

FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2008



FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD 2008

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

Redaktørar: Ingebjørg ErlandsenTofte (Olje- og energidepartementet), Tarjei Moen og Evy Zenker (Oljedirektoratet)
Redaksjon avslutta: mai 2008

Layout/design: Norwegian Oil and Gas Production Support (NOGPS)/07 Gruppen AS
Framsida: Norwegian Oil and Gas Production Support (NOGPS)
Papir: omslag: Multiart silk 250 g, innmat: Multiart matt 115g
Trykk: 07 Gruppen AS
Opplag: 11 000 nynorsk/8 500 engelsk

Hftet er omsett til nynorsk av Åshild Nordstrand og til engelsk av TranslatørXpress AS ved Rebecca Segebarth

ISSN 1504-3398



Forord av olje- og energiminister Åslaug Haga

Det er interessante og utfordrande tider i Noregs største næring; petroleumsverksemda. Olje- og gassressursane på den norske kontinentalsokkelen legg grunnlaget for verdiskaping og store inntekter til staten, og er grunnlag for ei høgteknologisk næring. Samtidig er klimautfordringa sett på dagsordenen og vil vere ei av hovudutfordringane for verksemda framover.

Aktivitets- og investeringsnivået er høgt. For 2008 ventar ein at dei samla investeringane blir over 100 milliardar kroner. Det reviderte nasjonalbudsjettet legg til grunn at nettoinntekta til staten frå petroleumsverksemda blir 356 milliardar for 2008. Norsk petroleumsretta leverandørindustri eksporterer stadig meir til den internasjonale marknaden, og omsetjinga i utlandet er no på om lag 50 milliardar kroner. Teknologi som blir eksportert, er basert på kunnskap og kompetanse utvikla i den norske oljeverksemda.

Petroleumsnæringa er grunnleggjande for Noreg som energinasjon. Om lag 130 000 personar er sysselsette i petroleumsverksemda, og det gir store ringverknader i andre næringar. Høgt aktivitetsnivå fører til ein stram arbeidsmarknad der det er stor konkurranse om dei beste hovuda. Samspelet mellom utdanning, forskning og næringa er viktig for å møte utfordringa med å få fleire til å utdanne seg for å kunne jobbe i petroleumsverksemda.

Noreg har med bakgrunn i vår kompetanse i petroleumsverksemda ei viktig rolle som bidragsytar til å utvikle teknologi som kan redusere dei globale klimagassutsleppa. Kraftproduksjon og annan bruk av fossil energi er den største kjelda til dei globale klimagassutsleppa. Verda treng energi – på kort og mellomlang sikt vil mykje av det globale energiforbruket måtte kome frå fossile kjelder, som olje, gass og kol. Samtidig skal utsleppa av CO₂ ned. Petroleumsverksemda står for 29 prosent



av klimagassutsleppa her i landet. Noreg har som ein ansvarleg energiproducent både interesse av og ansvar for å produsere olje og gass på ein mest mogleg miljøvennleg måte. Vi må ha to tankar i hovudet samtidig: Levere energi som er produsert med det som finst av miljøvennleg teknologi, og redusere utsleppa av CO₂.

Klimameldinga som regjeringa la fram i 2007, er eit solid grunnlag som det blei bygt vidare på gjennom klimaforliket med dei tre opposisjonspartia Høgre, Kristeleg Folkeparti og Venstre. Klimaforliket inneber mellom anna at det totale utsleppet av CO₂ i Noreg skal redusert med 30 prosent innan 2020, og at om lag to tredelar av utsleppsreduksjonane skal takast nasjonalt. I tida framover er det ei

prioritert oppgåve å få klimautsleppa på sokkelen ned. Mange tiltak er allereie sette i verk for å kutte utslepp på norsk sokkel. CO₂-avgifta, som har hatt verknad sidan 1991, har vore sentral i arbeidet med å redusere klimagassutsleppa. Frå 1. januar 2008 er petroleumsverksemda innlemma i det norske kvotesystemet og må kjøpe utsleppskvotar. CO₂-avgifta er nedjustert slik at kvoteprisen og CO₂-avgifta utgjer tilsvarande nivå som CO₂-avgifta aleine gjorde tidlegare. Regjeringa vil arbeide vidare med elektrifisering og energieffektivisering av sokkelen.

Regjeringa legg all si tyngd i å utvikle teknologi for fangst og lagring av CO₂. Vi har sett oss ambisiøse mål for å realisere CO₂-handtering på Kårstø og Mongstad og etablere ei kjede for transport og injeksjon av CO₂. Her ligg det enorme moglegheiter, men det er også ei teknologisk svært krevjande oppgåve. Den norske innsatsen for å utvikle teknologiar til å fange CO₂ i samband med energiproduksjon har mykje å seie for arbeidet med å redusere dei globale utsleppa av klimagassar. Målet er å gjere teknologien kommersielt tilgjengeleg, slik at det blir billigare å reinse CO₂ enn å forureine. Slik teknologi vil bli viktig ikkje berre for Noreg, men også for fangst og lagring for resten av verda.

Samanslåinga av Statoil og Hydro i 2007 har gitt eit nytt selskap som vil prege norsk økonomi og aktiviteten på den norske kontinentalsokkelen. Statens rolle som eigar i selskapet og som forvaltar av petroleumsressursane blir derfor eit viktig perspektiv framover.

2007 har vore eit år med høg leiteaktivitet, og ein reknar med at det vil halde fram i 2008. 32 leitebrønnane blei påbegynte, 20 av dei er undersøkingsbrønningar og 12 er avgrensingsbrønningar. Luno-funnet i den midtre delen av Nordsjøen i 2007, med påvist lettølje på mellom 10 og 30 millionar standardkubikkmeter (Sm³), er eit interessant funn

med stort potensial. Ein avgrensingsbrønn for funnet er planlagd bora i 2008. Slike funn i modne område er spennande.

Det er mange nye aktørar på sokkelen. I alt blei 13 nye selskap prekvalifiserte som rettshavarar eller operatørar der i 2007. Det var stor interesse for den siste konsesjonsrunden (TFO 2007) og hard konkurranse om fleire av blokkene.

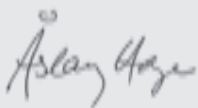
Interessa for nominasjonen av blokker til den 20. konsesjonsrunden har òg vore stor. Som ein del av Regjeringa si nye linje i petroleumpolitikken om open framferd, vil konsesjonsrundane frå no av bli sendt på brei høyring i forkant av utlysninga, der alle samfunnsinteresser får uttale seg. Kva blokker som skal bli lyst ut vil Regjeringa avgjere ut frå ei heilskapleg vurdering, der vidareføring av den gode sameksistensen mellom petroleumsnæringa og andre næringsinteresser står sentralt.

Ormen Lange og Snøhvitfeltet er store gassfelt som kom i drift i 2007, og vil gi betydelege tilskot til gassproduksjonen. For første gong fekk vi petroleumsproduksjon frå Barentshavet, og ved hjelp av LNG-teknologi blir nye marknader opna for norsk gass. Det som mange såg på som umogleg for vel ti år sidan, er no blitt mogleg.

Regjeringa legger stor vekt på at det blir skapt regionale og lokale ringverknader frå petroleumssektoren, noe som både Ormen Lange og Snøhvit er gode døme for. I begge utbyggingene har lokalt og regionalt næringsliv demonstrert at dei kan medverke med betydelege leveransar. Oljeselskapa tek òg ansvar gjennom program for leverandørutvikling. Så langt har nord-norsk industri levert varer og tenester for over tre milliardar kroner til Snøhvit - prosjektet. Landanlegga er òg tilrettelagt slik at det skal vere mogleg å etablere avtak for gass til lokale og regionale brukarar.

Noreg er i dag verdens tredje største eksportør av gass. I 2013 går gassproduksjonen forbi oljeproduksjonen. Vi leverer i dag gass tilsvarande Tysklands totale forbruk. Oljeproduksjonen er noko mindre enn i 2006, mens gassproduksjonen har hatt ein tredobling av produksjonen sida 90-talet og i 2007 var produksjonen på 90 mrd Sm³. Avgjerda i 2007 om å halde tilbake gassen på Trollfeltet for å få ut meir av oljen i feltet, var ei viktig avgjerd for ei best mogleg forvaltning av ressursane på sokkelen. Gassen på Troll vil bli produsert, men på eit litt seinare tidspunkt.

Sjølv om store delar av olje- og gassverksemda har gått over i ein meir moden fase er det framleis monalege petroleumsressursar igjen å produsere. Berre 36 prosent av dei pårekna ressursane er produsert. Teknologiu utviklinga gjer det til dømes mogleg å bore brønningar og utvikle felt på måtar som var teknisk umoglege tidlegare. Oljeselskapa har kome langt i å ta i bruk ny teknologi for å auke utvinningsgraden i produserande felt, effektivisere drifta, og leite etter ressursar i nærleiken av utbygd infrastruktur. Det er eit felles langsiktig mål å heve utvinningsgraden på felta. For å nå dette målet er det satt i gang mange tiltak på dei store oljefelta for å få meir ut av eksisterande brønningar, boring av fleire brønningar og tilpassingar i prosessanlegg. Sjølv om mykje er gjort kan det gjerast meir.



Olje- og energiminister

Forord av oljedirektør Bente Nyland

Oljeproduksjonen i Noreg nådde toppen for seks-sju år sidan, men gassproduksjonen aukar framleis. Det er venta at han vil auke frå nivået i dag på ca. 90 milliardar Sm³ per år til 116 milliardar Sm³ i 2011. Sjølv om prognosane frå Oljedirektoratet (OD) viser at oljeproduksjonen vil halde fram med å falle, kan vi gå ut frå at fallet i neste femårsperiode blir mindre enn det var i førre femårsperiode, fordi nye oljefelt kjem i drift. Prognosane slår fast at vi vil vere ein betydeleg olje- og gassprodusent i mange tiår framover.

Men oljeproduksjonen fell raskare enn vi rekna med for berre få år sidan, og det gir grunn til uro. Styresmaktene følgjer nøye med, mellom anna gjennom PIAF (Prestasjonsindikatoranalyse for felt), eit metodisk verktøy som hjelper til å avdekkje problemstillingar på felt som er i drift, og som selskapa blir utfordra til å ta tak i. Dette dreiar seg mellom anna om kor godt selskapa følgjer opp sine eigne planar, og dersom dei ikkje gjer det, kva det er som stoppar dei.

Strategi for å auke oljeutvinninga

Etter planane i dag vil 54 prosent av oljen bli liggjande igjen i felta. Dette er ikkje godt nok. Styresmaktene har sett som mål at oljereservane skal aukast med fem milliardar fat i tiårsperioden frå 2005 til 2015. Analysar i 2007 viste at 75 prosent av denne auken må kome frå felt som allereie er i produksjon.

Skal dette vere mogleg, er det viktig å sjå auka oljeutvinning og disponering av gass i samanheng. På mange felt er gassinjeksjon sentralt for å oppnå høg utvinningsgrad. På felt med både olje og gass er det ikkje mogleg å akselerere gassuttaket utan at det får negative konsekvensar for reservoartrykket og den langsiktige ressursutnyttinga. Då Olje- og energidepartementet etter råd frå OD valde å seie nei til akselerert gassuttak på Trollfeltet, bygde avgjersla på ei grundig vurdering av reservoar tekniske forhold og



konsekvensar, ikkje berre for Trollfeltet, men også for naboområdet. Auka gassuttak no kunne ha ført til sløsing av store mengder olje som kunne ha gitt økonomiske verdiar for samfunnet.

OD meiner at tida no er moden for å lansere andre metodar enn gass- og vassinjeksjon for å auke oljeutvinninga. Dei høge oljeprisane burde gjere det mogleg å teste ut meir avanserte metodar i pilotforsøk på nokre av felta på den norske kontinentalsokkelen.

Mykje å finne

Leiteaktiviteten har teke seg opp dei siste åra. I 2007 blei det påbegynt 32 leitebrønner og gjort 12 nye funn. Slik sett var 2007 eit godt år. Men funna er vesentleg mindre enn tidlegare. Dermed aukar kravet til lønnsemd, og det blir viktig å finne fram til kostnadseffektive utbyggingsløyningar.

2008 teiknar til å bli eit år med endå fleire leitebrønner. Prognosane viser at det vil bli bora 35–40 leitebrønner dette året.

OD reknar med at det framleis står igjen å finne ca. 25 prosent av dei utvinnbare ressursane på sokkelen. Men estimata er svært usikre – det kan vere mindre, men også vesentleg meir.

Interessa for sokkelen er framleis stor det viser både oppslutninga rundt tildeling i førehandsdefinerte område 2007 (TFO 2007) og interessa for å nominere til 20. konsesjonsrunde. Dette kjem også til uttrykk ved at stadig nye selskap søkjer prekvalifisering til norsk sokkel. Over 50 selskap er prekvalifiserte som operatørar eller rettshavarar sidan 2000.

Oljeselskapa er opptekne av leiteareal. Dette har styresmaktene teke på alvor. Det er faktisk slik at dei siste sju åra er det utlyst like mykje areal som dei 30 åra før. Likevel pressar næringa på for å få endå meir.

Sameksistens

Raskare tildelingstempo og mykje nytt areal som skal kartleggjast, fører også til større aktivitet, eit resultat som styresmaktene har ønskt. Men dermed aukar også risikoen for konflikt med andre brukarar av havet, som fiskeflåten. Det må vi arbeide for å unngå. Sameksistens mellom dei to næringane er nøkkelen til ei positiv utvikling på sokkelen.

Områda utanfor Lofoten og Vesterålen har lenge stått svært høgt på ønskelista til selskapa. Desse områda er ikkje opna for tildeling av utvinningsløyve. OD skal fram mot 2010 samle seismikk i Nordland VII og Troms II. Dette blei vedteke då Stortinget behandla St.meld. nr. 8 (2005–2006) (forvaltningsplanen for havområda utanfor Lofoten og Barentshavet) i 2006. Data frå ODs innsamling skal liggje til grunn når Stortinget skal behandle forvaltningsplanen på nytt i 2010. Seismikkinnsamlinga i dette området er krevjande på grunn av den store fiskeriaktiviteten. Innsamlinga skal derfor skje i nær kontakt med fiskerinæringa for å førebygge moglege konflikhtar.

Utslepp

CO₂-utslepp frå petroleumsproduksjonen er også ei stor utfordring. Noreg har mindre utslepp per produsert eining olje og gass enn noko anna petroleumsproduserande land. Det kjem av at styresmaktene heilt frå starten har stilt strenge krav, som industrien har følgd opp. Viktige tiltak har vore forbodet mot faking – bortsett frå av omsyn til tryggleiken – og CO₂-avgifta. No trengst det andre tiltak for å redusere utsleppa endå meir.

I 2007 koordinerte OD arbeidet med ein ny studie om kraft frå land, i samarbeid med Statens forureiningstilsyn, Noregs vassdrags- og elektrisitettdirektorat og Petroleumstilsynet. Vi gjennomførte også ei kartlegging av Nordsjøen for å finne reservoar som eignar seg for deponering av store mengder CO₂. Førebels er konklusjonen at det finst gode område. No held arbeidet fram med grundigare undersøkingar av Johansenformasjonen i den nordlege delen av Nordsjøen, der målet er å bore ein brønn i det neste halvtanna året. Det vil gi oss endå betre informasjon om reservoaret.

Scenario

OD gjennomførte i 2007 ein scenarioanalyse for norsk sokkel fram mot 2046. Analysen ligg på www.npd.no – og står omtalt i ODs ressursrapport for 2007. Kort oppsummert peikar analysen på at ei positiv framtid for norsk sokkel og norsk petroleumsverksemd føreset at nye leiteareal blir tilgjengelege – og at vi finn løysingar som bidreg til å redusere utsleppa av klimagassar. I tillegg er det viktig at industrien arbeider hardt og langsiktig med å utvikle teknologi for å auke utvinninga frå dei felte som er i drift.

Oljedirektør

Innhold

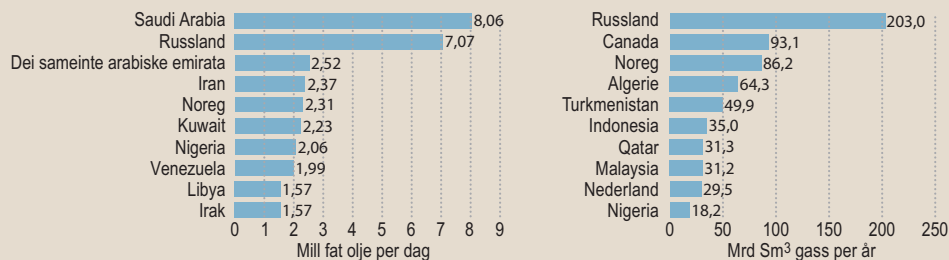
Forord av olje- og energiminister Åslaug Haga	5
Forord av oljedirektør Bente Nyland	8
1. Petroleumsverksemda – Noregs største næring	13
Petroleumsverksemda i det norske samfunnet	14
Utviklinga framover	15
2. Organisering av norsk ressursforvaltning	17
Dagens ressursforvaltingsmodell	18
Samarbeid og konkurranse	19
Statleg organisering av petroleumsverksemda	20
Toppleiarforum	20
Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda	21
3. Petroleumsinntektene til staten	23
Petroleumsskattesystemet	24
Avgifter	24
Normprisen	25
SDØE	25
Utbyte frå StatoilHydro	25
4. Leiteverksemda	27
Konsesjonssystemet	28
Modne og umodne område	30
Leitopolitikk i modne og umodne område	30
Omstridt område	35
Aktørbiletet	36
5. Utbygging og drift	37
Historisk utvikling	38
Effektiv produksjon av petroleumsressursane	38
Auka utvinning i modne område	39
Auka ressursuttak	40
Forlengd levetid	40
Effektiv drift	40
Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur	41
Utviklinga framover	42
PIAF	43
6. Gasseksport frå den norske kontinentalsokkelen	45
Organisering av verksemda	46
Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport	49
7. Opprydding etter at produksjonen er slutt	51
Regelverk	52
Avslutningsplan	52
Ansvar	53
8. Forsking, teknologi og næringsutvikling	55
Norsk petroleumsindustri	56
Industri og industrisamarbeid knytt til petroleumsverksemda	57
Forsking og teknologiutvikling i olje- og gassverksemda	58
9. Miljømsyn i norsk petroleumsverksemd	63
Noreg som pioner på miljøløysingar	64
Lover og regelverk som regulerer verksemda	64
Avtalar og forpliktingar	64
Utslepp frå petroleumsverksemda	67
Definisjon av nullutslepp og nullutsleppsmål	68
Utsleppsstatus for CO ₂	69
Utsleppsstatus No _x	72
Utsleppsstatus nmVOC	73
Utsleppsstatus for kjemikaliar, olje og andre organiske sambindingar	74
Oljevernberedskap	77
10. Petroleumsressursane	79
Ressursar	80
Reservar	80
Avhengige ressursar	80
Uoppdaga ressursar	80
Nordsjøen	81
Norskehavet	81
Barentshavet	81
11. Felt i produksjon	83
Balder	93

Blane	94	Troll	148
Brage	95	Troll I	148
Draugen	96	Troll II	150
Ekofisk	97	Tune	152
Eldfisk	99	Ula	153
Embla	100	Urd	154
Enoch	101	Vale	155
Fram	102	Valhall	156
Gimle	103	Varg	158
Glitne	104	Veslefrikk	159
Grane	105	Vigdis	160
Gullfaks	106	Visund	162
Gullfaks Sør	108	Åsgard	163
Gungne	110	12. Felt under utbygging	165
Gyda	111	Alve	166
Heidrun	112	Alvheim	167
Heimdal	113	Gjøa	168
Hod	114	Rev	169
Huldra	115	Skarv	170
Jotun	116	Tyrihans	171
Kristin	117	Vega	172
Kvitebjørn	118	Vega Sør	173
Mikkell	119	Vilje	174
Murchison	120	Volund	175
Njord	121	Volve	176
Norne	122	Yme	177
Ormen Lange	123	13. Utbyggingar i framtida	179
Oseberg	124	Funn i planleggingsfase	180
Oseberg Sør	126	14. Felt der produksjonen er avslutta	185
Oseberg Øst	127	Albuskjell	186
Ringhorne Øst	128	Cod	186
Sigyn	129	Edda	186
Skirne	130	Frigg	187
Sleipner Vest	131	Frøy	187
Sleipner Øst	133	Lille-Frigg	187
Snorre	135	Mime	188
Snøhvit	137	Nordøst Frigg	188
Statfjord	139	Odin	188
Statfjord Nord	141	Tommeliten Gamma	189
Statfjord Øst	142	Vest Ekofisk	189
Sygna	143	Øst Frigg	189
Tambar	144		
Tor	145		
Tordis	146		

15. Rørleidningar og landanlegg	191
Gassled-rørleidningar	193
Andre rørleidningar	197
Landanlegg	202
Vedlegg	205
Vedlegg 1 Historisk statistikk	206
Vedlegg 2 Petroleumsressursane	210
Vedlegg 3 Operatørar og rettshavarar	219
Vedlegg 4 Adresseliste	221
Vedlegg 5 Omrekningsfaktorar	225
Vedlegg 6 Den geologiske tidsskalaen	226
Vedlegg 7 Reservoar og litostratigrafi	227

1. Petroleumsverksemda - Noregs største næring





Figur 1.1 Dei største olje eksportørane i 2007 og gass eksportørane i 2006 (olje inkluderer NGL og kondensat)

(Kjelde: KBC Market Services)

Ved utgangen av 1950-åra var det svært få som trudde at havbotnen utanfor Norskekysten gøymde olje- og gassrikdommar. Men gassfunnet i Groningen i Nederland i 1959 førte til nytanking omkring petroleums potensialet i Nordsjøen.

Med funnet av Ekofisk i 1969 begynte det norske oljeeventyret for alvor. Produksjonen frå feltet tok til 15.06.1971. I åra etterpå blei det gjort ei rekkje store funn. I dag er 57 felt i produksjon på den norske kontinentalsokkelen. Desse felte produserte i 2007 2,6 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og 90 milliardar standardkubikkmeter (Sm³) gass, ein produksjon av salbar petroleum på i alt 238 millionar Sm³ oljeekvivalentar (o.e.). Noreg er rangert som den femte største olje eksportøren og den ellefte største oljeproduzenten i verda. I 2006 var Noreg den tredje største gass eksportøren og den sjetteste gassproduzenten i verda.

Petroleumsverksemda i det norske samfunnet

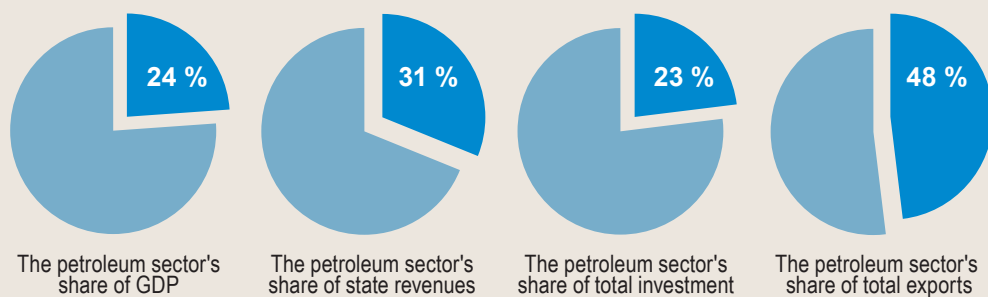
Petroleumsverksemda har hatt svært mykje å seie for den økonomiske veksten i Noreg og finansieringa av det norske velferdssamfunnet. Gjennom 40 år har næringa skapt verdiar for godt over

6000 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. Petroleumsverksemda er no den største næringa i Noreg. I 2007 stod petroleumssektoren for 24 prosent av verdiskapinga i landet. Verdiskapinga i petroleumsnæringa er tre gonger høgare enn i landindustrien, og rundt 18 gonger den samla verdiskapinga i primærnæringane.

Skatt frå utvinningsselskapa og direkte eigarskap (SDØE) sikrar staten ein stor del av verdiane som petroleumsverksemda skapar. Nettokontantstrømmen frå sektoren i 2007 utgjorde om lag 31 prosent av dei samla inntektene til staten. Gjennom meir enn 35 års produksjon har verksemda skaffa staten over 3000 milliardar kroner i nettoinntekter, målt i pengeverdien i dag. Statens kontantstrøm blir overført til eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. Ved utgangen av 2007 var verdien av fondet om lag 2000 milliardar kroner.

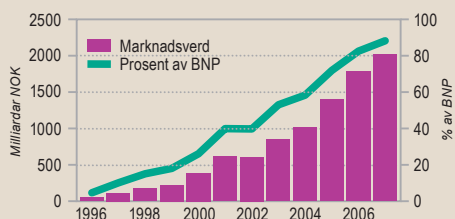
Petroleumsinntektene blir fasa gradvis inn i økonomien ved å dekkje det strukturelle oljekorrigerte underskotet på statsbudsjettet. Innfasinga skjer om lag i takt med utviklinga i forventa realavkastning av fondet.

I 2007 stod råolje, naturgass og røttenester for 48 prosent av Noregs eksportverdi. Petroleums-

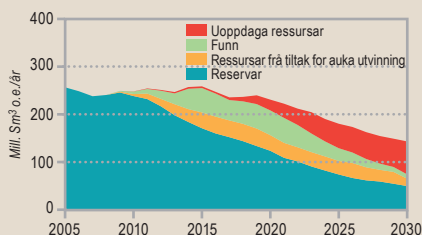


Figur 1.2 Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Finansdepartementet)



Figur 1.3 Storleiken på Statens pensjonsfond - Utland per 31.12.2007 og som del av BNP (Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Norges Bank)



Figur 1.4 Produksjonsprognose (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

eksporten utgjorde 509 milliardar i 2007. Det er 14 gonger meir enn eksportverdien av fisk.

Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen er det investert enorme summer i leiting, utbygging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Per 31.12.2007 var det investert godt og vel 2100 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. I 2007 blei det investert 109 milliardar kroner. Det utgjør 23 prosent av dei samla realinvesteringane i landet.

Utviklinga framover

Vi har produsert om lag 36 prosent av det ein reknar med er dei samla ressursane på den norske kontinentalsokkelen. Dei attverande ressursane utgjør eit stort potensial for verdiskaping også i mange år framover.

Figur 1.4 viser ein prognose for produksjonen frå den norske sokkelen. Prognosen tek utgangspunkt i eit estimat frå Oljedirektoratet over utvinnbare petroleumsressursar, og bygger på at styresmak- tene og industrien gjer dei vedtaka som må til for at ein skal kunne vinne ut ressursane som er igjen.

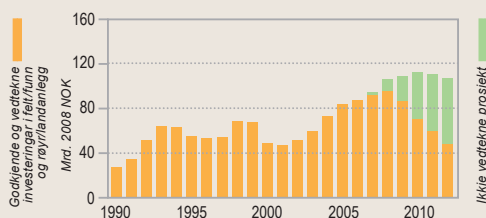
Ein ventar at petroleumsproduksjonen vil halde seg relativt stabil dei næraste åra. Produksjonen av olje og andre væsker vil gradvis bli redusert. Gass- eksporten vil derimot auke frå nivået i dag til mellom 125 og 140 milliardar Sm³ i løpet av det neste tiåret. Frå å utgjere om lag 40 prosent av den norske petroleumsproduksjonen i 2007 vil gass- produksjonsdelen auke betydeleg i åra framover. På lengre sikt vil talet på nye funn og storleiken på dei vere avgjerande for produksjonsnivået.

Aktivitetsnivået på sokkelen er høgt. I 2008 reknar ein med eit investeringsnivå på 106 milliardar kroner (utan leitekostnader), og det er planlagt å bore 35 – 40 leitebrønner. Det skal investerast både i tiltak for å auke oljeutvinninga og i utbygging av nye felt. Dei enkeltprosjekta som

har størst investeringsomfang dei næraste åra, er Troll, Skarv og Gjøa.

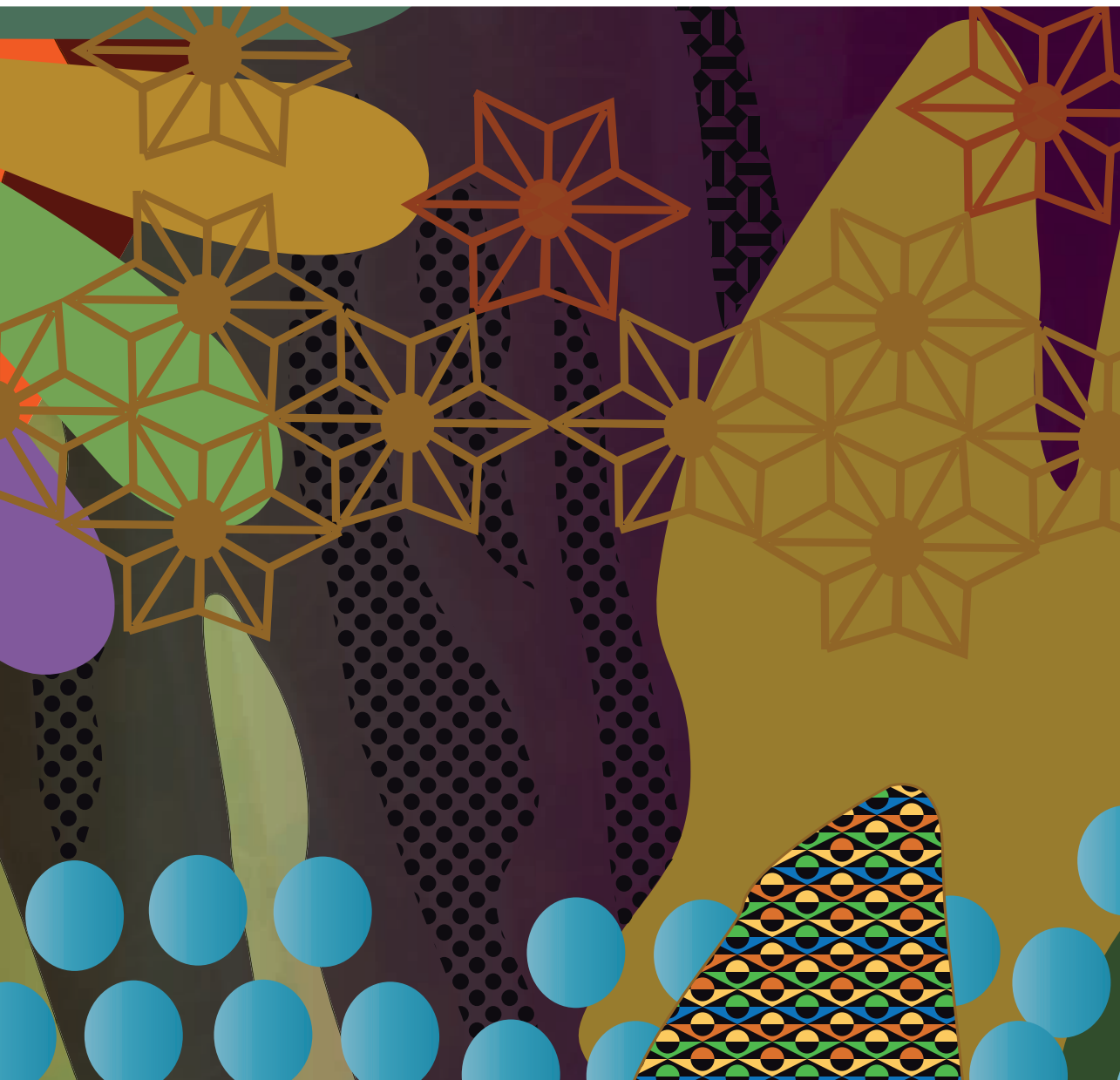
Ein går ut frå at investeringane vil auke fram til 2010, og så bli reduserte til eit noko lågare nivå enn i dag. Men prognosane tyder på stor aktivitet i industrien i lang tid, jf. figur 1.5. I åra framover vil investeringane hovudsakleg gjelde modifikasjons- og borearbeid. Prognosane for investeringsnivået er svært usikre, både på kort og lang sikt. I tillegg til investeringane viser prognosane at drifts- og ved- like haldsutgiftene vil bli om lag 50 milliardar kroner per år i fleire år framover.

For aktivitetsnivået og inntektene til staten er oljeprisen svært viktig. Oljeprisen har auka mykje dei siste åra, og var i 2007 i gjennomsnitt ca. 72,5 amerikanske dollar per fat (oljekvaliteten Brent). Ved inngangen til 2008 var prisen i overkant av 90 amerikanske dollar per fat. Det er fleire årsaker til det høge prisnivået. Det har vore ein sterk vekst i verdsøkonomien, og jamvel om ein ventar meir moderat vekst framover, tyder det på at etterspørse- len etter olje vil halde seg. Den ledige produksjons- kapasiteten i verda ligg på eit lågt nivå, og produk- sjonen er sårbar for forstyrningar. Kostnadene ved å byggje ut ny kapasitet har auka mykje. Dersom veksten i verdsøkonomien held fram, er det grunn til å tru at oljeprisane vil halde seg på eit relativt høgt nivå framover.



Figur 1.5 Historiske investeringar og prognose for framtidige investeringar (investering i leiting er ikkje inkludert) (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

2. Organisering av norsk ressursforvaltning



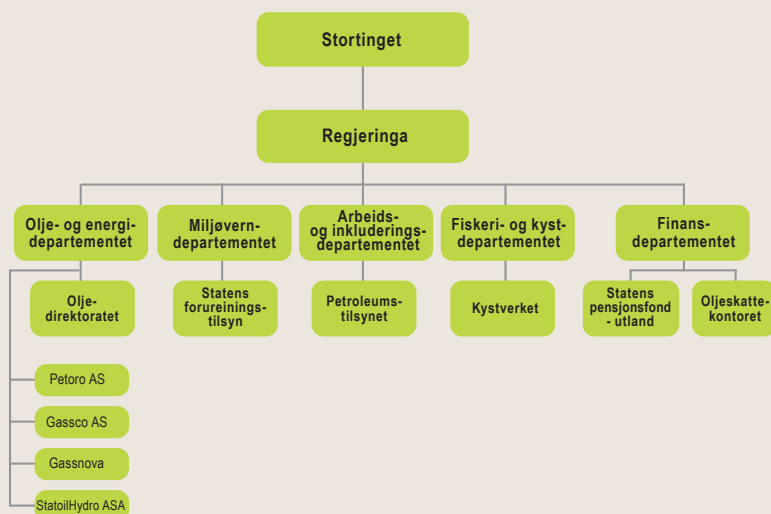
Interessa for oljeleting på den norske kontinental-sokkelen begynte tidleg i 1960-åra. På den tida fanst det ingen norske oljeselskap, og svært få norske institusjonar, offentlege eller private, hadde kunnskap om petroleumsrelatert verksemd. Det var også eit spørsmål om det verkeleg fanst særleg store petroleumsressursar der. Heilt frå starten av var det nødvendig med nasjonal administrasjon og kontroll over petroleumsaktiviteten. Utfordringa for Noreg i samband med oppbygginga av petroleumsverksemda var å få på plass eit system for forvaltning av petroleumsressursane – eit system som ville maksimere verdiane for heile det norske folket og det norske samfunnet.

Styresmaktene valde til å begynne med ein modell med utanlandske selskap til å drive petroleumsverksemda. Etter kvart auka det norske engasjementet ved at Norsk Hydro kom med, og i 1972 blei det oppretta eit oljeselskap der staten

var eineieigar, Statoil. Eit privat norsk selskap, Saga Petroleum, kom også til, men blei seinare kjøpt opp av Norsk Hydro. I 2007 blei olje- og gassverksemda i Norsk Hydro slått saman med Statoil, og selskapet bytte namn til StatoilHydro ASA. Samspelet og konkurransen mellom selskapa på kontinental-sokkelen har spelt ei viktig rolle i og med at dei har hatt ulik teknisk, organisatorisk og kommersiell kompetanse. Denne politikken har gjort sitt til at Noreg i dag har eigne oljeselskap og ein konkurransedyktig leverandørindustri, og at landet er sikra store inntekter frå næringa.

Dagens ressursforvaltningsmodell

For at oljeselskapa skal kunne gjere rasjonelle vedtak om investeringar, er det ein føresetnad at rammeverket er føreseieleg og transparent. Organiseringa av verksemda, og rolle- og ansvarsdelinga, skal sikre viktige samfunnsomsyn og at



Figur 2.1 Statleg organisering av petroleumsverksemda
(Kjelde: Statsbudsjettet)

verdiskapinga kjem fellesskapet til gode. Samtidig spelar omsynet til det ytre miljøet, helse, arbeidsmiljø og tryggleik ei viktig rolle.¹

Norske og internasjonale oljeselskap står for sjølve drifta av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen. Konkurransen mellom oljeselskapa gir dei beste resultatane når det gjeld å maksimere verdien av petroleumsressursane. Samtidig er det viktig at styresmaktene forstår og kan evaluere avgjerslene som oljeselskapa tek. Noreg har derfor etablert eit system der oljeselskapa har ideane og set i verk det tekniske arbeidet som skal til for å vinne ut ressursane, men verksemda deira krev også offentleg godkjenning. Offentleg godkjenning er nødvendig i alle fasar av petroleumsverksemda, i samband med leiteboring², planar for utbygging³ og planar for avslutning⁴ av felt.

For at oljeselskapa skal bidra til å maksimere verdiane på den norske kontinentalsokkelen til beste for samfunnet vårt, er det nødvendig med eit rammeverk som gir petroleumsindustrien incentiv til å oppfylle statens målsetjingar, samtidig som selskapa oppfyller sine eigne mål om å maksimere sin eigen profit. Via petroleumsskattesystemet og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) får staten ein betydeleg del av inntektene frå petroleumsverksemda.⁵ Men det blir også gitt skattefrådrag for kostnadene i samband med petroleumsverksemda. I eit slikt skattesystem fungerer den norske staten som ein passiv eigar av utvinningsløyva på sokkelen. Dette systemet inneber at dersom oljeselskapa ikkje tener pengar, vil heller ikkje den norske staten tene pengar. Alle aktørane i den norske petroleumsverksemda får dermed

ei felles interesse av at utvinninga av dei norske petroleumsressursane skapar så store verdiar som råd.

