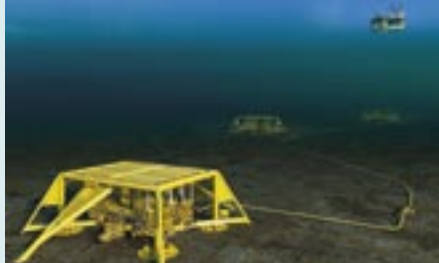
Reservoar: Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane av seinkrit alder. Reservoaret ligg på om lag 2 400 meters djup.

Utvinningsstrategi: Opphavleg gjekk utvinninga føre seg med trykkavlasting og kompaksjonsdriv. Som følge av trykkavlastinga frå produksjonen har kompaksjon av kriet ført til at havbotnen på Valhallfeltet søkk inn, til no seks meter sentralt på feltet. Vassinjeksjon tok til i januar 2004 sentralt på feltet. Gasslyft i dei fleste brønnane er òg viktig for å optimalisere produksjonen.

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

Status: Det blir arbeidd med å etablere gasslyft i brønnane på flankane av feltet i 2012. Eit nytt feltcenter med prosessanlegg og bustadkvarter er under bygging. Det vil stå ferdig og kome i produksjon seint i 2011. Den nye innretninga vil få straumforsyning frå land. Seismiske data frå permanente seismiske kablar på havbotnen blir nytta til å identifisere nye brønnmål i reservoar med attverande olje.





Varg

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 038, tildelt 1975	
Godkjent utbygt	03.05.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	22.12.1998	Funnår 1984
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 31.12.2010
	16,5 millionar Sm ³ olje	3,1 millionar Sm ³ olje
Venta prod. i 2011	Olje: 14 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 9,3 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 9,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

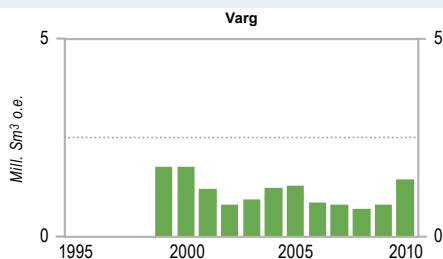
Utbygging: Varg er eit oljefelt som ligg sør for Sleipner Øst, i den midtre delen av Nordsjøen, på 84 meters havdyp. Feltet blir produsert med produksjonsskipet «Petrojarl Varg», som har integrert oljelager og er knytt til brønnehovudinnretninga Varg A. Ein avslutningsplan for feltet blei godkjend i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

Reservoar: Reservoaret er i sandstein av seinjura alder og ligg på om lag 2 700 meters djup. Varg er segmentert og omfattar fleire isolerte delstrukturar med varierende reservoaregenskapar.

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

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

Status: Varg er i halefasen, men feltet er venta å kunne produsere til 2021 dersom levetida til innretningane kan bli forlenga. Tiltak for å optimalisere utvinninga blir vurdert, mellom anna alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Nye brønner blir bora og fleire er planlagt dei komande åra. Funnet 15/12-21 Grevling som blei påvist i 2009, kan bli knytt saman med Varg og dermed utvide levetida til Varg ytterlegare.



Vega

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 248, tildelt 1999	
Godkjent utbygt	Blokk 35/8 - utvinningsløyve 248, tildelt 1999	
Produksjonsstart	14.06.2007 i Stortinget	Funnår 1981
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	40,00 %
	Statoil Petroleum AS	60,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	1,7 millionar Sm ³ olje	1,7 millionar Sm ³ olje
	9,4 milliardar Sm ³ gass	9,4 milliardar Sm ³ gass
	0,5 millionar tonn NGL	0,5 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 8 000 fat per dag, Gass: 0,57 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 4,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 4,4 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

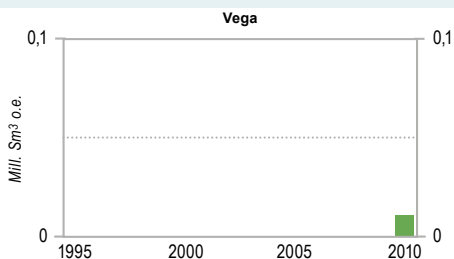
Utbygging: Vega ligg rett nord for Framfeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er om lag 370 meter. Feltet omfattar to separate gass- og kondensatførekomstar; 35/8-1 og 35/8-2. Ein samla PUD for Vega og Vega Sør blei godkjent av styresmaktene i juni 2007. Feltet blir bygt ut med to havbotnrammer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

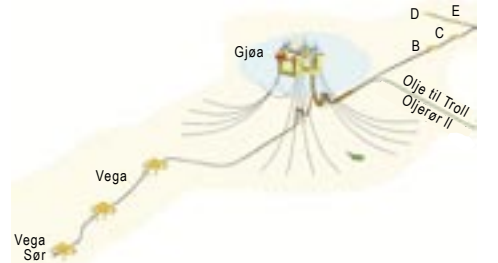
Reservoar: Reservoara er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og ligg på om lag 3 500 meter. Dei har høg temperatur, høgt trykk og relativt låg permeabilitet.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlastning.

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

Status: Produksjonen tok til i desember 2010.





Vega Sør

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 090 C, tildelt 2005	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	
Produksjonsstart	02.12.2010	Funnår 1987
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Bayerngas Norge 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 31.12.2010
	3,6 millionar Sm ³ olje	3,6 millionar Sm ³ olje
	8,7 milliardar Sm ³ gass	8,7 milliardar Sm ³ gass
	0,4 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 7 000 fat per dag, Gass: 0,65 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 3,1 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 3,1 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

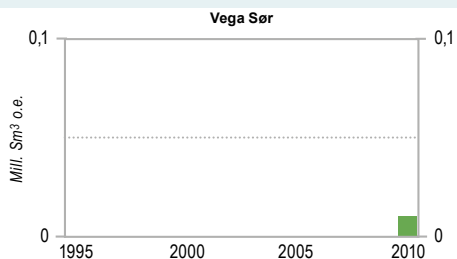
Utbygging: Vega Sør ligg ved Framfeltet og havdjupe er om lag 370 meter. Ein samla PUD for Vega og Vega Sør blei godkjent av styresmaktene i juni 2007. Utbyggingssøysinga er ei havbotnramme som er knytt saman med Vega. PUD-fritak for oljesona blei godkjend hausten 2009.

Reservoar: Reservoaret inneheld gass og kondensat med ei oljesone i øvre del av Brentgruppa av mellomjura alder, og ligg på om lag 3 500 meters djup.

Utvinningsstrategi: Feltet blir produsert med trykkavlastning.

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

Status: Produksjonen tok til i desember 2010.



Veslefrikk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/3 - utvinningsløyve 052, tildelt 1979	
Godkjent utbygt	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979	
Produksjonsstart	02.06.1987 i Stortinget	Funnår 1981
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	37,00 %
	RWE Dea Norge AS	13,50 %
	Statoil Petroleum AS	18,00 %
	Talisman Resources Norge AS	27,00 %
	Wintershall Norge ASA	4,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	54,8 millionar Sm ³ olje	3,9 millionar Sm ³ olje
	5,6 milliardar Sm ³ gass	3,4 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	0,8 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 13 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 25,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 22,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

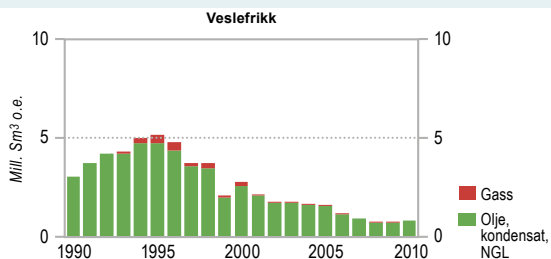
Utbygging: Veslefrikk er eit oljefelt som ligg 30 kilometer nord for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupe er om lag 185 meter. Feltet er bygt ut med to innretningar, Veslefrikk A og Veslefrikk B. Veslefrikk A er ei brønnehovudinnretning i stål med brusamand til Veslefrikk B. Veslefrikk 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 11.06.1994. PUD for reservoara i øvre Brent og I-områda blei godkjend 16.12.1994.

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 2 800 – 3 200 meters djup. Reservoarkvaliteten varierer frå moderat til svært god.

Utvinningsstrategi: Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå vassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i Brent- og Dunlinreservoara, og ved sirkulering av gass i Statfjordformasjonen. Det blir nytta fjernstyrte kompletteringar (DIACS) i VAG-brønner.

Transport: Ein oljerørleidning er kopla til Oseberg Transport System (OTS) for transport til Stureterminalen. All produsert gass blir reinjisert, men kan også eksporterast gjennom Statpipesystemet til Kårstø og Emden.

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





Vigdis

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
Godkjent utbygt	16.12.1994 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	28.01.1997	Funnår 1986
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil Petroleum AS	41,50 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	58,7 millionar Sm ³ olje	11,0 millionar Sm ³ olje
	1,4 milliardar Sm ³ gass	0,2 millionar tonn NGL
	1,0 millionar tonn NGL	
Venta prod. i 2011	Olje: 32 000 fat per dag, NGL: 0,06 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 17,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 17,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

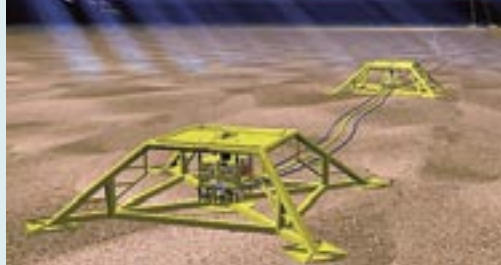
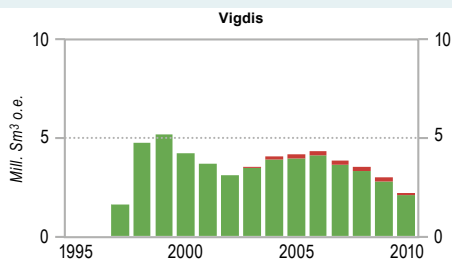
Utbygging: Vigdis er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, mellom felta Snorre og Gullfaks i Tampenområdet, på 280 meters havdjup. Feltet omfattar fleire funn og er bygt ut med havbotnrammer som er knytte til Snorre A. Brønnstraumen blir overført til Snorre A i to rørleidningar. Vatn til injeksjon kjem i ein rørleidning frå Snorre A. Olja frå Vigdis blir prosessert i ein eigen modul på Snorre A.

Reservoar: Reservoaret i Vigdis Brent-førekomsten er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, medan Vigdis Øst-førekomsten har reservoar i Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder. Borg Nordvest-førekomsten har reservoar i intra-Draupne sandstein av seinjura alder. Reservoara ligg på 2 200 – 2 600 meters djup.

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

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

Status: Det blir arbeida for å auke utvinninga frå Vigdis. Operatøren arbeider med ei utbygging av funnet 34/7-34 «Vigdis Nordøst». Det er vedteke å auke vassinjeksjonen på Vigdis med vatn frå Statfjord C, og venta start er sommaren 2011. Lågtrykksproduksjon blei installert i 2009. Kapasiteten for produsert vatn er oppgradert og det er sett i gang arbeid for å vurdere om gassinjeksjon alternerande med vassinjeksjon (VAG) kan vere aktuelt for Vigdis.



Vilje

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/4 - utvinningsløype 036 D, tildelt 2008	
Godkjent utbygt	18.03.2005 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	01.08.2008	Funnår 2003
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Marathon Petroleum Norge AS	46,90 %
	Statoil Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	8,3 millionar Sm ³ olje	4,5 millionar Sm ³ olje
Venta prod. i 2011	Olje: 20 000 fat per dag	
Venta investeringar	Totalt: 2,3 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,2 milliardar 2011-kroner	

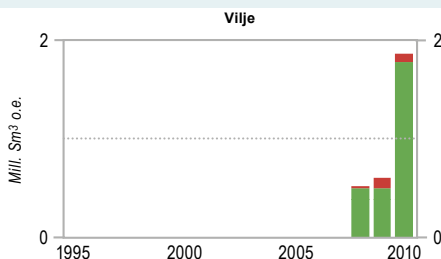
Utbygging: Vilje er eit oljefelt i den midtre delen av Nordsjøen om lag 20 kilometer nordaust for Alvheim og like nord for Heimdalfeltet. Havdjupet i området er om lag 120 meter. Feltet er bygt ut med to havbotn-brønner som er knytte opp til produksjonsskipet «Alvheim FPSO».

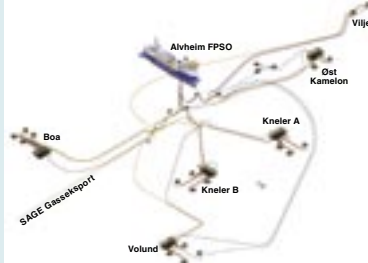
Reservoar: Reservoaret er i sandstein avsett som turbidittar i Heimdalformasjonen av paleocen alder, og ligg om lag 2 150 meter under havflata.

Utvinningsstrategi: Utvinninga 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 grunna betre produksjonseffektivitet. Det er potensial for å bore ein ekstra brønn for å drenerare sørlege og austlege delar av feltet.





Visund

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/8 - utvinningsløype 120, tildelt 1985	
Godkjent utbygt	29.03.1996 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.04.1999	Funnår 1986
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Retthavarer	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 31.12.2010
	30,4 millionar Sm ³ olje	9,4 millionar Sm ³ olje
	48,7 milliardar Sm ³ gass	42,8 milliardar Sm ³ gass
	6,1 millionar tonn NGL	5,7 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 22 000 fat per dag, Gass: 0,94 milliardar Sm ³ , NGL: 0,12 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 29,4 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 25,2 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Florø	

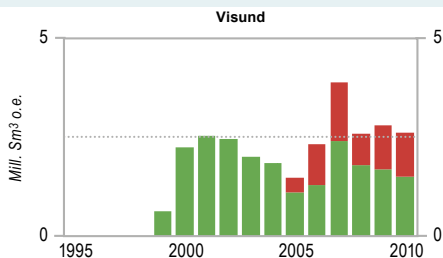
Utbygging: Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Utbyggingsløysinga omfattar ei halv nedsenkbar integrert bustad-, bore- og prosessinnretning i stål (Visund A). Havgjupet er om lag 335 meter ved Visund A. PUD for gasseskjort blei godkjend 04.10.2002. Den nordlege delen av Visund er bygd ut med ei innretning på havbotnen, om lag ti kilometer nord for Visund A, men denne har vore stengd ned sidan 2006.

Reservoar: Visund inneheld olje og gass i fleire skrånne forkastingsblokker med ulike trykk- og væskesystem. Reservoara er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2 900 – 3000 meters 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 gassrørleidning 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 gasseskjortnivået aukar. Funnet 34/8-13 A «Titan» kan bli knytt til ei ny utbygging av Visund Nord.



Volund

Blokk og utvinningsløype	Blokk 24/9 - utvinningsløype 150, tildelt 1988	
Godkjent utbygt	18.01.2007 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	10.09.2009	Funnår 1994
Operatør	Marathon Petroleum Norge AS	
Retthavarer	Lundin Norway AS	35,00 %
	Marathon Petroleum Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	6,4 millionar Sm ³ olje	5,6 millionar Sm ³ olje
	0,7 milliardar Sm ³ gass	0,7 milliardar Sm ³ gass
Venta prod. i 2011	Olje: 21 000 fat per dag, Gass: 0,14 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 3,4 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 3,4 milliardar 2011-kroner	

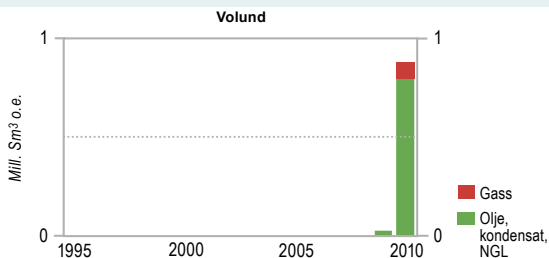
Utbygging: Volund er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen om lag 10 kilometer sør for Alvheim. Havgjupet i området er 120 – 130 meter. Feltet er bygd ut med eit havbotnanlegg som er knytt til produksjonsskipet «Alvheim FPSO», med tre horisontale brønner.