Samarbeid og konkurranse

Samtidig som det er ønskjeleg med konkurranse, er det også ønskjeleg at aktørane i petroleumsindustrien samarbeider. Derfor tildeler styresmaktene som hovudregel utvinningsløyve til ei gruppe selskap i staden for berre til eitt selskap, som regel ut frå søknader frå oljeselskapa i samband med tildelingsrundane.⁶ Dei viktigaste kriteria for tildeling er geologisk forståing, teknisk ekspertise, finansiell styrke og erfaringane som styresmaktene har med oljeselskapet. Basert på søknadene set Olje- og energidepartementet saman ei rettshavargruppe. I denne gruppa utvekslar oljeselskapa idear og erfaringar, samtidig som dei deler kostnadene og inntektene frå verksemda. Selskapa konkurrerer, men dei må også samarbeide for å maksimere verdiane i det utvinningsløyvet dei har fått tildelt. Med dette systemet blir ekspertise og erfaringar frå fleire selskap frå heile verda samla. Rettshavargruppa fungerer også som eit internt kontrollsystem i utvinningsløyvet, der kvar rettshavar har rolla som kontrollør av arbeidet til operatøren.

Petroleumsverksemda blir driven av teknologiske nyvinningar. For at ein skal få mest mogleg ut av verdiane på den norske kontinentalsokkelen, må det sikrast at oljeselskapa heile tida bruker den beste tilgjengelege teknologien, og at dei driv nødvendig forskning og utvikling. Styresmaktene har derfor etablert eit miljø som fremjar teknologisk utvikling. Det er i dag eit nært samarbeid mellom oljeselskapa, forskingsinstitusjonar, leverandørin-

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

2 Jf. kapittel 4.

3 I kapittel 5 er det gjort greie for utbygging og drift. Gassforvaltninga er omtalt i kap. 6.

4 Meir om avslutning etter at produksjonen er slutt, i kapittel 7.

5 Jf. kapittel 3.

6 Leitepolitikken er nærare omtala i kapittel 4.

dustrien og styresmaktene når det gjeld teknologi og forskning.⁷

Statleg organisering av petroleumsverksemda *Stortinget*

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

Regjeringa

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

- Olje- og energidepartementet
– ansvar for ressursforvaltninga og sektoren under eitt
- Arbeids- og inkluderingsdepartementet
– ansvar for helse, arbeidsmiljø og tryggleik
- Finansdepartementet
– ansvar for inntektene til staten
- Fiskeri- og kystdepartementet
– ansvar for oljevernberedskapen
- Miljøverndepartementet
– ansvar for det ytre miljøet

Toppleiarforum

Toppleiarforum blei etablert hausten 2000, og er leidd av olje- og energiministeren. Her kan næringa og styresmaktene drøfte sentrale tema og utfordringar for olje- og gassnæringa. Forumet er eit kontaktforum og tek ingen avgjersler i olje- og gasspolitikken. Toppleiarforum er organisert og finansiert av Olje- og energidepartementet. Det omfattar 37 toppleiarar frå oljeselskap, leverandørindustrien, arbeidstakar- og arbeidsgivarorganisasjonar, forskingsinstitusjonar og styresmakter.

⁷ Sjå kapittel 8

Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Olje- og energidepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av petroleumsressursane på den norske kontinentalsokkelen. Departementet skal sjå til at petroleumsverksemda blir driven etter dei retningslinjene Stortinget og regjeringa dreg opp. Departementet har i tillegg eit særskilt ansvar for å følgje opp dei statlege selskapa Petoro AS og Gassco AS og det oljeselskapet som staten eig delar av, StatoilHydro ASA.

Oljedirektoratet

Oljedirektoratet er administrativt underlagt Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet har ei sentral rolle innanfor petroleumsforvaltninga, og er eit viktig rådgivande organ for Olje- og energidepartementet. Oljedirektoratet utøver forvaltingsmyndigheit i samband med undersøkingar etter og utvinning av petroleumsførekomstar på den norske kontinentalsokkelen. Det omfattar óg myndigheit til å fastsette forskrifter og fatte vedtak etter regelverket for petroleumsverksemda.

Petoro AS

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

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 varetek operatørskapet på ein nøytral og effektiv måte i forhold til eigarane og brukarane.

Gassnova

Gassnova er eit forvaltningsorgan som har som oppgåve å arbeide for og støtte innovasjon av miljøvennleg gasskraftteknologi.

StatoilHydro ASA

I 2007 blei olje- og gassverksemda i Norsk Hydro slått saman med Statoil, og selskapet bytte namn til StatoilHydro ASA. StatoilHydro er eit børsnotert selskap i Oslo og New York. Statens eig 62,5 prosent av aksjane. Statens målsetjing at eigardelen til staten etter kvart skal auke til 67 prosent.

Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda

ARBEIDS- OG INKLUDERINGSDEPARTEMENTET

Arbeids- og inkluderingsdepartementet har det overordna ansvaret for arbeidsmiljøet og for tryggleik og beredskap i samband med petroleumsverksemda.

Petroleumstilsynet

Petroleumstilsynet har myndighetsansvaret for teknisk og operasjonell tryggleik, herunder beredskap og arbeidsmiljø i petroleumsverksemda.

FINANSDEPARTEMENTET

Finansdepartementet har det overordna ansvaret for å sørge for at staten får inn skattar, avgifter og andre inntekter frå petroleumsverksemda.

Oljeskattekontoret

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

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

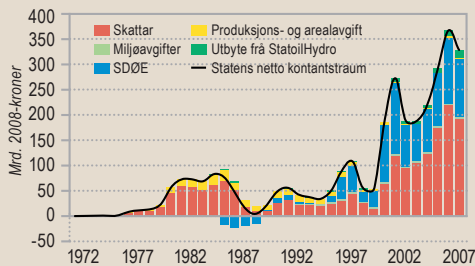
Miljøverndepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av miljøvernet og det ytre miljøet i Noreg.

Statens forureiningstilsyn

Statens forureiningstilsyn har mellom anna ansvaret for å følgje opp forureiningslova. Ei anna sentral oppgåve er å gi Miljøverndepartementet råd, og fagleg grunnlagsmateriell.

3. Petroleumsinntektene til staten





Figur 3.1 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda (Kjelde: Statsrekneskap og rekneskapstal for SDØE)

Skattar:	186,5
Miljøavgifter og arealavgift:	4,6
SDØE:	112,3*
Utbytte frå StatoilHydro:	16,4**
Totalt:	319,8

* SDØE rekneskap 2007 (Overføring til SPFF ikkje medrekna)
 ** Utbytte for rekneskapsåret 2006 utbetalt i 2007, samt kompensasjon ifm StatoilHydro sitt tilbakekjøpsprogram

Figur 3.2 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda 2007 (mrd. NOK).

(Kjelde: Statsrekneskapsrapport for 2007 og rekneskapstal for SDØE)

Staten får store inntekter frå petroleumsverksemda. I 2007 kom 31 prosent av inntektene til staten derifrå. Figur 3.1 viser innbetalingane frå sektoren. Dei har vore spesielt store dei siste åra, og 2006 var eit år med svært høge innbetalingar. Verdien av petroleumsressursane som er igjen på kontinentalsokkelen, er i revidert nasjonalbudsjett for 2008 vurdert til 3790 milliardar 2008-kroner.

Staten sikrar seg ein stor del av verdiane som blir skapte, gjennom:

- Skattlegging av olje- og gassverksemda
- Avgifter
- Direkte eigarskap i felt på den norske kontinentalsokkelen (Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE)
- Utbytte frå eigarskap i StatoilHydro

Noreg har eit eige system for å sikre staten inntekter frå petroleumsverksemda. Hovudgrunninginga for dette systemet er den ekstraordinære avkastninga som er knytt til utvinning av ressursane. Vi må sjå skattesystemet i lys av at desse ressursane er fellesskapet sin eigedom, og at oljeselskapa får tilgang til å utnytte ein verdifull, men avgrensa ressurs.

Petroleumsskattesystemet

Petroleumsskattlegginga byggjer på reglane for ordinær bedriftsskattlegging. På grunn av den ekstraordinære lønnsmda ved utvinning av dei norske petroleumsressursane blir det i tillegg lagt ein særskatt på denne typen næringsverksemd. 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 skjer. 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, kalla 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. 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 tilstrekkeleg lønnsmd etter skatt for selskapa.

Avgifter

Dei viktigaste avgiftene for petroleumsverksemda er CO₂-avgifta, NO_x-avgifta og arealavgifta.

CO₂-avgifta blei innført i 1991 og er eit verktøy for å redusere utslipp av CO₂ frå petroleumsverksemda. CO₂-avgifta skal betalast per standardkubikkmeter (Sm³) gass som blir brend eller sleppt direkte ut, og per liter petroleum som blir brend. For 2008 er satsen sett til 45 øre per liter petroleum eller standardkubikkmeter gass.

Noreg er med heimel i Göteborgprotokollen av 1999 forplikta til å redusere dei årlege utslappa av nitrogenoksid (NO_x), og derfor blei det innført ei NO_x-avgift frå 1. januar 2007. For 2008 er satsen sett til 15,39 kroner per kilo NO_x.

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

Driftsinntekter (normpris)

- Driftskostnader
- Avskrivning (lineært over seks år)
- Leitekostnader, FoU, avslutningskostnader
- CO₂-avgift, NO_x-avgift og arealavgift
- Netto finanskostnader
- = Ordinært skattegrunnlag (skattesats: 28 %)
- Friinntekt (7,5 % av investeringer i 4 år)
- = Særskattegrunnlag (skattesats: 50 %)

Figur 3.3 Utrekning av petroleumsskatt

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

Normprisen

Dei fleste oljeselskapa på den norske kontinental-sokkelen er ein del av eit konsern med diversifisert global verksemd. Utvunnen petroleum blir derfor for ein stor del omsett til nærstående selskap.

For skattestyresmaktene kan det vere ei vans-keleg oppgåve å vurdere om prisfastsetjinga til nærstående selskap er slik som to uavhengige partar ville ha avtala seg imellom for kvart enkelt sal. For at ein skal unngå dette problemet, seier § 4 i petroleumsskattelova at det kan fastsetjast normprisar som skal brukast til å rekne ut skattbar inntekt ved likninga. Det er gitt forskrifter om fastsetjing og bruk av normprisar.

Det er Petroleumsprisrådet (PPR) som fastset normprisen, som skal svare til det petroleum kunne vore omsett for mellom uavhengige partar. Som regel blir det sett normpris for kvar månad og for kvart felt. PPR møtest ein gong i kvartalet for å fastsetje prisane for kvartalet som er gått. Rådet tek imot informasjon og har møte med selskapa før den endelege normprisen blir sett. Avgjerla kan klagast inn for Olje- og energidepartementet innan 30 dagar. I tilfelle der PPR ikkje set nokon normpris, skal den faktisk oppnådde salsprisen leggjast til grunn ved likninga. Det gjeld for somme råolje-kvalitetar og NGL. For gass legg ein den faktiske salsprisen til grunn.

SDØE

I tillegg til skattar og avgifter og avkastning frå eigarskap i StatoilHydro er Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) ei viktig inntektskjelde for staten. SDØE er ei ordning der staten eig ein del i mange olje- og gassfelt, rørleidningar og landanlegg. Delen blir fastsett ved tildelinga av utvinningsløyvet, og storleiken varierer frå felt til felt. Som ein av fleire eigarar dekkjer staten sin del av investeringane og kostnadene, og får ein

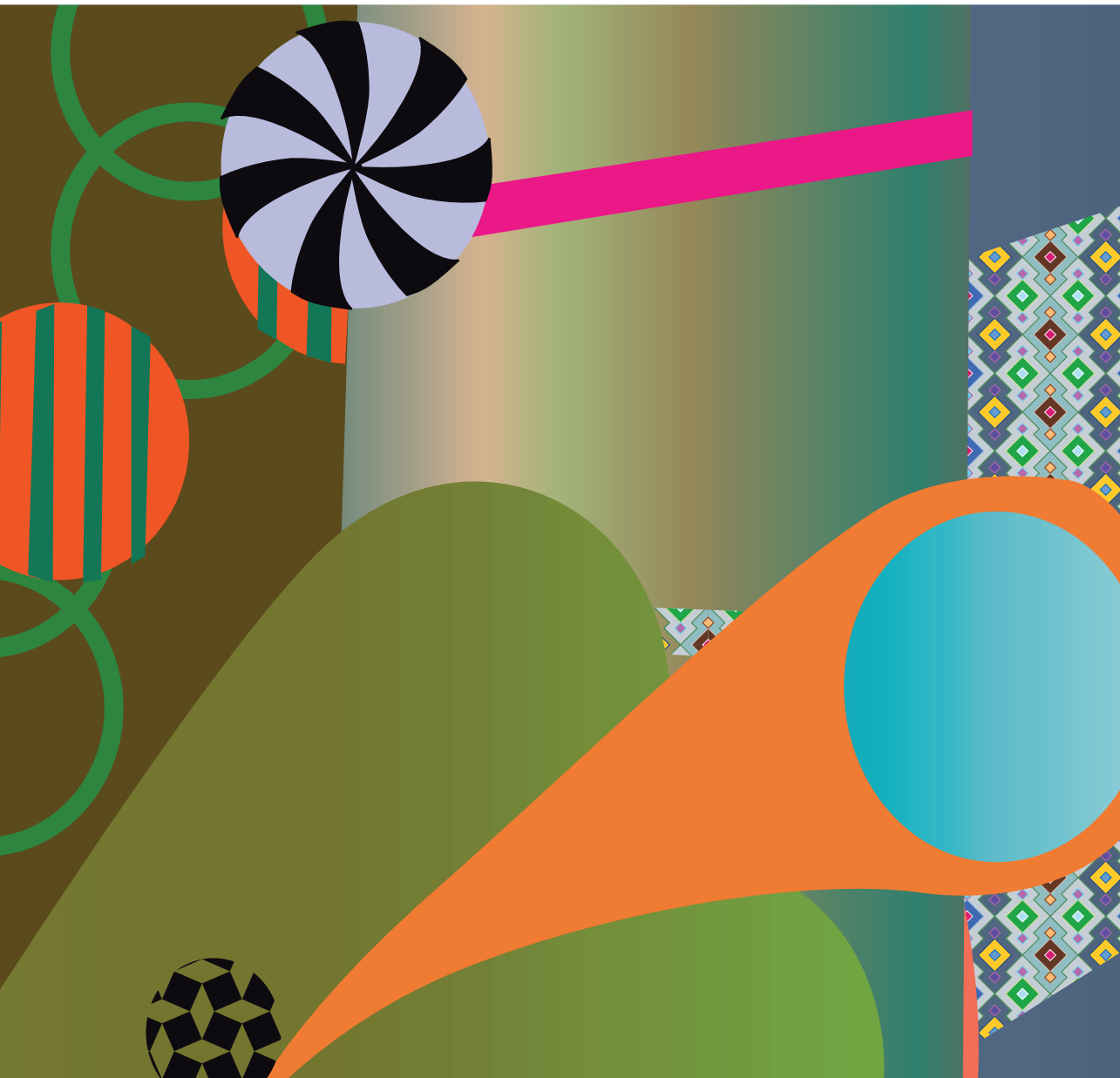
tilsvarende del av inntektene frå utvinningsløyvet. SDØE blei oppretta med verknad frå 1. januar 1985. Fram til då hadde staten hatt eigarskap i utvinningsløyve berre gjennom selskapet Statoil, som staten var eineigar av. Statoils deltakardelar blei i 1985 splitta i ein direkte økonomisk del til staten (SDØE) og ein del til Statoil. I samband med delprivatiseringa av Statoil 18.06.2001 blei forvaltninga av SDØE-porteføljen overført til det statlege ivaretakarselskapet Petoro. Per 01.01.2008 hadde staten direkte økonomiske deltakardelar i 114 utvinningsløyve, og dessutan delar i 14 interessentskap i rørleidningar og landanlegg.

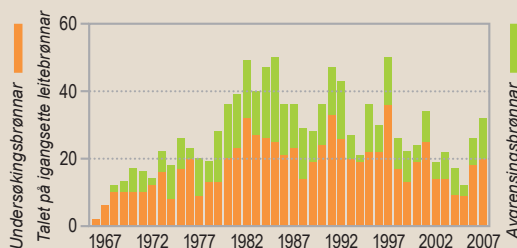
Ordninga med SDØE verkar nøytralt på den måten at ingen risiko blir overført frå staten til selskapa. SDØE-ordninga gjer at staten på tildelingstidspunktet kan skreddarsy den delen av verdiskapinga som skal falle på staten. For utvinningsløyve der ein ventar lågare lønnsemd, kan staten ta ingen eller ein liten del, mens det for meir lønnsame felt er aktuelt med ein større del.

Utbyte frå StatoilHydro

Per 01.01.2008 eig staten 62,5 prosent av aksjane i StatoilHydro. Som eigar i StatoilHydro får staten utbyte som går inn i inntektene frå petroleumsverksemda.

4. Leiteverksemda





Figur 4.1 Igangsette leitebrønner på den norske kontinentalsokkelen 1966-2007

(Kjelde: Oljedirektoratet)

For å kunne vinne ut petroleumsressursane som finst på den norske kontinentalsokkelen, må det leitast etter og påvisast uoppdaga 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 setjast i produksjon. Utforminga av leitepolitikken er derfor ein viktig del av norsk ressursforvaltning.

For styresmaktene er det viktig at leitepolitikken er utforma slik at det raskt og effektivt kan påvisast nye ressursar. Det er selskapa som står for sjølve leitinga etter og påvisinga av nye ressursar. Leitepolitikken er derfor utforma med tanke på at den norske kontinentalsokkelen skal vere attraktiv for etablerte og nye aktørar som kan bidra til effektiv utforsking. Regjeringa vil gi selskapa tilgang til attraktivt leiteareal. Desse areala skal vere ei blanding av modne område og nye, mindre utforska område der det er mulighet for å finne ressursar.

Etter ein periode med låg leiteaktivitet tok han seg opp i 2007. 32 leitebrønner blei påbegynte, medrekna 20 utviklingsbrønner. Det blei gjort 12 funn. Ein ventar at aktivitetsnivået i 2008 framleis vil vere høgt. Ut frå Oljedirektoratets prognose vil det bli bora 35–40 leitebrønner i 2008. Fleire brønner i umodne område i Norskehavet og Barentshavet vil vere viktig for kartlegging og vurdering av ressursmoglegheitene i desse områda.

Ein grunnleggjande føresetnad for petroleumsverksemda er sameksistens mellom oljeindustrien og andre brukarar av hav- og landområda som petroleumsverksemda får følgjer for. Denne føresetnaden ligg også til grunn i konsesjonspolitikken. Når det gjeld både opning av nye område, utlysing av konsesjonsrundar og tildeling av utvinningsløyve, legg ein stor vekt på å finne ordningar som tek vare på interessene til alle brukarane av havområda.

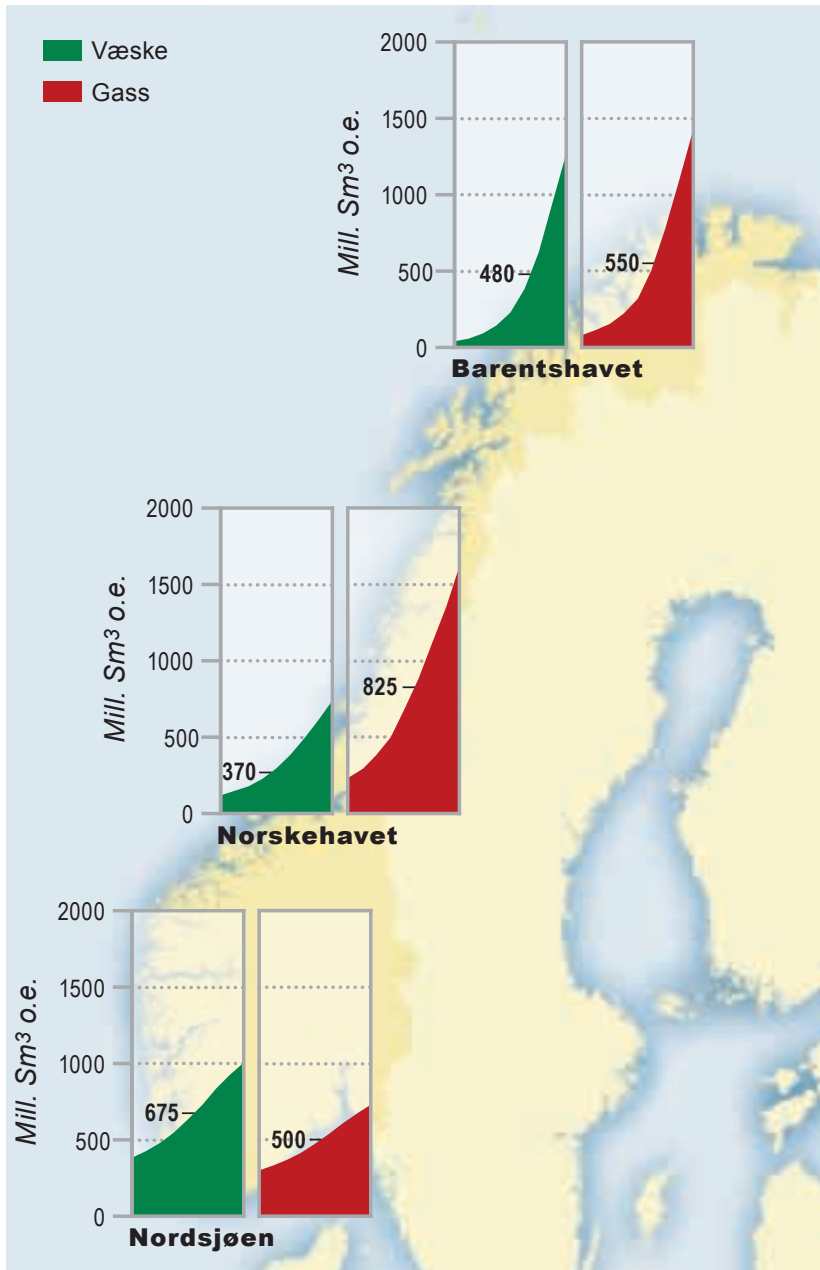
Konsesjonssystemet

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 kan det tildelast løyve for undersøking etter, utvinning av og transport av petroleum m.m. Petroleumslova slår fast at det er staten som har eigedomsretten til undersjøiske petroleumsførekomstar på den norske kontinentalsokkelen. Før det blir gitt løyve til leiteboring og produksjon (utvinningsløyve), må området der det skal borast, 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.

Utvinningsløyve blir til vanleg tildelte gjennom konsesjonsrundar. Regjeringa kunngrer då ei viss mengd blokker som det kan søkjast utvinningsløyve for. Søkjarane kan søkje som gruppe eller individuelt. Til grunn for tildelinga av utvinningsløyva ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngrorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, set Olje- og energidepartementet saman ei gruppe selskap for kvart utvinningsløyve eller gjer tilpassingar i ei gruppe som har sendt ein gruppesøknad. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet til å stå for den operative verksemda som løyvet gir rett til.

Utvinningsløyvet regulerer rettar og plikter som selskapa har overfor staten. Dokumentet utfyller føresegnene i petroleumslova og gir 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.

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein initieil periode (leiteperiode) som kan vare i inntil



Figur 4.2 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)

ti år. I denne perioden skal det utførast ei fastsett arbeidsplikt i form av mellom anna geologisk/geofysisk forarbeid og/eller leiteboring. Dersom rettshavarane er einige om å gi opp utvinningsløyvet, kan det leverast tilbake etter at arbeidsplikta er oppfylt.

Modne og umodne område

På den norske kontinentalsokkelen har Stortinget opna for petroleumsaktivitetar i mesteparten av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Estimert som Oljedirektoratet har gjort over uoppdaga ressursar i områda på sokkelen, er på til saman 3,4 milliardar Sm³ utvinnbare oljeekvivalen- tar. Ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med 35 prosent i Nordsjøen, 35 prosent i Norskehavet og 30 prosent i Barentshavet (sjå figur 4.2). Avhengig av kor modne områda er, varierer utfordringane med å realisere det økonomiske potensialet for dei uoppdaga ressursane.

Kjenneteikn på modne område er kjend geologi, mindre tekniske utfordringar 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. I delar av dei modne områda av sokkelen har det vore petroleumsaktivitet i nærare 40 år. Derfor er geologien der godt kjend, og mange stader er infrastrukturen godt utbygd.

Kjenneteikn på umodne område er lite kjennskap til geologien, til dels store tekniske utfordringar og manglande infrastruktur. Uvissa omkring leiteaktiviteten er større her, men 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.

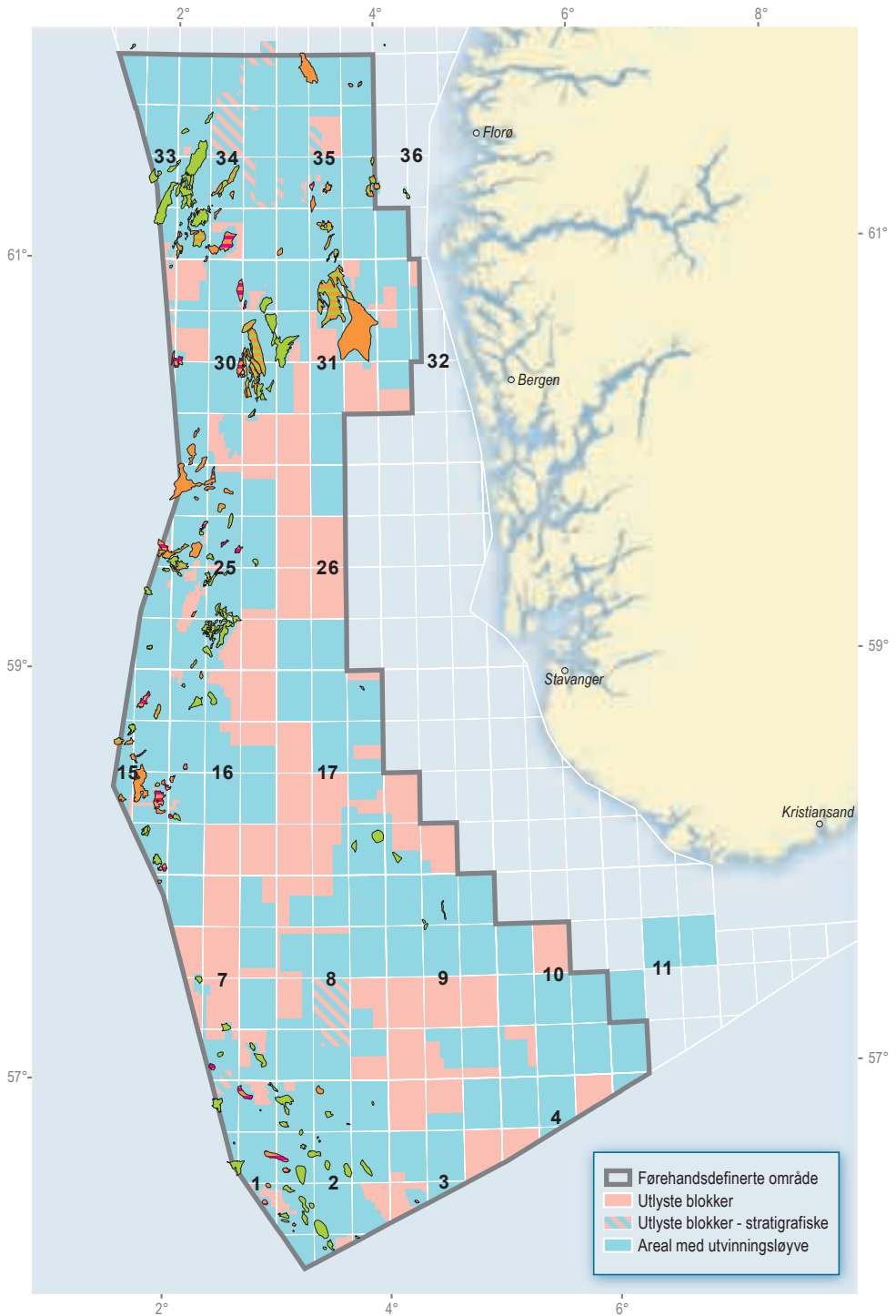
Leitepolitikk i modne og umodne område

Modne område

Petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen tok til i Nordsjøen og har med tida, basert på prinsippet om gradvis utlysing, flytt seg nordover. Det gjer at store delar av Nordsjøen i dag, frå eit leiteperspektiv, blir rekna som modne. Haltenbanken i Norskehavet har også vore mykje utforska, og ein reknar at også delar av denne regionen er moden. Det siste området som i dag blir vurdert som mode, er området rundt Snøhvit i Barentshavet.

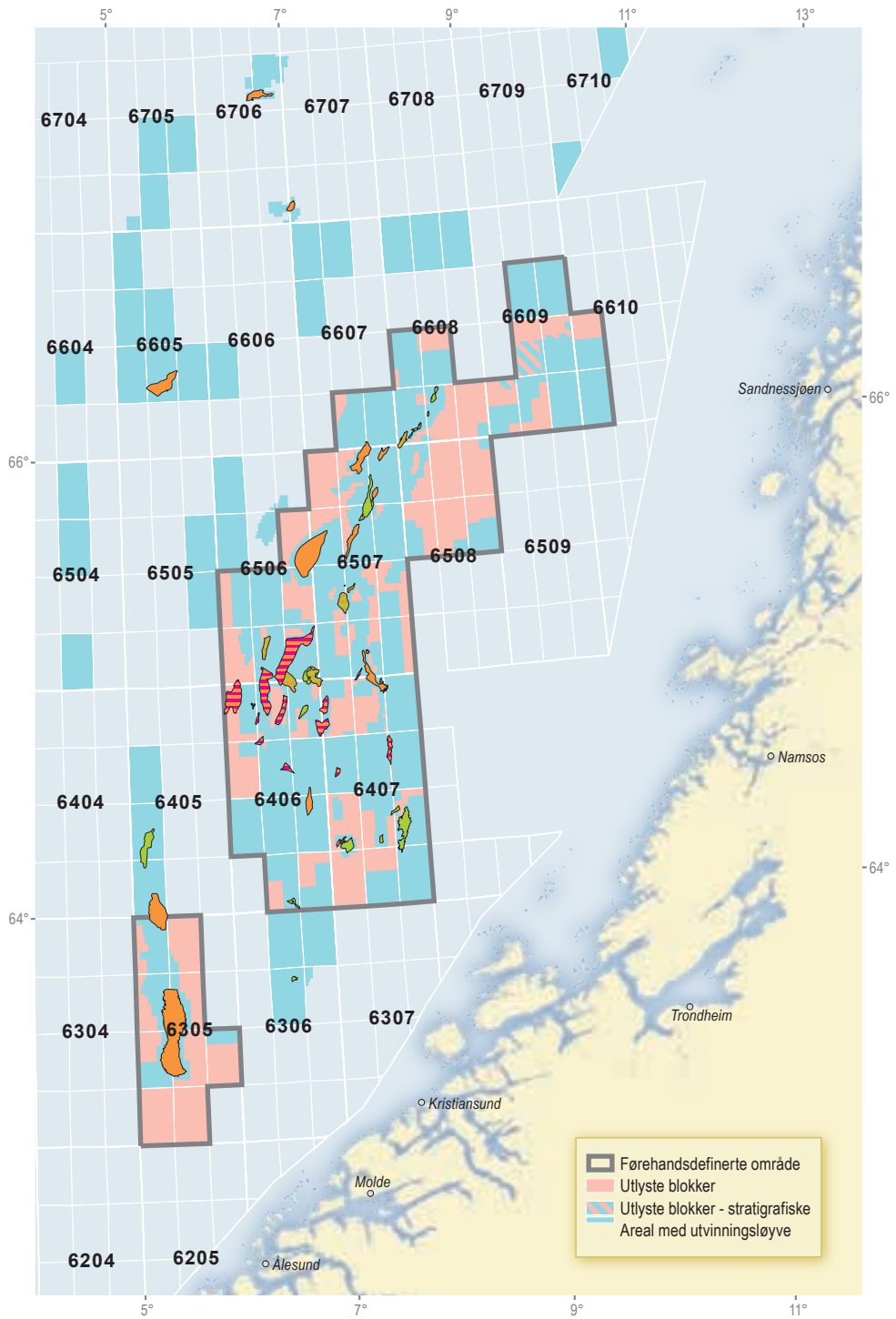
I modne område er infrastrukturen mange stader godt utbygd. Men levetida til den eksisterande infrastrukturen er avgrensa, og det er derfor viktig å påvise og vinne ut ressursane i området før infrastrukturen blir stengd ned. Dersom det ikkje lèt seg gjere, kan lønnsame ressursar bli liggjande igjen fordi funna er for små til å forsvare ei eiga utbygging av infrastruktur.

I desse områda har styresmaktene vurdert det som viktig at industrien får tilgang til større område, slik at dei ressursane som er tidskrisiske, kan vinnast ut til rett tid. I tillegg er det viktig at areala som industrien får tildelt, blir utforska på ein rask og effektiv måte. Regjeringa har derfor lagt om politikken i modne område, og innførte i 2003 ordninga med tildeling av utvinningsløyve i førehandsdefinerte område (TFO) i modne delar av kontinentalsokkelen (St.meld. nr. 38 (2003–2004) *Om petroleumsvirksomheten*). Ordninga inneber at det er oppretta store førehandsdefinerte leiteområde, som omfattar alt mode areal på sokkelen. Områda vil bli utvida, men ikkje innskrenka, etter kvart som nye område modnast. Det er lagt opp til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført fem årlege rundar i modne område (TFO 2003–2007). Figurane 4.3, 4.4 og 4.5 viser det arealet som er lyst ut for tildeling i TFO 2008.

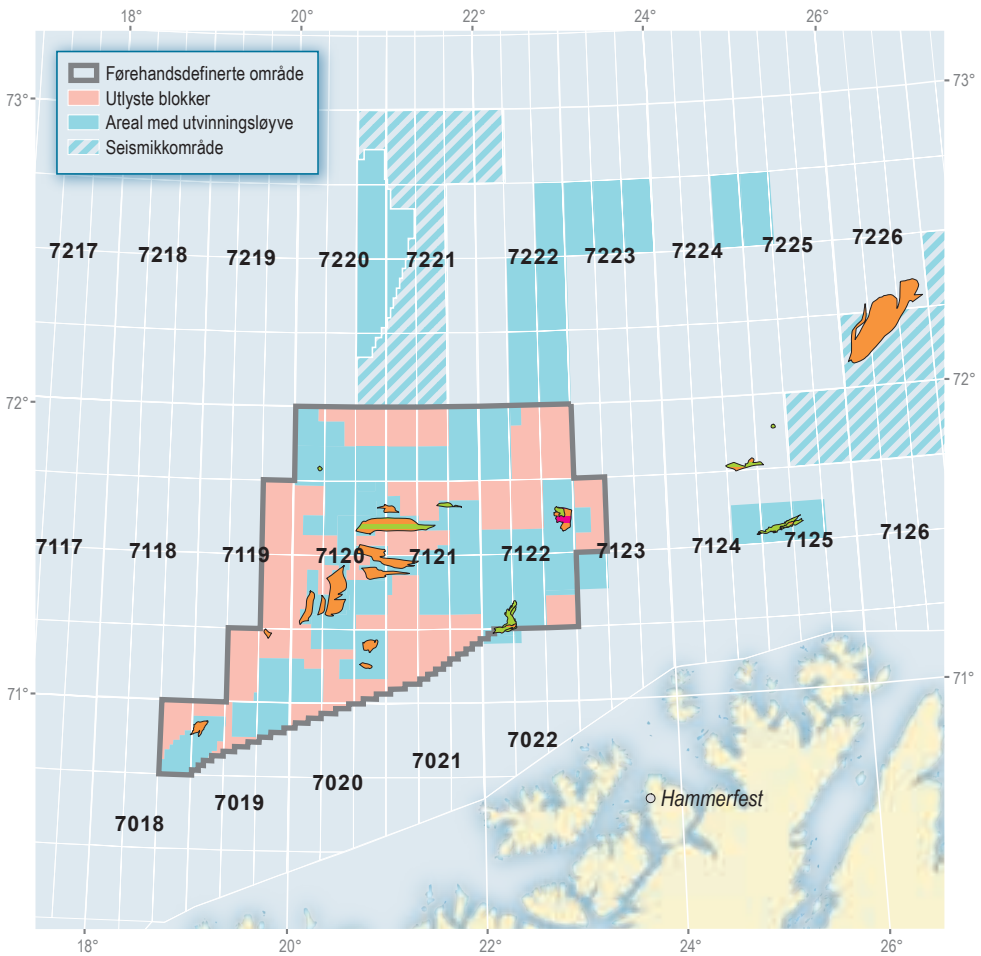


Figur 4.3 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Nordsjøen 2008

(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.4 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Norskehavet 2008
(Kjilde: Oljedirektoratet)

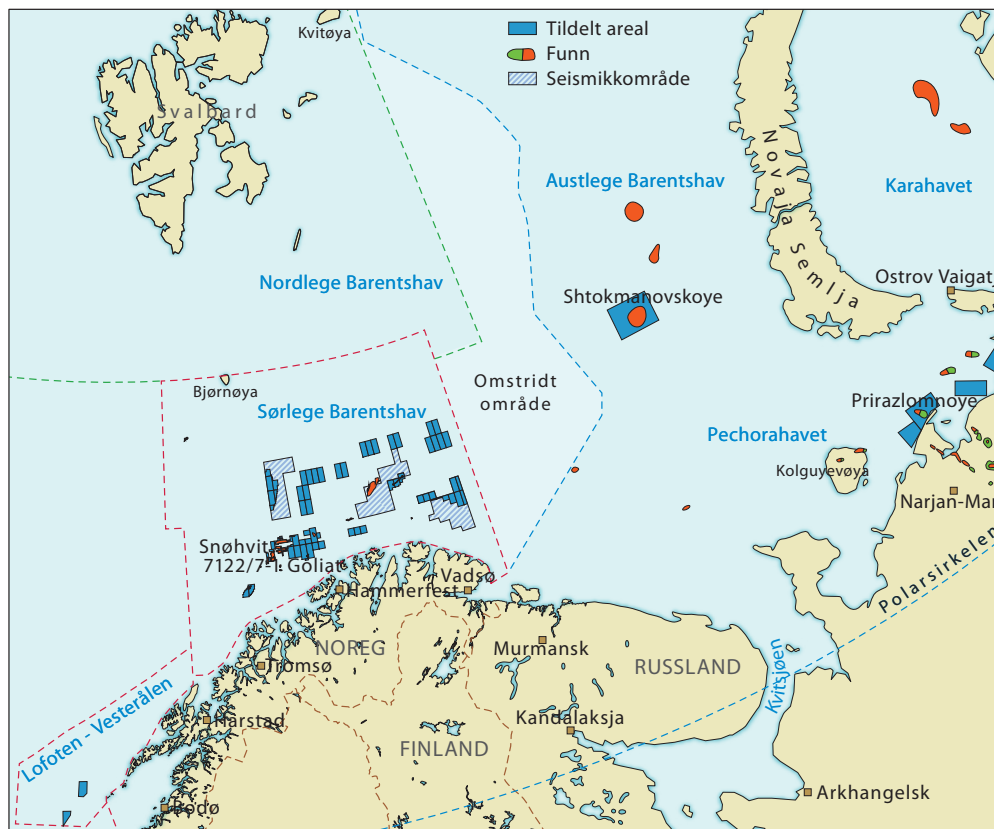


Figur 4.5 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Barentshavet 2008
(Kjelde: Oljedirektoratet)

For styresmaktene er det viktig at det blir arbeid aktivt med konsesjonsbelagt areal. Områda for utvinningsløyve som skal tildelast, blir skreddarsydd slik at selskapa får tildelt berre dei områda der dei har konkrete planar. Arbeidsplikta som selskapa tek på seg når dei får tildelt nye utvinningsløyve, er sett opp i punkt som gjeld aktivitetar og avgjersler. For kvart punkt må selskapa avgjere om dei vil gjennomføre nye aktivitetar i løyvet eller levere tilbake heile området. Tilbakelevert areal kan søkjast av nye selskapa som kan ha eit anna syn på prospektiviteten. Dette fører til raskare sirkulasjon av

areal og meir effektiv utforsking av dei modne områda. Etter utløpet av den initielle perioden kunne selskapa tidlegare behalde opptil 50 prosent av det tildelte arealet utan at dei plikta å drive konkret aktivitet. I dag er hovudregelen at dei får ha berre dei områda der dei har planar om å starte produksjon.

Arealavgifta er også eit verkemiddel som skal bidra til å auke aktiviteten i dei tildelte områda. Ideen bak avgifta er at det ikkje skal betalast arealavgift for område der det går for seg produksjon eller aktiv leiteverksemd. I den initielle perioden, der leiteaktiviteten følgjer eit pålagt arbeids-



Figur 4.6 Norsk og russisk del av Barentshavet
(Kjelde: Oljedirektoratet)

program, betaler rettshavarane inga avgift. Etter den initielle perioden skal dei betale ei årleg avgift til staten for kvar kvadratkilometer av området som utvinningsløyvet gjeld for. For å styrkje arealavgifta sin funksjon i ressursforvaltninga blei reglane for arealavgift skjerpte, med verknad frå 1. januar 2007. Etter dei nye reglane skal selskapa betale 30 000 kroner per kvadratkilometer første året, og satsen aukar til 60 000 kroner andre året. Frå og med tredje året betaler selskapa den maksimale avgiftssatsen på 120 000 kroner per kvadratkilometer. Selskapa får fritak frå arealavgifta dersom dei leverer inn ein plan for utbygging og drift

(PUD) til Olje- og energidepartementet. Fritaket frå arealavgifta blir berre gitt for dei områda som dekkjer den geografiske utstrekninga av førekomstane, og som det er levert inn PUD for. Regverket gir også fritak for arealavgift i to år dersom selskapa borar ein undersøkingsbrønn.

Umodne område

Dei områda som i dag blir rekna som umodne på den norske kontinentalsokkelen, er store delar av Barentshavet og Norskehavet. I Norskehavet gjeld det særleg djupvassområda og dei nordlegaste delane. I tillegg er dei kystnære

Aker Exploration	Dana	Excel Expro	Mitsubishi	Pelican*	Skagen 44
Aker Maritime*	Det Norske	Faroe	Mærsk	Petoro	Skeie Energy
Altinex*	Discover	GdF	Nexen	Petro-Canada	Sumitomo
Anadarko	DNO	Genesis	Noble	Petrofac	Talisman
BayernGas	Dong	Hunt Oil	Noreco	PGNiG	VNG
BG Norge	E.ON Ruhrgas	Idemitsu	OER*	Premier	Wintershall
Bridge Energy	Edison	Kerr McGee	OMV	Revus	
Centrica	Endeavour	Lasmo*	Oranje Nassau	Rocksource	
CNR	Ener*	Lundin	PA Resources	Sagex	
Concedo	Enterprise*	Marubeni	Paladin*	Serica	

* Er ikkje sjølvstendig selskap i dag.

Figur 4.7 Prekvalifiserte/nye selskap sidan 2000 (per 1. kvartal 2008)

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

områda i den sørlege delen av sokkelen relativt umodne.

Gjennom 18. konsesjonsrunde kom prinsippa i endringane i reglane for tilbakelevering i modne område også til å gjelde umodne område. Men det er ikkje formålstenleg at alle selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område, leverer 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 tildelelast.

Utlysinga av 19. konsesjonsrunde i 2005 fokuserte særleg på område i Barentshavet og vest i Norskehavet. Tildelingane representerte eit viktig steg for å få utforska desse områda. 20. konsesjonsrunde skal utlysast våren 2008 med tildeling av utvinningsløyve i 2009. Etter kvart som petroleumsaktivitetane gradvis har nærma seg dei store umodne områda i dei nordlege delane av kontinentalsokkelen, har det vore nødvendig å avklare vilkåra for petroleumsaktivitetane der.

St.meld. nr. 8 (2005–2006) *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten* (HFB) blei lagd fram for Stortinget våren 2006. Denne forvaltningsplanen legg rammene for petroleumsverksemda i desse områda. HFB legg også føringar i form av kvar det skal gå for seg petroleumsverksemd. Fleire program held no på å samle meir kunnskap om havområdet før HFB skal reviderast i 2010. Mellom anna har Oljedirektoratet ansvar for eit treårig program for geologisk kartlegging og innsamling av seismiske data på Nordland VII og Troms II. I 2007 blei det sett av 70 millionar kroner til dette programmet, og i 2008 er det sett av 140 millionar kroner.

Arbeidet med ein heilskapleg forvaltningsplan for Norskehavet (HFNH) begynte våren 2007. Målet er, som for HFB, å etablere rammevilkår som balanserer interessene til fiskerinæringa, petroleumsnæringa og skipsfartsnæringa, og samtidig tek omsyn til miljøet. Planen skal sjå på dei samla verknadene på miljøet i desse havområda og gi eit rammeverk for å regulere næringsinteressene i områda. Forvaltningsplanen for Norskehavet skal etter planen leggjast fram våren 2009.

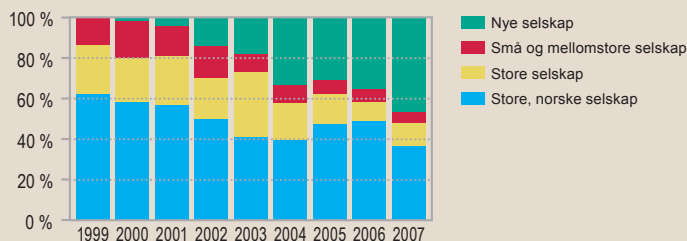
Uopna område

På den norske kontinentalsokkelen er det framleis store område som Stortinget ikkje har opna for petroleumsverksemd. Det gjeld heile Barentshavet Nord, Troms II, Nordland VII, delar av Nordland VI, kystnære område utanfor Nordlandskysten og Skagerrak.

Stortinget må vedta at desse områda skal opnast for petroleumsaktivitet før dei eventuelt kan lysast ut i ein konsesjonsrunde. Som grunnlag for slike vedtak må det utarbeidast ei konsekvensutgreiing som vurderer mellom anna økonomiske og sosiale verknader og miljøverknader som verksemda vil kunne ha for andre næringar og distrikta rundt. Spørsmålet om å opne områda skal leggjast fram for lokale styresmakter og sentrale interesseorganisasjonar som kan vere særleg interesserte i saka.

Omstridt område

Grenselinja mellom Noreg og Russland er framleis ikkje avklara. Det går for seg samtalar mellom russiske og norske styresmakter om dette. Området er avmerkt på figur 4.6, og er om lag like stort som den norske delen av Nordsjøen.



Figur 4.8 Leitekostnader i utvinningsløyve i Nordsjøen etter storleiken på selskapa

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Aktørbiletet

Talet på og samansetjinga av oljeselskapa som gjennomfører petroleumsaktivitetar på den norske kontinentalsokkelen, blir omtala som aktørbiletet. Dei største internasjonale aktørane har fått ein sentral plass, ein naturleg konsekvens av at på sokkelen har det vore få, men store og krevjande oppgåver der det har vore mogleg å realisere store verdier. Etter kvart som områda har modnast og utfordringane der har endra seg og blitt meir diversifiserte, har det vore viktig å tilpasse aktørbiletet til denne endra situasjonen. Derfor har ein dei siste åra fokusert på å få inn nye kompetente aktørar.

Prekvalifisering

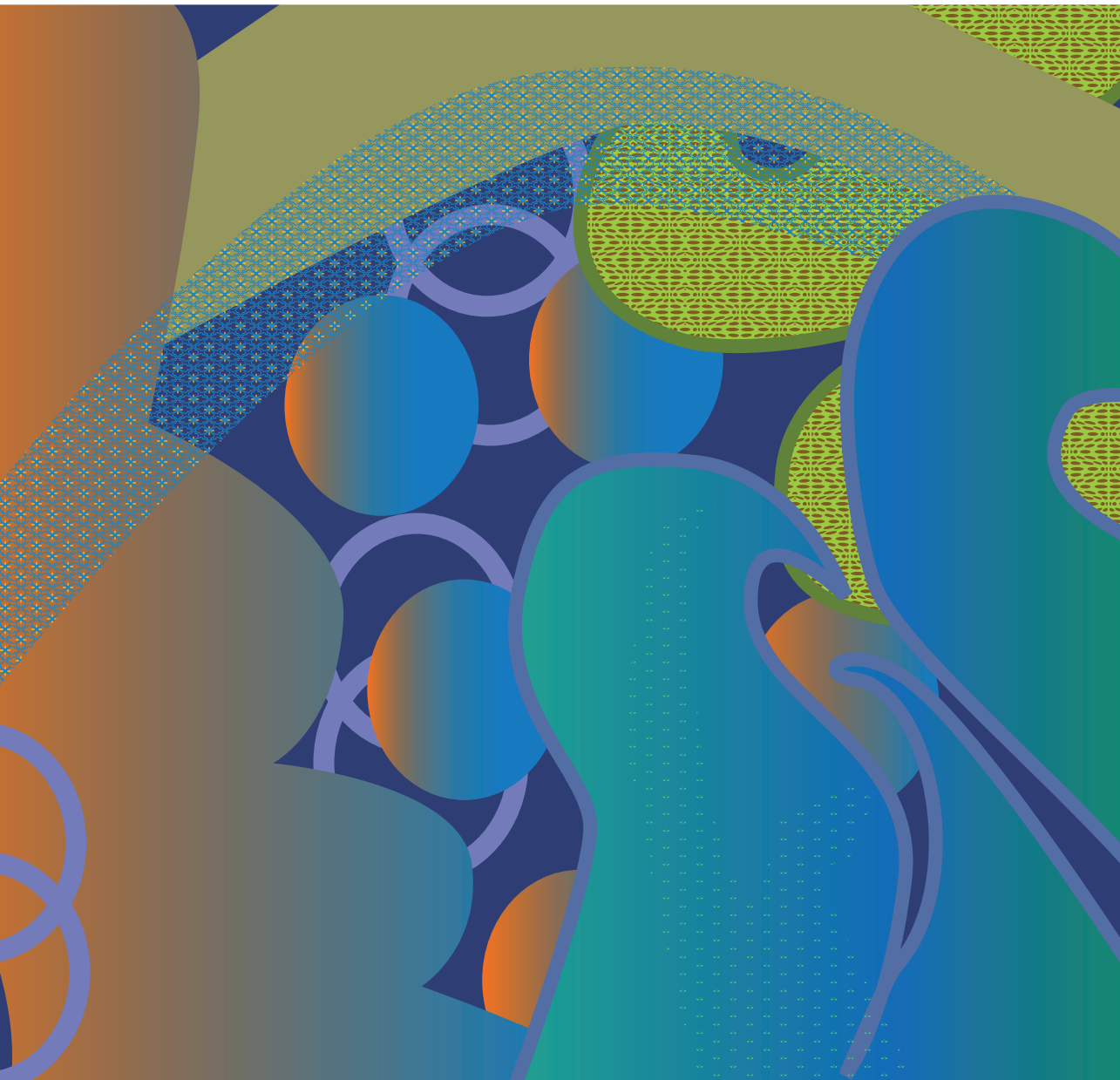
For å leggje forholda betre til rette for nye aktørar introduserte St.meld. nr. 39 (1999–2000) *Olje og gassvirksomheten* ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar, og rettshavarar. Sidan ordninga blei sett i verk og fram til januar 2008, har 46 nye selskap (noverande) gjennomgått prekvalifisering eller blitt rettshavarar på den norske kontinentalsokkelen. Fleire andre selskap er til vurdering eller har indikert at dei ønskjer prekvalifisering. Figur 4.7 viser prekvalifiserte og nye selskap sidan 2000.

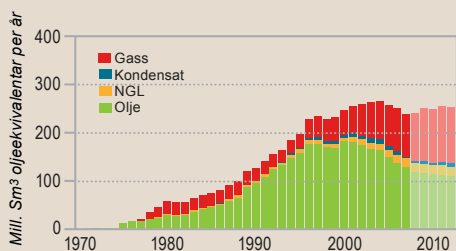
Når det gjeld dei årlege konsesjonsrundane i modne område, har dei nye aktørane fått tildelt betydelege areal og utvinningsløyve. I treårsperioden 2004–2006 har nye aktørar stått for om lag 30 prosent av leitekostnadene i Nordsjøen (sjå figur 4.8).

Dei fleste nye selskapa har til no konsentrert seg om modne område i Nordsjøen og Norskehavet. I dei siste rundane har desse selskapa likevel vist stadig større interesse også 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.

Fleire opplysningar om operatørar og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på den norske kontinentalsokkelen finst på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no/rapporter.

5. Utbygging og drift





Figur 5.1 Historisk produksjon av olje og gass, og prognose for produksjon dei neste åra

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Det blei produsert i alt 238 millionar Sm³ olje og gass i 2007. Av dette var om lag 89 milliardar Sm³ gass. Det er ein auke på 2 milliardar Sm³ i forhold til rekordåret 2006. I 2008 er det venta at det vil bli selt meir enn 99 milliardar Sm³ gass. Også i åra framover ventar ein at produksjonen av gass vil stige. Ein reknar med at gassdelen av det totale petroleumssalet vil auke frå 38 prosent i 2007 til 46 prosent i 2012. Figur 5.1 viser historisk produksjon av olje og gass, og prognose for produksjon dei neste åra.

Ved utgangen av 2007 kom produksjonen frå 46 felt i Nordsjøen, 9 felt i Norskehavet og 1 felt i Barentshavet. 4 nye felt er sette i produksjon i 2007: Blane, Enoch, Ormen Lange og Snøhvit. Volve blei sett i produksjon i februar 2008 og det er venta at Alvheim, Rev og Vilje også vil kome i produksjon dette året.

Historisk utvikling

Produksjonen frå den norske kontinentalsokkelen har vore dominert av nokre store felt. Då Nordsjøen blei opna for oljeverksemd, blei dei områda som såg mest lovande ut, undersøkte først. Det førte til funn i verdensklasse, funn som seinare kom i produksjon og fekk feltnamn som Ekofisk, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll. Desse felta har vore og er framleis viktige for utviklinga av petroleumsverksemda. Utbygginga av dei store felta har ført til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyte seg opp mot. Produksjonen frå fleire av desse felta minkar no, samtidig som fleire nye mindre felt har kome til. Derfor fordeler produksjonen seg i dag på fleire felt enn før. Det er ei naturleg utvikling. Etter kvart som den norske petroleumsverksemda har flytt seg nordover, har ein gått inn i område med store gassressursar. Det er bygt ut mange gassfelt og etablert mykje transportinfrastruktur for gass. Denne infrastrukturen

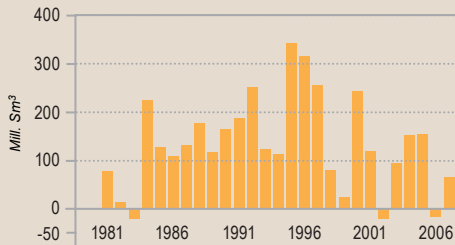
har gjort det mogleg å utvikle stadig nye gassressursar. Utvikling av gassfelt, kombinert med fallande produksjon frå store oljefelt, gjer at gass blir ein stadig viktigare del av petroleumproduksjonen i Noreg.

Effektiv produksjon av petroleumssressursane

Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift av oljefelt og gassfelt har styresmaktene etablert rammes for desse aktivitetane. Rammene skal sikre at selskapa tek avgjersler som resten av samfunnet er tent med. Det er viktig at rammene er føreseielege for selskapa. Styresmaktene har lagt opp til ein modell som er prega av både samarbeid og konkurranse mellom aktørane. Formålet med det er å skape eit klima for gode avgjersler som tener selskapa og samfunnet.

Ut frå rammene for petroleumsverksemda er selskapa 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 igangsetjing. 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, eventuelle grenseoverskridande miljøverknader, naturressursar, fiskeria og samfunnet elles. Behandlinga av denne utgreiinga og av sjølve utbyggingsplanen sikrar ressursmessig forsvarlege prosjekt som har akseptable konsekvensar for andre samfunnsinteressar.

Utbygging av påviste petroleumssressursar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsnæringa i dag, men det blir stadig viktigare å utnytte ressursane i dei kjende områda



Figur 5.2 Brutto reservetilvekst, olje 1981 - 2007

(Kjelde: Oljedirektoratet)

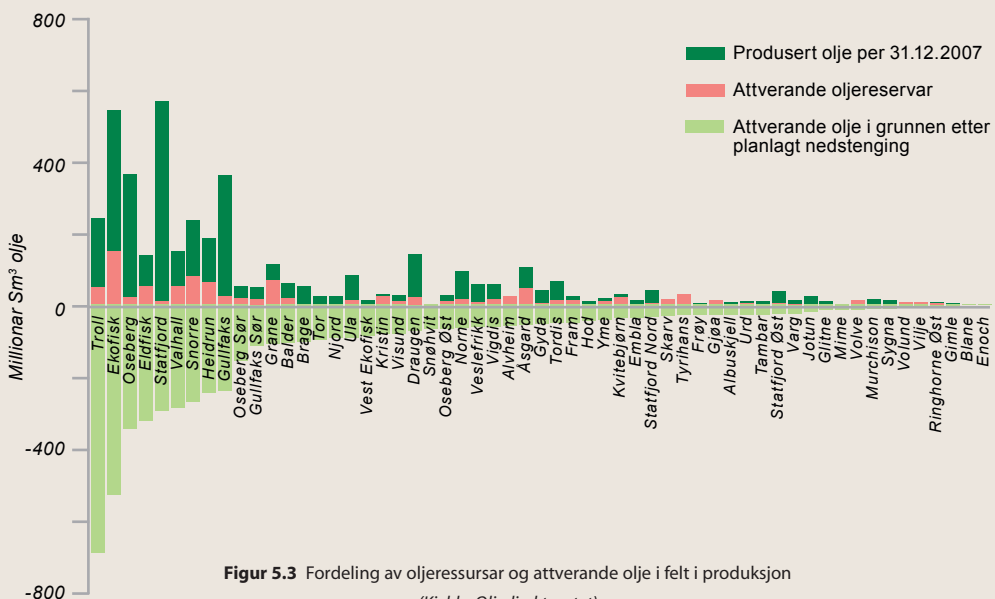
betre. I sum er dette eit stort potensial som kan generere store verdiar for samfunnet dersom det blir utnytta på ein fornuftig måte. Oljedirektoratet har vurdert dette potensialet og har kome fram til ei målsetjing om ein reservetilvekst på den norske kontinentalsokkelen på 800 millionar Sm³ olje før 2015. Det svarar til om lag to gonger dei opphavlege oljeressursane i heile Gullfaksfeltet. Målsetjinga er eit strekksmål for industrien og styresmaktene. Dersom vi skal få ut dette potensialet, må vi auke utvinninga frå felt i produksjon, bygge ut funn i nærleiken av eksisterande infrastruktur, påvise og bygge ut nye ressursar og heile tida gjere drifta av felta betre og meir kostnads-effektiv. Figur 5.2 viser årleg tilvekst av olje-reservar i perioden 1981–2007. Rekneskapen for 2007 viste ein vekst på 65 millionar Sm³ olje, bokført som nye reservar. Den største auken i olje-reservane er frå felta Skarv, Troll og Oseberg.

Auka utvinning i modne område

Delar av den norske kontinentalsokkelen blir i dag definerte som modne område, det vil seie område med kjend geologi, godt utbygd infrastruktur, min-kande produksjon og aukande einingskostnader i produksjonen. I desse områda er det framleis eit betydeleg potensial for verdiskaping dersom ein aukar utvinningsgraden i produserande felt, effektiviserer drifta og leitar etter ressursar i nærleiken av infrastrukturen som er utbygd.

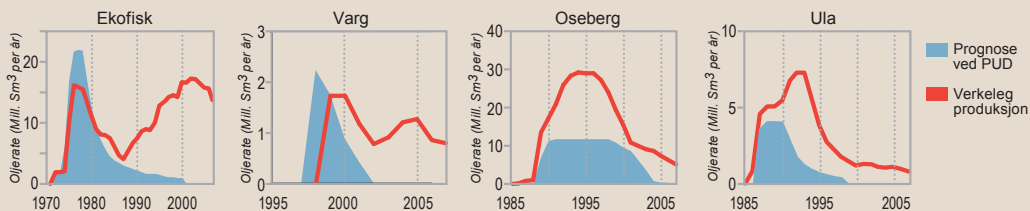
Figur 5.3 viser ei oversikt over dei totale olje-ressursane i felt i produksjon. Ressursane kan delast inn i:

- Produserte mengder
- Attverande reservar
- Ressursar som vil bli liggjande igjen i grunnen etter den planlagde nedstenginga



Figur 5.3 Fordeling av oljeressursar og attverande olje i felt i produksjon

(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 5.4 Produksjonsutvikling for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula

(Kjelde: Oljedirektoratet)

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

Auka ressursuttak

Først og fremst må rettshavarane investere i prosjekt som kan auke utvinninga. Nokre eksempel er boring av fleire brønner, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønner, injeksjon i reservoara for å få ut meir petroleum, og tilpassingar i prosessanlegg. Det er stor og kontinuerleg aktivitet på dette området. Slike tiltak gjer sitt til å auke den gjennomsnittlege utvinningsgraden. I 1995 var den venta gjennomsnittlege utvinningsgraden for olje for felt i produksjon om lag 40 prosent – i dag er han 46 prosent. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore svært viktig for å auke utvinninga, og er det framleis. Teknologitvillinga gjer det for eksempel mogleg å bore brønner og utvikle felt på måtar som var teknisk umoglege tidlegare.

Figur 5.4 viser produksjonsutviklinga for felt Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula. Vi ser at den faktiske produksjonen frå desse felt har blitt mykje annleis enn det dei opphavlege utbyggingsplanane la opp til. Ut frå desse planane skulle felt no ha vore nedstengde. Men tiltak med sikte på effektiv drift og auka utvinning har resultert i at felt vil produsere i mange år enno. Når det gjeld Ekofisk, håpar operatøren å halde produksjonen oppe fram mot 2050. Desse eksempla illustrerer at det kan skapast betydelege verdiar ved å auke utvinninga.

Forlengd levetid

Av figur 5.4 ser vi også at auka utvinning gir lengre levetid. Lengre levetid er positivt fordi det gir rom for å setje i verk fleire utvinningstiltak, og inneber at infrastrukturen vil vere på plass i ein lengre periode. Dermed aukar sjansane for at andre funn kan knytast til denne infrastrukturen, slik det blir gjort greie for i neste avsnitt.

Figur 5.5 viser at levetida til felt endrar seg. Det kjem av at ein får større innsikt og meir kunnskap utover i produksjonsperioden, og dette gir grunnlag for å gjennomføre tilleggsprosjekt som ein ikkje kunne vedta på utbyggingstidspunktet. Meir effektiv drift og utvikling og bruk av ny teknologi har også gjort det mogleg å gjennomføre prosjekt som ikkje var lønnsame før.

Auka oljeutvinning og forlengd levetid for felt gir større verdiskaping, men utfordrar i mange tilfelle oljeverksemda når det gjeld utslepp til luft og sjø. Tiltak som aukar utvinninga, er ofte energikrevjande og kan føre til større utslepp til luft. Når oljeproduksjonen minkar, kan det også føre til at meir av vatnet som finst naturleg i reservoaret, blir produsert. Desse utfordringane er omtala nærare i kapittel 9.

Effektiv drift

Den viktigaste parameteren for å forlengje levetida til eit felt er at produksjonen er lønnsam. Effektiv drift bidreg til å redusere kostnadene i produksjonen. Ressursuttaket blir påverka fordi det kan drivast 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 står overfor ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å forsvare lønnsam drift på eit lågare produksjonsnivå.

Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet innførte i 2006 ei ny og meir strukturert oppføl-

ging av felt i drift. Bakgrunnen for dette initiativet er at utviklinga mot ein meir moden sokkel også gir styresmaktene nye utfordringar. Fram til no har mykje av merksemda på den norske kontinentalsokkelen vore retta mot utbygging av nye store felt. Det store ressurspotensialet vi ser i felt i drift og i områda rundt eksisterande infrastruktur, gjer at det er behov for at styresmaktene driv ei anna oppfølging av verksemda i desse felta. Målsetjinga er å sikre at mest mogleg av ressursane blir henta ut. På bakgrunn av innrapporterte data frå operatørselskapa gjennomfører styresmaktene kvart år ein analyse av utviklinga i modne område, ein prestasjonsindikatoranalyse for felt (PIAF). Denne analysen utgjer grunnlaget for korleis styresmaktene skal prioritera oppfølginga av kvart enkelt felt. (Sjå nærare omtale i tekstboksen om PIAF).

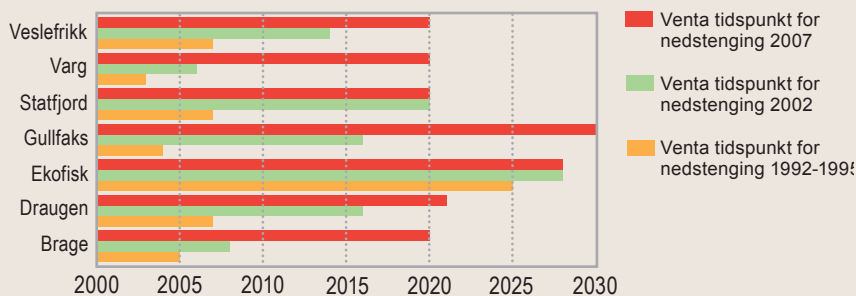
Utviklinga i kommunikasjonsteknologien har opna for nye måtar å arbeide på. Innføring av integrerte operasjonar (IO) i petroleumsverksemda inneber mellom anna at ein bruker informasjonsteknologi til å endre arbeidsprosessar for å oppnå betre avgjersler, til å fjernstyre utstyr og prosessar og til å flytte funksjonar og personell til land. Målet med dette er reduserte kostnader og meir effektiv

drift. Petroleumsverksemda i Noreg er i dag langt framme internasjonalt i implementering av IO. Ein av grunnane er at det allereie er lagt breiband (fibernablar) for overføring av store datamengder til mange av felta. IO er eit viktig element i mange nye utbyggingar, og statusrapporten frå 2007 frå operatørane tyder på at det blir satsa på IO på mange moglege felte. Der det lønner seg, blir eksisterande felt knytte til den digitale infrastrukturen for å ta i bruk denne teknologien.

Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur

I 2007 blei det investert om lag 92 milliardar kroner på den norske kontinentalsokkelen. Totalt er det investert om lag 2000 milliardar kroner der, målt i dagens pengeverdi. Det svarar til meir enn ein milliard kroner kvar veke i heile perioden. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen gjer det mogleg å produsere og marknadsføre petroleum, men legg også eit grunnlag for å utvikle ytterlegare ressursar på ein kostnadseffektiv måte.

Når produksjonen frå eit felt minkar, vil det ofte bli frigjort kapasitet i infrastrukturen. Slik kapasitet kan gi svært effektiv utnytting av ressursar som



Figur 5.5 Levetida for nokre felt
(Kjelde: Oljedirektoratet)

kan knytast opp mot denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er det å bruke den eksisterande infrastrukturen ein føresetnad for lønnsam utvikling av nye førekomstar, fordi ein del slike førekomstar er for små til at det lønner seg å byggje ut eigen infrastruktur. Leiting etter og utbygging av ressursar i nærleiken av eksisterande infrastruktur kan gi det norske samfunnet store verdjar.

Estimat frå Oljedirektoratet viser at om lag to tredelar av dei uoppdaga ressursane på den norske kontinentalsokkelen ligg i Nordsjøen og Norskehavet. Dette er dei områda der det i dag er etablert mykje infrastruktur. For å kartlegge utsiktene og for å kunne utnytte fordelane med infrastrukturen der har styresmaktene etablert ein offensiv leitepolitikk for modne område. På ein føreseieleg måte blir store område tilgjengelege for selskapa, men det set samtidig strenge krav til framdrift for dei selskapa som får tildelt leiteareal. I forlenginga av denne politikken og det faktum at ein del felt nærmar seg nedstenging, er det viktig at infrastrukturen i områda blir utnytta effektivt – anten det no er av eigarane sjølve eller av tredjepartsbrukarar.

Store delar av olje- og gassverksemda på den norske kontinentalsokkelen er gått over i ein meir moden fase. For å bidra til effektiv bruk av eksisterande infrastruktur, mellom anna eksisterande plattformer og rørleidingar, utarbeidde Olje- og energidepartementet i 2005 ei eiga forskrift på dette området, *Forskrift om andres bruk av innretningar*, som tok til å gjelde 01.01.2006. Formålet med forskrifta er å sikre effektiv bruk av infrastrukturen og dermed gi rettshavarar gode incentiv til å drive leite- og utvinningsverksemd. Formålet skal oppfyllest gjennom å gi rammer for forhandlingsprosessen og utforminga av tariffar og vilkår elles i avtalar om andre sin bruk av innretningar. Forskrifta inneber inga endring i prinsippet

om at det er dei kommersielle aktørane som skal forhandle fram gode løysingar for begge partar.

Utviklinga framover

For å sikre at potensialet i og omkring produserande felt blir utnytta, er det viktig at eigarinteressene er hos dei selskapa som ønskjer å gjere mest ut av dette. Styresmaktene er derfor positive til omsetning av eigardelar. I tillegg er det opna for eit vidare spekter av aktørar, jamfør omtalen av aktørbiletet i kapittel 4. 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 meirverdjar for samfunnet. Men auka ressursuttak og lengre levetid er aktuelt berre dersom dette lèt seg gjere innanfor forsvarlege rammer for ytre miljø, helse, arbeidsmiljø og tryggleik. For å kunne vidareutvikle ressursane i og rundt eksisterande felt må ein ofte 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 allereie finst av utstyr, vektgrenser osv.

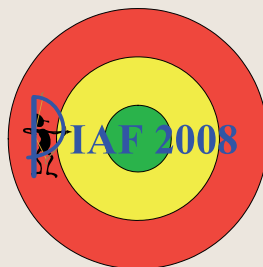
På mellomlang sikt er det viktig å sørgje for at olje- og gassproduksjonen i Noreg, så langt råd er, blir halden oppe, og at felta får forlengd levetid. Ut frå dei planane som finst, veit vi at store mengder olje og gass vil ligge igjen den dagen felta stengjer ned. I dag er det ikkje lønnsamt å hente ut desse ressursane, men dei utgjer eit betydeleg potensial som kan bli utløyst i den vidare utviklinga av petroleumsvksemda. Ein må arbeide på mange frontar og vurdere alle aktuelle alternativ for å få utnytta dette potensialet.

PIAF

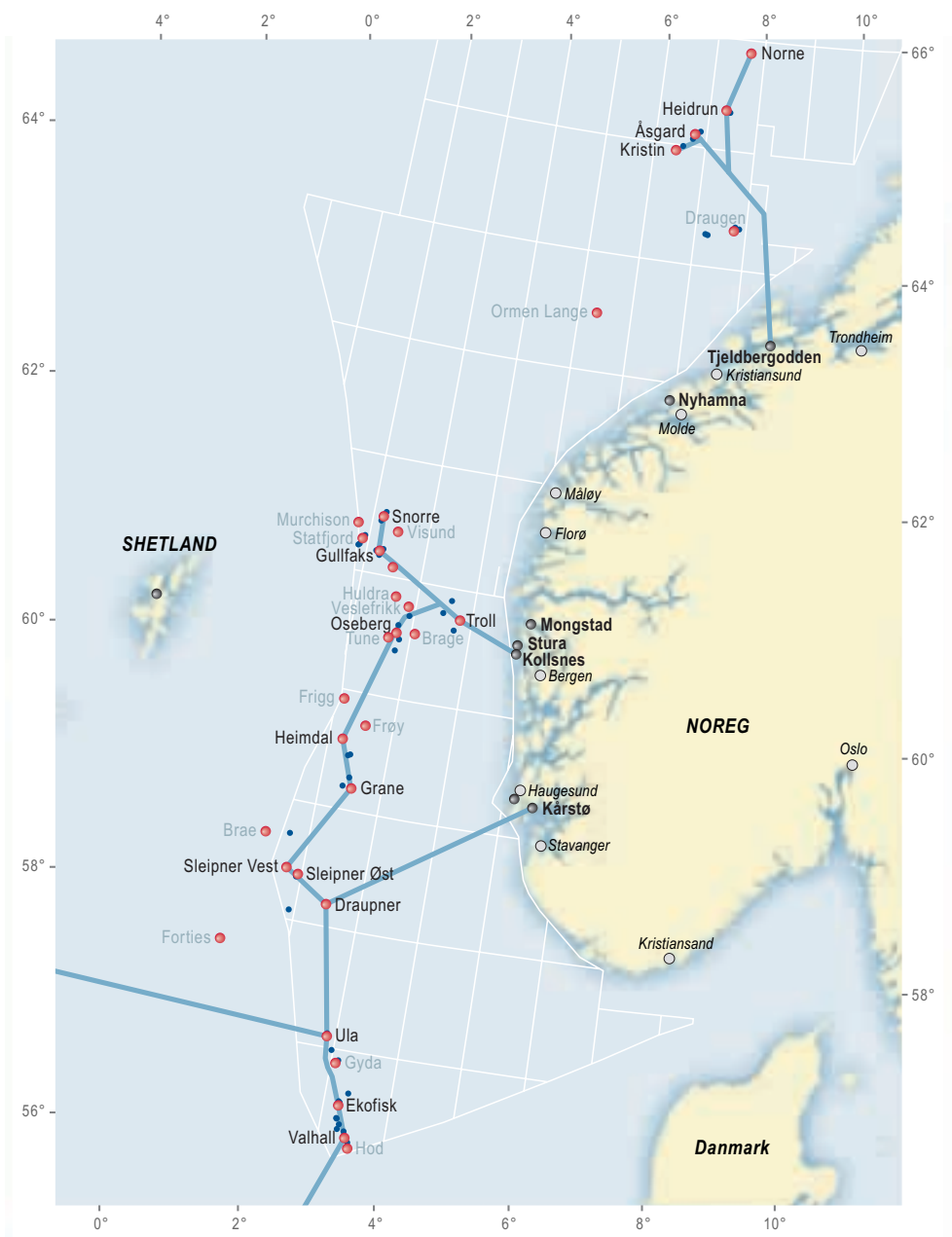
Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet sette i 2005 i gang eit arbeid med å utvikle ein ny metode for oppfølging av felt i drift på den norske kontinentalsokkelen. Metoden har fått namnet PIAF (Prestasjonsindikatoranalyse for felt) og blei for første gong brukt i 2006. PIAF skal gjennomførast kvart år.

Bakgrunnen for initiativet var at styresmaktene ønskte ei meir systematisk og tettare oppfølging av korleis operatørane og rettshavarane arbeider med å utvikle ressursane i og rundt felt i drift. Det omfattar auka utvinning, innfasing av tilleggsressursar og effektivisering av drifta. Operatørane på dei enkelte felta arbeider kontinuerleg med ei lang rekkje prosjekt for å drive og vidareutvikle felta.

Formålet med PIAF er å sikre styresmaktene betre og meir systematisk oversikt over utviklinga i ressurstilvekst, utvinning, driftskostnader og investeringar. Gjennom PIAF kan ein også identifisere problemstillingar som hindrar utviklinga av felt, og eventuelle forbedringspotensial. PIAF gjer det mogleg til å skilje mellom problemstillingar som gjeld for heile sokkelen, og meir feltspesifikke problemstillingar.



PIAF måler utviklinga på felta relativt til utviklinga på andre felt ("benchmarking"), og rangerer felta i forhold til kvarandre. Rangeringa er eit supplement til den kontinuerlege oppfølginga av petroleumsvirksemda. Samla legg dette grunnlaget for styresmaktene si prioritering av kva felt og område det skal brukast mest ressursar på å følgje opp. PIAF gir også oversikt over dei felta som har ei betre utvikling enn andre felt, og som på enkelte område kan representere ein beste praksis i petroleumsvirksemda.



Figur 5.6 Fiberkabelnettet på norsk kontinentalsokkel
(Kjilde: Oljedirektoratet)

6. Gasseksport frå den norske kontinentalsokkelen



Gassverksemda utgjer ein stadig større del av petroleumssektoren, og gir dermed staten store inntekter. Norsk gass er også viktig for energiforsyninga i Europa og blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa. Gasseksporten i 2007 var i energiinnhald om lag åtte gonger så stor som den norske normalproduksjonen av elektrisitet. Den norske gasseksporten dekkjer om lag 16 prosent av det europeiske¹ gassforbruket. Størstedelen av eksporten vår går til Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike, der norsk gass utgjer mellom 20 og 30 prosent av det samla forbruket. Produsentselskap på den norske kontinentalsokkelen har gassavtalar med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekia, Austerrike og Danmark. Med Snøhvit-anlegget vil vi også levere LNG (liquefied natural gas) til mellom anna USA.