Reservoar: Reservoaret er i injeksjonssandar opphavleg av paleocen alder (Hermodformasjonen) som i tidleg eocen blei mobilisert og pressa inn i den overliggjande Balderformasjonen. Reservoardjupet er om lag 2 000 meter.

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

Transport: Brønnstraumen går i rørleidning 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 nedstengt grunna manglande produksjonskapasitet på Alvheim FPSO. Alle produksjonsbrønnane på feltet starta i august 2010 då kapasiteten på Alvheim blei tilgjengeleg.





Volve

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046 BS, tildelt 2006	
Godkjent utbygt	22.04.2005 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	12.02.2008	Funnår 1993
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Bayerngas Norge AS 10,00 %	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 30,40 %
	Statoil Petroleum AS 59,60 %	
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	8,1 millionar Sm ³ olje	2,0 millionar Sm ³ olje
	0,7 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	
	0,1 millionar Sm ³ kondensat	
Venta prod. i 2011	Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³	
Venta investeringar	Totalt: 3,3 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 3,3 milliardar 2011-kroner	

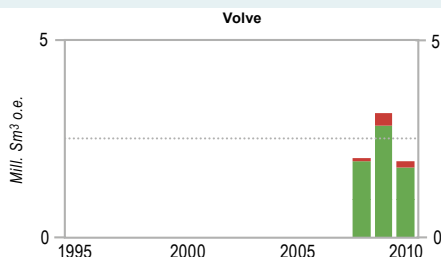
Utbygging: Volve er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nord-sjøen, om lag åtte kilometer nord for Sleipner Øst. Havdjupe i området er om lag 80 meter. Feltet er bygd ut med den oppjekkbare prosess- og boreinnretninga Mærsk Inspirer og eit skip for lagring av stabilisert olje, «Navion Saga».

Reservoar: Reservoaret inneheld olje i ei kombinert stratigrafisk og strukturell felle i sandstein i Huginformasjonen av jura alder. Reservoaret ligg på 2 750 – 3 120 meters djup. Den vestlege delen av strukturen er sterkt forkasta, og det er usikkert om det er kommunikasjon over forkastningane.

Utvinningsstrategi: Volve blir produsert med vassinjeksjon som drivmekanisme.

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

Status: Produksjonen frå Volve er venta å minke raskt i åra framover. Ein vurderer nye bore mål som grunnlag for ein ny borekampanje i 2011.



Yttergryta

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 062, tildelt 1981	
Godkjent utbygt	21.05.2008 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	05.01.2009	Funnår 2007
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS 9,80 %	Petoro AS 19,95 %
	Statoil Petroleum AS 45,75 %	Total E&P Norge AS 24,50 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	0,4 millionar Sm ³ olje	0,1 millionar Sm ³ olje
	1,8 milliardar Sm ³ gass	1,2 milliardar Sm ³ gass
	0,3 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Venta prod. i 2011	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,30 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 1,6 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 1,6 milliardar 2011-kroner	

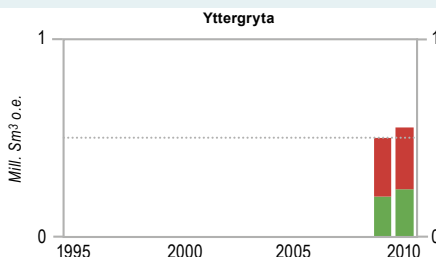
Utbygging: Yttergryta ligg om lag 5 kilometer nord for Midgard-førekomsten i Norskehavet. Havdjupe i området er om lag 300 meter. Feltet er bygd ut med ei havbotramme som er knytt til Midgard, og gassen blir produsert frå ein brønn.

Reservoar: Reservoaret inneheld gass i sandstein i Fangstgruppa av mellomjura alder og ligg på 2 390 – 2 490 meters djup.

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

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

Status: Feltet blei sett i produksjon i januar 2009.





Åsgard

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 094 B, tildelt 2002	
	Blokk 6407/2 - utvinningsløyve 074, tildelt 1982	
	Blokk 6407/3 - utvinningsløyve 237, tildelt 1998	
	Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134, tildelt 1987	
	Blokk 6506/12 - utvinningsløyve 094, tildelt 1984	
	Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 062, tildelt 1981	
Godkjent utbygt	14.06.1996 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.05.1999	Funnår 1981
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 reserver	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	100,8 millionar Sm ³ olje	26,9 millionar Sm ³ olje
	188,3 milliardar Sm ³ gass	89,0 milliardar Sm ³ gass
	36,0 millionar tonn NGL	18,3 millionar tonn NGL
	16,1 millionar Sm ³ kondensat	
Venta prod. i 2011	Olje: 70 000 fat per dag, Gass: 11,64 milliardar Sm ³ , NGL: 2,17 millionar tonn	
Venta investeringar	Totalt: 102,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 74,9 milliardar 2011-kroner	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

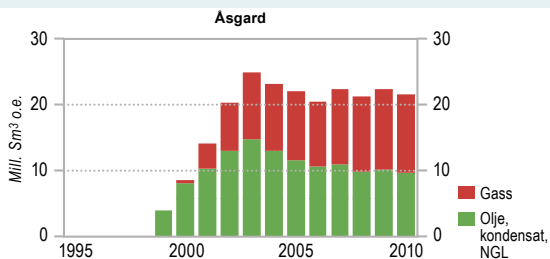
Utbygging: Åsgard ligg sentralt i Norskehavet, på 240 – 300 meters havdjup. Åsgard omfattar funna 6506/12-1 Smørbukk, 6506/12-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte brønner som er knytte til eit produksjons- og lagerskip, «Åsgard A», som produserer og lagrar olje, og ei flytande, halvt nedsenkbar innretning, Åsgard B, som behandlar gass og kondensat. Til gassenteret er det knytt eit lagerskip for kondensat, «Åsgard C». Åsgardfeltet er bygt ut i to fasar. Væskfasen kom i produksjon i 1999 og gasseksportfasen starta i 2000. Innretningane på feltet utgjer ein viktig del av infrastrukturen i Norskehavet. Gassen frå felta Mikkel og Yttergryta blir prosessert på Åsgard, og injeksjonsgass blir levert til Tyrihansfeltet. Morvinfeltet er knytt til Åsgard B, og produksjonen starta i august 2010.

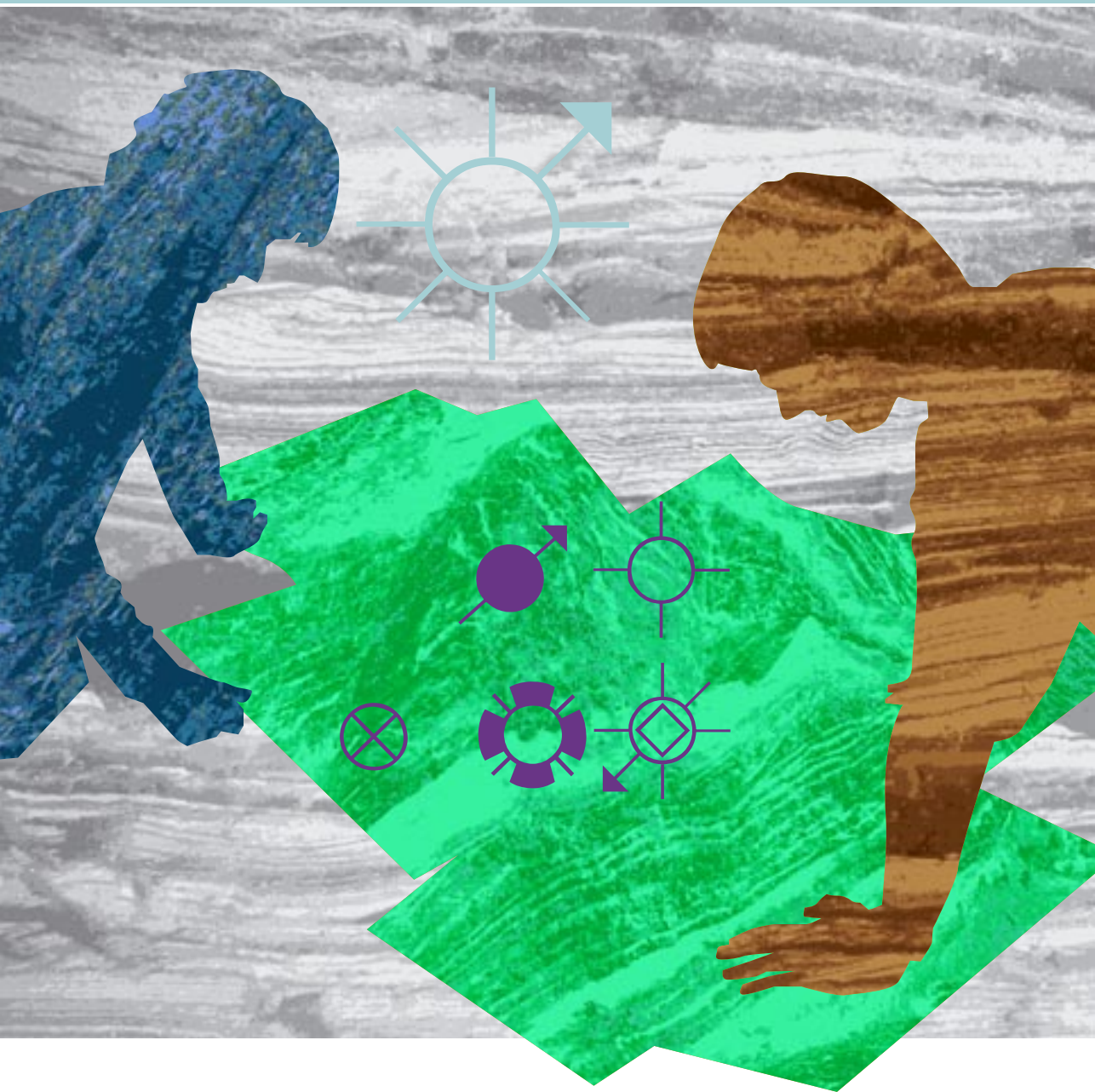
Reservoar: Smørbukkførekomsten ligg på ei rotert forkastingsblokk som er avgrensa av forkastningar i vest og nord, og av eit strukturelt djupare område mot sør og aust. Reservoara i Garn-, Ile-, Tofte-, Tilje- og Åreforfasjonane er av jura alder og inneheld gass, kondensat og olje. Smørbukk Sør-førekomsten, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljeforfasjonane, inneheld olje, gass og kondensat. Midgardførekomsten er delt inn i fire strukturelle segment med hovudreservoar i Garn- og Ileforfasjonane. Sandsteinsreservoara ligg på djup ned mot 4 850 meter. Reservoarkvaliteten varierer mellom forfasjonane, og det er store skilnader i porøsitet og permeabilitet mellom dei tre førekomstane.

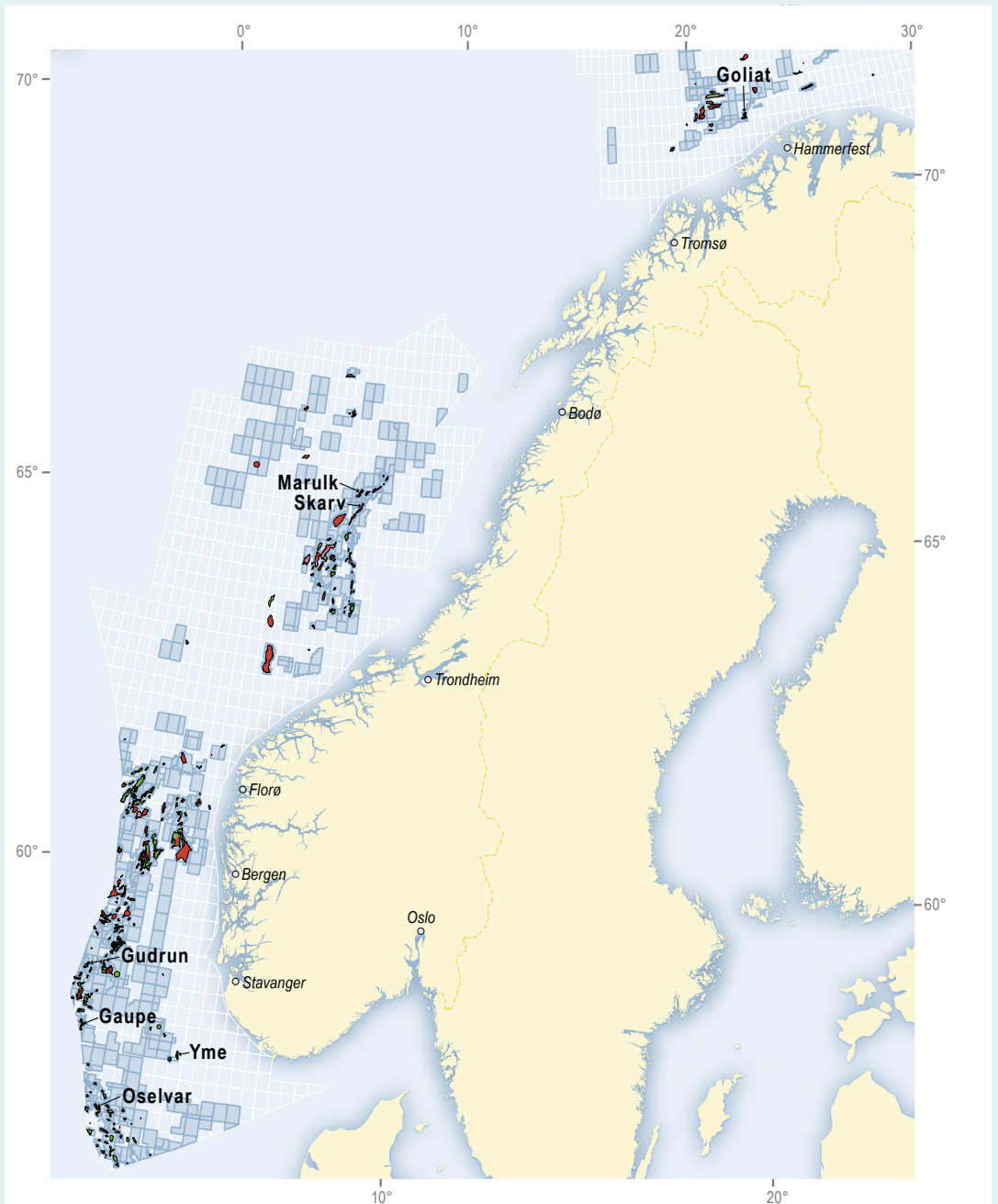
Utvinningsstrategi: For Smørbukk Sør går utvinninga føre seg med trykkvedlikehald ved hjelp av gassinjeksjon. Smørbukk produserer dels med trykkavlastning og dels med injeksjon av overskottsgass frå feltet, medan Midgard blir produsert med trykkavlastning. Det går føre seg arbeid med å konvertere gassinjeksjonsbrønner til gassproducentar på Smørbukk. Dette vil bidra til å oppretthalde både gassinjeksjonen i Smørbukk Sør og gasseksportvolumet frå Åsgard. Ein arbeider også med å etablere eit gasskompresjonsanlegg på Midgard som er planlagt sett i drift i 2014. Dette anlegget vil vere nødvendig for å kunne oppretthalde gasstraumen i røra frå Mikkelfeltet og Midgard til Åsgard B for å hindre at det dannar seg hydrat i røra og dermed stans i produksjonen. Ein stabil tilførsel av låg-CO₂ gass frå Mikkel og Midgard er også viktig for utblanding av høg-CO₂ gass frå Kristinfeltet i Åsgard Transport til Kårstø.