Transportkapasiteten i det norske rørleidningssystemet er i dag om lag 120 milliardar Sm³. 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 gasstransportssystemet omfattar eit nettverk av rørleidningar med ei lengde på over 7800 km. Det er utarbeidd traktatar som regulerer rettar og plikter mellom Noreg og landa som har landingspunkt for gass.

Eit overordna mål er å oppnå størst mogleg verdi på dei norske petroleumsressursane. Dei fleste felta inneheld både olje og gass, og det er om å gjere å sikre optimal balanse mellom olje- og gassproduksjon. Gassforvaltningssystemet legg til rette for effektivitet i alle ledd i gasskjeda – leiting, utbygging og transport.

Alle rettshavarar på den norske kontinentalsokkelen er ansvarlege for å selje sin eigen gass.

¹ OECD Europa.

StatoilHydro sel olje og gass som staten eig, saman med sin eigen petroleum, i samsvar med avsetningsinstruksen.

Eit særtrekk ved gassproduksjon er at det krev store investeringar i transport. Det aller meste av den norske gassen blir transportert i rørleidningar frå felta til gassbrukarane. Styresmaktene legg stor vekt på å greie ut ulike transportløyningar, slik at ein kan velje den løysinga som er mest mogleg robust. Det kostar mykje å byggje rørleidningar, og investeringane i transportsystemet gir betydelege stordriftsfordelar. I mange tilfelle er det fornuftig å byggje rørleidningane noko større enn det i utgangspunktet er behov for, slik at eventuelle nye gassfunn kan transporterast i det eksisterande rørleidningssystemet.

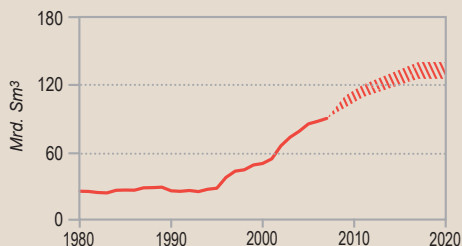
Organisering av verksemda

Dei generelle verkemidla innanfor ressursforvaltninga av gass er leitepolitikk, vilkår for godkjenning av utbyggingsplanar og produksjonsløyve for olje og gass (sjå kapitla 4 og 5). Mange av felta på den norske kontinentalsokkelen inneheld både gass og olje. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, tek ein omsyn til utsiktene for optimal utvinning av olje. Det har hendt at ein av omsyn til oljeutvinninga har gitt produksjonsløyve til mindre mengder gass enn det selskapa har søkt om.

Styresmaktene har ei viktig rolle når det gjeld å etablere transportkapasitet og auke kapasiteten i systemet. Styresmaktene har ansvaret for at alternative transportløyningar blir utgreidd, slik at det sikrar ei effektiv utvikling av systemet. Samtidig er det viktig å sikre effektiv drift, mellom anna i form av stordriftsfordelar. Olje- og energidepartementet har mange verkemiddel for å oppnå dette. Tre sentrale verkemiddel i det norske gasstransport-systemet er operatøren Gassco, den samordna eigarskapen Gassled og regulert tilgang til trans-



Figur 6.1 Gassrørleidningar
(Kjeld: Oljedirektoratet)



Figur 6.2 Historisk og venta norsk gasseksport. Gasseksporten er venta å nå eit nivå mellom 125 og 140 milliardar Sm³ i løpet av neste tiår. (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

portsystemet. Departementet vurderer bruken av verkemidla i samband med utvikling av ny infrastruktur og ved endra bruk av eksisterande infrastruktur. Operatørskap, eigarskap og spørsmål om regulert tilgang kan brukast uavhengig av kvarandre.

Gassco

Selskapet Gassco AS er operatør for Gassled, som omfattar størstedelen av transportsystemet på den norske kontinentalsockelen. Gassco blei oppretta i 2001, og staten eig 100 prosent. Selskapet har ansvar for drift (planlegging, overvaking, koordinering og styring av transport frå felta til mottaks-terminalane), kapasitetsallokering og utvikling av transportsystemet.

Gassco skal bidra til ei heilskapleg vidareutvikling av norsk gassinfrastruktur. I tilfelle der ein vurderer større utbyggingar, inneber det at annan norsk gass utover felt som utløyser eit gass-transportbehov, også må takast med i vurderingane. Ei vidareutvikling av gassinfrastrukturen skal dessutan skje på ein måte som er tenleg for den eksisterande gassinfrastrukturen.

Eit nøytralt selskap sikrar at det blir teke omsyn til heilskapen i dei framlagde utviklingsalternativa for infrastrukturen, det gjeld også utnytting av skalfordelane. Gassco har som oppgåve å samordne prosessane for vidareutvikling av oppstraums gassrørleidningsnett, og vurdere behovet for slik vidareutvikling. Gassco skal tilrå løysingar og ikkje investere i infrastruktur sjølv.

Ein nøytral og uavhengig operatør for gass-transportssystemet er viktig for å sikre at alle brukarane blir behandla likt når det gjeld både utnytting av transportsystemet og vurdering av kapasitetsauke. Dette er nødvendig for at ressursane på kontinentalsockelen skal bli utnytta effektivt. Effektiv utnytting av det eksisterande gasstrans-

portsystemet kan dessutan gjere sitt til å redusere eller utsetje behovet for nye investeringar.

Gassled

Transportsystemet for norsk gass, det vil seie rørleidningane og terminalane, er det stort sett interessentskapet Gassled som eig. Gassled omfattar alle rikgass- og tørrgassanlegg som er i bruk i dag, eller som det er planar om at andre enn eigarane skal bruke ein del av (tredjepartsbruk). Det er lagt opp til at nye rørleidningar og transportrelaterte anlegg kan innlemmast i Gassled frå det tidspunktet når ein tredje part tek dei i bruk, og at dei såleis kan bli ein del av det sentrale oppstraums gasstransportsystemet.

Felles eigarskap for transportsystemet sikrar at gassen blir frakta mest mogleg effektivt og dermed gir størst verdiskaping, sidan ein unngår interessekonfliktar om kva for eit rør gassen skal fraktast gjennom.

Regulert tilgang til transportsystemet

Rørleidningssystemet er eit naturleg monopol, med store grunnlagsinvesteringar. Derfor blir tariffane for gasstransport regulerte gjennom ei eiga forskrift fastsett av Olje- og energidepartementet. Det sikrar at fortienesta blir teken ut på felta og ikkje i transportsystemet. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for gasstransport. For å sikre god ressursforvaltning kan transportrettane overdragast mellom brukarar når behova endrar seg. Gassco har ansvar for kapasitetsallokeringa.

Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport

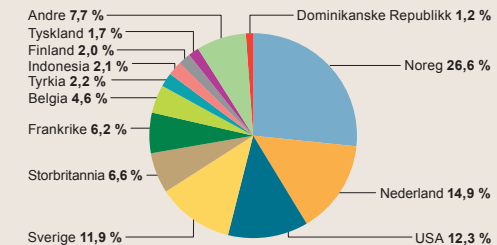
Eigarfordelinga i Gassled:

Petoro AS*	37,89 %
StatoilHydro ASA	20,45 %
StatoilHydro Petroleum AS	11,61 %
Total E&P Norge AS	8,00 %
Exxon Mobil Exploration and Production Norway AS	5,44 %
Norske Shell Pipelines AS	4,09 %
Mobil Development Norway AS	4,22 %
Norsea Gas AS	2,81 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	2,02 %
Eni Norge AS	1,56 %
A/S Norske Shell	1,24 %
Dong E&P Norge AS	0,68 %

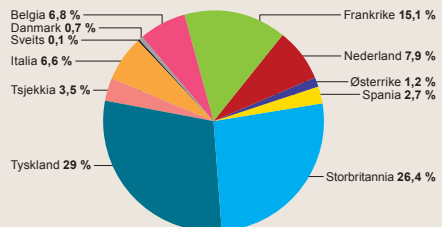
* Petoro AS er rettshavar for statens deltakardel (Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE).

Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 8,4 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelen til dei andre rettshavarane skal justerast proporsjonalt med verknad frå same datoen. SDØE-delen i Norsea Gas AS er 40,0 prosent. Når ein tek omsyn til dette, vil staten gjennom SDØE ha 39,4 prosent i 2003 – 2010, og 47,5 prosent i Gassled frå 2011. Konsensejonstida for dei fleste anlegga i Gassled er sett til 31.12.2028.

Ein samla eigarstruktur for den viktigaste gassinfrastrukturen la grunnlaget for ein samordna tilgang til transportsystemet, og lettar administrasjon og dagleg drift av gass-transporten for framtida. Eigarstrukturen kan bli endra når nye anlegg og rør blir innlemma i Gassled.



Figur 6.3 Sal av NGL/kondensat 2007, totalt 18,9 mill. Sm³ o.e. fordelt på første mottakarland
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 6.4 Norsk naturgasseksport 2007, totalt 86,7 mrd. Sm³, fordelt på mottakarland
(Kjelde: Oljedirektoratet)

7. Opprydding etter at produksjonen er slutt





Figur 7.1 Bore- og produksjonsinnretninga DP2 som skal fjernast frå Friggfeltet
(Kjelde: Total E&P Norge AS)

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 behandla meir enn ti avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det bestemt at utrangerte innretningar skal fjernast og takast til land, for eksempel for Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille-Frigg, Frøy og TOGI. Under behandlinga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg blei det også gitt løyve til å etterlate betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet. Arbeidet med å fjerne innretningane på Friggfeltet og delar av Ekofisk tok til i 2005. Avslutningsplanen for MCP-01 er for tida til behandling i departementet.

Regelverk

Når styresmaktene gjer vedtak om korleis ei innretning på den norske kontinentalsokkelen skal disponerast, tek ein i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Petroleumslova av 1996 regulerer disponering eller avvikling av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (konvensjon om vern av det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) disponering av innretningane våre. OSPAR-vedtak 98/3 om disponering av utrangerte offshoreinstallasjonar tok til å gjelde 09.02.1999, og legg føringar for kva for disponeringsalternativ som er akseptable for ulike typar innretningar til havs. Vedtaket omfattar ikkje rør, 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 etterlate seg, heilt eller delvis, utrangerte innretningar i sjøområdet. Det kan gjerast unntak frå forbodet for somme innretningar eller delar av inn-

retningar dersom ei samla vurdering viser at det er sterke grunnar for disponering i sjøen.

Dersom det blir søkt om unntak frå OSPAR-vedtak om ilandføring, skal det gjennomførast ein konsultasjonsprosess i OSPAR-systemet. Styresmaktene i landet gjer endeleg vedtak og gir løyve til eit eventuelt unntak. Mange krav må oppfyllest før det kan bli gitt eit slikt løyve. Noreg har til no hatt to unntak frå OSPAR-vedtaket om ilandføring. Som nemnt er det gitt løyve til å etterlate betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet.

For rør og kablar gjeld retningslinjene som står i St.meld. nr. 47 (1999–2000) *Disponering av utrangerte rørledningar og kablar*. Som ein generell regel kan rør og kablar etterlatast når dei ikkje er til ulempe eller utgjer ein risiko for botnfiske, vurdert ut frå kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning.

Avslutningsplan

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 vurderast av Olje- og energidepartementet og Arbeids- og inkluderingsdepartementet (tryggleiksspørsmål). Olje- og energidepartementet koordinerer den offentlege høyringa av konsekvensutgreiinga.

På bakgrunn av konsekvensutgreiinga og høyringsfråsegnene, og disponeringsdelen og vurderinga av denne delen, utarbeider Olje- og energidepartementet eit framlegg til kongeleg resolusjon om disponering og legg det fram for regjeringa.

Når det er søkt om unntak frå OSPAR-vedtaket om ilandføring, skal saka leggjast fram for Stortinget.

Ansvar

Når det blir gjort vedtak om etterlating, seier lovverket at rettshavarane framleis har ansvaret

for skade eller ulempe som skjer med vilje eller av aktløyse i samband med den etterlatne innretninga. Men rettshavarane og staten kan avtale at framtidig vedlikehald og ansvar skal overførast til staten mot ein avtalefesta økonomisk kompensasjon.



Figur 7.2 Illustrasjon av Ekofisktanken før og etter fjerning av overbygninga
(Kjelde: ConocoPhillips)

8. Forsking, teknologi og næringsutvikling



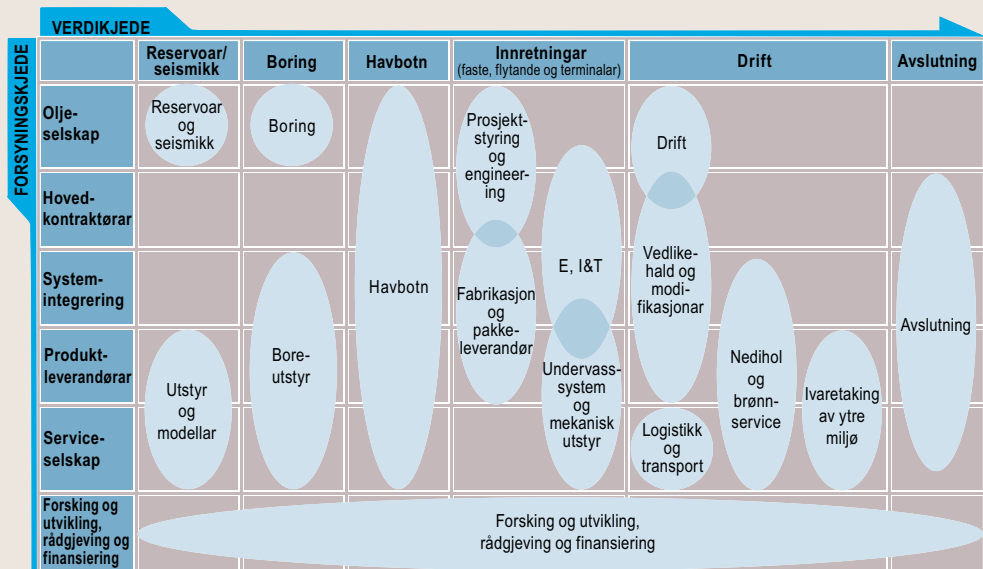
Norsk petroleumsindustri

Oppbygging av norsk og norskbasert petroleumskompetanse har vore eit viktig element i norsk petroleumspolitikk. I førstninga blei mykje av kunnskapen overført frå utanlandske oljeselskap og leverandørbedrifter, men i dag har Noreg ein velutvikla og internasjonalt konkurransedyktig petroleumsindustri. Det gjeld både oljeselskap, leverandørindustri og forskingsinstitusjonar. Næringa gir sterke impulsar til innovasjon og teknologisk utvikling også innanfor anna norsk næringsliv.

Leverandørbedrifter i Noreg driv verksemd i dei fleste ledda i verdikjeda – frå leiteverksemd og utbygging til produksjon og disponering. På fleire område er norske leverandørar no mellom dei leiande i verda. Spesielt gjeld det områda seismikk, boreutstyr, undervassanlegg og flytande produk-

sjonsløysingar. Leverandørbedriftene er representerte i alle fylka i landet, og lokale og regionale ringverknader av petroleumsverksemda er til dels omfattande også i delar av landet som vi til vanleg ikkje tenkjer på i samband med denne næringa. Om lag 100 000 personar er sysselsette i leverandørindustrien i Noreg.

Investeringar frå oljeselskapa i utbygging, drift og vedlikehald på den norske kontinental-sokkelen genererer ein stor etterspørsel etter produkt og tenester frå leverandørindustrien i Noreg og i andre land. Men for at veksten i leverandørbedriftene skal kunne halde fram, er dei avhengige av å vekse internasjonalt. Internasjonale erfaringar og deltaking i internasjonale utbyggingsprosjekt er svært viktig for at leverandørindustrien skal utvikle seg vidare. Slik internasjonal erfaring vil også kunne bidra til å redu-



Figur 8.1 Interaktivt kart over norske olje- og gassklynger

(Kjelde: www.Intsok.com)

sere kostnadsnivået endå meir på den norske kontinentalsokkelen.

Industri og industrisamarbeid knytt til petroleumsverksemda

Det finst i dag fleire arenaer og treffpunkt som har som formål å fremme samhandlinga i petroleumsnæringa og å få aktørane til å sjå heilskapen i dei organisatoriske, teknologiske og marknadsmessige utfordringane næringa står overfor. Olje- og energidepartementet ser det som viktig å støtte og å vere aktivt med på desse arenaene.

INTSOK

For å fremme internasjonaliseringa av norsk petroleumsretta industri etablerte styresmaktene i 1997, i samarbeid med norsk petroleumsindustri, stiftinga INTSOK – Norwegian Oil and Gas Partners. Norske styresmakter ser INTSOK som ein viktig samarbeidspartnar. INTSOK har i dag om lag 160 medlemsbedrifter. Tal frå Samfunns- og næringslivsforskning legg til grunn at i 2005 omsette norske petroleumsretta selskap for 49 milliardar kroner i utlandet, ei tredobling sidan 1995. Målsetjinga er at dei skal auke den årlege omsetninga i utlandet til om lag 80 milliardar norske kroner i 2010.

Petrad

I internasjonaliseringsarbeidet sitt støttar Olje- og energidepartementet også stiftinga Petrad, eit organ innanfor norsk bistandsarbeid. Petrad tilbyr ulike typar kompetanseoverføring overfor leiinga i nasjonale oljeselskap og petroleumsforvaltning i utviklingsland.

Olje for utvikling

Olje- og energidepartementet samarbeider med Utanriksdepartementet, Finansdepartementet og

Miljøverndepartementet om ei felles satsing på bistand til utviklingsland når det gjeld petroleumsforvaltning og godt styresett. Satsinga omfattar:

- Styrking av den norske bilaterale bistanden til land som etterspør norsk petroleumskompetanse.
- Vektlegging av godt styresett og innsyn i petroleumsforvaltninga.

Olje for utvikling femner breitt og omfattar mellom anna spørsmål omkring ressursforvaltning, inntektsforvaltning, miljø og næringsutvikling. Norske fag- og forvaltningsmiljø med relevant erfaring og kompetanse blir trekte inn i arbeidet, mellom anna Oljedirektoratet, Petrad og INTSOK. Norad er ansvarleg for koordineringa.

EITI

Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) er eit internasjonalt initiativ der formålet er å styrkje godt styresett gjennom publisering av inntektsstraumar frå olje-, gass- og gruveselskap til staten i land som er rike på naturressursar. Det skal mellom anna bidra til at innbyggjarane kan halde regjeringa si ansvarleg for korleis ho bruker pengane. Både styresmakter/land, NGO-ar og selskap er med. Noreg har støtta initiativet sidan 2003.

Som i all anna norsk offentleg forvaltning er det eit berande prinsipp at den norske petroleumsforvaltninga skal oppfylle dei strengaste krav til kontroll og etterprøving. Openheit om skatte- og avgiftsbetalingar er eit grunnleggjande element i norsk petroleumsforvaltning, og skattetala er offentleg tilgjengelege. Inntektsstraumane er også underlagde uavhengig kontroll gjennom arbeidet i Riksrevisjonen.

Noreg er godt plassert til å vise internasjonal leiarskap i spørsmålet om openheit om inntektsstraumar frå petroleumsverksemda, og det blir også understreka gjennom Olje for utvikling-programmet. Både EITI og det norske systemet er lagt opp for å sikre openheit om betalningar. Men EITI er tiltenkt mindre modne og transparente system enn det vi har her i landet. Noreg valde likevel hausten 2007 å implementere EITI. Det vil seie at sjølv om inntektsstraumane allereie er offentlege, tek vi på oss å gå gjennom ein prosess som er fastlagd av EITI-prinsippa. Formålet er å gjere informasjonen om pengestraumen frå denne sektoren lettare tilgjengeleg. Sjølv om Noreg materielt sett oppfyller intensjonen om openheit som ligg til grunn for EITI, vil vi gjere dette fordi norsk implementering vil kunne bidra til å styrkje EITIs gjennomslagskraft globalt.

Medlemsbedriftene i Oljeindustrienes landsforening (OLF) deler målsetjinga til regjeringa om større transparens i utvinningsbransjane. OLF har på vegner av medlemsbedriftene sine samtykt i at oversikter over skattebetalningar frå oljeselskap på den norske kontinentalsokkelen til norske styresmakter skal gjerast tilgjengelege.

Noreg er også vertskap for det internasjonale sekretariatet for EITI. Les meir om EITI på www.eitransparency.org.

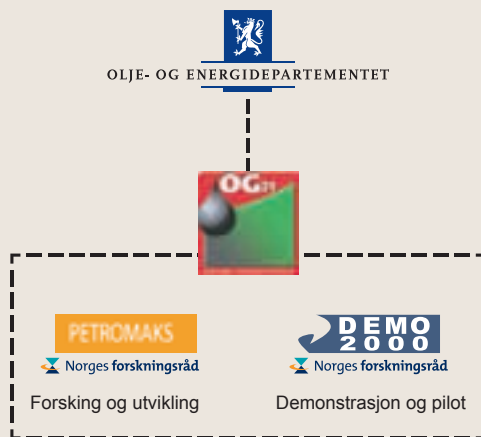
Forskning og teknologiutvikling i olje- og gassverksemda

Utvikling av ny teknologi og auka kompetanse i olje- og gassnæringa er viktig for å sikre at verksemda framleis skal bidra til økonomisk vekst og auka velferd i Noreg. Fleire av løysingane som er i bruk i olje- og gassverksemda i dag, er resultat av store investeringar i forskning og teknologiutvikling i 1970-, 1980- og 1990-åra. I åra som kjem, vil verdiskapinga på den norske kontinentalsokkelen vere

meir teknologisk krevjande og kunnskapsintensiv enn i dag. Å føre innsatsen innanfor forskning og teknologiutvikling vidare er viktig for at den norske olje- og gassverksemda skal vere konkurransedyktig. Figur 8.2 viser korleis Olje- og energidepartementet er involvert i petroleumsforskninga i Noreg.

For å møte utfordringane med ei effektiv og forvarleg petroleumsverksemd, blei strategien Olje og gass i det 21. århundre (OG21) etablert på initiativ av Olje- og energidepartementet i 2001. OG21 er organisert gjennom eit styre, som er sett saman av departementet, og eit sekretariat.

OG21 har greidd å få oljeselskap, universitet, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene til å samle seg om ein felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass. I samband med at Det internasjonale energibyrådet (IEA) evaluerte den norske energipolitikken i 2005, blei samarbeidet i OG21 trekt fram som eineståande i sitt slag i verda.



Figur 8.2 Olje- og energidepartementet si involvering i petroleumsforskninga

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

Ei viktig målsetjing for OG21 er at offentlege midlar til forskning og utvikling innanfor petroleumsrelaterte område må aukast til 600 millionar kroner i året. OG21 meiner at ein slik offentlig forskingsinnsats er tilpassa dei teknologiske hovudutfordringane i sektoren.

Bidraget frå styresmaktene i petroleumsforskinga er hovudsakleg organisert i forskingsprogramma PETROMAKS og DEMO 2000. Desse programma skal bidra til å nå måla som er sette gjennom OG21-strategien. Midlane frå styresmaktene blir kanaliserte gjennom Noregs forskingsråd, som koordinerer programma.

OG21-strategien blei revidert i 2005 for å tilpasse seg betre utfordringane som bransjen står overfor i dag. Den reviderte strategien har definert åtte teknologiområde som er avgjerande for den vidare utviklinga av petroleumsaktiviteten:

- 1 Miljøteknologi for framtida
- 2 Leiteteknologi og reservoarkarakterisering
- 3 Auka utvinning
- 4 Kostnadseffektiv boring og intervensjon
- 5 Integreerte operasjonar og sanntidsstyring av reservoar

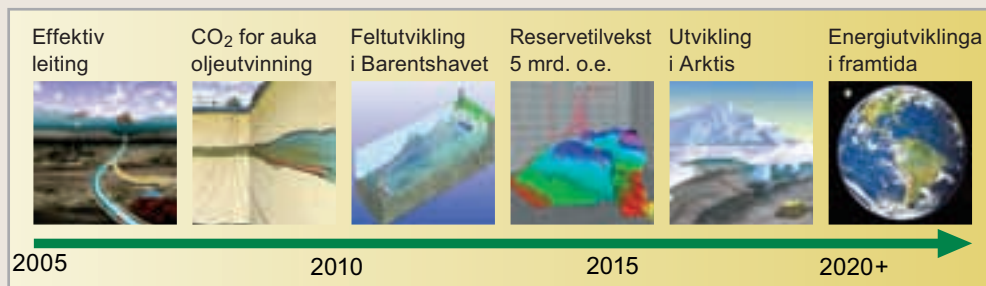
- 6 Undervassprosessering og transport
- 7 Djupvass- og undervassproduksjonsteknologi
- 8 Gassteknologi

Et nytt styre for OG21 blei oppnemnt i oktober 2007. StatoilHydro leier styret. OG21 skal leggje fram ein handlingsplan for departementet i 1. kvartalet av 2008. Handlingsplanen skal definere dei viktigaste grepa for iverksetjing av OG21-strategien for arbeidet i gjeldande styreperiode.

PETROMAKS

PETROMAKS (Maksimal utnytting av petroleumsreservane) er eit petroleumsretta forskingsprogram som omfattar strategisk grunnleggjande forskning og kompetanseutvikling, brukerretta forskning og teknologiutvikling og forskning som underlag for utforming av politikken. Målgruppene for programmet er norske bedrifter og forskingsmiljø som vil fremme kunnskaps- og kompetanseoppbygging i Noreg. Den nasjonale teknologistrategien, OG21, dannar utgangspunktet for PETROMAKS sine faglege prioriteringar.

PETROMAKS har som målsetjing å bidra til betre utnytting av felt i produksjon og auke til-



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

gangen til nye reserver. Aktivitetane i programmet er stort sett knytte til å finne meir olje og gass, auke utvinninga frå eksisterande felt, effektivisere transporten av brønnstraum over store avstandar og effektivisere transporten av gass til marknadene. Programmet legg vekt på å førebu grunnlaget for HMS-utvikling og ytre miljø, redusere kostnadsnivået på den norske kontinental-sokkelen og styrkje petroleumsrelatert næringsutvikling nasjonalt og internasjonalt. Ei anna viktig målsetting for PETROMAKS er å auke kompetansen i bransjen og betre rekrutteringa til industrien.

Forskringsrådet har ikkje eigne program for nordområda. I staden er nordområdelevant forskning integrert i heile Forskringsrådet si verksemd, mellom anna PETROMAKS-programmet. PETROMAKS finansierer i den samanheng forskning på spesielle arktiske problemstillingar, som ekstremt klima, lite utvikla infrastruktur, utbygging og drift i is, handtering av is og transport over svært lange avstandar.

DEMO 2000

DEMO 2000-programmet er eit viktig verkemiddel for å hjelpe fram nye teknologiløysingar i petroleumsnæringa. Med ny teknologi følgjer store kostnader og høg risiko, og det kan vere ei betydeleg utfordring å få løysingar ut på marknaden. DEMO 2000 har som mål å bidra til å redusere kostnader og risiko for industrien og kommersialisering av ny teknologi ved å gi støtte til pilotprosjekt og demonstrasjon. Programmet arbeider med utgangspunkt i den nasjonale teknologistrategien, OG21.

Pilotprosjekta inneber eit tett samarbeid mellom leverandørbedrifter, forskingsinstitusjonar og oljeselskap, eit samarbeid som i seg sjølv er med på å

utvikle eit framtidretta, marknadorientert kompetansenettverk.

DEMO 2000-programmet har støtta demonstrasjon av ny petroleumsteknologi sidan 1999. Nokre teknologiar som er utvikla gjennom programmet, er alt no kommersielt tilgjengelege og har spart næringa for store kostnader. DEMO 2000 ser eit særleg stort potensial innanfor fagområda havbotnprosessering, gasskompresjon på havbotnen, effektiv boring og integrerte operasjonar (fjernstyring). Verdiskapinga av innovasjonar på desse områda kan bli betydeleg.

DEMO 2000-programmet satsar, som PETROMAKS, på utvikling og utprøving av petroleumsteknologi med spesiell relevans for arktiske forhold.

PETROSAM

PETROSAM er eit samfunnsvitskapleg forskingsprogram som skal gi innsikt i og komptanse om samfunnsmessige forhold som legg grunnlag for strategi- og politikkkutforming hos norske styresmakter og næringslivet innanfor petroleumssektoren. Programmet skal også ha fokus på internasjonale forhold, mellom anna Midtausten og Russland. PETROSAM blei oppretta i 2006 og vil halde fram til 2012.

PROOF

Forskringsprogrammet PROOF tek for seg langtidsverknader av utslepp til sjø frå petroleumsverksemda, og er ein del av det større programmet "Havet og kysten", som er planlagt for perioden 2006–2015.

Anna strategisk forskning

Departementet finansierer også grunnleggjande strategisk petroleumsforskning gjennom strategiske

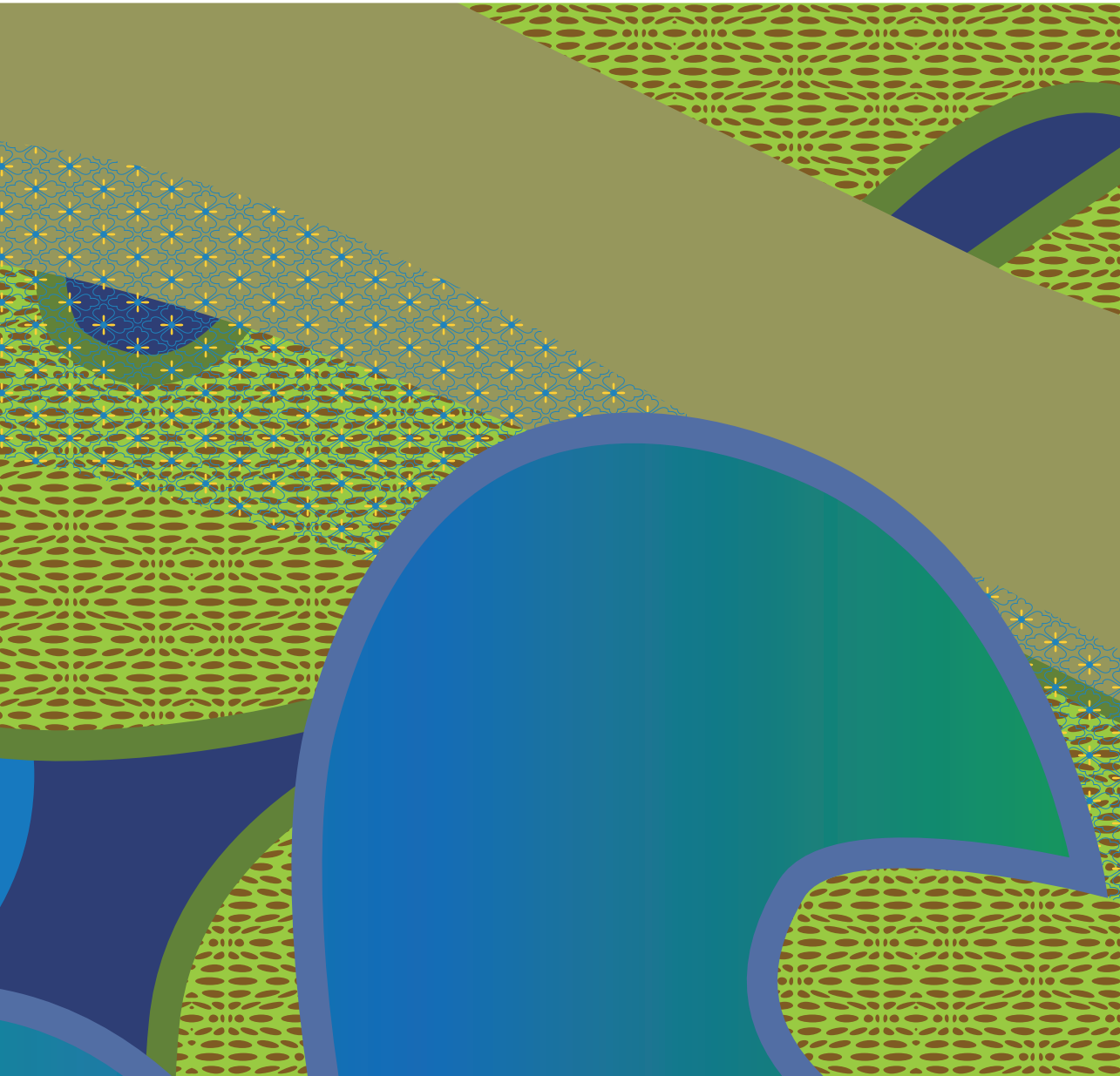
instituttprogram (SIP) og strategiske universitetsprogram (SUP). Målet er å utvikle FoU-kompetanse av høg internasjonal kvalitet i universitets- og instituttsektoren.

CLIMIT

CLIMIT er eit programsamarbeid mellom Gassnova og Noregs forskingsråd om forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologi til miljøvennleg gasskraft. Programmet blir finansiert dels med midlar frå avkastninga av Gassteknologifondet som blir disponert av Gassnova, og dels med midlar som Forskingsrådet disponerer.

Målsetjinga til CLIMIT er å bidra til lønnsam gasskraft med CO₂-handtering. Programmet skal dekkje heile utviklingskjeda, frå langsiktig, kompetanseoppbyggande forskning til prosjekt som demonstrerer CO₂-handteringsteknologiar. Prosjektporteføljen er særleg innretta mot teknologiløysingar for fangst av CO₂ på ein mest mogleg kostnadseffektiv måte. CLIMIT skal også prioritere utvikling av kunnskap og løysingar for sikker og påliteleg lagring av CO₂ i geologiske formasjonar.

9. Miljøomsyn i norsk petroleumsverksemd



Noreg som pioner på miljøløysingar

Omsynet til miljøet har alltid vore ein integrert del av den norske petroleumsverksemda. For at det skal vere mogleg å sameine rolla som stor energiproducent med det å vere føregangsland i miljøspørsmål, er det utvikla eit omfattande verkemiddelapparat som tar omsyn til miljøet i alle fasar av petroleumsverksemda, frå konsesjonsrundar til leiting, utbygging, drift og avslutning.

Noreg tok tidleg klimaproblemet alvorleg og var eit av dei første landa i verda då vi i 1991 innførte ei høg CO₂-avgift. CO₂-avgifta har ført til teknologiutvikling og utløyst tiltak som har gitt betydelege utsleppsreduksjonar. Den strenge reguleringa av faking gjennom petroleumslova bidreg til at det generelle nivået for faking på den norske sokkelen er lågt samanlikna med andre land. Styresmaktene og oljeindustrien har arbeidd tett saman om å nå målet om null skadelege utslepp til sjø (nullutslepps-målet), og oljeindustrien har investert over 6 milliardar i tiltak for å redusere utsleppa til sjø. Ein reknar at målet om nullutslepp er nådd for tilsette kjemikalier. Som eit resultat av den kontinuerleg sterke vektlegginga av miljøet held norsk petroleumsverksemd svært høg miljøstandard samanlikna med petroleumsverksemd i andre land.

Dette kapittelet gir ei samla oversikt over verkemiddel som sikrar at ein tek omsyn til miljøet, gjennomførte tiltak for å redusere utslepp og status for utslepp til luft og sjø frå petroleumsverksemda.

Dei ulike fasane i petroleumsverksemda gir ulike typar utslepp. Med leiteaktivitet følgjer det utslepp av borekaks og utslepp til luft frå energi-produksjon. I driftsfasen blir det utslepp til sjø og luft, først og fremst vatn med restar av olje og kjemikalier (produsert vatn), og dessutan karbondioksid (CO₂) og nitrogenoksid (NO_x) frå energiproduksjon og faking, og flyktige organiske

sambindingar utanom metan (nmVOC) frå lagring og lasting av råolje. Både leiteaktiviteten og produksjonen gir risiko for akutte utslepp.

Lover og regelverk som regulerer petroleumsverksemda

Utslepp frå petroleumsverksemda i Noreg blir i stor grad regulert gjennom petroleumslova, CO₂-avgiftslova, særavgiftslova, klimakvotelova og forureiningslova. Petroleumsanlegga på land står overfor dei same verkemidla som annan landbasert industri. I petroleumslovgivinga er prosessane knytte til konsekvensutgreiing og godkjenning av nye utbyggingsplanar (PUD/PAD) sentrale. Anlegg på land eller i sjø innanfor grunnlinja kjem i tillegg inn under føresegnene i plan- og bygningslova (sjå kapittel 5).

Styresmaktene nyttar ulike verkemiddel i fasane i petroleumsverksemda, frå leitefasen, utbyggingsfasen og driftsfasen til avslutningsfasen. Verkemidla varierer for dei ulike utsleppa til luft og sjø.

Avtalar og forpliktingar

I tillegg til lover og regelverk har petroleumsverksemda forplikta seg til å avgrense utsleppa ved avtalar og forpliktingar. I samsvar med internasjonale avtalar pliktar Noreg å avgrense utsleppa sine av ulike komponentar. Korleis dette påverkar petroleumssektoren, er avhengig av ordlyden i den einskilde avtalen, og korleis krava og verkemiddelbruken blir fordelte sektorvis i Noreg. Luftutsleppsavtalane spesifiserer vanlegvis utsleppstak for kvart land. Ordlyden i avtalane er avgjerande for om dei pålagde avgrensingane må gjennomførast heilt og fullt innanfor grensene til kvart land, eller om reduksjonar også kan gjennomførast i andre land der reduksjonskostnadene kan vere lågare. Kostnadene med å redusere utsleppa frå dei ulike

utsleppskjeldene, både nasjonalt og internasjonalt, har betydning for i kva grad ein set i verk tiltak overfor petroleumssektoren.

Etter Kyotoprotokollen har Noreg eit utsleppstak som inneber at klimagassutsleppet her i landet i gjennomsnitt for åra 2008 – 2012 ikkje skal auke meir enn ein prosent i forhold til utsleppsnivået i 1990. I forhold til nivået i dag krev dette ein reduksjon i klimagassutsleppa på om lag sju prosent. Forpliktinga skal oppfyllest ved å redusere utsleppa nasjonalt, og i andre land ved hjelp av Kyoto-mekanismane den grønne utviklingsmekanismen og felles gjennomføring. Klimameldinga blei lagd fram i juni 2007 og inneber at Noreg skal overoppfylle Kyoto-målsetjinga med 10 prosentpoeng. Klimaforliket som blei inngått i januar 2008, opnar for at Noreg skal bli karbonnøytralt i 2030. Vidare er det lagt til grunn reduksjonar i dei norske klimagassutsleppa på 15–17 millionar tonn CO₂-ekvivalentar innan 2020, når skog er inkludert. Dette inneber at om lag 2/3 av dei totale utsleppsreduksjonane våre skal takast nasjonalt.