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

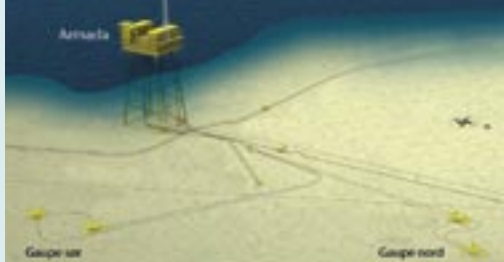
Status: Dei fleste av produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auke utvinninga frå Åsgard, mellom anna ved å bore fleire sidestegsbrønner. Andre tiltak for auka utvinning frå Åsgard er oppgradering av CO₂-fjerningsanlegget på Åsgard B og utvida levetid for Åsgard A. Ein avgrensingsbrønn i 2009 påviste olje og gass i eit nytt segment nordaust på Smørbukk. Det er sett i gang arbeid for å fase inn førekomsten til Åsgard B, med planlagt oppstart av produksjon i 2013. Det er påvist andre førekomstar i området som har gass med lågt CO₂-innhald. Arbeid med å realisere desse via Mikkel og Midgard til Åsgard B er sett i gang.







Figur 11.1 Felt under utbygging
(Kjilde: Oljedirektoratet)



Gaupe

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 292, tildelt 2003 Blokk 6/3 - utvinningsløyve 292, tildelt 2003	
Funnår	1985	
Godkjent utbygt	25.06.2010 av Kongen i statsråd	
Operatør	BG Norge AS	
Rettskavarar	BG Norge AS	60,00 %
	Lundin Norway AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	1,2 millionar Sm ³ olje	
	3,4 milliardar Sm ³ gass	
	0,2 millionar tonn NGL	
	0,1 millionar Sm ³ kondensat	
Venta investeringar	Totalt: 2,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 0,4 milliardar 2011-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. Utbyggingsløysinga er eit havbotnanlegg med to horisontale brønner knytt til Armadainnretninga på britisk sokkel.

Reservoar: Reservoara i Gaupe ligg i to strukturar på om lag 3 000 meters 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 vil bli produsert med trykkavlastning. Produksjonen vil først vere frå oljesona, etterfølgd av kombinert produksjon frå olje- og gassonene.

Transport: Brønnstraumen vil bli prosessert på Armadainnretninga for eksport til UK. Riggassen vil bli transportert via CATS rørleidninga til Teesside, og kondensat og olje vil bli transportert via Forties rørleidninga.

Status: Planlagt produksjonsstart er hausten 2011.



Goliat

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7122/7 - utvinningsløyve 229, tildelt 1997 Blokk 7122/8 - utvinningsløyve 229, tildelt 1997	
Funnår	2000	
Godkjent utbygt	18.06.2009 i Stortinget	
Operatør	Eni Norge AS	
Rettskavarar	Eni Norge AS	65,00 %
	Statoil Petroleum AS	35,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	30,6 millionar Sm ³ olje	
	7,3 milliardar Sm ³ gass	
	0,3 millionar tonn NGL	
Venta investeringar	Totalt: 29,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 3,6 milliardar 2011-kroner	

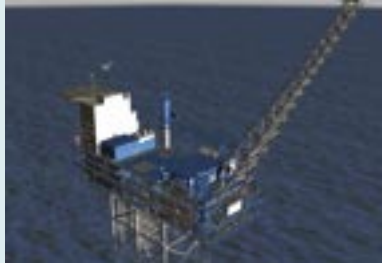
Utbygging: Goliat er eit oljefelt som blei påvist i år 2000 og ligg om lag 50 kilometer søraust for Snøhvitfeltet i Barentshavet. Havdjupet i området er 360 – 420 meter. Goliatfeltet vil bli bygt ut med åtte havbotnrammer med totalt 32 brønsslissar. Havbotnrammene vil bli knytt til ei sirkulær, fast forankra og flytande produksjonsinnretning med integrerte lager- og lastesystem.

Reservoar: Reservoara inneheld olje og tynne gasskapper i sandstein i Kapp Toscanagrappa (Realgrunnen undergruppe) og Kobbeformasjonen av trias alder. Reservoara ligg 1 100 – 1 800 meter under havflata i ein kompleks og segmentert struktur.

Utvinningsstrategi: Goliat vil bli produsert ved hjelp av vassinjeksjon som trykkstøtte. Assosiert gass vil bli reinjisert inntil ein mogleg gass-eksport gjennom Snøhvit gassrør til Melkøya er etablert.

Transport: Olja vil bli lasta på tankskip og transportert til marknaden. Mogleg gass-eksport til Melkøya blir utreda.

Status: Planlagt produksjonsstart er i 2013.



Gudrun

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/3 - utvinningsløyve 025, tildelt 1969	
Funnår	1975	
Godkjent utbygt	16.06.2010 i Stortinget	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	GDF SUEZ E&P Norge AS	25,00 %
	Marathon Petroleum Norge AS	20,00 %
	Statoil Petroleum AS	55,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	11,2 millionar Sm ³ olje	
	6,0 milliardar Sm ³ gass	
	1,2 millionar tonn NGL	
Venta investeringar	Totalt: 19,1 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 1,1 milliardar 2011-kroner	

Utbygging: Gudrun ligg om lag 50 kilometer nord for Sleipnerfeltet. Havdjupet er om lag 110 meter. Gudrun blir bygd ut med ei prosesseringsinnretning knytt til Sleipner A.

Reservoar: Reservoara inneheld olje og gass i sandstein i Draupne-formasjonen av seinjura alder og gass i Huginformasjonen av mellomjura alder. Reservoara ligg på 4 000 – 4 760 meters djup.

Utvinningsstrategi: Gudrun vil bli produsert med naturleg trykkavlastning gjennom sju produksjonsbrønner.

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

Status: Planlagd produksjonsstart er i 2014.



Marulk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/2 - utvinningsløyve 122, tildelt 1986	
	Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 122 B, tildelt 2002	
	Blokk 6607/11 - utvinningsløyve 122 D, tildelt 2006	
	Blokk 6607/12 - utvinningsløyve 122 C, tildelt 2004	
Funnår	1992	
Godkjent utbygt	15.07.2010 av Kongen i statsråd	
Operatør	Eni Norge AS	
Rettskavarar	DONG E&P Norge AS	30,00 %
	Eni Norge AS	20,00 %
	Statoil Petroleum AS	50,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	0,7 millionar Sm ³ olje	
	8,8 milliardar Sm ³ gass	
	1,5 millionar tonn NGL	
Venta investeringar	Totalt: 4,0 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 0,7 milliardar 2011-kroner	

Utbygging: Marulk er eit gass- og kondensatfelt som ligg om lag 25 kilometer sørvest for Nornefeltet. Havdjupet er om lag 370 meter. Utbyggingskonseptet er ei havbotninnretning knytt til Norneskipet.

Reservoar: Reservoaret ligg på om lag 2 800 meters djup og inneheld gass og kondensat i sandstein i Lysing- og Lange-formasjonane av kritt alder.

Utvinningsstrategi: Marulk vil bli produsert med naturleg trykkavlastning.

Transport: Brønnstraumen vil bli sendt til Norneskipet for prosessering. Gassen vil så bli transportert til Åsgard transport og vidare til Kårstø for eksport.

Status: Oppstart av boring og komplettering av dei to produksjonsbrønnane er planlagd hausten 2011. Planlagd produksjonsstart er våren 2012.



Oselvar

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 1/2 - utvinningsløyve 274 CS, tildelt 2008 Blokk 1/3 - utvinningsløyve 274, tildelt 2002	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	19.06.2009 av Kongen i statsråd	
Operatør	DONG E&P Norge AS	
Rettskavarar	Altinex Oil Norway AS	15,00 %
	Bayerngas Norge AS	30,00 %
	DONG E&P Norge AS	55,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg 4,0 millionar Sm ³ olje 4,5 milliardar Sm ³ gass	
Venta investeringar	Totalt: 4,7 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,0 milliardar 2011-kroner	

Utbygging: Oselvar ligg i den sørlege delen av Nordsjøen, 21 kilometer sørvest for Ulafeltet. Havdjupet i området er om lag 70 meter. Utbyggingsløysinga er ei havbotnutbygging med produksjonsbrønner knytt med rørledning til Ulafeltet.

Reservoar: Reservoaret ligg på 2 900 – 3 250 meters djup i sandstein i Fortiesformasjonen av paleocen alder. Reservoaret inneheld olje med ei overleggjande gasskappe.

Utvinningsstrategi: Oselvar vil bli produsert med naturleg trykkavlastning via tre horisontale produksjonsbrønner.

Transport: Brønnstraumen vil gå i ein rørledning til Ulafeltet for prosessering. Gassen vil bli nytta som injeksjonsgass i Ula for auka utvinning, medan olja vil bli transportert i rør til Ekofisk for vidare eksport.

Status: Produksjonsstart er planlagt i slutten av 2011.

Skarv

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/2 - utvinningsløyve 262, tildelt 2000 Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 159, tildelt 1989 Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 212 B, tildelt 2002 Blokk 6507/5 - utvinningsløyve 212, tildelt 1996 Blokk 6507/6 - utvinningsløyve 212, tildelt 1996	
Funnår	1998	
Godkjent utbygt	18.12.2007 i Stortinget	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS	23,84 %
	E.ON Ruhrgas Norge AS	28,08 %
	PGNiG Norway AS	11,92 %
	Statoil Petroleum AS	36,16 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg 16,5 millionar Sm ³ olje 42,1 milliardar Sm ³ gass 5,5 millionar tonn NGL	
Venta investeringar	Totalt: 38,2 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 29,9 milliardar 2011-kroner	

Utbygging: Skarv ligg om lag 35 kilometer sørvest for Nornefeltet i nordre del av Norskehavet. Havdjupet i området er mellom 350 og 450 meter. Utbygginga er ei samordning av forekomstane 6507/5-1 Skarv og 6507/3-3 Idun. Forekomsten 6507/5-3 Snadd inngår i Skarv, men er førebels ikkje ein del av utbygginga. Utbyggingsløysinga er ei flytande produksjonsinnretning (FPSO) knytt til fem brønner på havbotnen.

Reservoar: Reservoara i Skarv inneheld gass og kondensat i sandstein i Garn-, Ile- og Tiljefformasjonane av mellomjura og tidlegjura alder. I Skarvforekomsten er det også ei underleggjande oljesone i Garn- og Tiljefformasjonane. Garnformasjonen har god reservoarkvalitet, medan Tiljefformasjonen har relativt dårleg kvalitet. Reservoara ligg på 3 300 – 3 700 meters djup og er delt opp i fleire forkastingssegment.

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

Transport: Olja vil bli bøyelasta til tankskip, medan gass vil bli eksportert via eit nytt rør på 80 kilometer som er knytt til Åsgard transport-system.

Status: Produksjonsskipet vil bli ferdigstilt og slept ut til feltet våren 2011. Brønnerne blir installert på feltet. Boring starta i 2010, og planlagt produksjonsstart er august 2011.



Trym

Blokk og utvinningsløype	Blokk 3/7 - utvinningsløype 147, tildelt 1988	
Funnår	1990	
Godkjent utbygt	26.03.2010 av Kongen i statsråd	
Operatør	DONG E&P Norge AS	
Rettskavarar	Bayerngas Norge AS	50,00 %
	DONG E&P Norge AS	50,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg	
	4,4 milliardar Sm ³ gass	
	1,3 millionar Sm ³ kondensat	
Venta investeringar	Totalt: 2,9 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 2,4 milliardar 2011-kroner	

Utbygging: Trym ligg tre kilometer frå delelinja til dansk kontinental-sokkel. Havdjupet i området er om lag 65 meter. Utbyggingsløyvinga er eit havbotnanlegg knytt til Haraldinnretninga 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, om lag 3 400 meter under havflata. Ein reknar med at førekomstane er skilde av ei forkastingssone på norsk side av delelinja, men det kan vere trykkommunikasjon i vassona.

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

Transport: Brønnstraumen blir prosessert på Haraldinnretninga for vidare eksport.

Status: Produksjonen starta i februar 2011.

Yme

Blokk og utvinningsløype	Blokk 9/2 - utvinningsløype 316, tildelt 2004	
	Blokk 9/5 - utvinningsløype 316, tildelt 2004	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	11.05.2007 av Kongen i statsråd	
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 ASA	10,00 %
Utvinnbare reservar*	Opphavleg	Igjen per 31.12.2010
	20,0 millionar Sm ³ olje	12,1 millionar Sm ³ olje
Venta investeringar*	Totalt: 12,0 milliardar 2011-kroner	
Per 31.12.2010	Det er investert totalt 10,9 milliardar 2011-kroner	

* Inkluderer tidlegare og ny utbygging.

Utbygging: Yme ligg i den søraustlege delen av Nordsjøen på 77 – 93 meters havdjup. Yme er det første oljefeltet på norsk sokkel som blir bygt ut på ny etter at feltet har vore stengt ned. Feltet blei første gong bygt ut i 1995, innafør utvinningsløype 114, med Statoil som operatør. Produksjonsperioden var frå 1996 til 2001, då det ikkje lenger blei funne lønsamt å halde fram med drifta. Nye rettskavarar i utvinningsløype 316, med Talisman som operatør, vedtok i 2006 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 bygd ut med brønner på havbotnen.

Reservoar: Yme inneheld to separate hovudstrukturar: Gamma og Beta, med til saman fem førekomstar. Reservoaret er i sandstein i Sandnes-formasjonen av mellomjura alder og ligg på om lag 3 150 meters djup.

Utvinningsstrategi: Yme vil hovudsakleg bli produsert med vassinjeksjon som drivmekanisme. Overskotskassan kan òg bli injisert saman med vatn i ein brønn.

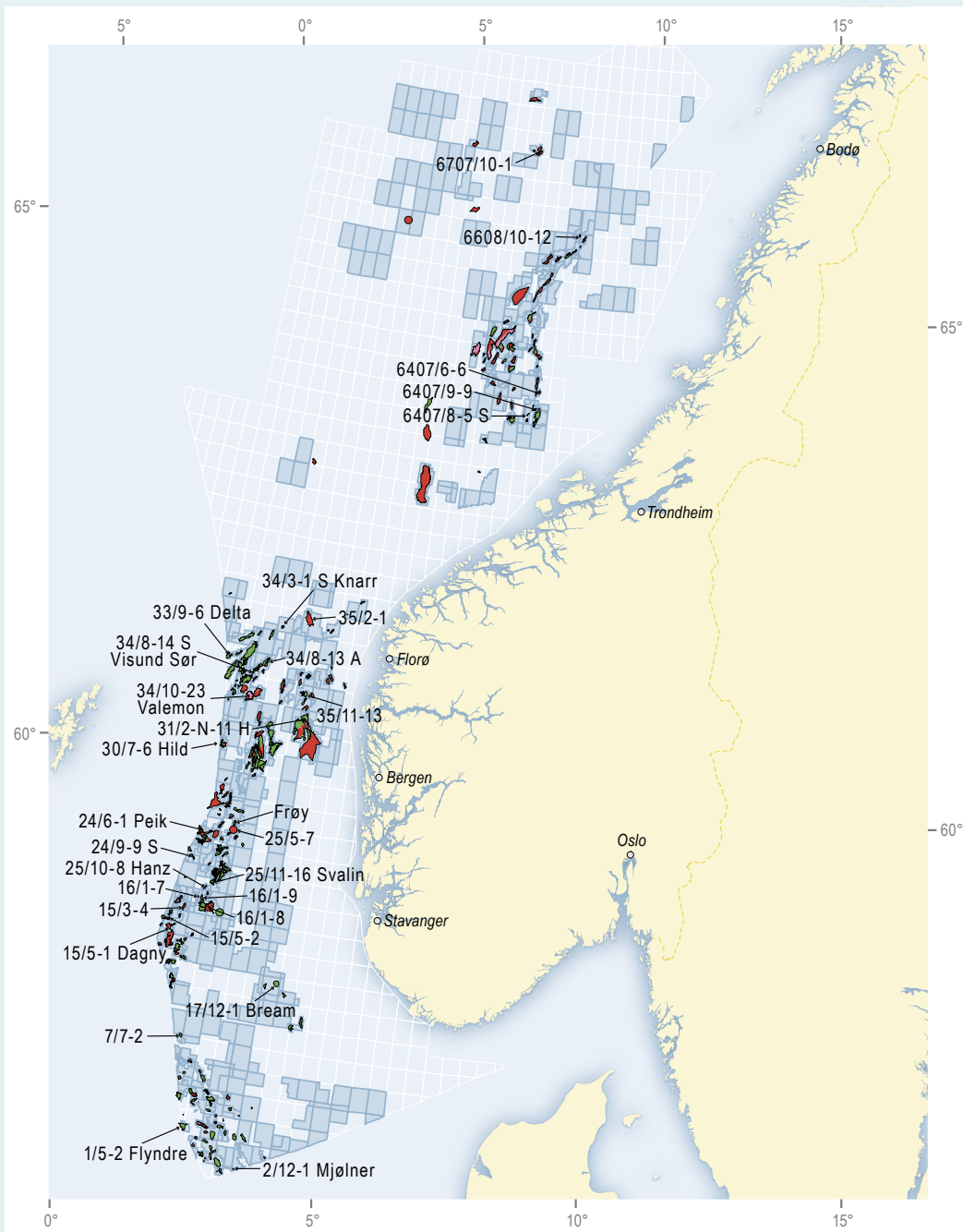
Transport: Brønnstraumen vil bli prosessert på Ymeinnretninga og olja vil bli lagra i tanken for eksport via lastebøyer til tankskip. Overskotskassen er planlagt injisert.

Status: Produksjonen vil starte i 2011.

12

UTBYGGINGAR I FRAMTIDA





Figur 12.1 Utbyggingar i framtida
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Oversikta omfattar ikkje funn som er inkluderte i eksisterande felt per 31.12.2010.

Utbygging vedtekte av rettshavarane

33/9-6 Delta Utvinningsløyve: 037 D, Operatør: Wintershall Norge ASA

Ressursar Olje: 0,1 millionar Sm³

33/9-6 Delta blei påvist i 1976 og ligg nær grensa til britisk sokkel mellom Murchison og Statfjord Nord. Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og ligg om lag 3 000 meter under havflata. Det er bora ein brønn frå Murchisoninnretninga på britisk side brønn for å avgrense reservoaret, og prøveutvinning blir for tida gjennomført i denne brønnen.

34/10-23 Valemon Utvinningsløyve: 050, 050 C, 050 D, 193, 193 B, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar Olje: 5,3 millionar Sm³, Gass: 26,4 milliardar Sm³, NGL: 1,3 millionar tonn

34/10-23 Valemon blei påvist i 1985 og ligg i blokkene 34/11 og 34/10 rett vest for Kvitebjørnfeltet. Havdjupet er om lag 135 meter. Det er bora fleire avgrensingsbrønner på funnet. Førrekomsten 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 4 000 meters djup, med høgt trykk og høg temperatur. Valemon vil bli bygt ut med ei normalt ubemannet produksjonsplattform med enkel separasjonsprosess. Riggassen skal etter planen transportertast i rørledning til Heimdal for vidare eksport til Storbritannia eller kontinentet. Kondensatet vil bli transportert til Kvitebjørn og vidare i Kvitebjørn Oljerør (KOR) til Mongstad. PUD blei levert til styresmaktene i oktober 2010 og Valemon vil etter planen starte produksjonen i 2014.

34/3-1 Knarr Utvinningsløyve: 373 S, Operatør: BG Norge AS

Ressursar Olje: 8,0 millionar Sm³, Gass: 0,2 milliardar Sm³, NGL: 0,6 millionar tonn

Knarr blei påvist i desember 2008 og ligg om lag 50 kilometer nordaust for Snorre på 410 meters havdjup. Reservoaret ligg på om lag 3800 meters djup og inneheld olje i sandstein i Cookformasjonen av tidleg jura alder. Knarr skal byggjast ut med ein FPSO. Olje vil bli lasta frå Knarr FPSO over på tankskip, medan gassen vil bli eksportert via Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) til St.Fergus i Skottland. Olja vil bli produsert med trykkvedlikehald frå vassinjeksjon. PUD blei levert til styresmaktene i januar 2011 og produksjonsstart er planlagt til tidleg 2014.

34/8-14 S Visund Sør Utvinningsløyve: 120, Operatør: Statoil Petroleum AS

Ressursar Olje: 3,8 millionar Sm³, Gass: 11,1 milliardar Sm³, NGL: 1,4 millionar tonn

Visund Sør blei påvist i 2008 og ligg 10 kilometer sørvest for Visund plattformen og om lag 10 kilometer nordaust for Gullfaks C. Havdjupet i området er om lag 290 meter. Reservoara ligg på 2800-2900 meters djup og inneheld olje og gass i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Visund Sør skal byggjast ut med ei havbotnramme knytt opp til Gullfaks C. PUD blei levert til styresmaktene i januar 2011 og produksjonsstart er planlagt til hausten 2012.

Felt og funn i planleggingsfasen

1/5-2 Flyndre Utvinningsløyve: 018 C, 297, Operatør: Maersk Oil PL 018 C Norway AS

Ressursar Olje: 0,2 millionar Sm³

1/5-2 Flyndre blei påvist i 1974, og ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk sektor i Ekofiskområdet, på 70 meters havdjup. Funnet inneheld olje og assosiert gass i sandstein av paleocen alder og i kritbergartar av seinkrit alder. Det er bora fire brønner på funnet, ein på norsk side og tre på britisk side. Brorparten av ressursane ligg i reservoaret av paleocen alder på britisk kontinentalsokkel, og det er ikkje planlagt utvinning frå kritreservoaret. Ein FDP (Field Development Plan) skal etter planen leverast til britiske og norske styresmakter innan september 2011. Den planlagde utbyggingsløyvinga er ei havbotnramme på britisk side knytt til ein moderinnretning på britisk kontinentalsokkel. Produksjonsstart er venta i 2013.

2/12-1 Mjølner Utvinningsløyve: 113, Operatør: Hess Norge AS

Ressursar Olje: 3,0 millionar Sm³, Gass: 0,8 milliardar Sm³, NGL: 0,1 millionar tonn

2/12-1 Mjølner blei påvist i 1987 og ligg nær grenselinja mellom dansk og norsk sektor, på 70 meters havdjup. Reservoaret inneheld olje og assosiert gass i Ulaformasjonen av seinjura alder, og ligg på om lag 4 600 meters djup. Funnet ligg i eit geologisk komplekst område og ein reknar med at reservoaret er delt i separate forkastingsblokker. Det er også påvist olje i den nærliggjande førrekomsten Gert på dansk side av grenselinja. Den planlagde utbyggingsløyvinga er ei havbotnramme knytt til Valhall.

7/7-2 Utvinningsløyve: 148, Operatør: Lundin Norway AS

Ressursar Olje: 3,2 millionar Sm³

7/7-2-funnet (Nemo) blei gjort i 1992, og blei avgrensa med fleire brønner i 1993 og 2008. Funnet ligg 43 kilometer nordvest for Ulaformasjonen. Havdjupet i området er om lag 80 meter. Reservoaret er i Ulaformasjonen av seinjura alder og ligg om lag 3 300 meter under havflata. Utbyggingsløyvinga blir truleg ei havbotnramme knytt til ei moderinnretning i britisk sektor.

15/3-4	Utvinningssløyve: 025, 187, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 1,9 millionar Sm ³ , Gass: 1,6 milliardar Sm ³ , NGL: 0,2 millionar tonn
15/3-4-funnet (Sigrun) blei gjort i 1981 om lag 10 kilometer søraust for Gudrunfeltet. Havdjupe er om lag 110 meter. Funnet inneheld olje i Huginformasjonen av mellomjura alder, på om lag 3 800 meters djup. Funnet vil bli vidare vurdert i 2011. Den planlagde utbyggingsløyvinga er ei havbotnramme knytt til Gudrun.	
15/5-1 Dagny	Utvinningssløyve: 029, 029B, 048, 303, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 14,9 millionar Sm ³ , Gass: 19,5 milliardar Sm ³ , NGL: 2,4 millionar tonn
15/5-1 Dagny er eit olje- og gassfunn påvist i 1978, som ligg om lag 30 kilometer nord for Sleipner A-innretninga. Havdjupe er om lag 120 meter. Reservoaret er i Huginformasjonen av seinjura alder og ligg på om lag 3700 meters djup. Den planlagde utbyggingsløyvinga er ei brønnhovudinnretning. Olja er planlagt lasta på lagerskip. Våtgasen er planlagt transportert i rørledning til Sleipner A for vidare prosessering. Rettshavarane planlegg konseptval i september 2011, og PUD i desember 2012.	
15/5-2 Eirin	Utvinningssløyve 048 E, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Gass: 10,6 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,7 millionar Sm ³
15/5-2 Eirin funnet blei påvist i 1978. Det ligg om lag 39 kilometer nord for Sleipner A innretninga, og om lag 9 kilometer nord for funnet 15/5-1 Dagny. Det meste av gassen er i Skagerrakkformasjonen av seintrias alder, på om lag 4120 meters djup. Utbyggingsløyvinga blir truleg ei havbotnramme med to brønнар knytte til Sleipner A eller til 15/5-1 Dagny. Rettshavarane planlegg konseptval i september 2011.	
16/1-7	Utvinningssløyve: 001B, 242, Operatør: Det norske oljeselskap ASA
Ressursar	Olje: 1,4 millionar Sm ³ , Gass: 0,2 milliardar Sm ³ , NGL: 0,1 millionar tonn
16/1-7 blei påvist i 2004, om lag 30 kilometer sørvest for Balder og 10 kilometer frå 16/1-9 (Luno). Havdjupe er om lag 110 meter i området. Reservoaret inneheld olje og noko gass i sandstein i Huginformasjonen av mellomjura alder, på om lag 2960 meters djup. Funnet kan byggjast ut med ei havbotninnretning som skal knytast til ei utbygging av funna 16/1-8 eller 16/1-9.	
16/1-8	Utvinningssløyve: 338, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar	Olje: 22,0 millionar Sm ³ , Gass: 1,9 milliardar Sm ³
<i>* Inkluderer ikkje ressursar i 16/1-12 (Luno Extension), RK7F</i>	
16/1-8 (Luno) blei påvist i 2007, om lag 35 kilometer sør for Grane og Balder. To avgrensingsbrønнар, 16/1-10 og 16/1-13, er bora på funnet i 2009 og 2010. Havdjupe er om lag 110 meter. Reservoaret inneheld olje og gass i sandstein og konglomerat av jura og seintrias alder. Reservoaret ligg på 1 900 – 1 990 meters djup. Rettshavarane vurderer ei sjølvstendig utbygging med ei flytande innretning. PUD vil etter planen bli levert til styresmaktene i 2011. Tidlegast produksjonsstart er venteleg 2014.	
16/1-9	Utvinningssløyve: 001B, Operatør: Det norske oljeselskap ASA
Ressursar	Olje: 15,0 millionar Sm ³ , Gass: 3,5 milliardar Sm ³ , NGL: 0,8 millionar tonn
16/1-9 (Draupne) blei påvist i 2008, om lag 30 kilometer sør for Grane og Balder. Ein avgrensingsbrønn og eit sidesteg, 16/1-11 og 16/1-11A, er bora på funnet i 2010. Havdjupe er om lag 110 meter. Reservoaret inneheld olje og gass i sandstein i Sleipnerformasjonen av mellomjura alder og Skagerrakkformasjonen av seintrias alder. Reservoaret ligg på om lag 2400 meters djup. Rettshavarane vurderer ei sjølvstendig utbygging med ei flytande innretning. PUD vil etter planen bli levert til styresmaktene i 2011.	
17/12-1 Bream	Utvinningssløyve: 407, Operatør: BG Norge
Ressursar	Olje: 5,8 millionar Sm ³
17/12-1 Bream blei påvist i 1972 i utvinningssløyve 016. Funnet ligg på om lag 110 meters havdjupe i den søraustlege delen av Nordsjøen, om lag 50 kilometer nordvest for Ymefeltet. Reservoaret er i sandstein i Sandnesformasjonen av mellomjura alder, og ligg på om lag 2300 meters djup. Funnet blei levert tilbake i 1994 og tildelt på nytt i 2007 til utvinningssløyve 407. I 2009 blei det bora ein avgrensingsbrønn 17/12-4 med to horisontale sidesteg. Fleire moglege utbyggingsløyvingar blir vurderte, inkludert FPSO, brønnhovudplattform og havbotnbygging med tilknytning til Yme. Assosiert gass skal etter planen reinjiserast.	
24/6-1 Peik	Utvinningssløyve: 088, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar	Gass: 2,5 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,7 millionar Sm ³
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. Havdjupe er om lag 120 meter. Reservoaret inneheld sandstein i Vestlandsgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4 500 meters djup og inneheld gass og kondensat under høgt trykk. Funnet er planlagt bygt ut med ei havbotninnretning knytt til Heimdal eller til Brucefeltet på britisk side.	