Noreg oppretta med klimakvotelova eit nasjonalt kvotesystem for klimagassar frå 2005 som oppfølging av Kyotoprotokollen. Klimakvotelova blei revidert i 2007. Det blei også bestemt at EUs kvotehandelsdirektiv skulle implementerast i EØS-avtalen, og det norske kvotesystemet vil vere knytt til EUs kvotesystem i perioden 2008–2012.

Utslepp som har regionale miljøkonsekvensar, er regulerte i ulike protokollar under konvensjonen for langtransportert luftforureining (LRTAP-konvensjonen). Saman med USA, Canada og andre europeiske land skreiv Noreg i 1999 under Göteborgprotokollen, som søkjer å løyse miljøproblema forsuring, overgjødning og bakkenært ozon. Göteborgprotokollen tok til å gjelde 17.05.2005. I samsvar med denne protokollen skal Noreg redusere NO_x-utsleppa til 156 000 tonn innan 2010.

Det inneber 27 prosent reduksjon, samanlikna med utsleppsnivået i 1990. For nmVOC er den nye 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 reduserast med 30 prosent i forhold til 1989-nivået. Dei samla nasjonale utsleppa skal etter Göteborgprotokollen ikkje bli høgare enn 195 000 tonn per år innan 2010.

Olje- og kjemikalieutslepp kan ha lokale effektar i nærleiken av innretningane og blir regulerte nasjonalt gjennom utsleppsløve med heimel i forureiningslova. Utsleppa blir i tillegg regulerte internasjonalt gjennom Oslo-Paris-konvensjonen for utslepp til sjø (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 kjemikaliar er internasjonalt regulert i form av krav om risikovurdering og kategorisering etter eigenskapane til kjemikaliane.

Null miljøfarlege utslepp til sjø

Målsetjinga om null miljøfarlege utslepp til sjø frå petroleumsvirksemda blei slått fast i St.meld. nr. 58 (1996–1997) *Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling*. Styresmaktene og industrien har sidan arbeidd saman i ei eiga gruppe med å presisere målsetjinga og kome fram til løysingar for å nå målet. Målsetjinga er også teken opp i fleire seinare stortingsmeldingar, mellom anna i St.meld. nr. 12 (2001–2002) *Rent og rikt hav* og i St.meld. nr. 38 (2003–2004) *Om petroleumsvirksomheten*.

Nullutsleppsmåla er føre-var-mål som skal bidra til at utslepp til sjø av olje og miljøfarlege stoff ikkje fører til uakseptabel helse- eller miljøskade. Hovud-

Verkemiddel for å redusera utslepp frå petroleumsverksemda

CO₂

CO₂-avgifta og klimakvotelova er dei sentrale verkemidla for å redusere utslepp av CO₂. Styresmaktene kan også bruke andre verkemiddel, for eksempel vilkår i PUD/PAD, utsleppsløyve og produksjonsløyve, som mellom anna omfattar faking.

Bruk av gass, olje og diesel i samband med petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er etter CO₂-avgiftslova med verknad frå 01.01.1991 pålagd CO₂-avgift. Frå 01.01.2008 er CO₂-avgifta 45 øre per liter olje og per standardkubikkmeter (Sm³) gass (svarar til ca. 184 kroner per tonn CO₂). 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. Klimakvotelova blei revidert i 2007. Petroleumsanlegga til havs er inkluderte i det norske kvotesystemet frå 2008, saman med dei bedriftene som hadde kvoteplikt i den første perioden av kvotesystemet frå 2005 – 2007. Petroleumsanlegga må kjøpe alle kvotane på marknaden, men CO₂-avgifta er justert ned slik at kvotepriisen og CO₂-avgifta utgjer tilsvarande nivå som CO₂-avgifta aleine har gjort tidlegare.

NO_x

Stortinget vedtok 28. november 2006 at det skal betalast ei avgift for utslepp av NO_x. Dette er heimla i endring (01.01.2007) i forskrift om særavgifter. Avgifta omfattar samla utslepp frå petroleumsverksemda frå turbinar med innfyrt effekt over 10 MW og maskinar over 750 hk. Avgifta gjeld dessutan utslepp frå fakkell. Storleiken på avgifta er sett til 15 kroner per kilo NO_x.

Formålet med avgifta er å redusere det årlege utsleppet av NO_x i Noreg til 156 000 tonn innan 2010, i samsvar med det vi har forplikta oss til etter Göteborgprotokollen frå 1999 (ratifisert av Noreg 30. januar 2002). Avgifta rettar seg hovudsakleg mot utslepp frå innanlandsk verksemd, og omfattar utslepp frå store einingar innanfor sektorane sjøfart, luftfart og landbasert verksemd og på kontinentalsokkelen. Avgiftspliktige er reiarlag eller eigar av

fartøy, eigar av landbasert verksemd og operatør av verksemd på kontinentalsokkelen.

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

I samband med at Stortinget behandla NO_x-avgifta, blei det bestemt å gi avgiftsfrítak for utsleppskjelder omfatta av miljøavtale med staten om gjennomføring av NO_x-reducerande tiltak i samsvar med eit fastsett miljømål. Det er no inngått ein miljøavtale om reduksjon av NO_x-utslepp mellom den norske staten ved Miljøverndepartementet og næringsorganisasjonane. Utsleppa frå desse næringsorganisasjonane skal ikkje overstige 98 000 tonn i det geografiske området som er omfatta av den utsleppsforpliktinga Noreg har etter Göteborgprotokollen. Næringsorganisasjonane skal etablere næringslivets NO_x-fond, som skal hjelpe dei med å oppfylle dei forpliktingane dei har etter denne avtalen. Fondet skal på vegner av næringsorganisasjonane mellom anna krevje inn betaling per kilo utslepp av NO_x frå verksemdar som sluttar seg til avtalen, og skal på vegner av næringsorganisasjonane gi tilskot til kostnadseffektive NO_x-reducerande tiltak.

nmVOC

Utslepp av nmVOC knytt til lasting og lagring av råolje offshore er frå 2001 regulert gjennom utsleppsløyve med heimel i forureiningslova.

Olje, organiske sambindingar og kjemikaliar

Selskapa må søkje om utsleppsløyve frå Statens forureiningstilsyn for å kunne sleppe ut olje og kjemikaliar til sjø. Statens forureiningstilsyn 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.

regelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, verken kjemiske stoff som er tilsette, eller kjemiske stoff som finst naturleg.

Tidleg i arbeidet blei det bestemt at for kvart felt skal det ved val av utslppsreducerande tiltak gjerast ei heilskapsvurdering av konsekvensane for miljøet, kostnader, tryggleik og reservoar tekniske sider. Dermed kan det vere at det praktisk oppnåelege målet på eit eksisterande felt, basert på slike feltspesifikke heilskapsvurderingar, er minimering av utslipp. Det var venta at operatørane på den norske kontinentalsokkelen skulle vere ambisiøse i arbeidet for å nå målet, og at dei aktivt ville utvikle og ta i bruk nye teknikkar som kan bidra til at målet blir nådd. Oljeindustrien har sidan 2002 investert om lag 6 milliardar kroner i tiltak for å redusere utslippa til sjø.

Som eit ledd i arbeidet med å oppnå null miljøfarlege utslipp til sjø har operatørselskapa rapportert om aktuelle tiltak med tilhøyrande kostnader og miljøeffektar, og om status undervegs i arbeidet. Utskifting av miljøfarlege kjemikalier må generelt kunne seiast å vere eit kostnadseffektivt tiltak. Utslippa av tilsette miljøfarlege kjemikalier er reduserte så mykje som det per i dag kan seiast å vere forvarleg teknisk og med omsyn til tryggleiken. Ein reknar difor at målet om nullutslipp er nådd for tilsette kjemikalier. Det skal likevel framleis vere sterkt fokus på substitusjon for å sikre at også dei miljøfarlege stoffa blir fasa ut.

Målet for miljøfarlege naturlege stoff i produsert vatn er likevel ikkje nådd like godt som for tilsette kjemikalier. Produsert vatn inneheld restar av olje- og kjemiske stoff, både kjemikalier som er tilsette i prosessen, og kjemiske stoff som finst naturleg. For olje og stoff som finst naturleg i produsert vatn, er det prosessoptimaliseringar, reinjeksjon av produsert vatn og reinsetiltak som bidreg mest til å

redusere risikoen for miljøskade innanfor ei akseptabel kostnadsramme.

Mange av felta har implementert tiltak for å redusere utslipp med tanke på å nå nullutslpps-målet. Fleire av dei planlagde tiltaka har likevel kravt noko lengre tid å gjennomføre. Det endeleg oppnådde målet for eksisterande felt vil difor ikkje kunne bli vurdert før i 2008/2009. Regjeringa vil i 2009 vurdere måloppnåinga og behovet for fleire tiltak for å sikre at nullutslpps-målet blir nådd.

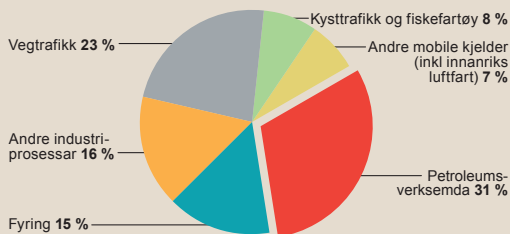
Utslipp frå petroleumsverksemda

Utslipp frå petroleumssektoren til luft er stort sett avgassar frå forbrenning av gass i turbinar, faking av gass og forbrenning av diesel. Desse avgassane inneheld mellom anna CO₂ og NO_x. Andre miljøskadelege stoff som blir sleppte ut, er nmVOC, metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂). Utslipp frå petroleumssektoren til sjø inneheld restar av olje og kjemikalier som blir nytta i produksjonsprosessane, og dessutan kjemiske stoff som finst naturleg.

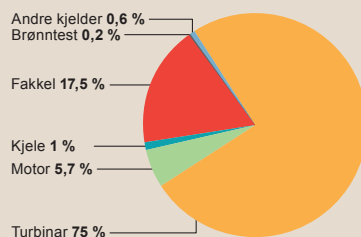
Måling og rapportering av utslipp

Utslipp til luft blir i dei fleste tilfella rekna ut frå mengda av brenngass og diesel som har vore brukt på innretninga. Utslppsfaktorane byggjer på målingar frå leverandørar, standardtal som er utarbeidde av bransjen sjølv ved Oljeindustriens Landsforening, eller feltspesifikke målingar og utrekningar.

Når ein skal rekne ut totale oljeutslipp, måler ein volumet av det produserte vatnet som blir sleppt til sjø, og analyserer oljeinnhaldet i vatnet. Utslipp av kjemikalier blir rekna ut frå forbruk, relatert til kor mykje som blir attvunne og/eller injisert.



Figur 9.1 Kjelder til norske utslipp av CO₂ 2007
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.2 CO₂-utslipp frå petroleumsvirksomhet 2007, fordelt på kjelder
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Definisjon av nullutslipp og nullutslippsmål

Definisjonar

Miljøfarleg, miljøfarlege sambindingar, miljøfarlege kjemiske stoff, miljøfarlege komponentar: Stoff eller grupper av stoff med eigenskapar som gjer at dei for eksempel er giftige, er vanskelege å bryte ned eller har potensial for bioakkumulering og/eller hormonforstyrrende eigenskapar. Dei farlegaste av dei miljøfarlege stoffa kallar vi miljøgifter.

Miljøskadeleg, miljøskadelege utslipp: Omgrepet blir brukt om den skaden utslippa kan vere årsak til, og er avhengig av utslippsmengda, staden og tidspunktet for utslippet. Eit miljøskadeleg utslipp kan vere eit miljøfarleg stoff, men det kan også vere eit stoff som ikkje har slike eigenskapar.

Nullutslippsmål

Miljøfarlege stoff:

- Ingen utslipp eller minimering av utslipp av miljøgifter som finst naturleg, omfatta av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlege kjemikalier, jf. prioriteringslista i St.meld. nr. 25 (2002–2003).
- Ingen utslipp av tilsette kjemikalier i Statens forureiningstilsyns svarte kategori (i utgangspunktet forbode å bruke og sleppe ut) og Statens forureiningstilsyns røde kategori (høgt prioritert for utfasing ved substusjon).

Andre kjemiske stoff:

Ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan føre til miljøskade av

- Olje (komponentar som ikkje er miljøfarlege)
- Stoff i Statens forureiningstilsyns gule og grønne kategori
- Borekaks

Kjelde: St.meld. nr. 25 (2002–2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand.

- Andre stoff som kan føre til miljøskade*
- St.meld. nr. 38 (2003–2004) Om petroleumsvirksomheten fastset eigne vilkår for petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet. Dette området er definert som særleg sårbart, og for petroleumsvirksomhet der blir det difor sett strengare krav til utslipp til sjø enn for resten av kontinentalsokkelen:
- Ingen utslipp av produsert vatn. For virksomhet skal det leggast til grunn injeksjon, eventuelt annan teknologi, som hindrar utslipp av produsert vatn. Maksimum 5 prosent av det produserte vatnet kan ved driftsavvik bli sleppt ut så sant det blir reinsa først.
- Ingen utslipp av borekaks og borevæske. Borekaks og boreslam blir reinjisert eller deponert på land. Borekaks frå topphol kan normalt bli sleppt ut så sant utslippet ikkje inneheld stoff med uakseptable miljøeigenskapar, og berre i område der potensialet for skade på sårbare miljøkomponentar er vurdert som lågt.
- Ingen utslipp til sjø frå brønntesting.

*Jf. Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskrifta) av 03.09.2001.

CO₂-utslepp frå produksjonen i Noreg sammenlikna med gjennomsnittet i verda

Utsleppa på den norske sokkelen er låge samanlikna med dei fleste andre land i verda. Figuren under viser Noregs utslepp samanlikna med gjennomsnittet i verda.

Figuren viser utslepp av CO₂ per produsert eining petroleum. Figuren viser utviklinga for Noreg og for verda. Noregs utslepp per produsert eining var i 2006 om lag 47 kilo per Sm³ o.e. Det internasjonale gjennomsnittet låg i 2006 på om lag 120 kilo per Sm³.¹

Utsleppa per produsert eining har auka svakt på den norske kontinentalsokkelen dei siste åra, stort sett på grunn av meir energi-intensiv produksjon i modne felt.



Figur 9.5 Utslepp av CO₂ per produsert eining i Noreg og gjennomsnittet i verda (2003-2006)
(Kjelde: Oljedirektoratet)

¹ Kjelde: International Association of Oil and Gas Producers, www.ogp.org.uk.

Tiltak for å redusere CO₂-utsleppa

Utvikling av kombinerte løysingar for kraftproduksjon offshore (kombikraft), resirkulering av fakkellgass og injeksjon av CO₂ frå produsert gass på Sleipner vest er eksempel på at Noreg ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljøeffektive løysingar.

Kombikraft

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

Lagring av CO₂

CO₂ kan injiserast og lagrast i ferdigproduserte olje- eller gassreservoar, eller i geologiske forma-

sjonar under vatn eller på land. Sidan 1996 har det årleg blitt lagra ein million tonn CO₂ i Utsiraformasjonen i samband med prosessering av gassen frå Sleipnerfeltet. Dette er unikt, for Utsiraformasjonen er det einaste anlegget i verda der større mengder CO₂ blir lagra i ein geologisk formasjon under havbotnen. På Snøhvitfeltet starta dei i april i år med å separere og lagre CO₂ før naturgassen blir kjølt ned til flytande gass (LNG). CO₂-gassen blir transportert i rør frå LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet. Der blir den injisert og lagra i formasjonen Tubåen, 2600 meter under havbotnen. Ved full drift på Snøhvit vil 700 000 tonn CO₂ bli lagra i året.

Noreg vil i framtida ha godt høve til å lagre CO₂ på grunn av tilgang til store vassfylte reservoar og ferdigproduserte olje- eller gassreservoar utanfor Norskekysten. Lagring av CO₂ i ferdigproduserte reservoar er ei geologisk god løysing fordi struk-

turen svært sannsynleg er tett, i og med at han har halde på gass og olje gjennom millionar av år.

Norske styresmakter arbeider aktivt for å sikre at slik lagring av CO₂ kan skje på ein trygg måte. Innanfor OSPAR-konvensjonen og Londonkonvensjonen blir det arbeidd med å etablere eit godt internasjonalt regelverk for CO₂-lagring. Hausten 2006 blei det gjort vedtak i Londonkonvensjonen om at det skulle vere tillate med injeksjon og lagring av CO₂ i geologiske formasjonar under havbotnen. Endringa tok til å gjelde 10. februar 2007. Tilsvarande endring blei gjort under OSPAR-konvensjonen sommaren 2007. Endringa tek til å gjelde når minst sju av partane i konvensjonen har ratifisert endringsvedtaket. Noreg godkjende endringane 9. november 2007.

Olje- og energidepartementet har gjeve Gassco, Gassnova, OD og NVE i oppdrag å vurdere alternative transportløyningar og deponeringsstader for CO₂ frå CO₂-fangstanlegga på mellom anna Kårstø og Mongstad. Grappa skal leggje fram ei tilråding om kva dei reknar som den beste transport- og deponeringsløyninga for CO₂, når ein tek omsyn til kostnader, reservoarforhold og teknologisk risiko. Den første rapporteringa blei lagd fram sommaren 2007. Etter planen skal investeringa avgjerast i 2009.

Gassco har på oppdrag frå Olje- og energidepartementet følgt opp arbeidet og vurdert mellombels transport og lagringsløyningar for test-senteret for CO₂-fangst på Mongstad. Kostnadene ved dei ulike alternativa har vist seg å vere svært høge, og regjeringa har valt å ikkje greie ut ei slik mellombels transport- og lagringsløyning vidare for testperioden. For å bidra til å vege opp for at fanga CO₂ blir sleppt ut frå test-senteret på Mongstad i ein periode, legg regjeringa til grunn at det skal kjøpast ekstra utsléppskvotar.

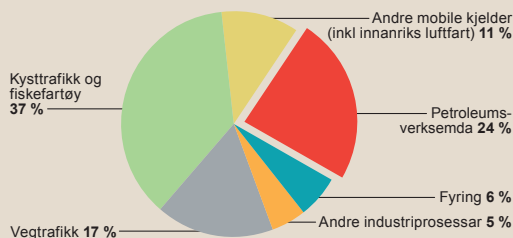
Eit nytt statsføretak, Gassnova SF, blei stifta i juli 2007. Føretaket har ansvar for statens interesser knytte til testsenteret på Mongstad, arbeidet med CO₂-fangst på Kårstø og prosjekta for transport og lagring av CO₂.

Bruk av CO₂ for å auke oljeutvinninga

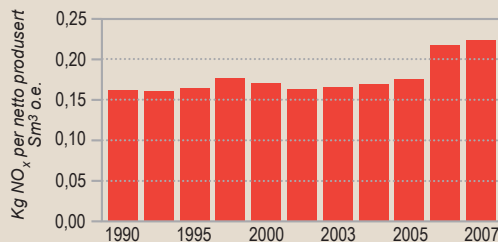
Oljedirektoratet har estimert eit stort teknisk potensial for auka oljeutvinning ved hjelp av CO₂-injeksjon i oljefelt på den norske kontinentalsokkelen. Nyare utgreiingar har vist negativ lønnsmed med dagens føresetnader om utbyggingskostnader og oljeprisar (for eksempel bruk av CO₂ for å auke oljeutvinninga frå Draugenfeltet). Det store potensialet, og fokus på miljøutslepp, gjer at Oljedirektoratet framleis vil ha spesielt fokus på bruk av CO₂ til å auke oljeutvinninga.

Energianlegg og energieffektivisering

Utslepp av CO₂ frå kraftproduksjon på kontinentalsokkelen står for om lag 90 prosent av dei totale utsleppa frå offshoreverksemda. I 2004 laga styresmaktene i samarbeid med industrien ei utgreiing om moglegheitene for meir effektiv energiforsyning på den norske kontinentalsokkelen. Utgreiinga konkluderte med at eit realistisk, men ambisiøst overslag for mogleg utsleppsreduksjon er om lag fem til ti prosent i ein periode på ti år. Denne betringa har ein alt lagt opp til i framskrivningane av CO₂-utsleppa frå sektoren. Dette kan ein oppnå dersom industrien systematisk gjennomfører energileiing i alle delar av verksemda. Næringa følgde opp utgreiinga frå styresmaktene, og våren 2006 publiserte Oljeindustriens Landsforening ei rettleiing som hjelper selskapa med å systematisere og formalisere arbeidet med energileiing, og som byggjer på dei same prinsippa som godkjende



Figur 9.6 Kjelder til norske utslipp av NO_x , 2007
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.7 Utslipp av NO_x per produsert eining
(Kjelde: Oljedirektoratet)

standardar for miljøstyring, for eksempel ISO 1400 og EMAS.

For at energieffektiviteten skal auka endå meir på lengre sikt, er det nødvendig med eit skifte i teknologi og konsept for energiforsyninga. Det krev langsiktig satsing på utvikling, utprøving og implementering av ny teknologi.

Fakling

Sjølv om fakling står for om lag sju prosent av CO_2 -utslippa frå petroleumsverksemda, er det norske nivået lågt samanlikna med andre land (sjå figur 9.5). CO_2 -avgifta og direkte regulering av fakling har utløyst ei rekkje utslppsreduserande tiltak, som gjer at Noreg er leiande på dette området.

Utslppsstatus for NO_x

Det er nær samheng mellom utslippa av CO_2 og NO_x . Som for CO_2 er gassforbrenning i turbinar, fakling av gass og dieselforbruk på innretningane sentrale utslppskjelder også for NO_x . Mengda av utslipp er avhengig både av forbrenningsteknologien og kor mykje drivstoff som blir brukt. For eksempel gir forbrenning i gassturbinar lågare utslipp av NO_x enn forbrenning i dieselmotorar.

Miljøeffektane av NO_x er mellom anna:

- Skade på fiske- og dyreliv gjennom forsurening av vassdrag og jordsmonn.
- Skade på bygningar, stein og metall som følgje av sur nedbør.
- Overgjødsling, som kan føre til endringar i artsamansetjinga i økosystema.
- 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 9.6). Petroleumsverksemda

bidreg på si side med 24 prosent. Utslippa av NO_x per produsert oljeequivalent har vore svakt aukande sidan 1997 (sjå figur 9.7). Dei totale utslippa av NO_x frå sektoren har også auka frå 1991 (sjå figur 9.8). Hovudårsaka til veksten fram til i dag er at auka aktivitet har kravt meir energi, og det har bidrege til auka utslipp.

Tiltak for å redusere NO_x -utslippa

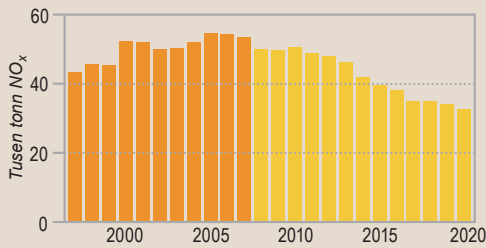
Dei fleste tiltaka som reduserer utslippa av CO_2 , reduserer også NO_x -utslippa frå petroleumssektoren. Andre tiltak som kan bidra til å redusere NO_x -utslippa, er innføring av låg- NO_x -brennarar som standard på gassturbinar ved nye utbyggingar.

Låg- NO_x -brennarar kan etterinstallast på turbinar. Studiar viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere slike brennarar på eksisterande innretningar 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 betydelege miljøeffektar. På maskinar som køyrer med låg kapasitetsutnytting, aukar CO_2 -utslippa, samtidig som NO_x -reduksjonane blir mindre enn når utnyttingsgraden er høg.

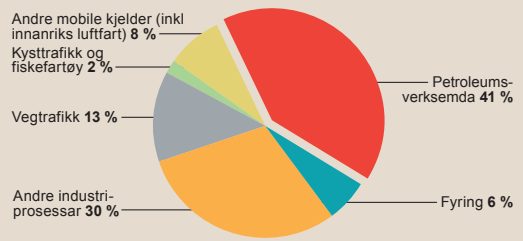
Dampinjeksjon eller vassinjeksjon er ein teknologi som reduserer NO_x -utslippa gjennom å redusere forbrenningstemperaturen i brennkammeret. Teknologien blir ikkje brukt i dag fordi damp- og vassinjeksjon ikkje er kvalifisert for bruk til havs. Mellom anna er det eit stort problem at teknologien krev store mengder reint vatn. Men i framtida kan denne teknologien gjere sitt til å redusere NO_x -utslippa frå petroleumssektoren endå meir.

NO_x frå fakling

Utslppsprognosen for NO_x ligg på eit lågare nivå enn utslppsprognosane for 2007, på grunn av ein



Figur 9.8 Utslepp av NO_x frå petroleumsværksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.9 Kjelder til norske utslepp av nmVOC, 2007 (Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

nedjustert omrekningsfaktor ein er einige om for NO_x frå fakkell.²

Utsleppsstatus for nmVOC

nmVOC er ei nemning på flyktige organiske sambindingar, med unntak av metan, som fordampar frå mellom anna råolje. For petroleumssektoren stammar hovuddelen av utsleppa frå lagring og lasting av råolje til havs og frå landterminalane.

Nokre miljøeffektar av nmVOC:

- Det dannar seg bakkenært ozon som kan gje helseskadar og skade avlingar og bygningar.
- nmVOC kan skade luftvegane ved direkte eksponering.
- nmVOC bidreg indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO₂ og ozon når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

Petroleumssektoren er hovudkjelda til utslepp av nmVOC i Noreg (sjå figur 9.9), med om lag 41 prosent av dei totale utsleppa. Utsleppa av nmVOC kjem i hovudsak frå lagring og lasting av råolje offshore. Mindre utslepp oppstår også på gassterminalane og ved mindre lekkasjar. Andre industriprosesser og vegtrafikk er dessutan viktige kjelder til utslepp av nmVOC i Noreg. Petroleumssektoren utgjer ein stadig mindre del på grunn av innfasing av utsleppsreduserande teknologi. Utsleppa av nmVOC per produsert oljeeining er også redusert dei siste åra (sjå figur 9.10).

Det er store skilnader på utsleppa frå lasting av olje på dei ulike felta. Ei hovudårsak til det er at innhaldet av flyktige gassar i oljen varierer frå felt til felt.

² Tidlegare har det vore brukt ein faktor på 12 g NO_x per Sm³ fakkellgass. Som følgje av eit arbeid i regi av Sintef har denne faktoren blitt nedjustert til 1,2 g NO_x per Sm³ fakkellgass som berekningsgrunnlag og er også lagd inn som føresetnad i utsleppsprognosane. Konsekvensane av endra faktor utgjer per år mellom 4000 og 5000 tonn NO_x.

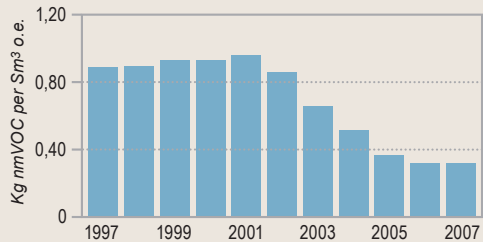
Fleire av dei nyare felta på kontinentalsokkelen bruker flytande lagerinnretningar. Denne typen utbyggingsløyningar vil kunne gi høgare utslepp av nmVOC enn på felt der oljelagringa skjer i fundamentet til plattformene (Statfjord, Draugen og Gullfaks). Grunnen til det er at det ved flytande lagerinnretningar også vil bli utslepp ved produksjon inn til lageret.

Prognosen for utslepp av nmVOC frå sektoren viser ein sterkt minkande trend i åra framover (sjå figur 9.11). Hovudårsaka til det er implementering av utsleppsreduserande teknologi.

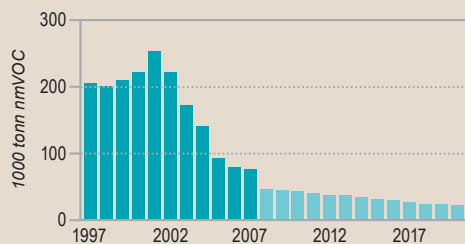
Tiltak for å redusere nmVOC-utslepp

Oljeselskapa har i fleire år arbeid 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. Fleire båtar har no installert utsleppsreduserande teknologi. Operatørane for felt med bøyelasting på den norske sokkelen har etablert eit industrisamarbeid (sjå tekstboksen).

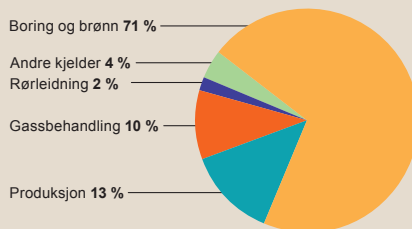
Eit gjenvinningsanlegg for nmVOC blei teke i bruk på råoljeterminalen på Stura i 1996. Anlegget er det første i sitt slag på ein råoljeterminal. For at tankskip som lastar, skal kunne bruke anlegget, må dei ha montert tilkoplings-



Figur 9.10 nmVOC-utslepp per produsert eining (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.11 Utslepp av nmVOC frå petroleumsvirksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.12. Utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsvirksemd fordelt på kjelder, 2007 (Kjelde: Oljedirektoratet)

utstyr. Frå 01.01.2003 har det vore eit krav at alle skip skal ha montert utstyr for gjenvinning av nmVOC, og skipa slepp normalt ikkje inn til anlegget utan nødvendig utstyr.

Utsleppsstatus for kjemikalier, olje og andre organiske sambindingar

Utslepp av kjemikalier

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

Petroleumssektoren sitt prosentvise bidrag til dei nasjonale utsleppa til sjø var i 2004 på under tre prosent av miljøgiftene på prioriteringslista til SFT.

Vel 99 prosent av kjemikaliebruken i norsk petroleumsvirksemd er kjemikalier som ein meiner har liten eller ingen miljøeffekt (grøne og gule kjemikalier, jf. kategoriseringa frå Statens forureiningstilsyn). Ein stor del av desse kjemikalia er stoff som finst naturleg i sjøvatt. Resten er miljøfarlege kjemikalier eller kjemikalier der eventuelle effektar ikkje er godt nok dokumenterte.

Nokre miljøeffektar av kjemikalier:

- Dei har ein viss lokal gifteffekt, men blir for-
tynna i vasskolonnen slik at den akutte miljø-
effekten ikkje er særleg stor anna enn rett i nær-
leiken av utsleppet.
- Ein mindre del av kjemikalieutsleppa kan ha
svært alvorlege miljøkonsekvensar, mellom
anna kan dei forstyrre hormonbalansen og
vere bioakkumulerande.

Det er framleis uvisse om eventuelle langtids-
effektar, men det blir forska mykje på dette
området.

Det meste av kjemikalieutsleppa er knytt
til borevirksemda (sjå figur 9.12), og utslepps-
mengda varierer i tråd med aktivitetsnivået.

Figur 9.13 viser utviklinga i dei totale utsleppa
av kjemikalier frå petroleumsvirksemda.

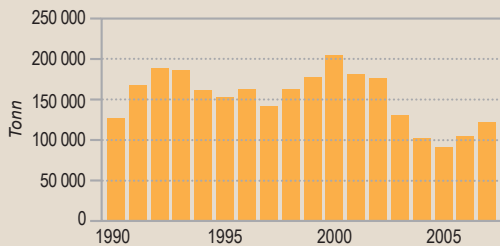
Utsleppa av tilsette miljøfarlege produksjons-
kjemikalier (svarte og raude kjemikalier,
jf. kategoriseringa frå Statens forureiningstilsyn)
er reduserte med 94 prosent for svarte kjemikalier
og 98 prosent for raude kjemikalier sidan 2000.
Figurane 9.14 og 9.15 viser utviklinga i utslepp av
miljøfarlege kjemikalier.

Dei kjemikaliane som ikkje blir sleppte ut, løy-
ser seg i oljen, blir deponerte i undergrunnen eller
blir behandla som spesialavfall.

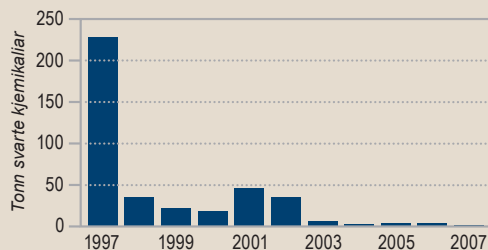
Utslepp av olje og andre kjemiske stoff som finst naturleg

Dei totale utsleppa av olje frå norsk petroleumsvirksemd står for ein liten del av den totale tilførsla til Nordsjøen. Hovudtilførsla av olje til Nordsjøen kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Figur 9.16 viser ei oversikt over akutte oljeutslepp over ein kubikkmeter (m³). Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.

Gjennom 40 år med olje- og gassvirksemd har petroleumsvirksemda ikkje vore årsak til store akutte utslepp av olje som har nådd land – og antall utslepp på over ein kubikkmeter er få. I 2006 utgjorde dei totale akutte utsleppa til sjø 122 m³ (sjå figur 9.16). Sterkt beklageleg var det i 2007 ei hending ved Statfjordfeltet i Nordsjøen der om lag 4408 m³ olje blei sleppt til sjø. Dette er det nest største akutte oljeutsleppet frå produksjonen på den norske kontinentalsokkelen, og ei alvorleg



Figur 9.13 Totale utslipp av kjemikalier fra norsk petroleumsvirksomhet
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.14 Utslipp av svarte kjemikalier fra petroleumsvirksomda
(Kjelde: Oljedirektoratet)

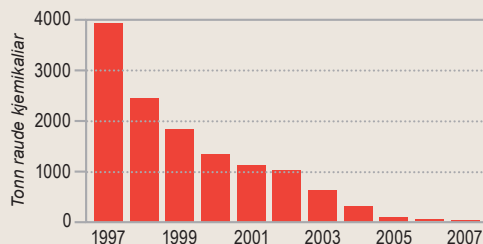
Industrisamarbeidet

Gjennom utslippsløve er det sett krav til at oljen skal lagrast og lastast med beste tilgjengelege utslippsreducerande teknologi (BAT). Teknologiar som kan tilfredsstille krava, skal fasast inn etter ein fastlagd tidsplan fram til utgangen av 2008.

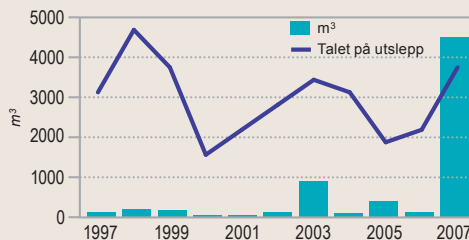
Operatørane for felt med bøyelasting på den norske kontinentalsokkelen har etablert eit industrisamarbeid for å kunne samordne innføring av teknologi og oppfylle kravet på ein formålstenleg og kostnadseffektiv måte. Industrisamarbeidet legg til rette for utveksling av erfaringar ved drift av anlegga.

Avtalen om industrisamarbeid blei inngått i 2002, og 27 selskap er med i samarbeidet. Det gjeld bøyelasting av olje frå Varg, Glitne, Jotun, Balder, Gullfaks, Statfjord, Draugen, Njord, Åsgard og Norne.

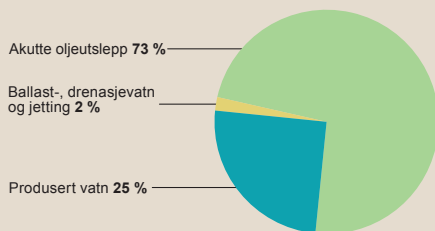
Ved utgangen av 2006 var det installert nmVOC-reduksjonsteknologi på 16 bøyelastarar, og i tillegg er det installert anlegg på tre skip som fraktar olje frå Heidrun. Frå 2005 til 2006 minka nmVOC-utslippa med om lag 48 494 tonn. Framover vil ein fokusere på tiltak for å oppnå høg driftsregularitet på eksisterande anlegg.



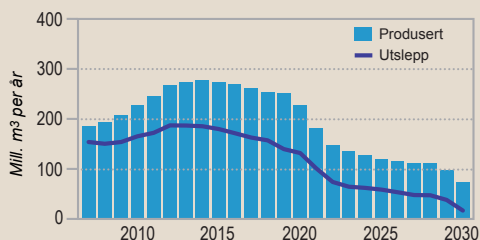
Figur 9.15 Utslipp av raude kjemikalier fra petroleumsvirksomda
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.16 Akutte oljeutslipp over ein kubikkmeter
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.17 Utslepp av olje frå petroleumsvirksomma fordelt på aktivitetar, 2007 (Kjelde: Oljedirektoratet)



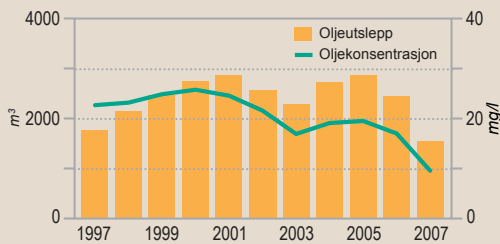
Figur 9.18 Prognose for produsert vatn og for utslepp av produsert vatn (Kjelde: Oljedirektoratet)

påminning om at oljevirksomme inneber risiko. For 2007 vart difor dei totale akutte utslappa til sjø 4488 m³. Målet for industrien og styresmaktene er å halde fram med å redusere risikoen for framtidige oljeutslipp frå petroleumsvirksomma.

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

Oljeutslippa frå petroleumssektoren stammar i all hovudsak frå den regulære drifta. Vatn som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje), andre organiske komponentar (inkludert lause oljefraksjonar), uorganiske komponentar (tungmetall, naturlege lågradioaktive sambindingar, osv.) og restar av tilsette kjemikalier. Det produserte vatnet blir reinjisert til undergrunnen eller reinsa så godt som mogleg før det blir sleppt til sjø. Oljehaldig borekaks og borevæske, som tidlegare stod for ein vesentleg del av oljeutslippa frå aktiviteten, blir no injisert i eigna reservoar, eller teke til land for vidare behandling. Figur 9.17 viser oljeutslipp fordelt på aktivitetar, medan figur 9.18 viser prognosert utvikling i mengda av produsert vatn og utslepp av produsert vatn. Implementerte tiltak har ført til betydelege reduksjonar i utslipp av olje per eining produsert vatn. Tiltaka som er sette i verk til no, overstig likevel ikkje auken i utslipp som skriv seg frå at vassproduksjon aukar etter kvart som felte blir eldre, men tiltaka har stabilisert utslippa på dagens nivå. Figur 9.19 viser totale oljeutslipp og gjennomsnittleg konsentrasjon av dispergert olje i vatn (mg per liter).