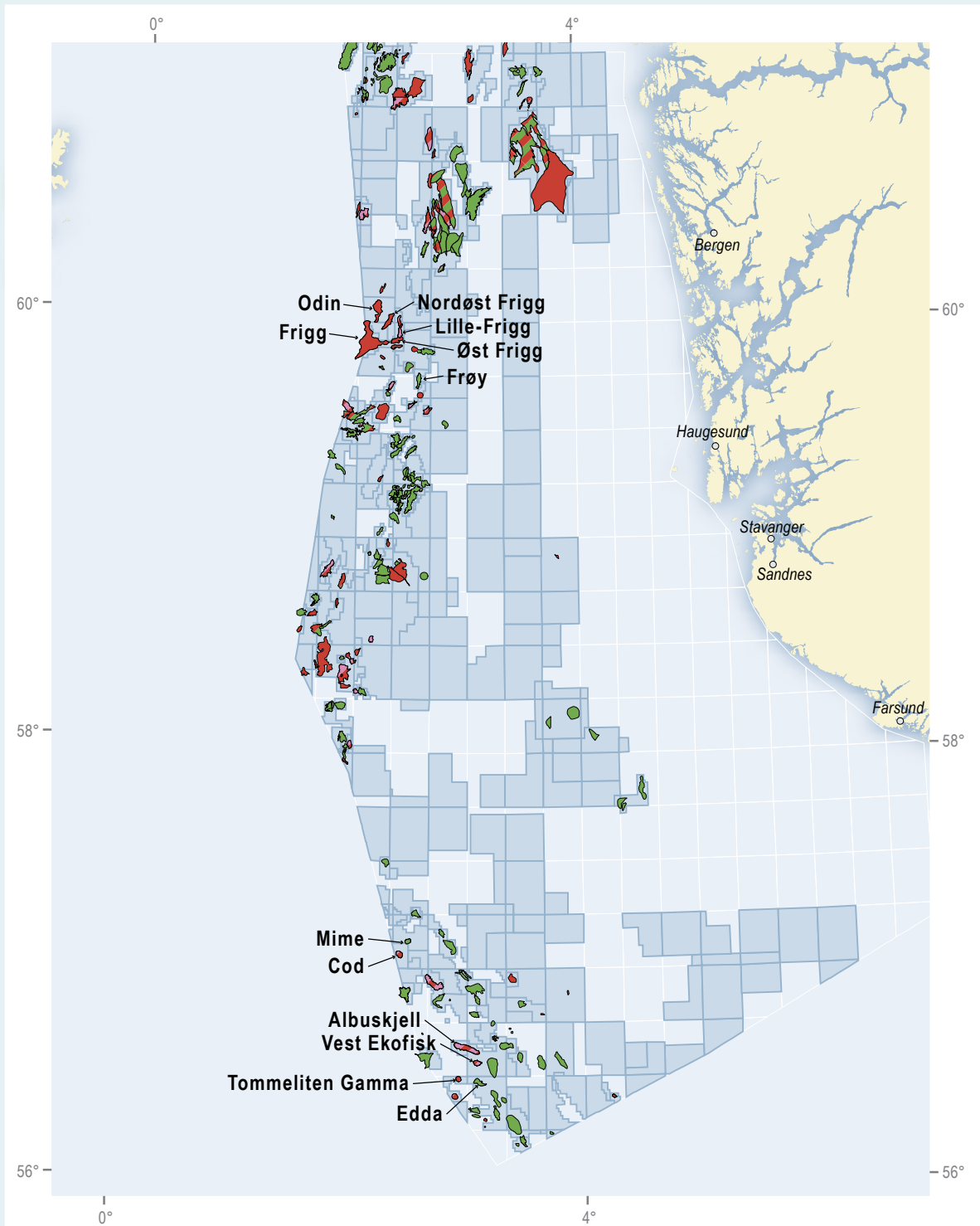
Frøy	Utvinningsløyve: 364, Operatør: Det norske oljeselskap ASA
Ressursar	Olje: 8,7 millionar Sm ³
Frøy er eit oljefelt som ligg i blokkene 25/2 og 25/5, om lag 32 kilometer søraust for Friggfeltet og 25 kilometer nordaust for Heimdalfeltet. Havdjupe i området er 117 meter. Frøy var opphavleg ein del av utvinningsløyva 026 og 102, som blei tildelte i 1976 og 1995. Feltet blei påvist i 1987 og blei sett i produksjon i mai 1995 med Elf Petroleum Norge AS som operatør. Produksjonen blei avslutta i mars 2001. Det var då produsert 5,6 millionar Sm ³ olje og 1,6 milliardar Sm ³ assosiert gass. Frøyfeltet blei tildelt på ny i januar 2006 til utvinningsløyve 364. I september 2008 leverte operatøren ein PUD for ny utbygging til styresmaktene. I ettertid har rettshavarane trekt PUD fordi lønsmda er usikker.	
24/9-9 S Bøyla	Utvinningsløyve 340, Operatør Marathon Petroleum Norge AS
Ressursar	Olje: 3,1 millionar Sm ³ , Gass 0,2 milliardar Sm ³
24/9-9 S (Bøyla) blei påvist i 2009. Funnet ligg om lag 28 kilometer sør for Alvheimfeltet. Havdjupe er om lag 120 meter. Reservoaret inneheld olje i sandstein i Hermodformasjonen av paleocene alder. Reservoaret ligg på om lag 2100 meters djup. Funnet er planlagt utbygt med ei havbotninnretning knytt til Alvheim.	
25/5-7 Atla	Utvinningsløyve 102 C, Operatør Total E&P Norge AS
Ressursar	Olje: 0,4 millionar Sm ³ , Gass 1,9 milliardar Sm ³
25/5-7 Atla blei påvist hausten 2010 om lag 20 kilometer nordaust for Heimdalfeltet. Havdjupe er 119 meter. Reservoaret inneheld gass/kondensat i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 2700 meters djup. Funnet er planlagt utbygt med ei havbotninnretning knytt til Heimdal.	
25/10-8 Hanz	Utvinningsløyve: 028 B, Operatør: Det Norske oljeselskap ASA
Ressursar	Olje: 2,5 millionar Sm ³ , Gass: 0,3 milliardar Sm ³ , NGL: 0,1 millionar tonn
25/10-8 Hanz blei påvist i 1997, og ligg 22 kilometer sørvest for Grane og 12 kilometer nord for funnet 16/1-9 (Draupne). Havdjupe er 115 meter i området. Reservoaret er i sandstein i Draupneformasjonen av seinjura alder og ligg om lag 2 500 meter under havflata. Funnet vil mest sannsynleg bli bygt ut som ein havbotnsatellitt til andre funn i området.	
25/11-16 Svalin	Utvinningsløyve: 169, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 9,8 millionar Sm ³ , Gass: 0,3 milliardar Sm ³
25/11-16 Svalin blei påvist i 1992, 8 kilometer sørvest vest for Granefeltet. Funnet inkluderer 25/11-25 S-funnet som blei gjort i 2008. Havdjupe er om lag 120 meter. Brønnane påviste olje og assosiert gass på om lag 1 750 meters djup i sandstein tilhøyrande Heimdal- og Balderformasjonen av paleocen til tidleg eocen alder. Sandsteinen er avsett som djupmarine vifteavsetjingar. Utbyggingsløysinga blir mest sannsynleg havbotnrammer knytte til Grane. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene i 2011, og det er venta at funna kjem i produksjon i 2014.	
30/7-6 Hild	Utvinningsløyve: 040, 043, Operatør: Total E&P Norge AS
Ressursar	Olje: 5,1 millionar Sm ³ , Gass: 16,3 milliardar Sm ³ , NGL: 0,2 millionar tonn, Kondensat: 3,0 millionar Sm ³
30/7-6 Hild blei påvist i 1978 og ligg nær delelinja til britisk sektor, om lag 42 kilometer vest for Oseberg. Havdjupe er 100 – 120 meter. Reservoara er strukturelt komplekse og inneheld gass ved høg temperatur og høgt trykk. Det er tre reservoar i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder på 3 700 – 4 400 meters djup. Det er også påvist olje i eit reservoar av eocen alder på om lag 1 750 meters djup. Rettshavarane planlegg å bygge ut funnet med ei produksjonsplattform, og vil venteleg levere PUD i andre halvår 2011.	
31/2-N-11 H	Utvinningsløyve: 054, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 0,4 millionar Sm ³
31/2-N-11 H-funnet blei gjort i 2005 i den nordlege delen av Troll Vest. Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder som ligg under reservoara i Troll. Brentreservoaret ligg på om lag 1 900 meters djup. Olja vil bli produsert med ei havbotninnretning knytt til Troll C.	
34/8-13 A	Utvinningsløyve: 120, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 1,7 millionar Sm ³ , Gass: 0,3 milliardar Sm ³
34/8-13 A (Titan) blei påvist i 2009 like aust for Visundfeltet innanfor Visund avtaleområde (utvinningsløyve 120), på om lag 380 meters havdjupe. Det blir arbeidd med å finne ei mogleg utbyggingsløysning for funnet. Ein vurderer å bygge ut den nordlege delen av Visund på nytt etter at havbotninnretninga blei stengd ned i 2006. 34/8-13 A Titan kan då bli knytt til ei ny havbotninnretning her, og/eller bli utvikla gjennom brønner bora frå Visund A-plattformen.	
35/2-1	Utvinningsløyve: 318, 318 C, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Gass: 19,5 milliardar Sm ³
35/2-1 (Peon) blei påvist i 2005 og ligg vest for Florø, og om lag 75 kilometer nordaust for Snorre og Visund. Havdjupe i området er om lag 380 meter. Reservoaret inneheld metangass i ukonsolidert sand i Nordlandgruppa av pleistocen alder, og ligg berre 580 meter under havflata. Det grunne reservoaret inneber lågt trykk og utfordringar med å bore brønner. Rettshavarane bora ein avgrensingsbrønn i 2009 og evaluerer no moglege utbyggingsløysingar.	

35/11-13	Utvinningsløyve: 090 B, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 6,2 millionar Sm ³ , Gass: 2,2 milliardar Sm ³
35/11-13 (Astero) blei påvist i 2005, og ligg rett nord for Framfeltet, på 360 meters havdjup. Reservoalet inneheld olje med gasskappe i sandstein av seinjura alder og ligg på om lag 3 100 meters djup. Utbyggingsløysinga blir venteleg havbotnrammer knytte opp mot Troll B eller Gjøa.	
6407/6-6	Utvinningsløyve: 312, Operatør : Statoil Petroleum AS
Ressursar	Gass: 2,3 mrd Sm ³ , NGL: 0,4 millionar tonn, Kondensat: 0,7 mill Sm ³
6407/6-6 (Gamma) blei påvist i 2008 og ligg på Haltenbanken, om lag 8 kilometer sør for Mikkelfeltet. Havdjupet ved funnbrønnen er 226 meter. Brønnen påviste gass og kondensat på 2 110 - 2 233 meters djup, i sandstein med gode reservoareigenskapar. Reservoalet er i Garn- og Ileformasjonane av mellomjura alder. Funnet inkluderer òg funnet 6407/6-7 som blei gjort i 2009. Utbyggingsløysninga vil venteleg bli havbotnrammer knytte til infrastrukturen på Mikkell og med vidare transport av brønnstraumen til Åsgard B for eksport.	
6407/8-5 S Hyme	Utvinningsløyve: 348, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 4,8 millionar Sm ³ , Gass: 0,8 milliardar Sm ³ , NGL: 0,2 millionar tonn
6407/8-5 S Hyme blei påvist i 2009 og ligg om lag 19 kilometer nordaust for Njordfeltet og om lag 10 kilometer vest for Draugen. Havdjupet er om lag 260 meter i området. Reservoalet inneheld olje og gass i Tiljeformasjonen av tidlegjura alder. Utbyggingsplanen inneber produksjon frå ein produksjonsbrønn samt ein vassinjektor knytt til Njordfeltet. Produksjonen kan starte i 2012.	
6407/9-9	Utvinningsløyve: 093, 158, Operatør: A/S Norske Shell
6407/9-9 (Hasselmus) blei påvist i 1999. Funnet ligg om lag 7 kilometer nordvest for Draugenfeltet. Havdjupet i området er om lag 250 meter. Reservoalet inneheld olje og gass i Ile- og Rorformasjonane av mellomjura alder. Utbyggingsplanen inneber produksjon frå ein brønn knytt til Draugeninnretninga. Hovudmålet med utbygging av 6407/9-9 er å produsere gass til kraftgenerering på Draugenfeltet, og ingen ressurstimat er derfor oppgitt. Funnet kan kome i produksjon i 2013.	
6608/10-12 Skuld	Utvinningsløyve: 128, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 11,7 millionar Sm ³ , Gass: 0,8 milliardar Sm ³ , NGL: 0,1 millionar tonn
6608/10-12 Skuld blei påvist i 2008 og førekomsten 6608/10-14 S (Fossekall) blei påvist i 2010. Begge funna ligg om lag 25 kilometer nord for Nornefeltet, på rundt 340 meters havdjup. Reservoalet i Dompapp er av tidleg jura alder og reservoalet i Fossekall er av tidleg til sein jura alder. Begge funna vil bli bygde ut med havbotnrammer knytt til Norne FPSO. PUD vil etter planen bli levert andre halvår 2011, og planlagd produksjonstart er 4.kvartal 2012.	
6707/10-1	Utvinningsløyve: 218, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Gass: 53,1 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,9 millionar Sm ³
6707/10-1 (Luva) blei påvist i 1997, og ligg om lag 320 kilometer vest for Bodø. Havdjupet i området er om lag 1 270 meter. Reservoalet ligg på om lag 3 000 meters djup og inneheld gass i sandstein i Niseformasjonen av kritt alder. To brønner som blei bora i 2008 i nærleiken, 6707/10-2S og 6706/12-1, påviste meir gassressursar som kan bli knytte til ei felles utbygging. Sidan funna er relativt store og ligg eit godt stykke frå andre felt, vil eit nytt flytande feltsenter vere aktuelt, men utbygging vil vere avhengig av ny gasstransportløysing for Norskehavet. Det er derfor aktuelt med samordna utbyggings- og transportplanar med andre funn i Norskehavet samt eventuelle nye funn. Det store havdjupet gir tekniske utfordringar ved val av utbyggingsløysing.	

13

FELT DER PRODUKSJONEN ER AVSLUTTA





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

Felta i denne oversikta var ikkje i produksjon per 31.12.2010. For nokre av felta ligg det føre planar om ny utbygging. Yme er eit felt som blir bygt ut på nytt og er omtala i kapittel 11; Felt under utbygging. Frøy er òg omtala i kapittel 12; Utbyggingar i framtida.

Albuskjell

Blokk	1/6 og 2/4
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.05.1979
Produksjonslutt	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

Cod

Blokk	7/11
Godkjent utbygt	04.05.1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.12.1977
Produksjonslutt	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

Edda

Blokk	2/7
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	02.12.1979
Produksjonslutt	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

Frigg

Blokk	25/1
Godkjent utbygt	13.06.1974
Avslutningsplan/disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 26. september 2003 og St.prp. nr. 38 (2003–2004)
Produksjonsstart	13.09.1977
Produksjonslutt	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

Frøy

Blokk	25/2 og 25/5
Godkjent utbygt	18.05.1992
Avslutningsplan/disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 29. mai 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	15.05.1995
Produksjonslutt	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

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
Produksjonslutt	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

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

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

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

Vest Ekofisk

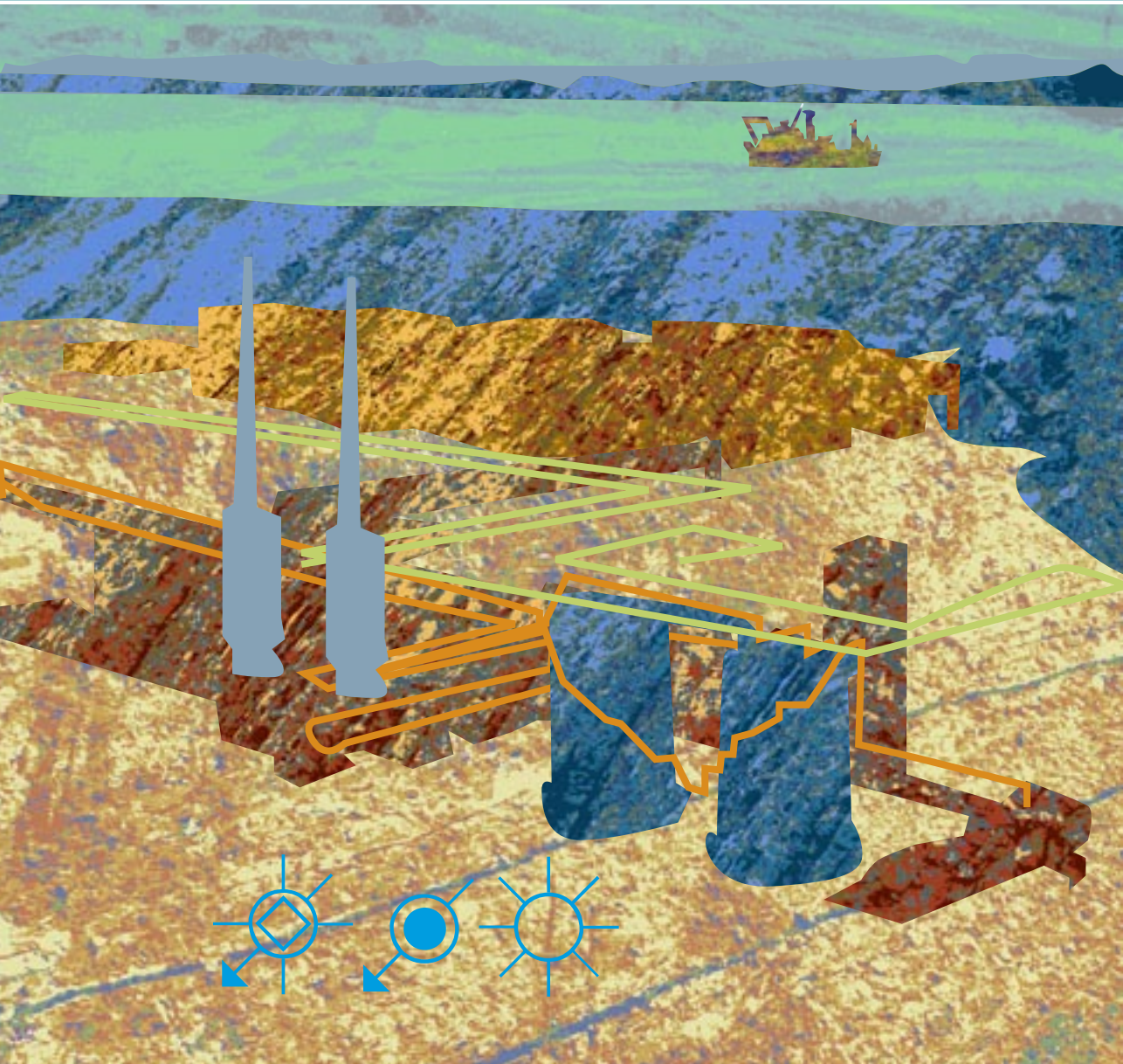
Blokk	2/4
Godkjent utbygt	04.05.1973
Avslutningsplan/disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	31.05.1977
Produksjonsslutt	25.08.1998
Operatør ved nedstenging	Phillips Petroleum Company Norway
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 12,2 millionar Sm ³ , Gass: 26,0 milliardar Sm ³ , NGL: 1,4 millionar tonn

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

14

RØRLEIDNINGAR OG LANDANLEGG





Gassled

Gassled er eit interessentskap for eigarane i gasstransport-systemet knytt til norsk kontinentalsokkel. Gasstransport-systemet består av rørleidningar, plattformer, prosessanlegg på land og gassterminalar i utlandet. Systemet blir brukt av alle som har behov for transport av norsk gass. Gassled eig, heilt eller delvis, mottaksterminalane for norsk gass i Tyskland, Belgia, Frankrike og Storbritannia. Gassled er organisert i ulike soner med ulike tariffar.