Nye forskingsresultat viser mellom anna at alkylfenol i produsert vatn ikkje fører til risiko for skade på fiskebestandane i Nordsjøen. Men langtidseffektane er usikre. For å auke kunnskapen er Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og petroleumsvirksomma med på å finansiere forskingsprogrammet "Langtidseffektar av utslipp til sjø frå petroleumsvirksomma (PROOF)" under Noregs forskingsråd, som blei sett i gang hausten 2002. Programmet blir vidareført no som eit delprogram (PROOFNy) under forskingsprogrammet "Havet og kysten". PROOFNy omfattar desse hovudområda: Effektar i vassøyla, spesielle forskingsoppgåver i Arktis, kopling mellom forskning og overvaking, langtidseffektar av akutte utslipp og utslipp av borekaks. Programmet skal også fokusere på prosjekt innanfor samverkande effektar på økosystemnivå.



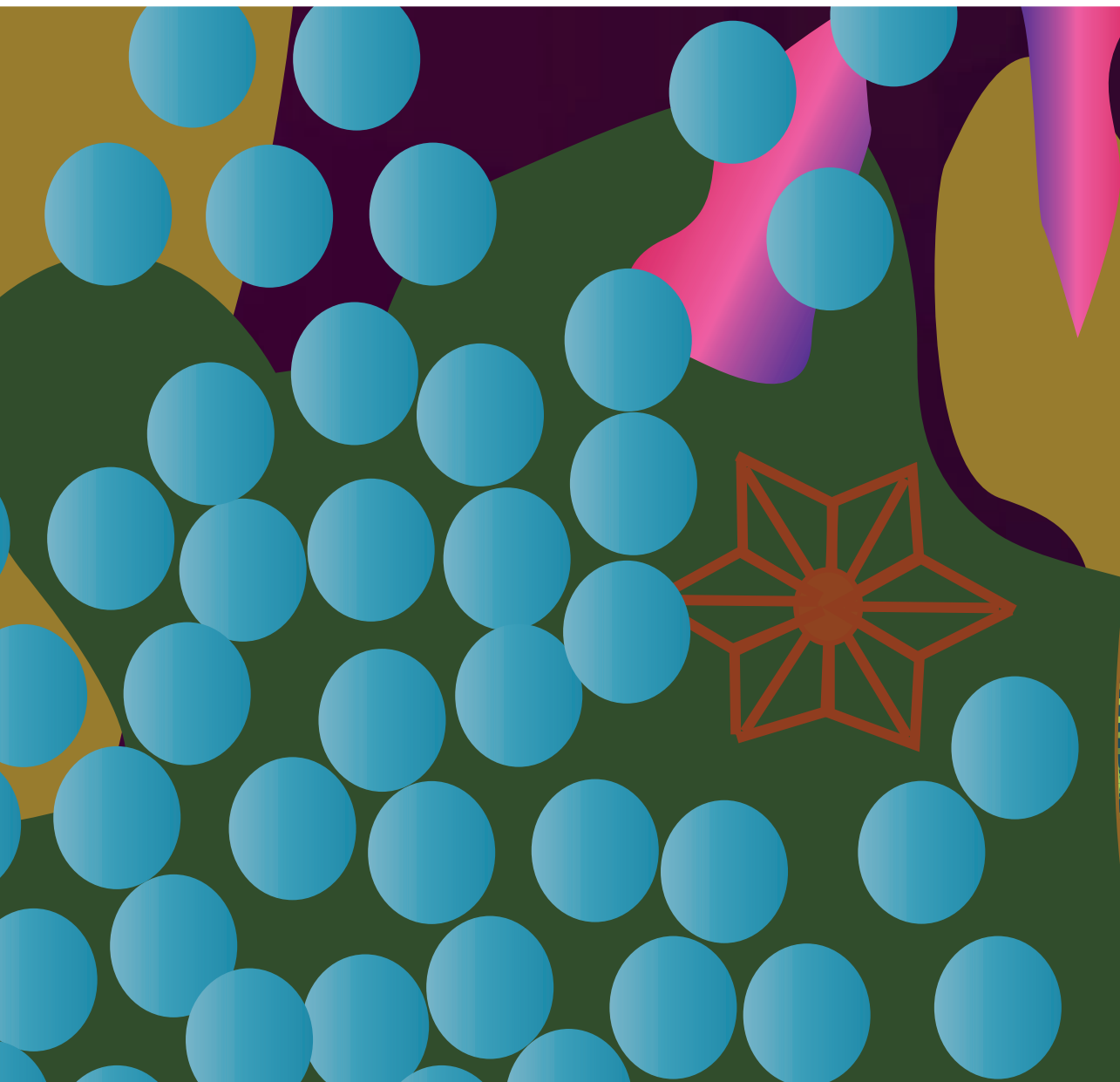
Figur 9.19 Utslepp av olje i produsert vatn og tilhøyrande oljekonsentrasjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)

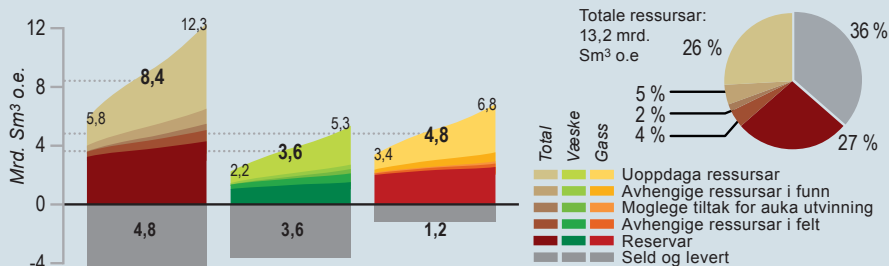
Oljevernberedskap

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 statens beredskap mot akutt forureining. MD har ansvar for å stille krav til beredskap mot akutt forureining i kommunar og private verksemdar. SFT godkjenner beredskapsplanar og kontrollerer at krava blir haldne.

Oljeselskapa ved operatøren er ansvarlege for å ta seg av akutte hendingar som skriv seg frå eiga verksemd, med beredskap som er dimensjonert for dette. Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO), der eigarane er ei rekkje selskap som er rettshavarar på den norske sokkelen, har i tillegg etablert regionale planar som tek omsyn til forsterking av havgåande beredskap og beredskap ved kysten og i strandsona. NOFO administrerer og held oppe ein beredskap som inkluderer personell, utstyr og fartøy. NOFO har fem basar langs kysten: Stavanger, Mongstad, Kristiansund, Træna og Hammerfest. I tillegg er det på nokre felt utplassert NOFO-utstyr permanent. NOFO har totalt 16 oljevernssystem og gjennomfører minst to felles øvingar kvart år.

10. Petroleumressursane





Figur 10.1 Petroleumsressursar og usissa i estimata per 31.12.2007
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Oljedirektoratet reknar med at dei totale oppdaga og uoppdaga petroleumsressursane på norsk kontinental-sokkel utgjer om lag 13 milliardar standard kubikkmeter oljeekvivalentar (Sm³ o.e.). Av dette er det produsert i alt 4,8 milliardar Sm³ o.e., som svarar til 36 prosent av dei totale ressursane. Dei totale attverande utvinnbare ressursane utgjer 8,4 milliardar Sm³ o.e. Av dette er 5,0 milliardar Sm³ o.e. påviste ressursar, medan estimatet for dei oppdaga ressursane er 3,4 milliardar Sm³ o.e.

Ressurstilveksten frå leiteverksemda i 2007 er relativt god. Det blei gjort 12 nye funn. Samla utvinnbare ressursar frå leiteverksemda er 49 millionar Sm³ olje og 17 milliardar Sm³ gass. Nokre av funna er ikkje ferdig evaluerte, og estimata er difor svært usikre.

Sidan produksjonen av petroleum tok til på norsk kontinentalsokkel i 1971, er det produsert i alt 4,8 milliardar Sm³ o.e. frå 69 felt. I 2007 starta produksjonen på felta Blane, Enoch, Ormen Lange og Snøhvit. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2007/2008, ligg 46 i Nordsjøen, ni i Norskehavet og eit i Barentshavet. PUD for sju nye felt blei godkjent i 2007; Alve, Gjøa, Rev, Skarv, Volund, Vega og Vega Sør. I tillegg blei ei ny utbygging av restressursane i Yme, ei vidare utbygging av Valhall samt endra PUD for Ringhorne godkjent.

Figur 10.1 viser det totale utvinnbare potensialet på norsk kontinentalsokkel. Mengdene er delte inn etter Oljedirektoratet si ressursklassifisering og viser totale ressursar, væske og gass.

Ressursar

Ressursar er eit samleomgrep for teknisk utvinnbare petroleumsmengder. Ressursane blir klassifiserte etter kor moglege dei er, sjå figur 10.2. Klassifiseringen viser kor store petroleumsmengder som er vedtekte eller godkjende for utbygging (reservar), kor store mengder som er avhengige av avklaring og vedtak (avhengige ressursar), og kor store mengder ein reknar med vil bli funne (uoppdaga ressursar). Hovudklassane er dermed reservar, avhengige ressursar og uoppdaga ressursar.

Den detaljerte ressursrekneskapen per 31.12.2007 er framstilt i tabell 10.1 og i tabellar i Vedlegg 2.

Reservar

Reservar omfattar attverande, utvinnbare petroleumsressursar i førekomstnar som styresmaktene har godkjent

PUD for, eller gjeve PUD-fritak for. Reservar omfattar òg petroleumsressursar i førekomstnar som rettshavarane har vedtekte å vinna ut, men der styresmaktene enno ikkje har behandla planen i form av ei PUD-godkjenning eller eit PUD-fritak.

Reservane på norsk kontinentalsokkel er rekna til 3,6 milliardar Sm³ o.e. Brutto gass- og væskeressursar auka med 190 millionar Sm³ o.e. i 2007. Brutto reservar auka på fleire felt og avhengige ressursar mogna til reservar, men reservane minka totalt. Årsaka til dette er at det blei produsert 238 millionar Sm³ o.e. (sjå fotnote 1 i tabell 10.1), derfor viser ressursrekneskapen ein nettoreduksjon i attverande reservar på 48 millionar Sm³ o.e.

Når det gjeld styresmaktene sitt mål om å modna fram 800 millionar Sm³ olje til reservar før 2015, blei 154 millionar Sm³ olje bokførte som reservar i 2005. I rekneskapen for 2006 var den oppnådde reservetilveksten redusert til 136 millionar Sm³ olje, medan det i løpet av 2007 har vore ei brutto auke på 65 millionar Sm³, til totalt 201 millionar Sm³ oljereservetilvekst.

Avhengige ressursar

Avhengige ressursar omfattar påviste petroleumsmengder som ein enno ikkje har vedtekte å produsera. Avhengige ressursar i felt, ikkje medrekna ressursar frå moglege framtidige tiltak for auka utvinning (ressurskategori 7A), minka med 46 millionar Sm³ o.e. Årsaka til reduksjonen er at det i 2007 har vore ei generell modning av ressursar i prosjekt på felt, frå avhengige ressursar til reservar.

Estimatet for avhengige ressursar i funn er justert ned med berre 8 millionar Sm³ o.e., til 646 millionar Sm³ o.e., sjølv om ressursar blei modna til reservar for funna 6507/5-1 Skarv og 6507/3-3 Idun. Den låge reduksjonen kjem av at det har vore relativt god ressurstilvekst frå leiting i 2007.

Ressurspotensialet for moglege framtidige tiltak for auka oljeutvinning (ressurskategori 7A) er no estimert til 145 millionar Sm³ o.e. Estimatet er auka med 5 millionar Sm³ o.e. i høve til i fjor. Estimatet for gass er 77 mill Sm³ o.e., ein reduksjon på 53 millionar Sm³ o.e. frå i fjor.

Uoppdaga ressursar

Uoppdaga ressursar omfattar petroleumsmengder som ein reknar med finst i definerte leitemodellar, stadfeste og ikkje stadfeste, men som enno ikkje er påviste ved boring

(ressurskategoriane 8 og 9). Estimatet over dei totale uoppdaga ressursane er 3,4 milliardar Sm³ o.e. og uendra frå i fjor.

Nordsjøen

I Nordsjøen er det påvist i alt 7,3 milliardar Sm³ o.e., og av dette er det produsert 4,3 milliardar Sm³ o.e. Attverande reservar er 2,4 milliardar Sm³ o.e., der 33 prosent er olje. Produksjonen frå Nordsjøen siste året var på 181 millionar Sm³ o.e. Attverande reservar i Nordsjøen er reduserte med 97 millionar Sm³ o.e., medan avhengige ressursar i funn auka med 76 millionar Sm³ o.e. som følgje av ein relativt god ressurstilvekst frå leiting. Det er gjort åtte nye oljefunn i Nordsjøen i 2007. Ein reknar med at uoppdaga ressursar i Nordsjøen utgjer om lag 1,2 milliardar Sm³ o.e.

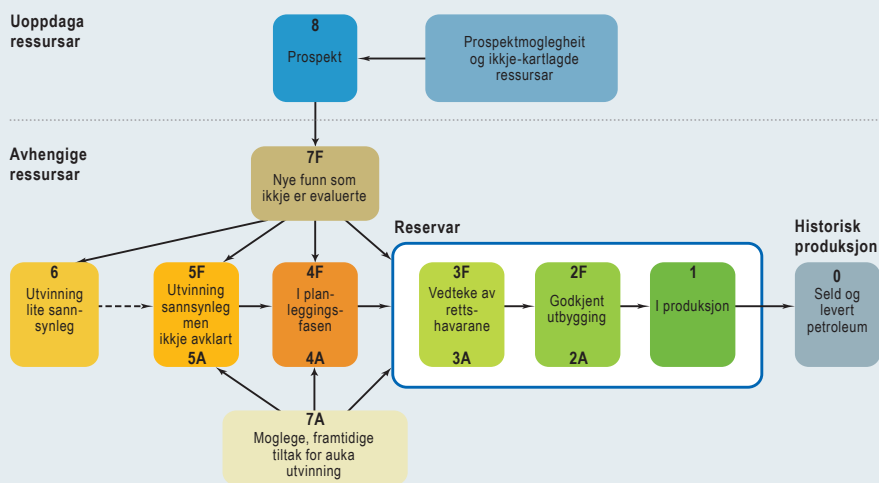
Norskehavet

I Norskehavet er det påvist i alt 2,0 milliardar Sm³ o.e., og av dette er 0,6 milliardar Sm³ o.e. produserte. Attverande reservar utgjer om lag 1,0 milliard Sm³ o.e., der 66 prosent er gass. Produksjonen i 2007 var 57 millionar Sm³ o.e (sjå

footnote 1 i tabell 10.1). Estimatet for attverande reservar har auka fordi reservane i fleire av felta i Norskehavet har auka i tillegg til at ressursane i funna 6507/5-1 Skarv og 6507/3-3 Idun har modna til reservar. Av same årsak er estimatet for avhengige ressursar redusert med 114 millionar Sm³ o.e. i høve til rekneskapen i fjor. Det er gjort tre nye gassfunn i Norskehavet i 2007. Estimatet for uoppdaga ressursar i Norskehavet er uendra frå i fjor.

Barentshavet

I Barentshavet er det påvist totalt 0,27 milliardar Sm³ o.e. Det er ein reduksjon i estimata for avhengige ressursar i felt og ei auke i estimata for avhengige ressursar i funn i Barentshavet siste året. Reduksjonen på 10 millionar Sm³ o.e. i avhengige ressursar i felt kjem mellom anna av at oljesona i Snøhvitfeltet no ikkje lenger er aktuell for utbygging. Avhengige ressursar i funn er auka mellom anna som følgje av at det er gjort eit nytt funn i Barentshavet siste året. Estimatet for uoppdaga ressursar i Barentshavet er uendra frå i fjor.



Figur 10.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering (Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 10.1 Ressursrekneskapen per 31.12.2007

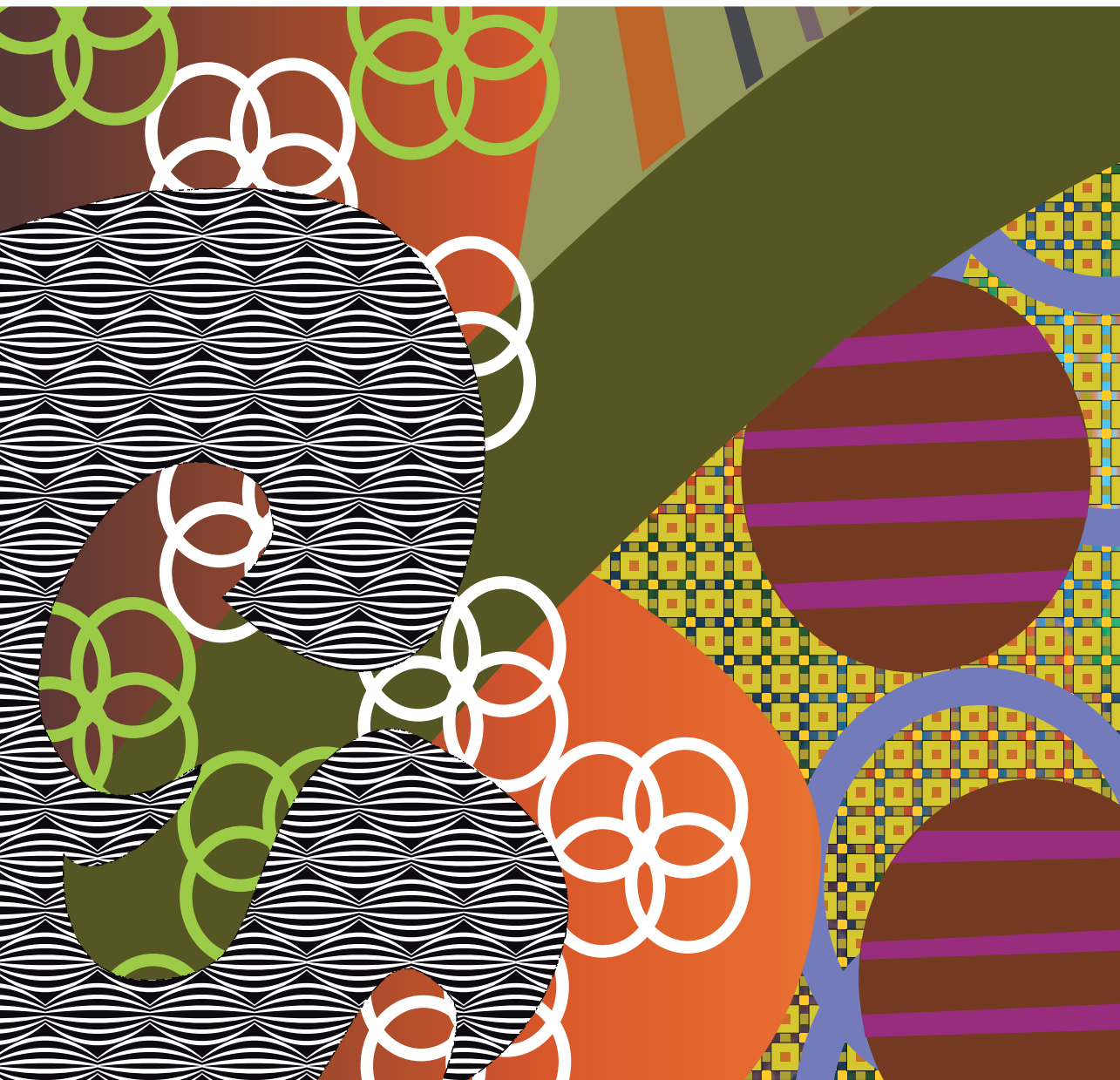
Totalt utvinnbart potensial Prosjektstatuskategori	Ressursrekneskap per 31.12.2007					Endring frå 2006				
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.
Produsert ¹⁾	3283	1232	107	92	4811	128	90	9	3	238
Attverande reservar ²⁾	1013	2313	123	51	3611	-63	11	1	2	-48
Avhengige ressursar i felt	318	166	25	7	538	-57	0	5	2	-46
Avhengige ressursar i funn	169	405	16	42	646	17	-19	-6	7	-8
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning ³⁾	145	77			222	5	-53	0	0	-48
Uoppdaga	1260	1875		265	3400	0	0	0	0	0
Sum totalt	6188	6068	271	457	13228	30	28	8	15	88
Nordsjøen										
Produsert	2878	1135	90	70	4254	100	68	5	3	181
Attverande reservar ²⁾	784	1479	69	3	2397	-58	-30	-2	-6	-97
Avhengige ressursar i felt	263	98	13	5	390	-32	-10	3	1	-35
Avhengige ressursar i funn	106	139	9	20	283	40	27	2	6	76
Uoppdaga	620	500		55	1175	0	0	0	0	0
Sum	4651	3351	181	153	8498	50	55	9	4	125
Norskehavet										
Produsert ¹⁾	405	97	17	22	557	28	22	4	0	57
Attverande reservar ²⁾	228	673	48	31	1024	-5	41	3	8	49
Avhengige ressursar i felt	55	60	12	1	139	-15	9	1	1	-2
Avhengige ressursar i funn	20	242	6	20	294	-38	-59	-9	-1	-114
Uoppdaga	220	825		150	1195	0	0	0	0	0
Sum	928	1897	84	224	3208	-30	13	-1	8	-10
Barentshavet										
Produsert	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Attverande reservar ²⁾	0	160	6	18	190	0	0	0	0	0
Avhengige ressursar i felt	0	8	0	1	10	-10	0	0	0	-10
Avhengige ressursar i funn	44	23	0	2	69	15	13	0	2	30
Uoppdaga	420	550		60	1030	0	0	0	0	0
Sum	464	742	7	81	1300	5	13	0	2	21

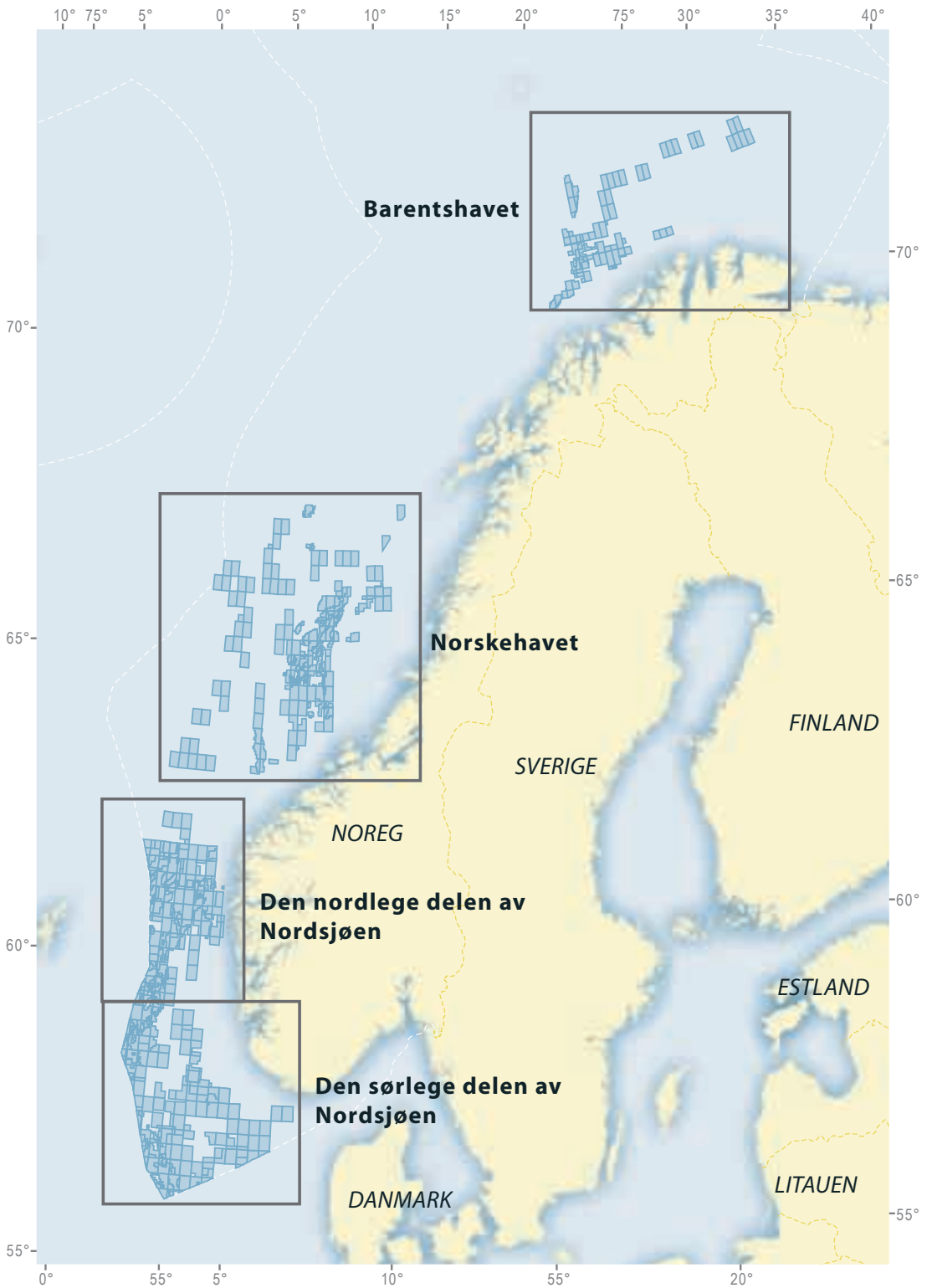
1) Inkluderer historisk produksjon av gass til Tjeldbergodden

2) Inkluderer ressurskategoriane 1, 2 og 3

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

11. Felt i produksjon

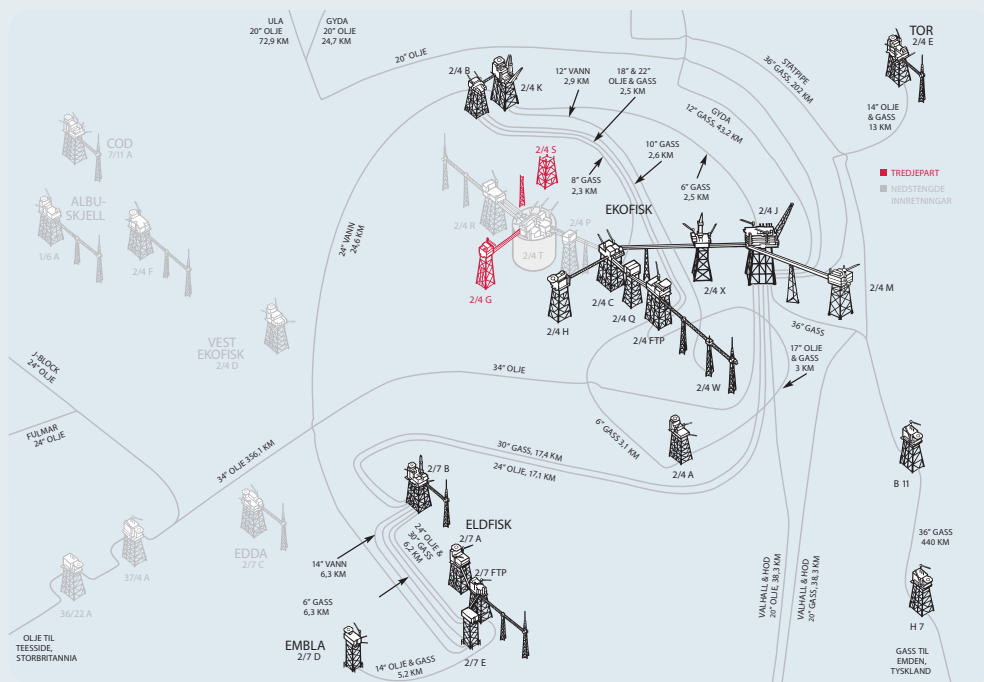




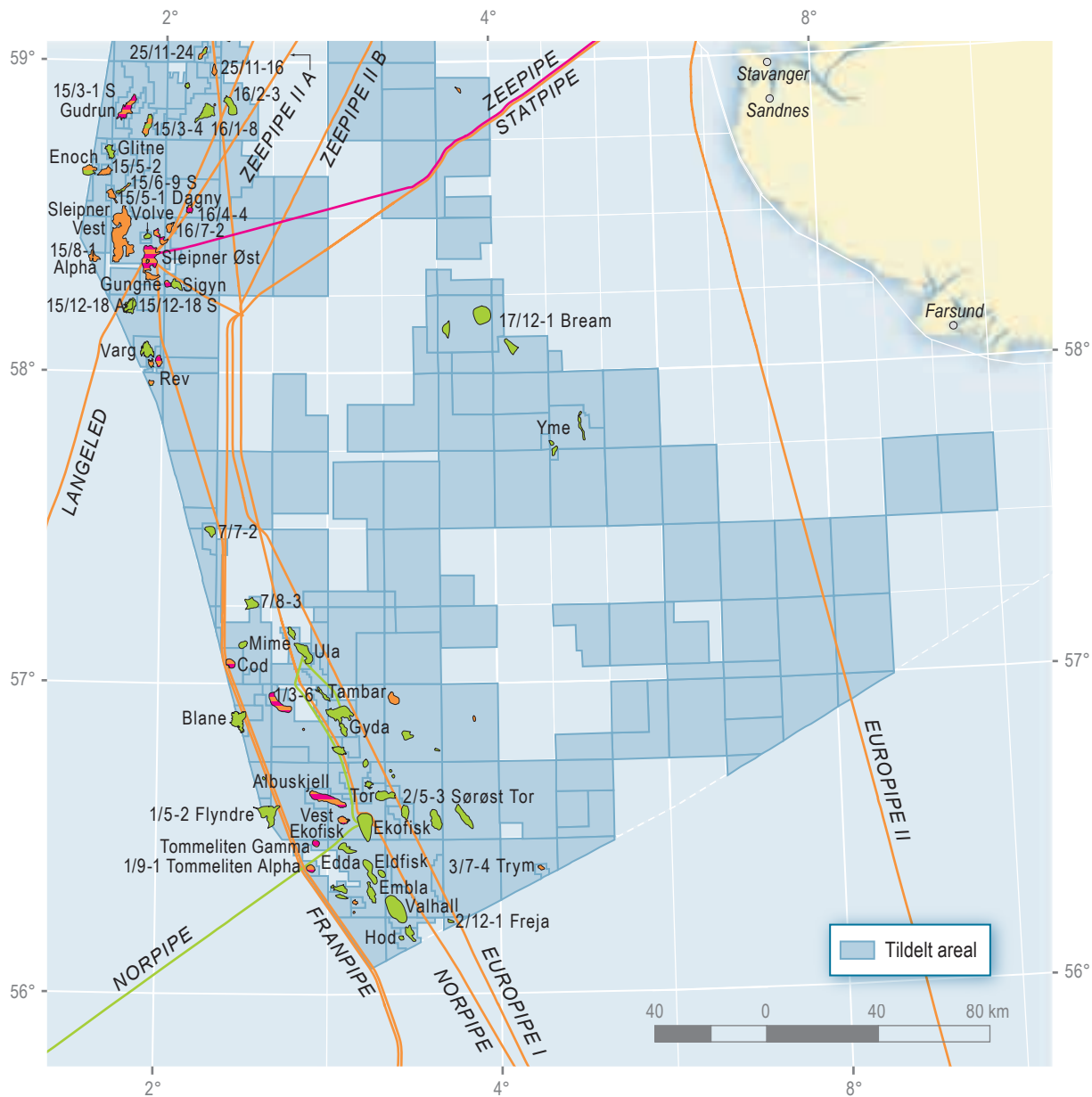
Figur 11.1 Område på den norske kontinentalsokkelen

Den sørlege delen av Nordsjøen

Den sørlege delen av Nordsjøen blei tidleg viktig for Noreg då Ekofisk kom i produksjon i 1971 som det første feltet på norsk kontinentalsokkel. I dag er det totalt 26 felt i området, 18 av dei er i produksjon. Revfeltet vil starte produksjon i 2008. Sju felt er stengde ned etter avslutta produksjon. Nokre av dei nedstengde felt er det aktuelt å byggje ut på nytt og ta opp att produksjonen. Ny utbygging av Ymefeltet er sett i gang. Samstundes er det stor aktivitet med å fjerne innretningar som er stengde ned. Ekofisk er eit knutepunkt for petroleumsværksemda i området, og mange felt er knytte til infrastrukturen på Ekofisk for vidare transport i Norpipesystemet. Frå Ekofisk blir olje eksportert i rørledning til Teesside i Storbritannia, medan gass går i rørledning til Emden i Tyskland. Nord for Ekofiskområdet ligg Sleipnerfeltet som er eit viktig knutepunkt i gasstransportssystemet på norsk kontinentalsokkel. Trass i at feltet i den sørlege delen av Nordsjøen har produsert i mange år, er det framleis store ressursar att i området, særleg i dei store kritfeltet heilt i sør. Ein ventar difor at det vil bli produsert olje og gass derifrå i meir enn 30 år til.



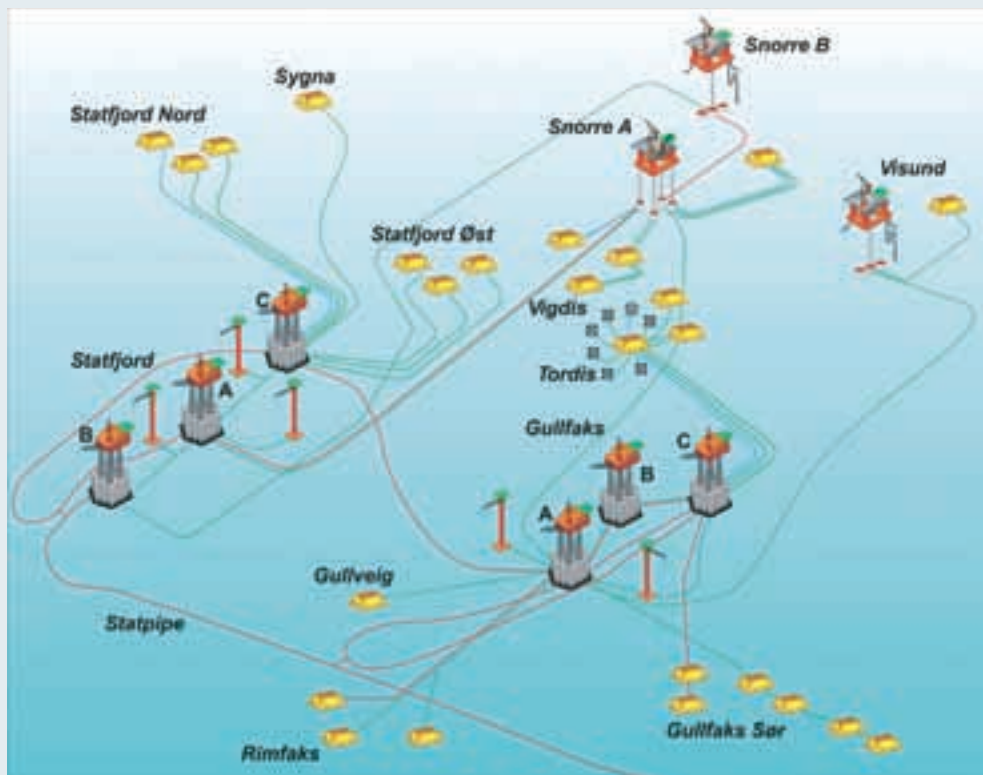
Figur 11.2 Innretningar i Ekofiskområdet
(Kjelde: ConocoPhillips)



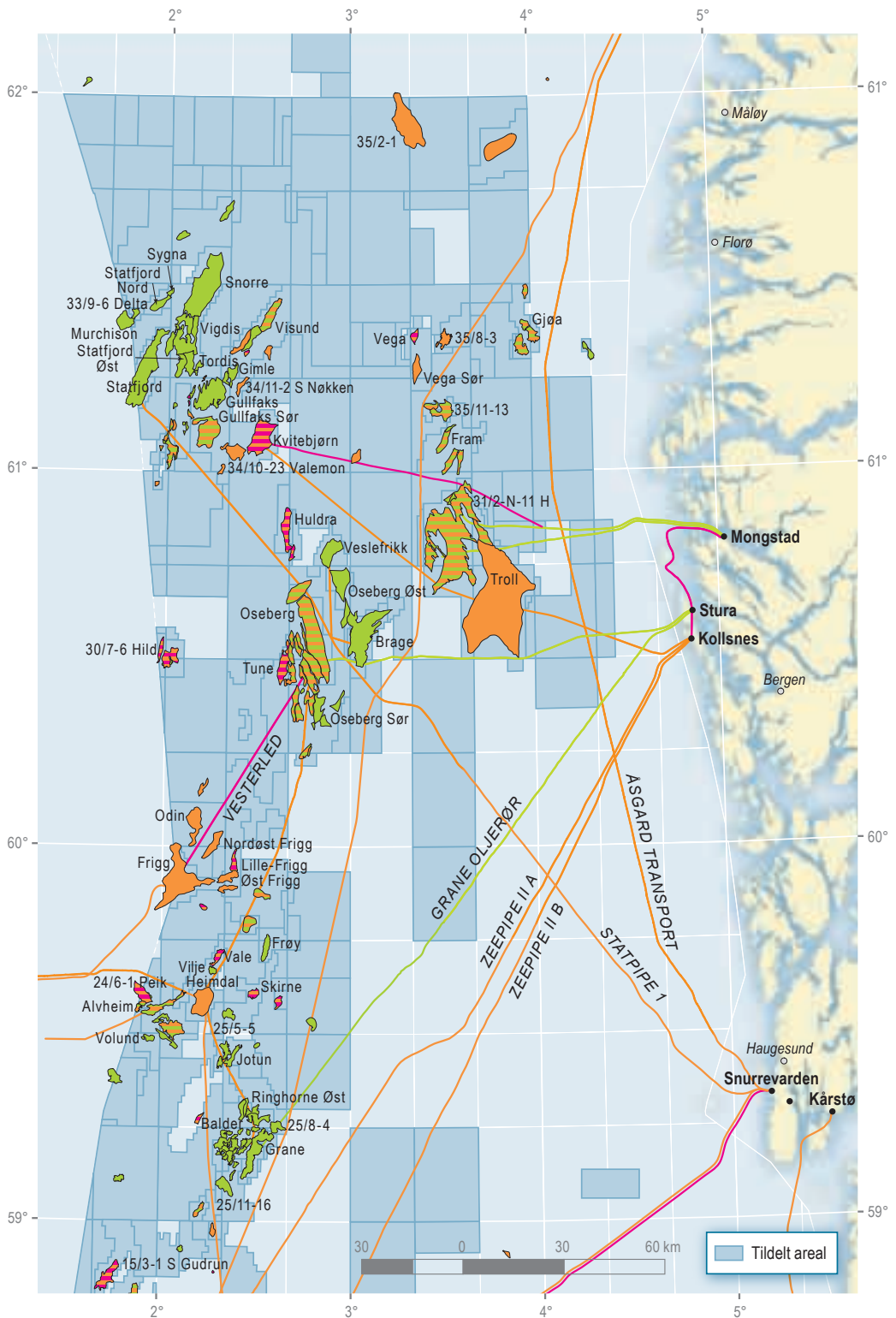
Figur 11.3 Den sørlige delen av Nordsjøen
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Den nordlege delen av Nordsjøen

Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar hovudområda Tampen, Oseberg/Troll og Balder/Heimdal. I dag er det 35 felt i denne delen av Nordsjøen og fleire blir bygt ut dei neste åra. Gassfelta i Friggområdet er stengde ned etter avslutta produksjon, men det er mogeleg at somme av desse kan bli bygt ut på nytt seinare. I Tampenområdet ligg mange av dei største oljefelta på den norske kontinentalsokkelen, mellom anna Statfjord, Snorre og Gullfaks. Sjølv om Tampen er ein moden petroleumsprovins, er ressurspotensialet framleis stort, og ein ventar at det vil vere produksjon i området i meir enn 20 år til. Troll har ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, og vil vera hovudkjelda for norsk gass eksport i dette hundreåret. Etter kvart har det òg blitt ein stor oljeproduksjon på Troll. Osebergområdet omfattar Brage og Veslefrikk i tillegg til Osebergfeltet. Oljeproduksjonen frå Osebergområdet minkar, men vil framleis vere viktig i mange år. Heimdal er i første rekkje eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt. Olje og gass frå feltet i den nordlege delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.