Gasscos rolle som nøytral operatør

Gasscos rolle som nøytral og uavhengig operatør for gasstransport-systemet er viktig for å sikre at alle brukarane blir behandla likt, det gjeld både utnytting av transportsystemet og vurdering av kapasitetsauke. Det er nødvendig for at ressursane på kontinentalsokkelen skal bli utnytta effektivt. Effektiv utnytting av det eksisterande gasstransport-systemet kan dessutan gjere sitt til å redusere eller utsetje behovet for nye investeringar. Gassco har operatøransvaret og koordinerer og styrer gasstraumane gjennom nettverket av rørleidningar til marknadene (systemdrift). I tillegg har Gassco ansvar for 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 væskeprodukt frå prosessanlegget på Kårstø.

Kapasitetsadministrasjon

Kapasitetsadministrasjonen består av å tildele og fordele kapasitet i transportsystemet i samsvar med forskrifter og avtalar som er inngått mellom aktørane. Skiparane av gass bestiller transportkapasitet i førstehandsmarknaden ut frå eit dagleg behov i ein tidsperiode, anten fleire år, eitt år eller ein dag.

Gassco fakturerer skiparane for bestilt kapasitet som ein del av 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 prosesserings-tenester. 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. All omsetning av transportkapasitet skjer via ei nettside, ein virtuell marknadsplass, der selskapa kan by på den ledige transportkapasiteten hos kvarandre.

Anleggsstyring

Anleggsstyring sikrar at noverande gasstransportanlegg kontinuerleg blir optimaliserte og modifiserte. I tillegg sørgjer 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. Ei viktig oppgåve for Gassco er å kontrollere at dei som leverer tekniske tenester, gjer det etter gjeldande lover, reglar og avtalar.

Infrastrukturutvikling

Gassco har ansvar for å utvikle infrastrukturen i det norske transportsystemet for gass, og sikre effektiv bruk av gasstransportnettverket. Gassco tilrår nødvendige kapasitetsendringar, som igjen kan føre til vidareutvikling og investering i infrastruktur for transport og behandling av gass frå norsk sokkel. Med dette tek ein omsyn til heilskapen i utviklingsalternativa for infrastrukturen og utnyttinga av skalafordelane.

Fakta om rørsystemet

Tabellen under viser gassrør og anlegg som Gassled har ansvar for. Grunnlaget for transportkapasitetane er standardføresetnader for trykkforholda og energiinnhaldet i gassen, vedlikehaldsdagar og fleksibilitet i drifta.

Rørledning	Frå - til	Oppstart (år)	Kapasitet (millionar Sm ³ /d)	Dimensjon (tommar)	Lengd (km)	Investering (Milliardar NOK 2010)
Europipe	Draupner E*–Emden i Tyskland	1995	45–54	40	620	23,3
Europipe II	Kårstø–Dornum i Tyskland	1999	74	42	658	10,5
Franpipe	Draupner E*–Dunkerque i Frankrike	1998	54	42	840	10,9
Norpipe	Ekofisk–Norsea Gas Terminal i Tyskland	1977	32–44	36	440	28,9
Oseberg Gasstransport (OGT)	Oseberg–Heimdal*	2000	40	36	109	2,2
Statpipe (rikgass)	Statfjord–Kårstø		24	30	308	
Statpipe (tørrgass)	Kårstø–Draupner S*		20	28	228	
Statpipe (tørrgass)	Heimdal*–Draupner S*		30	36	155	
Statpipe (tørrgass)	Draupner S*–Ekofisk Y		30	36	203	
Statpipe (alle rørledningar)		1985				49,9
Tampen Link	Statfjord–FLAGS-rørledning i UK	2007	9–25	32	23	2,2
Vesterled	Heimdal*–St. Fergus i Skottland	1978	38	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	72	40	299	
Zeepipe IIB	Kollsnes–Draupner E*	1997	71	40	301	
Zeepipe (alle rørledningar)						26,3
Åsgard Transport	Åsgard–Kårstø	2000	69	42	707	11,5
Langeled (nordlege rørledning)	Nyhamna–Sleipner*	2007	80	42	627	
Langeled (sørlege rørledning)	Sleipner*–Easington i England	2006	72	44	543	
Langeled (begge rørledningane)						18,6
Norne Gasstransport-system (NGTS)	Norne–Åsgard Transport	2001	4	16	128	1,3
Kvitebjørn gassrør	Kvitebjørn–Kollsnes	2004	27	30	147	1,2
Gjøa gassrør	Gjøa–FLAGS i UK	2010	17	29	131	1,9

*Stigerørinnretning

Gassledlandanlegg 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 rørledningar 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. Kollsnesanlegget 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 utskipping. Tørrgassen, som hovudsakleg inneheld metan og etan, blir transportert i to rørledningar 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	77 millionar Sm ³ /d tørrgass	6,3 millionar tonn/år NGL og kondensat

Rørleidningar utanfor Gassled

Gassrørleidningar

Rør-leidning	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–Tjeldberg-odden	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

Olje- og kondensatrørleidningar

Rør-leidning	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 Olje-rørleidning	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 Olje- eksport	GDF SUEZ E&P Norge AS	Gjøa – TOR (Troll Oljerør) II (Mongstad)	2010	Ca 5,4 millioner 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 fjellkaverer på til saman 1,5 millionar m ³ råolje. Tek imot råolje på skip frå mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun, og er ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Fram, Kvitebjørn, Gjøa, Vega og Vega Sør.
Nyhamna landanlegg	Aukra kommune i Møre og Romsdal	Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseksport, kondensatutskiljing, stabilisering, lagring og fiskal måling av gass og kondensat. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm ³ tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.
Melkøya landanlegg	Hammerfest kommune i Finnmark	Den ubehandla brønnstraumen frå Snøhvitfeltet blir ført gjennom eit 143 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskiping. På landanlegget blir kondensat, vatn og CO ² skilt frå brønnstraumen før naturgassen blir kjølt ned til flytande form (LNG) og lagra i dedikerte tankar. Røret har ein tilgjengeleg teknisk kapasitet på 7,7 millionar Sm ³ per år. CO ₂ blir skilt frå naturgassen og returnert til Snøhvitfeltet, der han blir injisert i ein eigen formasjon under oljen og gassen.
Stureterminalen	Øygarden kommune i Hordaland	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 også imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverer med ein kapasitet på 1 million Sm ³ , ei LPG-kaverne på 60 000 Sm ³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m ³ . Eit fraksjoneringsanlegg prosesserer ustabilisert råolje frå 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 også eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm ³ per år.
Vestprosess	Lindås kommune i Hordaland	Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukta, propan og butan, blir lagra i kaverer og seinare eksportert.

VEDLEGG

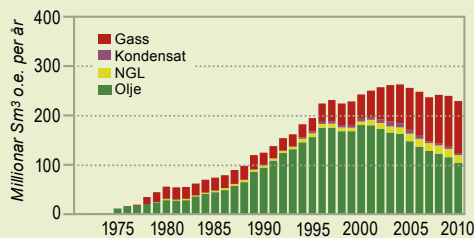


Vedlegg 1 Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter fra petroleumsverksemda (mill. kr)

År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjonsavgift	Arealavgift	Miljøavgifter	Netto kontantstrøm SDØE	Utbytte StatoilHydro
1971			14				
1972			42				
1973			69				
1974			121				
1975			208				
1976	1 143	4	712	99			
1977	1694	725	646	57			
1978	1 828	727	1 213	51			
1979	3 399	1 492	1 608	53			
1980	9 912	4 955	3 639	63			
1981	13 804	8 062	5 308	69			0,057
1982	15 036	9 014	5 757	76			368
1983	14 232	8 870	7 663	75			353
1984	18 333	11 078	9 718	84			795
1985	21 809	13 013	11 626	219		-8 343	709
1986	17 308	9 996	8 172	198		-11 960	1 245
1987	7 137	3 184	7 517	243		-10 711	871
1988	5 129	1 072	5 481	184		-9 133	0
1989	4 832	1 547	7 288	223		755	0
1990	12 366	4 963	8 471	258		7 344	800
1991	15021	6 739	8 940	582	810	5 879	1 500
1992	7 558	7 265	8 129	614	1 916	3 623	1 400
1993	6 411	9 528	7 852	553	2 271	159	1 250
1994	6 238	8 967	6 595	139	2 557	5	1 075
1995	7 854	10 789	5 884	552	2 559	9 259	1 614
1996	9 940	12 890	6 301	1 159	2 787	34 959	1 850
1997	15 489	19 582	6 220	617	3 043	40 404	1 600
1998	9 089	11 001	3 755	527	3 229	14 572	2 940
1999	5 540	6 151	3 222	561	3 261	25 769	135
2000	21 921	32 901	3 463	122	3 047	98 219	1 702
2001	41 465	64 316	2 481	983	2 862	125 439	5 746
2002	32 512	52 410	1 320	447	3 012	74 785	5 045
2003	36 819	60 280	766	460	3 056	67 482	5 133
2004	43 177	70 443	717	496	3 309	80 166	5 222
2005	61 589	103 294	360	224	3 351	98 602	8 139
2006	78 015	133 492	42	2 308	3 405	125 523	12 593
2007	70 281	116 233	0	764	3 876	111 235	14 006
2008	88 802	150 839	0	1 842	3 684	153 759	16 940
2009	61 501	103 733	0	1 470	2 262	95 339	15 489
2010	58 830	96 779		1 373	2 186	104 053	12 818

(Kjelde: Statsrekneskapen)

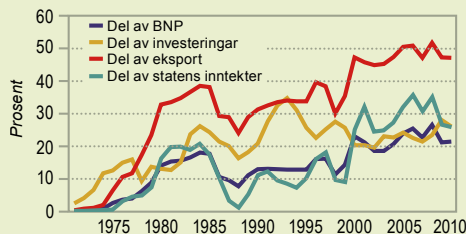


Total petroleumproduksjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 1.2 Petroleumproduksjon 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

(Kjelde: Oljedirektoratet)



**Makroøkonomiske indikatorar
for petroleumssektoren**
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå,
Finansdepartementet)

Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsette, investeringar og leitekostnader

År	Bruttoproduct (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Antall sysselsette	Investeringar inklusiv leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	75		704	
1972	207	314	200	1 274	
1973	258	504	300	2 457	
1974	1 056	1 089	1000	5 313	
1975	4 218	3 943	2 400	7 227	
1976	6 896	7 438	3 000	10 421	
1977	8 617	8 852	4 400	12 621	
1978	14 835	15 117	6 900	6 912	
1979	23 494	24 788	8 800	10 792	
1980	44 285	44 638	10 900	11 000	
1981	55 189	52 432	13 700	12 262	4 133
1982	61 891	57 623	14 600	16 148	5 519
1983	73 298	68 082	15 500	28 883	5 884
1984	90 092	82 504	17 700	34 029	7 491
1985	97 347	90 098	19 900	32 730	7 830
1986	59 988	57 239	20 200	33 302	6 654
1987	59 574	58 301	20 100	34 247	4 951
1988	49 966	51 720	21 000	29 522	4 151
1989	76 768	76 681	21 100	31 777	5 008
1990	95 400	92 451	21 600	31 976	5 137
1991	101 346	101 015	22 100	42 634	8 137
1992	102 578	101 187	23 500	49 196	7 680
1993	107 542	108 463	25 200	57 168	5 433
1994	112 623	113 099	25 400	54 189	5 011
1995	120 198	121 169	24 400	47 890	4 647
1996	165 444	167 200	24 800	47 158	5 456
1997	180 594	177 825	27 100	61 774	8 300
1998	129 098	128 807	27 800	78 683	7 577
1999	176 591	173 428	27 600	70 041	4 992
2000	340 640	326 658	26 500	55 406	5 272
2001	325 333	322 291	30 000	56 548	6 815
2002	283 462	283 343	33 000	53 398	4 476
2003	295 356	291 220	32 700	63 597	4 134
2004	361 262	347 926	32 600	71 285	4 010
2005	465 341	439 881	34 600	88 256	7 537
2006	548 837	511 354	36 400	95 477	11 728
2007	516 218	490 930	38 900	108 252	17 929
2008	669 223	635 026	40 300	122 237	24 411
2009	505 008	477 937	42 300	134 399	27 889
2010	537 773	496 358	43 300	126 604	25 493

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

Vedlegg 2 Petroleumsressursane

(per 31.12.2010)

Tabell 2.1 Seld og levert volum frå felt der produksjonen er avslutta og frå felt i produksjon

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹ mill. Sm ³	Funnår ²
Albuskjell	7,4	15,5	1,0		24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5		11,2	1968
Edda	4,8	2,0	0,2		7,2	1972
Frigg		116,2		0,5	116,6	1971
Frøy	5,6	1,6		0,1	7,3	1987
Lille-Frigg	1,3	2,2		0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0		0,5	1982
Nordøst Frigg		11,6		0,1	11,7	1974
Odin		27,3		0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6		14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4		40,8	1970
Øst Frigg		9,2		0,1	9,3	1973
Seld og levert frå felt der produksjonen er avslutta	38,3	228,6	3,7	0,9	274,9	
33/9-6 Delta ³⁾	0,0		0,0		0,0	1976
Alve	0,5	1,7	0,3		2,8	1990
Alvheim	11,8	1,0			12,9	1998
Balder	51,8	1,2			53,0	1967
Blane	0,4		0,0		0,4	1989
Brage	53,3	3,0	1,1		58,5	1980
Draugen	127,7	1,5	2,3		133,4	1984
Ekofisk	423,4	139,3	12,7		586,8	1969
Eldfisk	95,0	38,6	3,8		140,9	1970
Embla	10,0	3,6	0,4		14,4	1988
Enoch	0,2	0,0			0,2	1991
Fram	19,5	1,3	0,1		21,1	1992
Gimle	2,3	0,1	0,0		2,4	2004
Gjøa	0,2	0,2			0,5	1989
Glitne	8,6				8,6	1995
Grane	73,2				73,2	1991
Gullfaks	348,7	23,1	2,8		377,1	1978
Gullfaks Sør	38,7	28,9	3,7		74,6	1978
Gungne		13,0	1,8	4,2	20,6	1982
Gyda	35,3	6,1	1,9		45,0	1980
Heidrun ³⁾	135,1	13,3	0,5		149,4	1985
Heimdal	6,5	45,1			51,6	1972
Hod	9,4	1,6	0,3		11,5	1974
Huldra	4,9	15,7	0,1		20,8	1982
Jotun	22,3	0,9			23,2	1994
Kristin	14,3	15,4	3,2	2,1	38,0	1997
Kvitebjørn	12,4	25,8	2,3		42,5	1994
Mikkjel	2,5	12,3	3,3	2,2	23,2	1987
Morvin	0,4				0,4	2001
Murchison	13,7	0,3	0,3	0,0	14,7	1975
Njord	24,7	5,7	1,3		32,9	1986
Norne	84,6	6,2	0,7		92,1	1992
Ormen Lange		54,7		4,3	59,0	1997

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹ mill. Sm ³	Funnår ²
Oseberg	354,7	28,7	6,9		396,5	1979
Oseberg Sør	39,6	6,0			45,6	1984
Oseberg Øst	17,8	0,3			18,1	1981
Rev	0,5	1,7	0,0		2,2	2001
Ringhorne Øst	7,2	0,2			7,4	2003
Sigyn		5,4	2,1	5,2	14,6	1982
Skirne	1,6	7,5			9,0	1990
Sleipner Vest og Øst ⁴⁾		165,8	19,9	52,1	255,7	1974
Snorre	175,8	6,2	4,6		190,6	1979
Snøhvit		10,8	0,6	2,1	13,9	1984
Statfjord	562,7	63,3	16,4	0,5	657,7	1974
Statfjord Nord	36,1	2,3	0,8		39,8	1977
Statfjord Øst	35,2	3,8	1,3		41,5	1976
Sygna	9,8				9,8	1996
Tambar	8,5		0,2		8,9	1983
Tambar Øst	0,2				0,2	2007
Tor	23,4	10,8	1,2		36,5	1970
Tordis	54,4	3,8	1,4		60,9	1987
Troll ⁶⁾	213,4	388,7	4,9	4,3	615,7	1979
Tune	3,4	17,7	0,1		21,4	1996
Tyrihans	5,7	0,4	0,1		6,2	1983
Ula	71,0	3,9	2,6		79,8	1976
Urd	4,4	0,1	0,0		4,5	2000
Vale	1,2	0,9			2,1	1991
Valhall	103,3	20,2	3,2		129,6	1975
Varg	13,4				13,4	1984
Vega	0,0				0,0	1981
Vega Sør	0,0				0,0	1987
Veslefrikk	50,9	2,2	1,2		55,3	1981
Vigdis	47,7	1,4	0,8		50,6	1986
Vilje	3,8	0,2			4,0	2003
Visund	21,0	5,9	0,4		27,7	1986
Volund	0,8	0,1			0,9	1994
Volve	6,2	0,6	0,1	0,1	7,1	1993
Yme	7,9				7,9	1987
Yttergryta	0,2	0,6	0,1		1,1	2007
Åsgard	73,8	99,3	17,7	17,1	223,8	1981
Seld og levert frå felt i produksjon	3587,3	1318,5	129,5	94,1	5246,0	
Sum seld og levert	3625,6	1547,1	133,3	95,1	5521,0	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår i feltet.

³⁾ 33/9-6 Delta har prøveproduksjon.

⁴⁾ Gassproduksjonen på Sleipner Vest og Øst blir målt samla.

⁵⁾ Heidrun omfattar Tjeldbergodden.

⁶⁾ Troll omfattar TOGL.

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 31.12.2010	Utviningstillatelse/ Avtalebaset område
Alve	9,3	1990	Statoil Petroleum AS	159 B
Alvheim	44,6	1998	Marathon Petroleum Norge AS	036C, 088 BS, 203
Balder	71,5	1967	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	001
Blane	0,9	1989	Talisman Energy Norge AS	Blane
Brage	62,4	1980	Statoil Petroleum AS	Brage
Draugen	149,6	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	720,6	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	185,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	15,5	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Enoch	0,5	1991	Talisman North Sea Limited	Enoch
Fram	36,5	1992	Statoil Petroleum AS	090
Gaupe ¹⁾	5,1	1985	BG Norge AS	292
Gimle	4,0	2004	Statoil Petroleum AS	Gimle
Gjøa	55,2	1989	GDF SUEZ E&P Norge AS	153
Glitne	8,7	1995	Statoil Petroleum AS	048 B
Goliat ¹⁾	38,5	2000	Eni Norge AS	229
Grane	120,7	1991	Statoil Petroleum AS	Grane
Gudrun ¹⁾	19,5	1975	Statoil Petroleum AS	025
Gullfaks	393,8	1978	Statoil Petroleum AS	050
Gullfaks Sør	135,4	1978	Statoil Petroleum AS	050
Gungne	22,4	1982	Statoil Petroleum AS	046
Gyda	48,1	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	216,4	1985	Statoil Petroleum AS	Heidrun
Heimdal	54,9	1972	Statoil Petroleum AS	036 BS
Hod	12,5	1974	BP Norge AS	033
Huldra	21,8	1982	Statoil Petroleum AS	Huldra
Jotun	25,5	1994	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Jotun
Kristin	64,1	1997	Statoil Petroleum AS	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	131,0	1994	Statoil Petroleum AS	193
Marulk ¹⁾	12,2	1992	Eni Norge AS	122
Mikkel	41,4	1987	Statoil Petroleum AS	Mikkel
Morvin	13,8	2001	Statoil Petroleum AS	134 B
Murchison	15,2	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	46,0	1986	Statoil Petroleum AS	Njord
Norne	108,2	1992	Statoil Petroleum AS	Norne
Ormen Lange	319,8	1997	A/S Norske Shell	Ormen Lange
Oseberg	503,9	1979	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Sør	67,2	1984	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Øst	28,9	1981	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oselvar ¹⁾	8,5	1991	DONG E&P Norge AS	274
Rev	6,6	2001	Talisman Energy Norge AS	038 C
Ringhorne Øst	15,3	2003	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Ringhorne Øst
Sigyn	17,6	1982	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	072
Skarv ¹⁾	69,0	1998	BP Norge AS	Skarv
Skirne	11,2	1990	Total E&P Norge AS	102
Sleipner Vest	172,9	1974	Statoil Petroleum AS	Sleipner Vest

Felt	Opphavlege reservar Mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾	Operatør per 31.12.2010	Utvinningstillatelse/ Avtalebasert område
Sleipner Øst	117,1	1981	Statoil Petroleum AS	Sleipner Øst
Snorre	256,7	1979	Statoil Petroleum AS	Snorre
Snøhvit	190,9	1984	Statoil Petroleum AS	Snøhvit
Statfjord	684,5	1974	Statoil Petroleum AS	Statfjord
Statfjord Nord	43,5	1977	Statoil Petroleum AS	037
Statfjord Øst	44,7	1976	Statoil Petroleum AS	Statfjord Øst
Sygna	10,7	1996	Statoil Petroleum AS	Sygna
Tambar	11,5	1983	BP Norge AS	065
Tambar Øst	0,7	2007	BP Norge AS	Tambar Øst
Tor	37,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	68,3	1987	Statoil Petroleum AS	089
Troll	1631,1	1983	Statoil Petroleum AS	Troll
Trym ¹⁾	5,8	1990	DONG E&P Norge AS	147
Tune	21,6	1996	Statoil Petroleum AS	190
Tyrihans	76,5	1983	Statoil Petroleum AS	Tyrihans
Ula	102,7	1976	BP Norge AS	019
Urd	7,1	2000	Statoil Petroleum AS	128
Vale	4,6	1991	Statoil Petroleum AS	036
Valhall	182,7	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	16,5	1984	Talisman Energy Norge AS	038
Vega	12,1	1981	Statoil Petroleum AS	248
Vega Sør	13,1	1987	Statoil Petroleum AS	090 C
Veslefrikk	64,1	1981	Statoil Petroleum AS	052
Vigdis	62,0	1986	Statoil Petroleum AS	089
Vilje	8,3	2003	Statoil Petroleum AS	036 D
Visund	90,8	1986	Statoil Petroleum AS	Visund
Volund	7,1	1994	Marathon Petroleum Norge AS	150
Volve	9,2	1993	Statoil Petroleum AS	046 BS
Yme ¹⁾	20,0	1987	Talisman Energy Norge AS	316
Yttergryta	2,7	2007	Statoil Petroleum AS	062
Åsgard	373,5	1981	Statoil Petroleum AS	Åsgard

¹⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var kome i gang per 31.12.2010.

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår i feltet.

Tabell 2.3 Opphavlge og attverande reservar i felt

Felt	Opphavlge reservar ¹⁾					Attverande reservar ¹⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³
Alve	1,4	5,6	1,2	0,0	9,3	0,9	3,9	0,9	0,0	6,5
Alvheim	36,5	8,1	0,0	0,0	44,6	24,7	7,0	0,0	0,0	31,7
Balder	69,7	1,8	0,0	0,0	71,5	17,9	0,6	0,0	0,0	18,5
Blane	0,9	0,1	0,0	0,0	0,9	0,5	0,1	0,0	0,0	0,5
Brage	56,0	3,9	1,3	0,0	62,4	2,6	0,9	0,2	0,0	3,9
Draugen	143,1	1,5	2,6	0,0	149,6	15,4	0,0	0,4	0,0	16,1
Ekofisk	534,6	158,1	14,7	0,0	720,6	111,2	18,8	2,0	0,0	133,7
Eldfisk	133,8	44,0	4,1	0,0	185,6	38,8	5,3	0,3	0,0	44,7
Embla	10,4	4,2	0,5	0,0	15,5	0,4	0,6	0,1	0,0	1,1
Enoch	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
Fram	26,8	8,7	0,5	0,0	36,5	7,2	7,3	0,4	0,0	15,3
Gaupe ³⁾	1,2	3,4	0,2	0,1	5,1	1,2	3,4	0,2	0,1	5,1
Gimle	2,8	0,8	0,2	0,0	4,0	0,5	0,8	0,2	0,0	1,6
Gjøa	10,3	33,9	5,8	0,0	55,2	10,0	33,6	5,8	0,0	54,7
Glitne	8,7	0,0	0,0	0,0	8,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
Goliat ⁴⁾	30,6	7,3	0,3	0,0	38,5	30,6	7,3	0,3	0,0	38,5
Grane	120,7	0,0	0,0	0,0	120,7	47,5	0,0	0,0	0,0	47,5
Gudrun ³⁾	11,2	6,0	1,2	0,0	19,5	11,2	6,0	1,2	0,0	19,5
Gullfaks	365,4	23,0	2,8	0,0	393,8	16,7	0,0	0,0	0,0	16,7
Gullfaks Sør	53,0	64,5	9,4	0,0	135,4	14,3	35,5	5,7	0,0	60,7
Gungne	0,0	14,0	2,0	4,6	22,4	0,0	1,0	0,2	0,4	1,9
Gyda	37,7	6,6	2,0	0,0	48,1	2,4	0,5	0,1	0,0	3,1
Heidrun	169,0	43,2	2,2	0,0	216,4	33,9	30,1	1,6	0,0	67,1
Heimdal	8,1	46,8	0,0	0,0	54,9	1,6	1,7	0,0	0,0	3,3
Hod	9,9	1,7	0,4	0,0	12,5	0,6	0,1	0,1	0,0	1,0
Huldra	5,0	16,6	0,1	0,0	21,8	0,1	0,9	0,0	0,0	1,0
Jotun	24,7	0,9	0,0	0,0	25,5	2,3	0,0	0,0	0,0	2,3
Kristin	22,2	27,7	6,4	2,1	64,1	7,9	12,2	3,2	0,0	26,2
Kvitebjørn	27,6	93,6	5,2	0,0	131,0	15,2	67,8	2,9	0,0	88,5
Marulk ³⁾	0,7	8,8	1,5	0,0	12,2	0,7	8,8	1,5	0,0	12,2
Mikkell	4,3	23,0	6,3	2,3	41,4	1,8	10,7	3,0	0,0	18,2
Morvin	9,2	3,2	0,7	0,0	13,8	8,8	3,2	0,7	0,0	13,3
Murchison	14,8	0,4	0,0	0,0	15,2	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1
Njord	26,8	14,0	2,7	0,0	46,0	2,1	8,3	1,4	0,0	13,1
Norne	93,4	11,7	1,7	0,0	108,2	8,8	5,5	0,9	0,0	16,1
Ormen Lange	0,0	300,9	0,0	18,9	319,8	0,0	246,1	0,0	14,6	260,8
Oseberg	377,2	106,6	10,5	0,0	503,9	22,6	77,9	3,6	0,0	107,4
Oseberg Sør	52,6	11,8	1,5	0,0	67,2	13,0	5,7	1,5	0,0	21,6
Oseberg Øst	28,4	0,4	0,1	0,0	28,9	10,6	0,1	0,1	0,0	10,9
Oselvar	4,0	4,5	0,0	0,0	8,5	4,0	4,5	0,0	0,0	8,5
Rev	1,1	4,9	0,3	0,0	6,6	0,5	3,3	0,3	0,0	4,4
Ringhorne Øst	15,0	0,3	0,0	0,0	15,3	7,8	0,2	0,0	0,0	7,9
Sigyn	0,0	7,1	2,4	5,9	17,6	0,0	1,7	0,3	0,8	3,0
Skarv ³⁾	16,5	42,1	5,5	0,0	69,0	16,5	42,1	5,5	0,0	69,0
Skirne	2,0	9,1	0,0	0,0	11,2	0,5	1,7	0,0	0,0	2,2

Felt	Opphavelge reservar ¹⁾					Attverande reservar ¹⁾				
	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Oljeekv. ²⁾	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Oljeekv. ²⁾
	mill. Sm ³	mrd. Sm ³	mill. tonn	mill. Sm ³	mill. Sm ³	mill. Sm ³	mrd. Sm ³	mill. tonn	mill. Sm ³	mill. Sm ³
Sleipner Vest	0,0	125,5	8,9	30,5	172,9					
Sleipner Øst	0,0	65,6	13,1	26,6	117,1					
Sleipner Vest og Øst ⁵⁾						0,0	25,4	2,0	5,0	34,2
Snorre	241,2	6,5	4,7	0,0	256,7	65,4	0,4	0,1	0,0	66,0
Snøhvit	0,0	160,6	6,4	18,1	190,9	0,0	149,8	5,8	16,1	176,9
Statfjord	567,3	78,8	19,7	1,0	684,5	4,6	15,5	3,3	0,5	26,8
Statfjord Nord	39,4	2,1	1,1	0,0	43,5	3,3	0,0	0,3	0,0	3,8
Statfjord Øst	36,8	3,9	2,1	0,0	44,7	1,6	0,2	0,8	0,0	3,2
Sygna	10,7	0,0	0,0	0,0	10,7	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Tambar	8,9	2,0	0,3	0,0	11,5	0,4	2,0	0,0	0,0	2,5
Tambar Øst	0,3	0,0	0,2	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Tor	24,4	10,9	1,2	0,0	37,6	1,0	0,1	0,0	0,0	1,1
Tordis	59,7	5,3	1,7	0,0	68,3	5,3	1,5	0,3	0,0	7,4
Troll	250,0	1330,7	25,7	1,6	1631,1	36,6	942,0	20,8	-2,7	1015,4
Trym	0,0	4,4	0,0	1,3	5,8	0,0	4,4	0,0	1,3	5,8
Tune	3,3	18,0	0,2	0,0	21,6	0,0	0,3	0,1	0,0	0,4
Tyrhans	31,4	37,1	4,2	0,0	76,5	25,7	36,7	4,1	0,0	70,3
Ula	92,3	3,9	3,5	0,0	102,7	21,3	0,0	0,8	0,0	23,0
Urd	7,0	0,1	0,0	0,0	7,1	2,6	0,0	0,0	0,0	2,6
Vale	2,3	2,3	0,0	0,0	4,6	1,1	1,4	0,0	0,0	2,5
Valhall	145,5	26,9	5,4	0,0	182,7	42,2	6,7	2,2	0,0	53,1
Varg	16,5	0,0	0,0	0,0	16,5	3,1	0,0	0,0	0,0	3,1
Vega	1,7	9,4	0,5	0,0	12,1	1,7	9,4	0,5	0,0	12,1
Vega sør	3,6	8,7	0,4	0,0	13,1	3,6	8,7	0,4	0,0	13,1
Veslefrikk	54,8	5,6	2,0	0,0	64,1	3,9	3,4	0,8	0,0	8,7
Vigdis	58,7	1,4	1,0	0,0	62,0	11,0	0,0	0,2	0,0	11,4
Vilje	8,3	0,0	0,0	0,0	8,3	4,5	0,0	0,0	0,0	4,5
Visund	30,4	48,7	6,1	0,0	90,8	9,4	42,8	5,7	0,0	63,1
Volund	6,4	0,7	0,0	0,0	7,1	5,6	0,7	0,0	0,0	6,3
Volve	8,1	0,7	0,1	0,1	9,2	2,0	0,1	0,0	0,0	2,0
Yme	20,0	0,0	0,0	0,0	20,0	12,1	0,0	0,0	0,0	12,1
Yttergryta	0,4	1,8	0,3	0,0	2,7	0,1	1,2	0,2	0,0	1,7
Åsgard	100,8	188,3	36,0	16,1	373,5	26,9	89,0	18,3	-1,1	149,7
Sum	4397,9	3324,6	241,1	129,2	8309,7	810,8	2006,6	111,6	35,1	3064,5

¹⁾ Tabellen syner forventningsverdiar og estimata er derfor usikre.