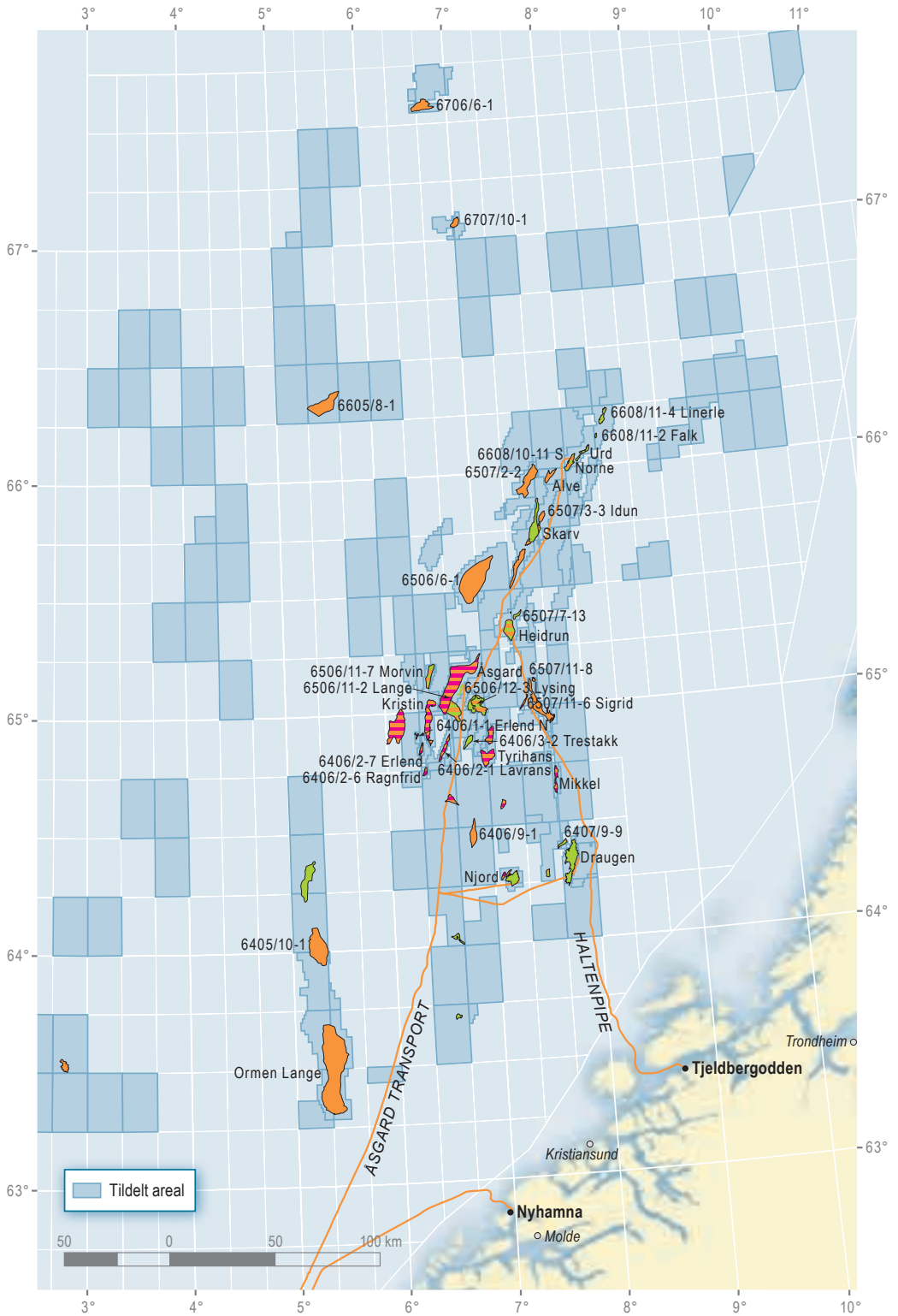
Figur 11.4 Innretningar i Tampenområdet
(Kjelde: Statoil)



Figur 11.5 Den nordlege delen av Nordsjøen
(Kjilde: Oljedirektoratet)

Norskehavet

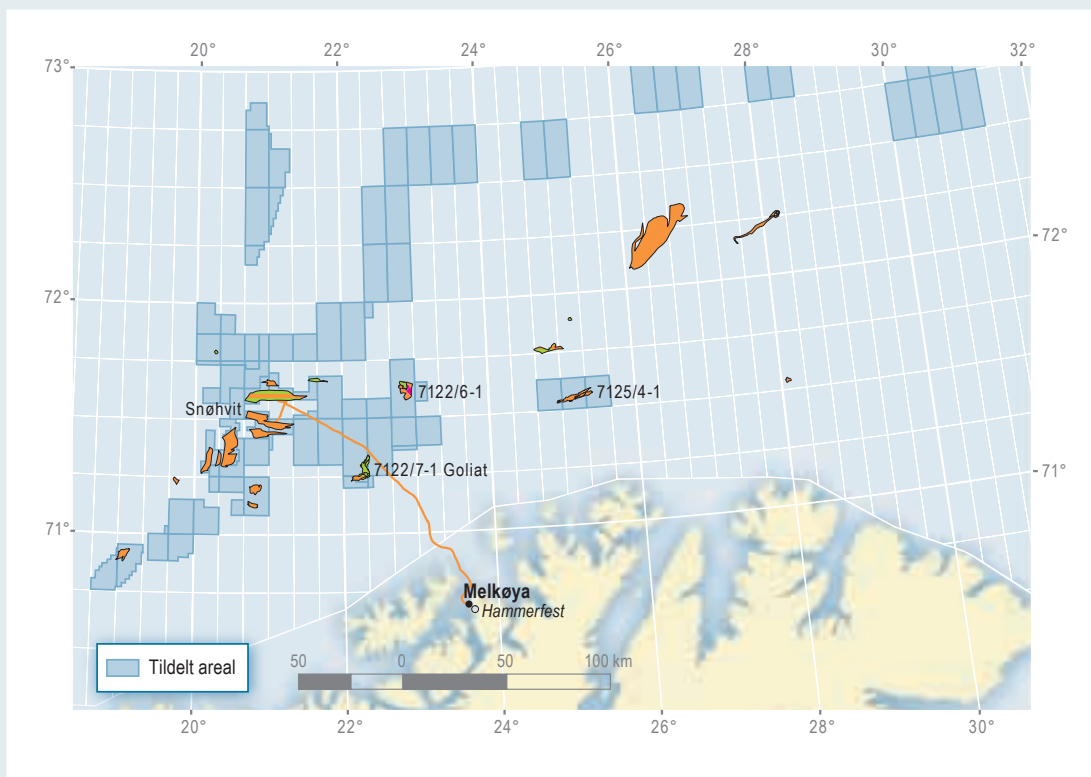
Norskehavet som petroleumsprovins er meir umogent enn Nordsjøen. Det er no 11 felt i området og fleire vil bli bygt ut dei neste åra. Utbyggingsplanane for Alve og Skarv blei godkjente av styresmaktene i 2007. Alve er planlagt sett i produksjon mot slutten av 2008, medan Skarv kjem i produksjon i 2011. Ingen av felta i Norskehavet har avslutta produksjonen. Draugen var det første feltet som kom i produksjon, i 1993. Norskehavet har store gassreservar. Åsgardfeltet og Åsgard Transport er hovudsenter for prosessering og gasseksport i Norskehavet. Gass frå Åsgard, Kristin, Mikkel, Norne og Draugen blir transportert i rørleidninga Åsgard Transport til Kårstø i Rogaland, medan gass frå Heidrun blir transportert i Haltenpipe til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Ormen Lange starta gassproduksjon hausten 2007 og gassen går i ny rørleidning til Nyhamna og derifrå vidare til Easington i Storbritannia. Oljetransporten frå felta i Norskehavet skjer med tankskip.



Figur 11.6 Norskehavet
(Kjilde: Oljedirektoratet)

Barentshavet

Barentshavet er ein umoden petroleumsprovins. Her er Snøhvit det einaste feltet som er bygt ut til no. Feltet kom i produksjon i 2007. Det er fleire funn rundt Snøhvit som blir vurdert fasa inn til Snøhvit i samband med ei mogleg vidare utbygging på Melkøya. Det er òg planar for utbygging av funnet 7122/7-1 Goliat der utbyggingskonsept no blir vurdert. Gassen frå Snøhvit blir ført i rør til Melkøya og prosessert og nedkjølt til flytande form (LNG). LNG blir frakta med spesialskip til marknaden.



Figur 11.7 Barentshavet
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Om tabellane i kapitla 11–14:

Deltakardelane som er lista for felta, er ikkje alltid dei same som deltakardelane i det einkilde utvinningsløyvet fordi samordna felt eller felt der det er utøvd glideskala, har andre deltakardelar enn utvinningsløyvet.

Fordi det er brukt berre to desimalar, hender det at deltakardelane for eit felt ikkje blir 100 prosent til saman. Deltakardelane er per 31.12.2007.

Under «Utvinnbare reservar, Opphavleg» er det teke med reservar i ressurskategoriane 0, 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratet si klassifisering. Sjå figur 10.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering

Under «Utvinnbare reservar, Att per 31.12.2007» 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

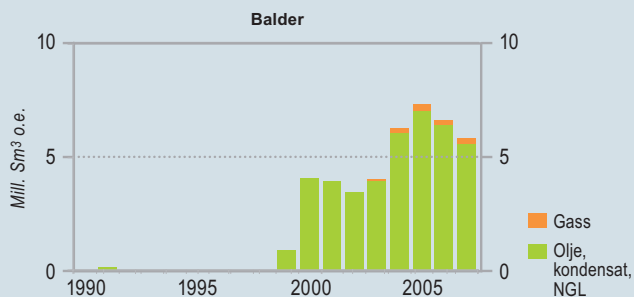
Ressurskategori 2: Reservar med godkjent plan for utbygging og drift

Ressurskategori 3: Reservar som rettshavarane har vedteke å vinna ut

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

Om bilete og figurar i kapitla 11 - 14

Takk til A/S Norske Shell, BP Norge AS, ConocoPhillips Skandinavia AS, ExxonMobil Exploration and Production Norway AS, Marathon Petroleum Norge AS, StatoilHydro ASA, Talisman Energy Norge AS og Total E&P Norge AS for bruk av bilete og teikningar av innretningar på felta.



Balder

Blokker 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
Funnår	1967
Godkjent utbygt	02.02.1996 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	02.10.1999
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
Rettsnavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 100,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 58,7 millionar Sm ³ olje 17,4 millionar Sm ³ olje 1,9 milliardar Sm ³ gass 1,0 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 73 000 fat per dag, Gass: 0,22 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 27,3 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 25,3 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbygging:

Balder er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 125 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotn-kompletterte brønningar som er knytte opp til bustad-, produksjons- og lagerskipet "Balder FPSO", der oljen og gassen blir prosessert. Ringhornefunnet, som inngår i Balderfeltet, er bygt ut med ei kombinert bustad-, bore- og brønnehovud-innretning som er knytt opp til "Balder FPSO". PUD for Ringhorne blei godkjent 11.05.2000 og produksjonen tok til 21.05.2001. Endra PUD for Ringhorne blei godkjent 14.02.2003.

Reservoar:

Feltet inneheld fleire skilde oljeførekomstar i sandstein av paleocen alder. Hovudreservoara ligg i Rogalandgruppa, størstedelen høyrer til Heimdal, Hermod- og Tyformasjonane og ligg på om lag 1700 meters djup. Ringhorneutbygginga omfattar fleire reservoar av same typen som i Balder og i tillegg eit hovudreservoar av jura alder som inneheld olje og assosiert gass.

Utvinningsstrategi:

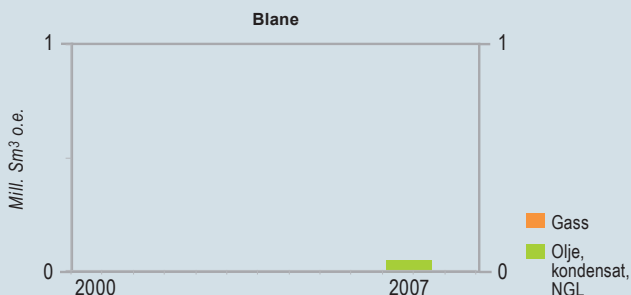
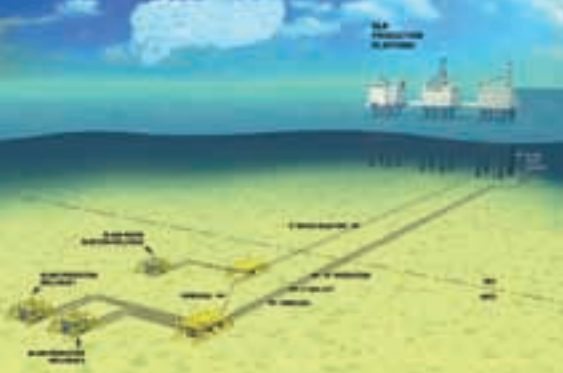
Balder og Ringhorneførekomsten produserer ved naturleg vassdriv og injeksjon av produsert vatn. I enkelte tilfelle blir gass injisert.

Transport:

Olje og gass frå jurareservoaret på Ringhorneførekomsten blir overført til Jotun for prosessering, medan olje frå tertiære lag går til Balder. Gass frå «Balder FPSO» blir transportert til «Jotun FPSO» for gasslyft og endeleg prosessering og så eksport via Statpipe. I periodar med redusert gasseksport kan overskottsgass injiserast i Balder.

Status:

Ny seismisk (4D) analyse vil bli brukt til å vurdere nye brønnløkasjonar.



Blane

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 1/2 - utvinningsløyve 143 BS, tildelt 2003 Den norske delen av feltet er 18,00%, den britiske delen er 82,00%	
Funnår	1989	
Godkjent utbygt	01.07.2005	
Produksjonsstart	12.09.2007	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettsshavarar		
	Talisman Energy Norge AS	18,00 %
	Bow Valley Petroleum (UK) Limited	12,50 %
	Eni UK Limited	13,90 %
	Eni ULX Limited	4,11 %
	Moc Exploration (U.K.) Limited	13,99 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,50 %
	Talisman North Sea Limited	25,00 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg: 0,8 millionar Sm ³ olje	Att per 31.12.2007 0,8 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 2 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,6 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 0,5 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i marin sandstein tilhøyrande Fortiesformasjonen av paleocen alder og ligg om lag 3090-3150 meter under havflata.

Utvinningsstrategi:

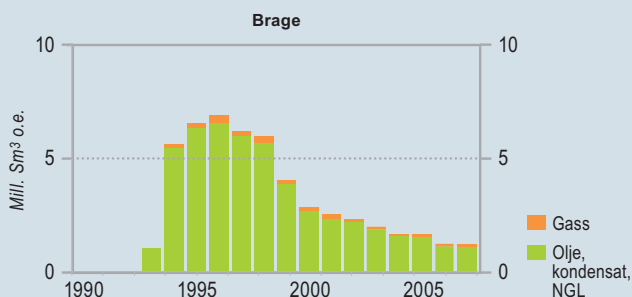
Produsert vatn frå Blane, Tambar og Ula blir blanda på Ula og vil bli nytta som injeksjonsvatn for trykkvedlikehald på Blane når vassinjeksjonsbrønnen er ferdig bora. Gasslyft kan òg bli aktuelt frå sommaren 2008, etter oppgradering av gasskapasiteten på Ula.

Transport:

Brønnstraumen går i rør til Ula for prosessering og måling. Oljen blir eksportert i eksisterande rørleidning til Teesside, medan gassen blir seld til Ula for injeksjon i Ulareservoaret.

Status:

Produksjonen på feltet tok til i september 2007.



Brage

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053 B, tildelt 1998 Blokk 31/4 - utvinningsløyve 055, tildelt 1979 Blokk 31/7 - utvinningsløyve 185, tildelt 1991														
Funnår	1980														
Godkjent utbygt	29.03.1990 i Stortinget														
Produksjonsstart	23.09.1993														
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS														
Rettsshavarar	<table border="0"> <tr><td>Altinex Oil Norway AS</td><td style="text-align: right;">12,26 %</td></tr> <tr><td>Endeavour Energy Norge AS</td><td style="text-align: right;">4,44 %</td></tr> <tr><td>Petoro AS</td><td style="text-align: right;">14,26 %</td></tr> <tr><td>Revus Energy ASA</td><td style="text-align: right;">2,50 %</td></tr> <tr><td>Statoil ASA</td><td style="text-align: right;">12,70 %</td></tr> <tr><td>StatoilHydro Petroleum AS</td><td style="text-align: right;">20,00 %</td></tr> <tr><td>Talisman Energy Norge AS</td><td style="text-align: right;">33,84 %</td></tr> </table>	Altinex Oil Norway AS	12,26 %	Endeavour Energy Norge AS	4,44 %	Petoro AS	14,26 %	Revus Energy ASA	2,50 %	Statoil ASA	12,70 %	StatoilHydro Petroleum AS	20,00 %	Talisman Energy Norge AS	33,84 %
Altinex Oil Norway AS	12,26 %														
Endeavour Energy Norge AS	4,44 %														
Petoro AS	14,26 %														
Revus Energy ASA	2,50 %														
Statoil ASA	12,70 %														
StatoilHydro Petroleum AS	20,00 %														
Talisman Energy Norge AS	33,84 %														
Utvinnbare reservar	<table border="0"> <tr> <td>Opphavleg:</td> <td style="text-align: right;">Att per 31.12.2007</td> </tr> <tr> <td>51,6 millionar Sm³ olje</td> <td style="text-align: right;">3,1 millionar Sm³ olje</td> </tr> <tr> <td>3,7 milliardar Sm³ gass</td> <td style="text-align: right;">1,2 milliardar Sm³ gass</td> </tr> <tr> <td>1,2 millionar tonn NGL</td> <td style="text-align: right;">0,2 millionar tonn NGL</td> </tr> </table>	Opphavleg:	Att per 31.12.2007	51,6 millionar Sm ³ olje	3,1 millionar Sm ³ olje	3,7 milliardar Sm ³ gass	1,2 milliardar Sm ³ gass	1,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL						
Opphavleg:	Att per 31.12.2007														
51,6 millionar Sm ³ olje	3,1 millionar Sm ³ olje														
3,7 milliardar Sm ³ gass	1,2 milliardar Sm ³ gass														
1,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL														
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 16 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn														
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 20,4 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 19,8 milliardar 2008-kroner														
Driftsorganisasjon	Bergen														
Hovudforsyningsbase	Mongstad														

Utbygging:

Brage er eit oljefelt som ligg øst 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 stålunderstell.

Reservoar:

Reservoaret inneheld olje i sandstein tilhøyrande Statfjordformasjonen av tidlegjura alder og i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av seinjura alder. Reservoara ligg på mellom 2000 og 2300 meters djup. Kvaliteten på reservoara varierer frå dårlig til svært god.

Utvinningsstrategi:

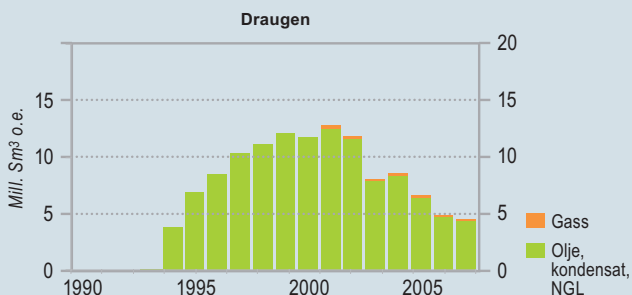
Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon i Statfjordformasjonen og Fensfjordformasjonen. Brønnane i Fensfjordformasjonen produserer med gasslyft. Sognefjordformasjonen blir produsert ved naturleg trykkavlastning, men det er planlagt å starte gassinjeksjon i 2008.

Transport:

Oljen går i rørledning til Oseberg og vidare gjennom rørledningen Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Ein rørledning for gass er knytt til Statpipe.

Status:

Brage er i haleproduksjon og ein arbeider aktivt med å finne nye løysingar for å auke utvinninga frå feltet. Vassinjeksjonskapasiteten blir utvida og produsert vatn blir reinjisert i delar av feltet. Nye brønner har blitt bora siste året og fleire er planlagde i dei komande åra. Tilsetjing av kjemiske stoff i injeksjonsvatnet for å betre vassfløyninga er ein metode som òg blir vurdert.



Draugen

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6407/9 - utvinningsløyve 093, tildelt 1984	
Funnår	1984	
Godkjent utbygt	19.12.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.10.1993	
Operatør	A/S Norske Shell	
Rettskavarar	A/S Norske Shell	26,20 %
	BP Norge AS	18,36 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
	Petoro AS	47,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	140,0 millionar Sm ³ olje	22,2 millionar Sm ³ olje
	1,5 milliardar Sm ³ gass	0,3 milliardar Sm ³ gass
	2,5 millionar tonn NGL	0,6 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 62 000 fat per dag, Gass: 0,10 milliardar Sm ³ , NGL: 0,14 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 31,5 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 28,9 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
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 bygde ut med i alt fem havbotnbrønner knytte til hovudinnretninga på Draugen. Feltet har seks havbotnkompletterte vassinjeksjonsbrønner.

Reservoar:

Hovudreservoaret er sandstein tilhøyrande Rognformasjonen av seinjura alder. I tillegg blir det produsert frå Garnformasjonen av mellomjura alder vest på feltet. Reservoaret ligg på om lag 1600 meters djup og er relativt homogent, med gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

Feltet blir produsert ved hjelp av trykkvedlikehald med vassinjeksjon. Gasslyft er installert i brønnane.

Transport:

Oljen blir eksportert via ei flytande lastebøye til tankskip. Assosiert gass blir levert gjennom Åsgard Transport til Kårstø.

Status:

Ein vurderer tiltak for å auke oljeutvinninga og to nye produksjonsbrønner blir bora. Rettskavarane evaluerer òg gassinjeksjon og ytterlegare brønner som moglege metodar for auka oljeutvinning. CO₂-injeksjon har blitt evaluert, og funne uaktuelt.



Ekofisk

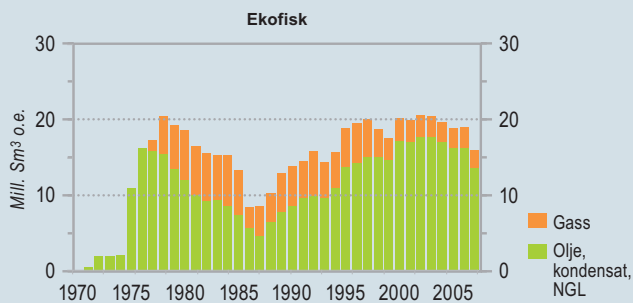
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/4 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Funnår	1969	
Godkjent utbygt	01.03.1972	
Produksjonsstart	15.06.1971	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	StatoilHydro ASA	0,95 %
	StatoilHydro Petroleum AS	6,65 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	540,6 millionar Sm ³ olje	150,0 millionar Sm ³ olje
	160,2 milliardar Sm ³ gass	26,6 milliardar Sm ³ gass
	14,8 millionar tonn NGL	2,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 232 000 fat per dag, Gass: 2,78 milliardar Sm ³ , NGL: 0,27 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 171,3 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 131,5 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

Ekofisk er eit oljefelt som ligg på 70–75 meters havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Produksjonen frå Ekofisk tok til i 1971 på innretninga Gultide. I dei første åra blei feltet produsert til lasteskip frå fire brønner, fram til 1973 då ein betongtank kom på plass. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerørinnetningar 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, brønnehovudinnretninga for vassinjeksjon Ekofisk W, 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 stigerørinnetninga Ekofisk FTP på Ekofisksenteret for prosessering. Rørleidningen frå Ekofisk B nord på feltet blei i 2007 lagt om og produksjonen går no til Ekofisk M. Ekofisk B er knytt med bru til Ekofisk K, hovudinnretning for vassinjeksjon.

Reservoar:

Ekofiskfeltet produserer frå kritbergartar tilhøyrande Ekofisk- og Torformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men naturleg oppsprekking gjer at fluida i reservoaret strøymer lettare. Reservoaret ligg om lag 2900-3250 meter under havflata.



Utvinningsstrategi:

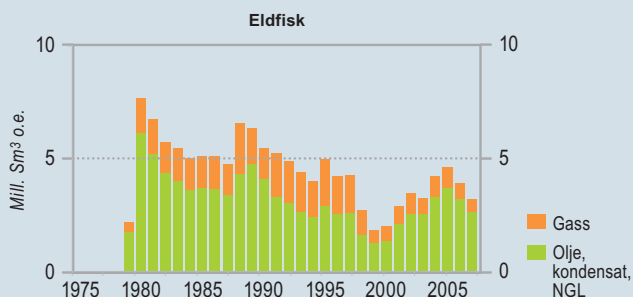
Ekofisk ble opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auke oljeutvinninga vesentleg. Vassinjeksjon byrja i stor skala i 1987, og i åra etter har området for vassinjeksjon blitt utvida i fleire steg. Erfaringar har vist at vatnet fortrengrer oljen meir effektivt enn venta, og reserveestimatet er oppjustert tilsvarande. I tillegg til vassinjeksjon gjev kompaksjonen av dei mjuke kritbergartane ekstra driv til dreneringa av feltet. Dette blir forsterka av at det injiserte vatnet gjer sitt til å svekkja kriet. Kompaksjonen i reservoaret har òg resultert i at havbotnen på Ekofiskfeltet har sokke inn, fram til i dag 9 meter sentralt på feltet. Det er venta at innsynkinga vil fortsetje 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 oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i Norpipe Oljerørleidning til Teesside.

Status:

Produksjonen frå Ekofisk har helde seg på eit høgt nivå dei siste åra ved at ein har bora nye brønner for vassinjeksjon og produksjon frå fleire innretningar på feltet. Det vil vere stor aktivitet på feltet i mange år frametter. Fleire nye innretningar på feltet kan bli installert. Konseptval for nye innretningar er venta sommaren 2008. I tillegg til aktivitetar for å optimalisere produksjonen på kort og lang sikt, går det føre seg arbeid med å reingjere og disponere innretningar som er stengde ned. Dekksanlegget på Ekofisktanken er no fjerna og reingjering av tanken er planlagt i 2008.



Eldfisk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Funnår	1970	
Godkjent utbyggt	25.04.1975	
Produksjonsstart	08.08.1979	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	StatoilHydro ASA	0,95 %
	StatoilHydro Petroleum AS	6,65 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	136,7 millionar Sm ³ olje	50,4 millionar Sm ³ olje
	44,3 milliardar Sm ³ gass	7,2 milliardar Sm ³ gass
	4,2 millionar tonn NGL	0,6 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 37 000 fat per dag, Gass: 0,47 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 96,2 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 52,0 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
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 prosessinnretning knytte saman med bru. Eldfisk A har òg borefasilitetar. I 1999 kom Eldfisk E, ei innretning for vassinjeksjon, på plass. Innretninga leverer òg ein del injeksjonsvatn til Ekofiskfeltet gjennom ein rørleidning frå Eldfisk til Ekofisk K.

Reservoar:

Eldfiskfeltet produserer frå kritbergartar tilhøyrande Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett. Naturleg oppsprekking gjer at fluida i reservoaret strøymar lettare. Feltet inneheld tre strukturar; Alfa, Bravo og Øst Eldfisk.

Utvinningsstrategi:

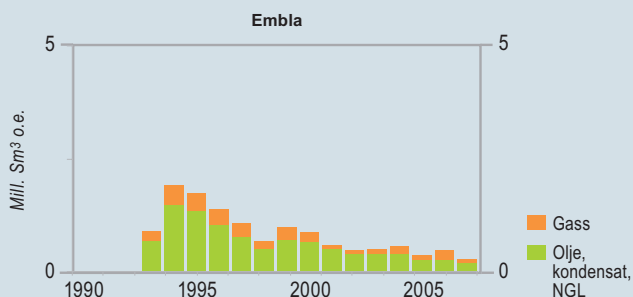
Eldfisk blei opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. I 1999 byrja vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønner. I tillegg blir det i periodar injisert gass. Trykkavlastinga har ført til kompaksjon av reservoaret, og dette har resultert i at havbotnen på Eldfiskfeltet har sokke inn fleire meter.

Transport:

Olje og gass blir ført til eksportørleidningane via Ekofisksenteret. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

Dei gamle innretningane Eldfisk A, B og FTP har kort attverande levetid og må oppgraderast eller erstattast om produksjonen frå Eldfisk skal fortsette i framtida. Eit stort prosjekt arbeidar med å finne beste løysing for ei ny langsiktig utbygging av feltet. Val av konsept er venta sommaren 2008.



Embla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Funnår	1988	
Godkjent utbygt	14.12.1990	
Produksjonsstart	12.05.1993	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	StatoilHydro ASA	0,95 %
	StatoilHydro Petroleum AS	6,65 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	12,0 millionar Sm ³ olje	2,6 millionar Sm ³ olje
	5,2 milliardar Sm ³ gass	2,0 milliardar Sm ³ gass
	1,4 millionar tonn NGL	1,0 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,10 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,1 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 4,3 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

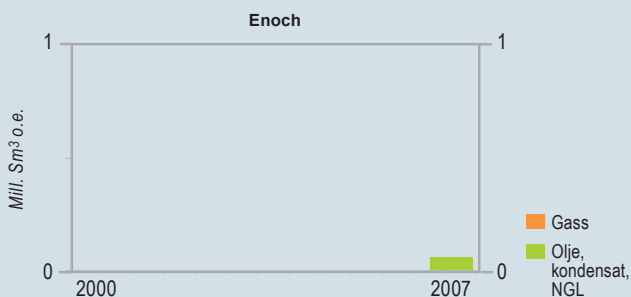
Embla produserer ved trykkavlasting.

Transport:

Olje og gass blir transportert til Eldfisk og vidare til Ekofisksenteret for eksport. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

På lengre sikt kan nye brønner bli bora dersom Eldfisk blir bygt ut med nye innretningar.



Enoch

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 048 B, tildelt 2001 Den norske delen av feltet er 20,00%, den britiske delen er 80,00%	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	01.07.2005	
Produksjonsstart	31.05.2007	
Operatør	Talisman North Sea Limited	
Rettskavalar		
	Altinex Oil Norway AS	4,36 %
	DONG E&P Norge AS	1,86 %
	Noil Energy ASA	2,00 %
	StatoilHydro ASA	11,78 %
	Bow Valley Petroleum (UK) 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 (den norske delen)	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	0,3 millionar Sm ³ olje	0,2 millionar Sm ³ olje
	0,1 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,2 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 0,2 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein i eit submarint viftesystem av paleocen alder, på om lag 2100 meters djup. Reservoarkvaliteten er varierende.

Utvinningsstrategi:

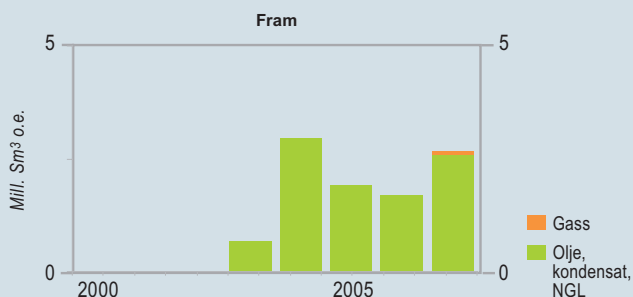
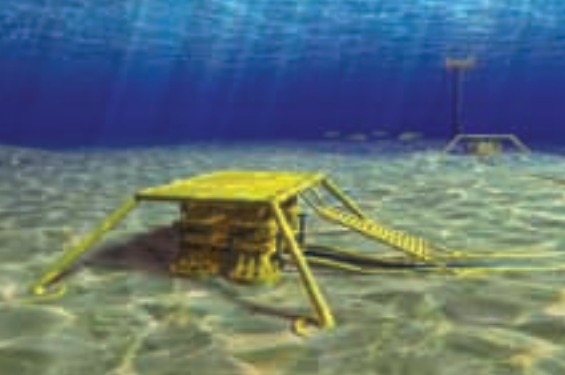
Utvinninga skjer ved trykkavlastning, men vassinjeksjon kan bli aktuelt seinare.

Transport:

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

Status:

Produksjonen frå Enoch starta i mai 2007.



Fram

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 090, tildelt 1984	
Funnår	1992	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	02.10.2003	
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettsnavarar	Gaz de France Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	Mobil Development Norway AS	25,00 %
	StatoilHydro ASA	20,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	22,1 millionar Sm ³ olje	12,3 millionar Sm ³ olje
	8,8 milliardar Sm ³ gass	8,7 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 44 000 fat per dag, Gass: 0,29 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,5 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 8,6 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
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 havbotrammer 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 godkjent 22.04.2005. Utbygginga omfattar to havbotrammer knytt til Troll C. Produksjonen frå Fram Øst starta i oktober 2006.

Reservoar:

Reservoara i Fram Vest og Fram Øst er dels i turbidittsandstein tilhøyrande Draupneformasjonen og grunnmarine sandstein tilhøyrande Sognefjordformasjonen av seinjura alder, og dels i sandstein tilhøyrande Etimeformasjonen av mellomjura alder. Reservoara, som ligg på om lag 2300 – 2500 meters djup, er delt i mange isolerte roterte forkastingsblokker og inneheld olje med overliggjande gasskappe. Reservoaret i Fram Vest-førekomsten er komplekst, medan reservoara i Fram Øst-førekomsten er av generelt god kvalitet.

Utvinningsstrategi:

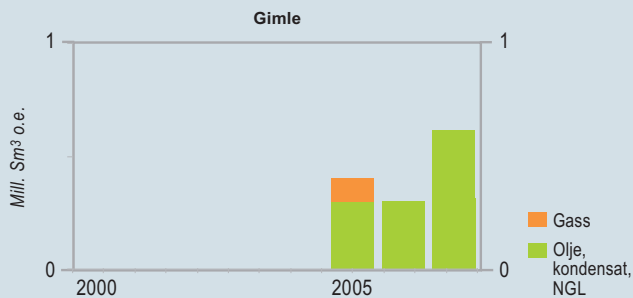
Produksjonen frå Fram Vest-førekomsten går føre seg med injeksjon av gass som trykkstøtte. Injisert gass er dels produsert på Fram og dels henta frå Troll dei første åra. Tidleg gassgjennombrøt har ført til at gassinjeksjonen har blitt redusert. Gasseksport frå Fram starta hausten 2007. Fram Øst-førekomsten i Sognefjordformasjonen vil bli produsert med injeksjon av produsert vatn som trykkstøtte frå hausten 2008, medan Fram Øst-førekomsten i Etimeformasjonen produserer med ekspansjon frå gasskappa.

Transport:

Brønnstraumen frå Fram blir transportert i rør til Troll C og prosessert der. Oljen går vidare til Mongstad gjennom Troll Oljerør II. Gass som ikkje blir injisert, blir eksportert via Troll A til Kollsnes.

Status:

Fram Vest har vist seg å ha eit meir heterogent reservoar enn venta. Fleire utvinningsbrønner vil bli bora på Fram Øst-førekomsten dei neste åra. Tilleggsressursar som kan bli fasa inn til Fram Vest blei påvist i H-Nord-strukturen i 2007.



Gimle

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 DS, tildelt 2006	
Funnår	2004	
Godkjent utbygt	18.05.2006	
Produksjonsstart	19.05.2006	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsnavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	5,79 %
	Petoro AS	24,19 %
	StatoilHydro ASA	47,23 %
	StatoilHydro Petroleum AS	17,90 %
	Total E&P Norge AS	4,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	4,1 millionar Sm ³ olje	2,9 millionar Sm ³ olje
	0,9 milliardar Sm ³ gass	0,9 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 10 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,9 milliardar 2008-krone	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 0,5 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Utbygging:

Gimle er eit lite oljefelt som ligg på om lag 220 meters havdjup i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er knytt opp mot Gullfaks C-innretninga med to brønner.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Tarbertformasjonen av mellomjura alder i ein nedforkasta struktur på nordaustsida av Gullfaks. Reservoaret ligg på om lag 2900 meters djup. Reservoareigenskapane er svært gode med berre nokre få mindre forkastingar.