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

³⁾ Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2010.

⁴⁾ Årsaka til negative tal for attverande reservar på enkelte felt er at produktet ikkje er rapportert under opphavelge reservar.

Dette gjeld produsert NGL og kondensat.

⁵⁾ Gassproduksjonen for Sleipner Vest og Øst blir målt samla.

Tabell 2.4 Reservar i funn der rettshavarane har vedteke utbygging

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
33/9-6 Delta	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	1976
34/10-23 Valemon	5,3	26,4	1,3	0,0	34,2	1985
34/3-1 S Knarr	8,0	0,2	0,6	0,0	9,3	2008
34/8-14 S Visund Sør	3,7	9,6	1,2	0,0	15,6	2008
Totalt	17,1	36	3,1	0	59,2	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår.

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	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	1987
15/3-4	1,9	1,6	0,2	0,0	4,0	1982
15/5-1 Dagny	14,9	19,5	2,4	0,0	38,9	1978
15/5-2	0,0	10,6	0,0	0,7	11,3	1978
16/1-7	1,4	0,2	0,1	0,0	1,7	2004
16/1-8 ⁴⁾ ⁵⁾	27,0	2,5	0,0	0,0	29,4	2007
16/1-9	15,0	3,5	0,8	0,0	20,1	2008
17/12-1 Bream	5,8	0,0	0,0	0,0	5,8	1972
2/12-1 Mjølner	3,0	0,8	0,1	0,0	4,0	1987
24/6-1 Peik	0,0	2,5	0,0	0,7	3,1	1985
24/9-9 S	3,1	0,2	0,0	0,0	3,3	2009
25/10-8 Hanz	2,5	0,3	0,1	0,0	3,0	1997
25/11-16	9,8	0,4	0,0	0,0	10,2	1992
25/5-7	0,4	1,9	0,0	0,0	2,3	2010
30/7-6 Hild	5,1	16,3	0,2	3,0	24,7	1978
31/2-N-11 H	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	2005
34/8-13a	1,7	0,3	0,0	0,0	2,1	2009
35/11-13	6,2	2,2	0,0	0,0	8,4	2005
35/2-1	0,0	19,5	0,0	0,00	19,5	2005
6407/6-66)	0,0	2,3	0,4	0,67	3,8	2008
6407/8-5 S	4,8	0,8	0,2	0,00	5,9	2009
6608/10-12 ⁷⁾	11,7	0,8	0,1	0,00	12,8	2008
6707/10-1 ⁸⁾	0,0	53,1	0,0	0,9	54,0	1997
7/7-2	3,2	0,0	0,0	0,0	3,2	1992
Totalt	118,0	139,3	4,7	5,82	272,0	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår.

³⁾ Rettighetshavarane ser på ein nyutbygging av feltet, volumet er summert i RK 4A for felt.

⁴⁾ 16/1-8 inkluderer ressursar i 16/1-12 - funnår 2009.

⁵⁾ 16/1-8 inkluderer ressursar i RK 4F og RK 7F.

⁶⁾ 6407/6-6 inkluderer ressursar i 6407/6-7 S - funnår 2009.

⁷⁾ 6608/10-12 inkluderer ressursar i 6608/10-14S - funnår 2010.

⁸⁾ 6707/10-1 inkluderer ressursar i 6707/10-2 S og 6706/12-1.

Tabell 2.6 Ressursar i funn der utvinning er sannsynleg, men ikkje avklart

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
1/9-1 Tommeliten Alpha ³⁾	7,4	16,1	0,5	0,0	24,5	1977
15/12-21	7,3	0,0	0,0	0,0	7,3	2009
15/8-1 Alpha	0,0	2,2	0,5	1,6	4,7	1982
16/7-2	0,0	0,6	0,1	0,4	1,2	1982
2/5-3 Sørøst Tor	3,1	0,9	0,0	0,0	3,9	1972
25/1-11 R	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5	2010
25/2-10 S ⁴⁾	7,8	2,4	0,0	0,0	10,1	1986
25/8-17	1,6	0,5	0,0	0,0	2,1	2009
25/8-4	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
30/11-7	0,0	3,3	0,0	0,5	3,8	2009
34/11-2 S Nøkken	1,0	2,4	0,3	0,0	4,0	1996
35/3-2 Agat ⁵⁾	0,0	8,0	0,0	0,5	8,5	1980
35/8-3	0,0	2,7	0,0	0,6	3,2	1988
6406/2-1 Lavrans	2,7	8,8	1,5	0,0	14,4	1995
6406/2-7 Erlend	2,2	2,9	0,7	0,0	6,4	1999
6406/3-2 Trestakk	7,7	1,8	0,5	0,0	10,4	1986
6406/9-1 Linnorm	0,0	27,3	0,0	0,7	28,0	2005
6407/7-8	0,0	6,2	0,0	1,2	7,4	2008
6506/11-2 Lange	0,5	0,5	0,1	0,0	1,1	1985
6506/12-3 Lysing	1,2	0,2	0,0	0,0	1,4	2000
6506/6-1	0,0	26,8	0,0	0,0	26,8	2001
6506/9-2 S	0,6	5,3	0,0	0,0	5,9	2010
6507/11-6 Sigrid	0,0	1,9	0,3	0,4	2,9	2001
6507/3-8	0,0	1,3	0,2	0,1	1,8	2009
6507/7-13	0,9	0,0	0,0	0,0	1,0	2001
6705/10-1	0,0	17,6	0,0	0,3	17,9	2009
7/8-3	3,8	0,0	0,0	0,0	3,8	1983
7122/6-1	0,0	4,8	0,0	0,2	5,0	1987
Totalt	50,3	144,3	4,7	6,5	210,0	

¹⁾ 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm³.

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår.

³⁾ 1/9-1 Tommeliten Alpha har ressursar i ressurskategori 5A og 5F.

⁴⁾ 25/2-10 S inkluderer ressursar i 25/2-17 - funnår 2009.

⁵⁾ 35/3-2 Agat inkluderer ressursar i 35/3-7S - funnår 2009.

Tabell 2.7 Ressursar i funn som ikkje er evaluerte

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
15/3-9	0,5	0,4	0,0	0,0	0,9	2010
15/6-10	0,0	0,6	0,0	0,2	0,8	2009
16/1-14	3,5	0,0	0,0	0,0	3,5	2010
16/2-3	2,9	0,4	0,0	0,0	3,3	2007
16/2-4	0,0	1,9	0,0	0,3	2,2	2007
16/2-5	0,0	1,9	0,0	0,2	2,1	2009
16/2-6	15,0	0,0	0,0	0,0	15,0	2010
30/5-3 S	0,0	1,5	0,0	0,1	1,6	2009
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
34/4-11	21,6	6,6	0,0	0,0	28,2	2010
34/5-1 S	2,1	0,2	0,0	0,0	2,3	2010
35/10-2	0,0	2,8	0,3	0,5	3,9	1996
35/12-2	12,2	1,5	0,0	0,0	13,8	2009
35/9-6 S	4,0	0,0	0,0	0,0	4,0	2010
6406/3-8	17,0	2,8	0,0	0,0	19,8	2010
6407/2-5 S	2,9	0,9	0,0	0,1	3,9	2009
6407/2-6 S	0,0	1,7	0,0	0,4	2,2	2010
6507/3-7	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8	2009
6507/7-14 S	0,0	9,5	0,0	0,0	9,5	2010
6603/12-1	0,0	13,0	0,0	0,0	13,0	2009
6707/10-2 A	0,0	0,6	0,0	0,0	0,6	2008
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
7226/2-1	0,0	3,3	0,0	0,1	3,4	2008
Totalt	86,5	72,3	1,7	4,2	166,2	

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

²⁾ Funnår for den første funnbrønnen som inngår.

Vedlegg 3 Operatører og rettshavarar

Tabellen under viser operatører og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på norsk kontinentalsokkel. Det er 445 aktive utvinningsløyve og 445 operatørskap. I tillegg er Gassco AS operatør for store deler av gassrørleidningsnettlet. Fleire fakta om petroleumsverksemda finn du på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no.

Tabell 3.1 Operatører og rettshavarar per mars 2011

Operatør/rettshavar	Operatørskap i utvinningsløyve	Rettshavar i utvinningsløyve	Rettshavarar i felt
A/S Norske Shell	9	19	4
BG Norge AS	11	17	1
BP Norge AS	11	15	7
Bridge Energy Norge AS	2	13	
Centrica Resources (Norge) AS	9	22	7
Chevron Norge AS	1	5	1
ConocoPhillips Skandinavia AS	13	39	23
DONG E & P Norge AS	7	28	10
Dana Petroleum Norway AS	4	25	3
Det norske oljeselskap AS	1	1	
Det norske oljeselskap ASA	30	72	7
E.ON Ruhrgas Norge AS	6	29	2
Edison International Norway Branch	2	9	
Eni Norge AS	12	48	20
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	9	53	26
Faroe Petroleum Norge AS	1	22	1
Front Exploration AS	1	12	
GDF SUEZ E&P Norge AS	6	41	6
Hess Norge AS	3	15	4
Idemitsu Petroleum Norge AS	3	20	1
Lotos Exploration and Production Norge AS	4	10	
Lundin Norway AS	26	47	4
Maersk Oil Norway AS	2	6	
Maersk Oil PL 018C Norway AS	1	1	
Marathon Petroleum Norge AS	11	19	4
Nexen Exploration Norge AS	9	10	
North Energy ASA	2	17	
Norwegian Energy Company ASA	8	35	
OMV (Norge) AS	6	11	
Petro-Canada Norge AS	4	11	
Premier Oil Norge AS	2	8	1
RWE Dea Norge AS	4	33	8
Repsol Exploration Norge AS	1	5	
Rocksource ASA	6	13	
Spring Energy Norway AS	2	27	1
Statoil Petroleum AS	162	219	66
Talisman Energy Norge AS	15	36	7
Total E&P Norge AS	15	78	39
VNG Norge AS	3	24	2
Wintershall Norge AS	1	7	
Wintershall Norge ASA	20	36	3

Andre rettshavarar	Operatørskap i utvinningsløyve	Rettshavar i utvinningsløyve	Rettshavarar i felt
4Sea Energy AS		2	
Agora Oil & Gas AS		3	
Altinex Oil Norway		7	3
Bayerngas Norge AS		32	4
Concedo ASA		11	
E&P Holding AS		4	
Enterprise Oil Norge AS		4	1
Norske AEDC AS		5	3
PGNiG Norway AS		9	1
Petoro AS		150	46
Sagex Petroleum Norge AS		5	
Skagen 44 AS		11	
Skeie Energy AS		5	1
Spring Energy Exploration AS		2	
Svenska Petroleum Exploration AS		11	2
Talisman Resources Norge AS		2	2

Vedlegg 4 Omrekningsfaktorar

Olje-, kondensat- og gassmengder blir rekna i standard kubikkmeter (Sm³) og NGL-mengder i tonn. Eit mål for dei totale ressursane får ein ved å summere energimengda av dei ulike petroleumstypane. Summen reknas i standard kubikkmeter oljeekvivalentar (Sm³ o.e.).

1 Sm ³ olje	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ kondensat	=	1,0 Sm ³ o.e..
1000 Sm ³ gass	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm ³ o.e.

Gass	1 kubikkfot	1 000,00 Btu
	1 kubikkmeter	9 000,00 kcal
	1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot

Råolje	1 Sm ³	6,29 fat
	1 Sm ³	0,84 toe
	1 tonn	7,49 fat
	1 fat	159,00 liter
	1 fat per dag	48,80 tonn per år
	1 fat per dag	58,00 Sm ³ per år

Omtrentleg energiinnhald

	MJ
1 Sm ³ naturgass	40
1 Sm ³ råolje	35 500
1 tonn kullekvivalent	29 300

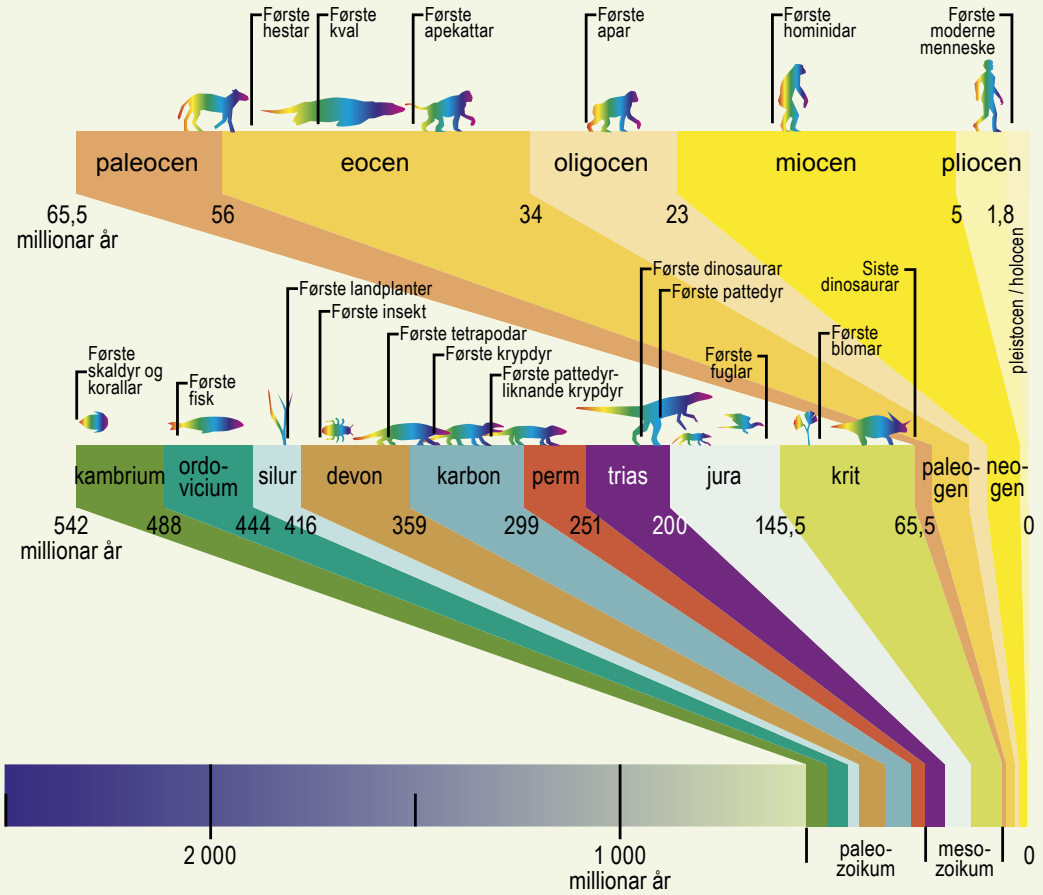
Omrekningsfaktorar for volum

1 Sm ³ råolje	=	6,29 fat
1 Sm ³ råolje	=	0.84 tonn råolje
	=	(gjennomsnitt for olje frå norsk kontinentalsokkel)
1 scm gas	=	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

Vedlegg 5 Den geologiske tidsskalaen



Vedlegg 6 Reservoar og litostratigrafi

Reservoartype Alder og litostratigrafi

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

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



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

EINAR GERHARDSSENS Plass 1 (R4)
POSTBOKS 8148 DEP. NO-0033 OSLO
WWW.REGJERINGEN.NO/OED



OLJEDIREKTORATET

PROFESSOR OLAV HANSSSENS VEI 10
POSTBOKS 600, NO-4003 STAVANGER
WWW.NPD.NO