Utvinningsstrategi:

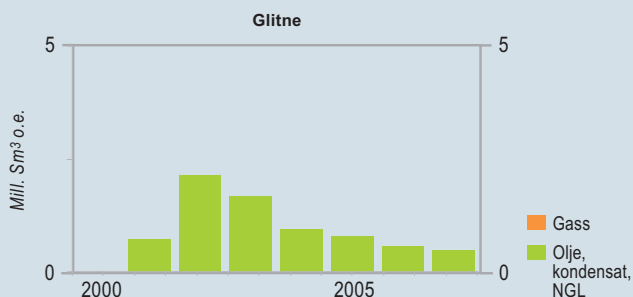
Utvinninga går føre seg med injeksjon av vatn.

Transport:

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

Status:

Ein vassinjeksjonsbrønn blei bora og starta injeksjon hausten 2007. Boring av ein tredje produksjonsbrønn starta i november 2007. Brønnen har og leitemål i to prospekt.



Glitne

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 048 B, tildelt 2001 Blokk 15/6 - utvinningsløyve 029 B, tildelt 2001
Funnår	1995
Godkjent utbygt	08.09.2000 av Kronprinsregenten i statsråd
Produksjonsstart	29.08.2001
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavarar	DONG E&P Norge AS 9,30 % Noil Energy ASA 10,00 % StatoilHydro ASA 58,90 % Total E&P Norge AS 21,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 8,1 millionar Sm ³ olje 0,7 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 8 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,9 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,9 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbygging:

Glitne er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen, 40 kilometer nord for Sleipnerområdet, på 110 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip, "Petrojarl 1", som er knytt til fire produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn.

Reservoar:

Reservoaret er fleire skilde sandkroppar av djupmarine vifteavsetjingar i den øvre delen av Heimdalformaasjonen av paleocen alder.

Utvinningsstrategi:

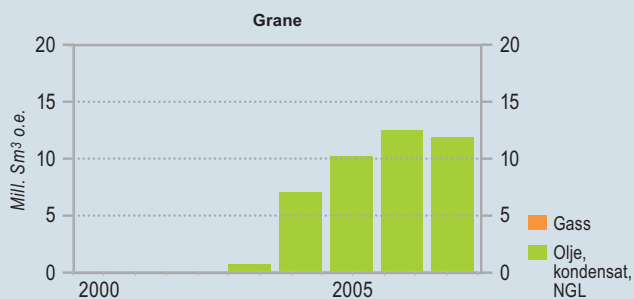
Glitne produserer med trykkstøtte dels frå reinjeksjon av produsert vatn i ein brønn, og dels frå eit stort naturleg vassbasseng. I tillegg blir assosiert gass frå feltet nytta til gasslyft i brønnane, medan overskots-gass blir injisert i Utsiraformaasjonen over reservoaret.

Transport:

Oljen frå Glitne blir prosessert og lagra på produksjonsskipet og eksportert via tankskip.

Status:

Ein ny brønn blei bora i juni 2007 og ulike tiltak for å auke levetida for feltet blir vurdert.



Grane

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 25/11 - utvinningsløyve 001, tildelt 1965 Blokk 25/11 - utvinningsløyve 169 B1, tildelt 2000
Funnår	1991
Godkjent utbygt	14.06.2000
Produksjonsstart	23.09.2003
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 6,40 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 25,60 % Petoro AS 30,00 % StatoilHydro Petroleum AS 38,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 112,4 millionar Sm ³ olje 69,6 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 176 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,4 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 17,8 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

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

Reservoar:

Feltet har ein hovudstruktur og fleire tilleggsstrukturar. Reservoaret ligg på om lag 1700 meters djup i sandstein tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder med gode reservoareigenskapar. Oljen har høg viskositet. Det er òg mindre mengder olje over reservoaret, i Listaformasjonen av paleocen alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved gassinjeksjon i toppen av strukturen og langtrekkande horisontale produksjonsbrønner i botnen av oljesona. Oljen i Listaformasjonen vil venteleg bli produsert med støtte frå gassinjeksjonen i Heimdalformasjonen.

Transport:

Oljen frå Grane blir transportert i rørledning til Stureterminalen, der han blir lagra og utskipa. Gass for injeksjon blir importert til Grane gjennom ein rørledning frå Heimdalinnretninga.

Status:

Det er planar om å bore fleire nye brønner, dei fleste som greinbrønner. Vassinjeksjon i reservoaret er no planlagt å ta til i 2009.



Gullfaks

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050, tildelt 1978 Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 B, tildelt 1995	
Funnår	1978	
Godkjent utbygt	09.10.1981 i Stortinget	
Produksjonsstart	22.12.1986	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavalar	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro ASA	61,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	358,4 millionar Sm ³ olje	23,6 millionar Sm ³ olje
	24,3 milliardar Sm ³ gass	1,8 milliardar Sm ³ gass
	2,7 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 78 000 fat per dag, Gass: 0,42 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 129,5 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 117,7 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbygging:

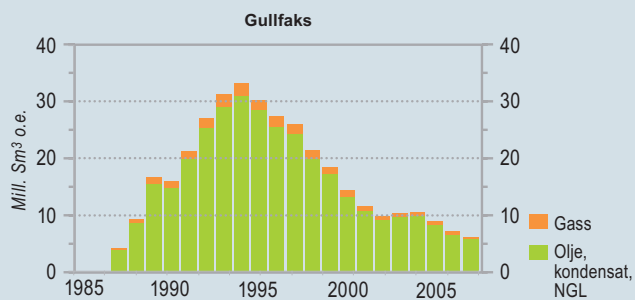
Gullfaks er eit oljefelt som ligg i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på 130 -220 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekkstramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg med berre førstestegseparasjon. Gullfaks A og C tek imot og behandlar olje og gass frå Gullfaks Sør 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. PUD for den austlege delen (Gullfaks C) blei godkjent 01.06.1985. Utbyggingsplanen for førekomsten Gullfaks Vest blei godkjent 15.01.1993 og utvinninga frå Lundeformasjonen 03.11.1995. I desember 2005 blei endra PUD for Gullfaksfeltet godkjent. Planen omfattar prospekt og små funn i nærområdet rundt Gullfaks, som kan bli bora og produserte frå eksisterande innretningar. Med denne planen kan utvinninga av ressursane i området gjerast meir effektiv i åra som kjem.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 1700-2000 meters djup. Gullfaksreservoara ligg i roterte forkastingsblokker i vest og ein strukturell horst i aust, med eit sterkt forkasta område imellom.

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 utgjer hovudstrategien.



Transport:

Oljen blir eksportert frå Gulfaks A og Gulfaks C via lastebøyer til tankskip. Den delen av rikgassen som ikkje blir injisert tilbake i reservoaret, går i eksportrørledning til Statpipe for vidare prosessering på Kårstø og eksport som tørrgass til kontinentet.

Status:

Produksjonen frå Gulfaksfeltet er i avtrappingsfasen. Det blir arbeid med å auke utvinninga, dels ved å kartleggje og bore opp lommer med olje som er att i vassfløynde område, og dels gjennom massiv vassirkulering. Det er òg starta eit prosjekt for å vurdere behovet for oppgraderingar ved ei forlenga levetid fram mot 2030. Konseptval er planlagt våren 2008, medan vedtak om gjennomføring er venta i 2009.



Gullfaks Sør

Blokker 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
Funnår	1978
Godkjent utbygt	29.03.1996 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	10.10.1998
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettsnavarar	Petoro AS 30,00 % StatoilHydro ASA 61,00 % StatoilHydro Petroleum AS 9,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 48,1 millionar Sm ³ olje 17,6 millionar Sm ³ olje 42,5 milliardar Sm ³ gass 22,3 milliardar Sm ³ gass 5,1 millionar tonn NGL 2,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 52 000 fat per dag, Gass: 3,50 milliardar Sm ³ , NGL: 0,44 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 38,2 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 31,9 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

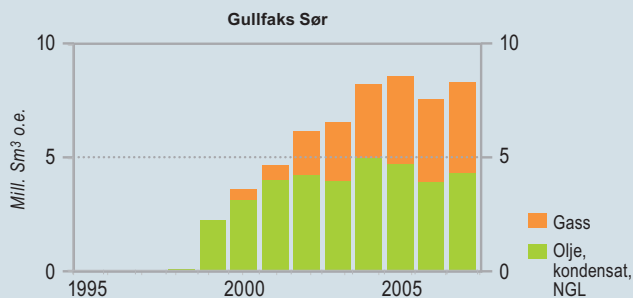
Gullfaks Sør ligg rett sør for Gullfaks i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med til saman 11 havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 omfattar utvinning av olje og kondensat frå førekomstane 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimfaks og 34/10-37 Gullveig. PUD for fase 2 blei godkjent 08.06.1998 og omfattar utvinning av gass frå Brentgruppa i Gullfaks Sør-førekomsten. I 2004 blei funnet 34/10-47 Gulltopp inkludert i Gullfaks Sør. Gulltopp skal utvinnast med ein langtrekkande produksjonsbrønn frå Gullfaks A. PUD for Rimfaks IOR og funnet 33/12-8 A Skinfaks blei godkjent 11.02.2005. Prosjektet omfattar ei ny havbotnramme og ein satellittbrønn. Skinfaksfunnet er no innlemma i Gullfaks Sør, og produksjonen tok til i januar 2007.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks Sør er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder, og Cook-, Statfjord- og Lunde-formasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Utvinning går føre seg frå reservoara i Brent og Statfjord. Reservoara ligg på 2400–3400 meters djup i roterte forkastingsblokker. Reservoara i Gullfaks Sør-førekomsten er kraftig segmenterte av mange forkastningar, og Statfjordformasjonen har dårlege strøymingseigenskapar. Dei andre førekomstane har til dels god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga av olje og kondensat frå Gullfaks Sør går føre seg dels med trykkstøtte frå injeksjon av gass, og dels ved trykkavlastning. Rimfaks Brent produserer med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av gassinjeksjon, medan Gullfaks Sør og Rimfaks Statfjord har avgrensa gassinjeksjon. Gullveig blir produsert med trykkavlastning, og produksjonen herifrå blir òg påverka av produksjonen frå Tordis og Gullfaks. Gulltopp og Skinfaks produserer ved hjelp av gasslyft.

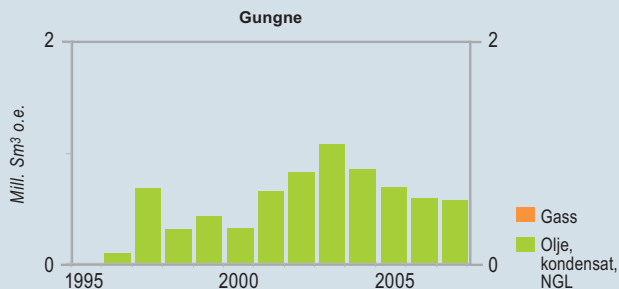


Transport:

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

Status:

Nye utvinningsbrønner dei siste åra har påvist meir ressursar i Gullfaks Sør-føremstane. Produksjonsstart frå Gulltopp-føremsten er venta i mai 2008. Som ein del av prosjektet Gullfaks satellitt seinfase blir det no lagt planar for ein framtidig gassfase for dei føremstane som no primært produserer olje.



Gassproduksjonen frå Gungne er inkludert i produksjonen frå Sleipner Øst

Gungne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976	
Funnår	1982	
Godkjent utbygt	29.08.1995 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	21.04.1996	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsshavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	28,00 %
	StatoilHydro ASA	52,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,40 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007*
	14,1 milliardar Sm ³ gass	14,1 milliardar Sm ³ gass
	1,4 millionar tonn NGL	
	4,0 millionar Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Gass: 1,14 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,8 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 1,8 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

*Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla, og difor er attverande gassreservar lik opphavlege.

Utbygging:

Gungne er eit gasskondensatfelt som ligg i Sleipnerområdet i den sørlege delen av Nordsjøen, på 83 meters havdyp. Gungne blir produsert gjennom tre brønner bora frå Sleipner A.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Skagerrakkformaasjonen av trias alder, på om lag 2800 meters djup. Reservoarkvaliteten er generelt god, men reservoaret er segmentert, og laterale, kontinuerlege skiferlag verkar som interne barrierar.

Utvinningsstrategi:

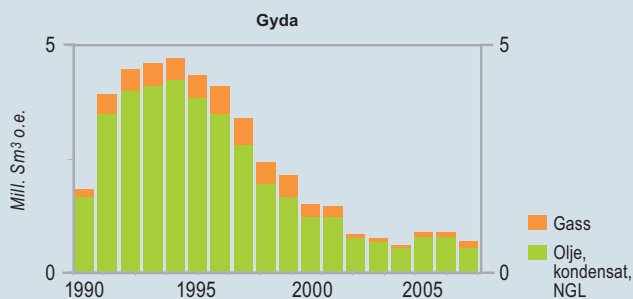
Gungne produserer ved trykkavlastning.

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.

Status:

Nye brønner blir vurdert.



Gyda

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977	
Funnår	1980	
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.06.1990	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettsshavarar	DONG E&P Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	39,2 millionar Sm ³ olje	5,1 millionar Sm ³ olje
	6,0 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
	1,9 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 0,14 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 18,2 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 16,1 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

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

Reservoar:

Gyda omfattar tre områder med reservoar i sandstein tilhøyrande Ulaformasjonen av seinjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4000 meters djupe.

Utvinningsstrategi:

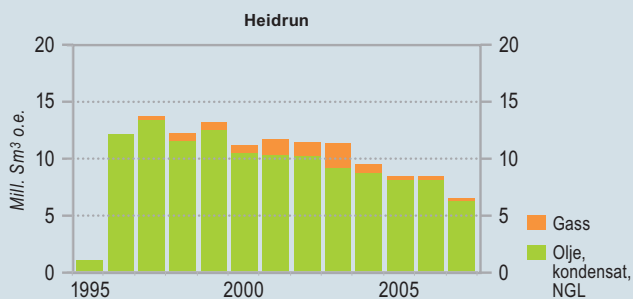
Feltet produserer med vassinjeksjon som drivmekanisme for hovuddelen av feltet. Trykkstøtte frå gasskappa og trykkstøtte frå naturleg vassdriv blir brukt som drivmekanisme for andre delar av feltet.

Transport:

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

Status:

Gyda er i halefasen og erfarer aukande vassproduksjon og utfordringar med å oppretthalde oljeproduksjonen. Utvinningsløyvet har blitt forlenga til 2018 og det blir arbeidd med å forlenga drifta av feltet tilsvarande. Fleire nye brønner blir no bora på feltet. Ein kompressor blei installert i 2007 til ein pilot med gasslyft. Denne har vist seg å gje auka produksjon frå brønnane. Det blir òg vurdert å fase andre førekomstar i området inn til Gyda.



Heidrun

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6507/8 - utvinningsløyve 124, tildelt 1986 Blokk 6707/7 - utvinningsløyve 095, tildelt 1984
Funnår	1985
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget
Produksjonsstart	18.10.1995
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 24,31 % Eni Norge AS 5,12 % Petro AS 58,16 % StatoilHydro ASA 12,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 186,0 millionar Sm ³ olje 64,1 millionar Sm ³ olje 41,6 milliardar Sm ³ gass 30,7 milliardar Sm ³ gass 2,0 millionar tonn NGL 1,5 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 96 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 81,6 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 63,6 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Sjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

Heidrun ligg på Haltenbanken i Norskehavet utanfor Midt-Noreg. Havdjupet er på om lag 350 meter. Feltet er bygt ut med ei flytande strekkstaginnretning i betong over ei havbotnramme med 56 brønnsliissar. Den nordlege delen av feltet blir produsert via havbotninnretningar. PUD for Heidrun nordflanke blei godkjent 12.05.2000.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Garn-, Ile-, Tilje- og Åreforrasjonane av tidleg- og mellomjura alder. Reservoaret er sterkt forkasta. Garn- og Ileforrasjonane har god reservoarkvalitet, medan Tilje- og Åreforrasjonane er meir komplekse. Reservoardjupet er om lag 2300 meter.

Utvinningsstrategi:

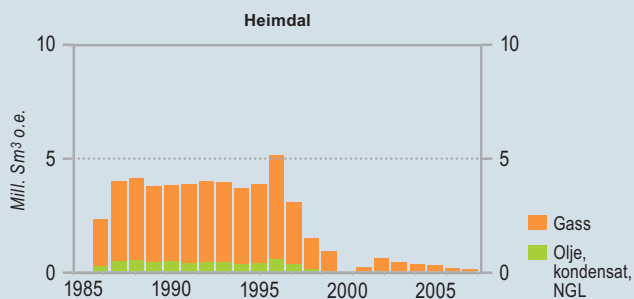
Utvinningsstrategien for feltet er trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon og injeksjon av overskots-gass.

Transport:

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

Status:

Ein arbeider aktivt for å finne nye metodar som kan auke oljeutvinninga på Heidrun. Det er bora fleire nye brønningar dei siste åra. Det blir vurdert om CO₂-injeksjon kan vere aktuelt, og ein vurderer å utvida gassprosesskapasiteten.



Heimdal

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036 BS, tildelt 2003	
Funnår	1972	
Godkjent utbygt	10.06.1981 i Stortinget	
Produksjonsstart	13.12.1985	
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavalar	Marathon Petroleum Norge AS	23,80 %
	Petoro AS	20,00 %
	StatoilHydro ASA	20,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	19,44 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	7,2 millionar Sm ³ olje	0,8 millionar Sm ³ olje
	42,8 milliardar Sm ³ gass	0,4 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Gass: 0,15 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 21,6 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 21,0 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

Heimdal er eit gasskondensatfelt på 120 meters havdjup og ligg i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei integrert bore-, produksjons- og bustadinnretning med stålunderstell (HMP1). Heimdal Jura-utbygginga blei godkjent 02.10.1992. PUD for Heimdal Gassenter (HGS) blei godkjent 15.01.1999. Denne omfatta ei ny stigerørinnretning (HRP), knytt til HMP1 med bru. Heimdal er no primært eit prosessenter for andre tilknytte felt. Huldra, Skirne og Vale leverer gass til Heimdal, og i tillegg blir gass frå Oseberg transportert over Heimdal.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder, avsett som djupmarine turbidittar. Reservoardjupet er om lag 2100 meter.

Utvinningsstrategi:

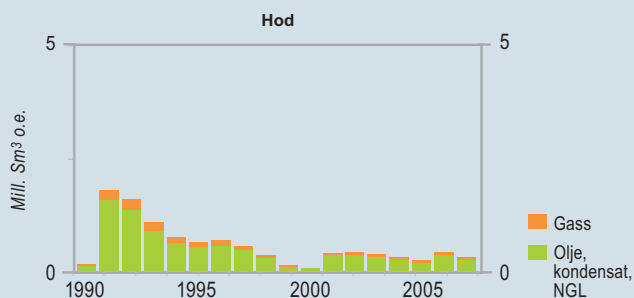
Produksjonen har gått føre seg ved naturleg trykkavlasting og er no på det næraste avslutta.

Transport:

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

Status:

Rettskavarane arbeider med å identifisere nye gassressursar som kan bli knytt til Heimdal for å forlenge levetida for gassenteret.



Hod

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/11 - utvinningsløyve 033, tildelt 1969	
Funnår	1974	
Godkjent utbyggt	26.06.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	30.09.1990	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavalar	BP Norge AS	25,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	25,00 %
	Hess Norge AS	25,00 %
	Total E&P Norge AS	25,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	9,3 millionar Sm ³ olje	0,5 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
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,9 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,7 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

Hod er eit oljefelt som ligg 13 kilometer sør for Valhallfeltet på 72 meters havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei produksjonsinnretning som blir fjernstyrt frå Valhall. PUD for Hod sadel blei godkjent 20.06.1994.

Reservoar:

Reservoaret er i kritbergartar tilhøyrande Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder, på om lag 2700 meters djup. Feltet inneheld dei tre strukturane Hod Vest, Hod Øst og Hod sadel. Hod sadel produserer via fire brønner bora frå Valhall.

Utvinningsstrategi:

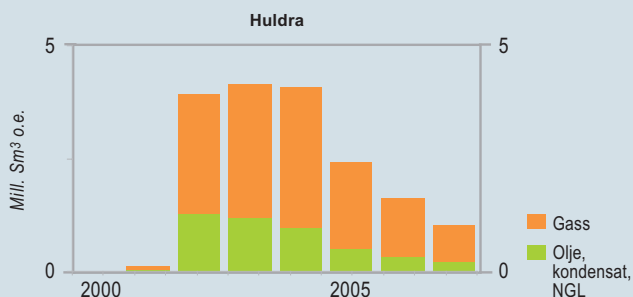
Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting. Fem brønner er i produksjon og i to av brønnane blir det nytta gasslyft for å auke produksjonen. I 2006 blei det sett i gang ein pilot for vassinjeksjon, men lite vatn blei injisert og brønnen er no stengd.

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. I 2009 vil det bli installert ei pumpe for å starte opp att vassinjeksjonspiloten.



Huldra

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/2 - utvinningsløyve 051, tildelt 1979 Blokk 30/3 - utvinningsløyve 052 B, tildelt 2001
Funnår	1982
Godkjent utbygt	02.02.1999 i Stortinget
Produksjonsstart	21.11.2001
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 23,34 % Petoro AS 31,96 % StatoilHydro ASA 19,88 % Talisman Energy Norge AS 0,50 % Total E&P Norge AS 24,33 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 4,9 millionar Sm ³ olje 0,6 millionar Sm ³ olje 15,9 milliardar Sm ³ gass 3,2 milliardar Sm ³ gass 0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 1,09 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,8 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 8,6 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
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 brønnehovudinnretning i stål med eit enkelt prosessanlegg. Innretninga blir fjernstyrt frå Veslefrikk B, 16 kilometer unna.

Reservoar:

Reservoaret ligg i ei rotert forkastingsblokk og er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av jura alder. Reservoaret ligg på 3500 – 3900 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur. Kommunikasjonen i reservoaret er usikker, men produksjonshistoria indikerer to hovudsegment utan trykkkommunikasjon. Det er mange små forkastingar i feltet.

Utvinningsstrategi:

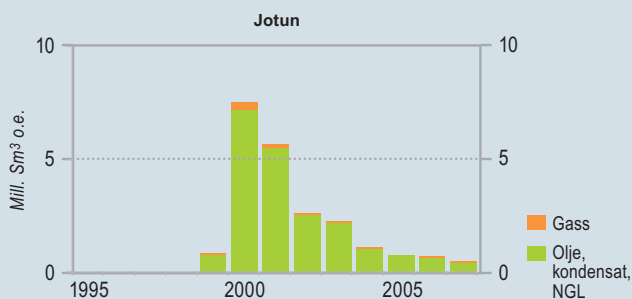
Huldra blir produsert ved naturleg trykkavlasting. Feltet gjekk av plåtå hausten 2004.

Transport:

Etter første trinnseparasjon blir våtgassen transportert til Heimdal for vidare prosessering. Kondensatet går til Veslefrikk for prosessering.

Status:

I juni 2007 starta lågtrykksproduksjon etter at ein gasskompressor blei installert på feltet. Kompressoren vil auke utvinninga ved redusert brønnehovudtrykk, og forlenge levetida for feltet med fem år. Ein ny brønn vil bli bora i 2008 for å påvise ressursar i djupare lag som kan forlenge levetida for feltet.



Jotun

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 25/7 - utvinningsløyve 103 B, tildelt 1998 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027 B, tildelt 1999
Funnår	1994
Godkjent utbygt	10.06.1997 i Stortinget
Produksjonsstart	25.10.1999
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
Rettsshavarar	Dana Petroleum Norway AS 45,00 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 45,00 % Lundin Norway AS 7,00 % Petro AS 3,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 24,0 millionar Sm ³ olje 2,7 millionar Sm ³ olje 0,9 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 7 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 12,1 milliardar 2008-kroner Per 31.12.20067 er det investert totalt 12,0 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbygging:

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

Reservoar:

Jotun har tre strukturar, og den austlegaste har ei gasskappe. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder. Reservoara ligg i eit submarint viftesystem som ligg på om lag 2000 meters djup. I vest er reservoar-kvaliteten god, medan skiferinnhaldet aukar mot aust.

Utvinningsstrategi:

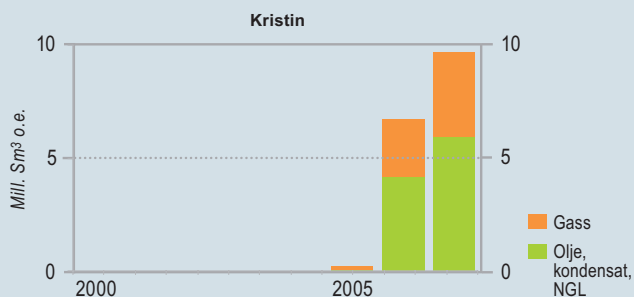
Utvinninga går føre seg ved trykkstøtte frå naturleg vassdriv kombinert med reinjeksjon av størstedelen av det produserte vatnet.

Transport:

Olje blir sendt via lastebøyer til tankskip. Prosessert rikgass går via Statpipe til Kårstø.

Status:

Nye bore mål vil bli vurdert i 2008.



Kristin

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6406/2 - utvinningsløyve 199, tildelt 1993 Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 B, tildelt 2000
Funnår	1997
Godkjent utbygt	17.12.2001 i Stortinget
Produksjonsstart	03.11.2005
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavalar	Eni Norge AS 8,25 % Mobil Development Norway AS 10,88 % Petoro AS 19,58 % StatoilHydro ASA 41,30 % StatoilHydro Petroleum AS 14,00 % Total E&P Norge AS 6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 30,2 millionar Sm ³ olje 24,9 millionar Sm ³ olje 29,5 milliardar Sm ³ gass 23,0 milliardar Sm ³ gass 6,6 millionar tonn NGL 5,2 millionar tonn NGL 2,1 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 70 000 fat per dag, Gass: 3,61 milliardar Sm ³ , NGL: 0,80 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,9 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 24,7 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

Kristin er eit gasskondensatfelt i Norskehavet som er bygt ut med eit havbotnanlegg og ei halvt nedsenkbar produksjons-innretning for prosessering. Havdjupet ved innretninga er om lag 370 meter. Det er lagt til rette for å fase inn og prosessere andre førekomstlar i området når Kristin går av platå. Tyrrihans blir no knytt til Kristin.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein av jura alder og ligg på om lag 4600 meters djup. Reservoara ligg i Garn-, Ile- og Tofteformasjonane, og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur. Trass i dette er reservoarkvaliteten god.

Utvinningsstrategi:

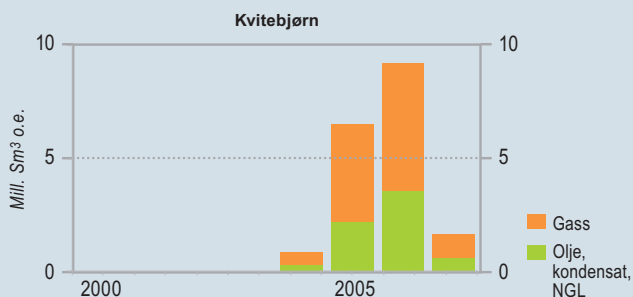
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlasting.

Transport:

Rikgassen frå Kristin blir transportert i ein eigen rørleidning til Åsgard Transport og til Kårstø, der etan og NGL blir skild ut. Salsgassen blir transportert vidare til kontinentet. Lettolje blir separert og stabilisert på Kristin og overført til Åsgard for lagring og utskiping. Kondensat frå Kristin blir seld som olje (Halten Blend).

Status:

Boring av utvinningsbrønner har teke lengre tid enn planlagt, og produksjonen er førebels lågare enn venta. Ein arbeider med å finne løysingar på produksjons- og boreutfordringar knytt til trykkfall og vassgjennombrøt til brønner.



Kvitebjørn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/11 - utvinningsløyve 193, tildelt 1993	
Funnår	1994	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	
Produksjonsstart	26.09.2004	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsnavarar	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro ASA	43,55 %
	StatoilHydro Petroleum AS	15,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	27,4 millionar Sm ³ olje	21,6 millionar Sm ³ olje
	74,9 milliardar Sm ³ gass	63,3 milliardar Sm ³ gass
	3,1 millionar tonn NGL	2,0 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 23 000 fat per dag, Gass: 6,08 milliardar Sm ³ , NGL: 0,25 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 14,5 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 12,1 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

Kvitebjørn er eit gasskondensatfelt aust i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er 190 meter. Feltet er bygt ut med ei integrert bustad, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Det er bora 10 produksjonsbrønner. Borekaks og produsert vatn blir injisert i ein eigen deponibrønn. Endra PUD for Kvitebjørn blei godkjent i desember 2006.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4000 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur. Reservoarkvaliteten er god.

Utvinningsstrategi:

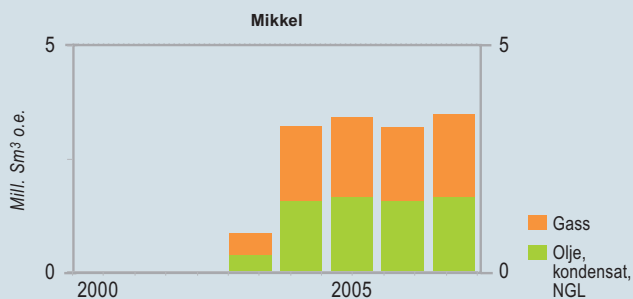
Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning.

Transport:

Riggassen 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:

I 2007 har produksjonen frå Kvitebjørn mellombels vore redusert. Reduksjonen skal gjere det mogleg å bore fleire brønner for å få høgare produksjon seinare og auka utvinning totalt.



Mikkel

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6407/5 - utvinningsløyve 121, tildelt 1986 Blokk 6407/6 - utvinningsløyve 092, tildelt 1984
Funnår	1987
Godkjent utbygt	14.09.2001 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	01.08.2003
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavalar	Eni Norge AS 14,90 % Mobil Development Norway AS 33,48 % StatoilHydro ASA 33,97 % StatoilHydro Petroleum AS 10,00 % Total E&P Norge AS 7,65 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 4,4 millionar Sm ³ olje 3,5 millionar Sm ³ olje 22,9 milliardar Sm ³ gass 15,6 milliardar Sm ³ gass 5,8 millionar tonn NGL 3,8 millionar tonn NGL 2,3 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 9 000 fat per dag, Gass: 1,57 milliardar Sm ³ , NGL: 0,42 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,3 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,1 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

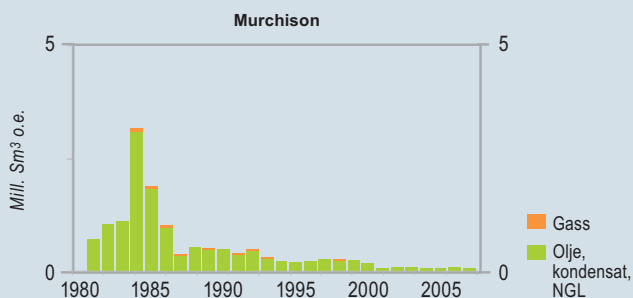
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlastning.

Transport:

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

Status:

Ein ny produksjonsbrønn var planlagt bora i 2007, men gode produksjonserfaringar har synt at denne ikkje trengst.



Murchison

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037 C, tildelt 2000 Den norske delen av feltet er 22,20%, den britiske delen 77,80%	
Funnår	1975	
Godkjent utbygt	15.12.1976	
Produksjonsstart	28.09.1980	
Operatør	CNR International (UK) Limited	
Rettskavalar	Revus Energy ASA	22,20 %
	CNR International (UK) Limited	77,80 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg: 14,2 millionar Sm ³ olje 0,4 milliardar Sm ³ gass	Att per 31.12.2007 0,7 millionar Sm ³ olje 0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 1 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,1 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 7,9 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Aberdeen, Skottland	
Hovudforsyningsbase	Peterhead, Skottland	

Utbygging:

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

Reservoar:

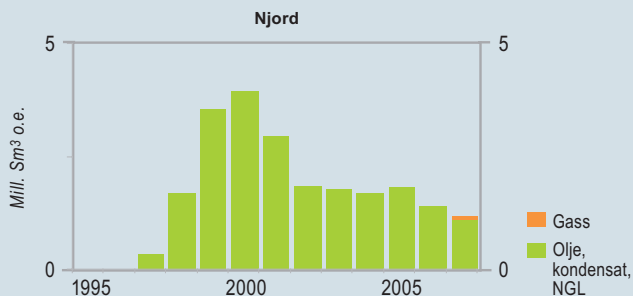
Reservoara i Murchison er i sandstein av jura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon som trykkstøtte. Produksjonen frå Murchison er i halefasen.

Transport:

Produksjonen blir ført til land gjennom Brentsystemet til Sullom Voe på Shetland.



Njord

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6407/10 - utvinningsløyve 132, tildelt 1987 Blokk 6407/7 - utvinningsløyve 107, tildelt 1985
Funnår	1986
Godkjent utbygt	12.06.1995 i Stortinget
Produksjonsstart	30.09.1997
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS
Rettskavalar	E.ON Ruhrgas Norge AS 30,00 % Endeavour Energy Norge AS 2,50 % Gaz de France Norge AS 20,00 % Mobil Development Norway AS 20,00 % Petoro AS 7,50 % StatoilHydro Petroleum AS 20,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2007 24,0 millionar Sm ³ olje 2,0 millionar Sm ³ olje 10,7 milliardar Sm ³ gass 10,6 milliardar Sm ³ gass 1,7 millionar tonn NGL 1,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 1,8 milliardar Sm ³ , NGL: 0,29 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 15,5 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 14,0 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Kristiansund
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 halv nedsenkbar bore-, bustad- og produksjonsinnretning i stål og eit lagerskip, "Njord B". Innretninga er plassert over havbotnkompletterte brønningar som er knytte til innretninga med fleksible stigerøyr. PUD for Njord gass-eksport blei godkjent 21.01.2005.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Tilje- og Ilefmasjonane av jura alder. Feltet har eit komplisert forkastingsmønster med berre delvis kommunikasjon mellom segmenta. Reservoaret ligg på om lag 2850 meters djup.

Utvinningsstrategi:

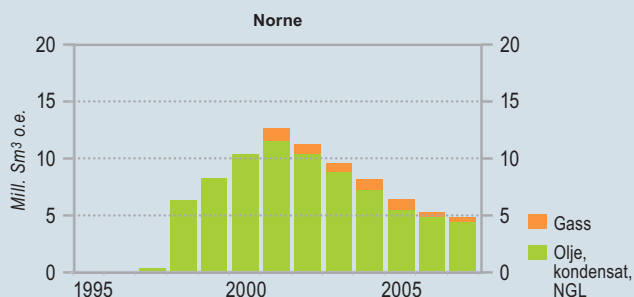
Mesteparten av gassen som har blitt produsert på Njord, har blitt reinjisert for å gje trykkstøtte og auke oljeutvinning frå delar av feltet. Frå hausten 2007 starta Njord med gasseksport frå feltet, slik at bare mindre mengder gass no blir reinjisert.

Transport:

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

Status:

Gasseksporten frå feltet starta i desember 2007. Ein ny borekampanje for å auke oljeutvinninga vil ta til sommaren 2008. To brønningar blei bora til nordvestflanken på feltet i 2007. Desse segmenta vil bli fasa inn til Njord, og produksjonsstart er venta i 2010.



Norne

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6508/1 - utvinningsløyve 128 B, tildelt 1998. Blokk 6608/10 - utvinningsløyve 128, tildelt 1986.
Funnår	1992
Godkjent utbygt	09.03.1995 i Stortinget
Produksjonsstart	06.11.1997
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavarar	Eni Norge AS 6,90 % Petro AS 54,00 % StatoilHydro ASA 31,00 % StatoilHydro Petroleum AS 8,10 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 93,0 millionar Sm ³ olje 16,0 millionar Sm ³ olje 11,6 milliardar Sm ³ gass 6,2 milliardar Sm ³ gass 1,4 millionar tonn NGL 0,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 45 000 fat per dag, Gass: 0,19 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 30,9 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 22,6 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Harstad
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 knytt til seks brønnrammer på havbotnen. Brønnstraumen blir ført opp til produksjonsskipet gjennom fleksible stigerør.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

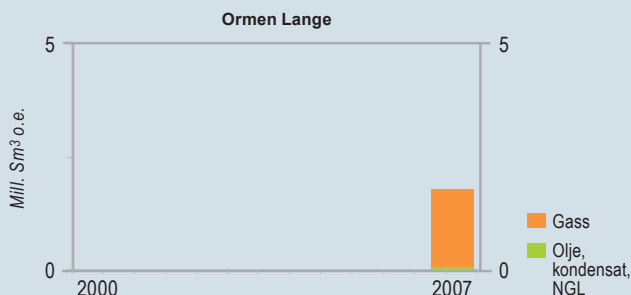
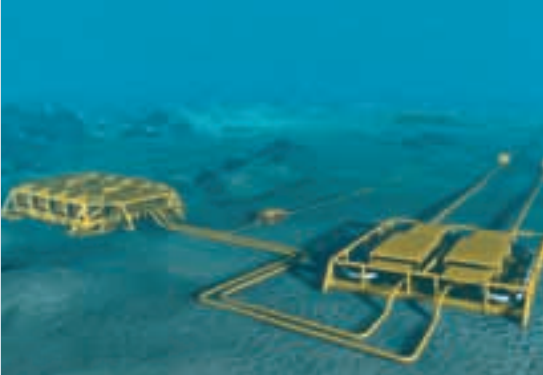
Oljen blir produsert ved hjelp av vassinjeksjon. Gassinjeksjonen blei avslutta i 2005 og all gass blir no eksportert.

Transport:

Oljen blir lasta på tankskip og transportert til marknaden. Gasseksporten tok til i februar 2001 og skjer via ein eigen rørleidning til Åsgard og vidare i Åsgard Transport til Kårstø.

Status:

Ein arbeider med tiltak for å auke utvinninga, mellom anna ved å ta i bruk ny brønnteknologi. Ein greibrønn blei bora i 2007 og vil bli komplettert i 2008.



Ormen Lange

Blokker 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
Funnår	1997
Godkjent utbygt	02.04.2004 i Stortinget
Produksjonsstart	13.09.2007
Operatør	A/S Norske Shell
Rettskavalar	A/S Norske Shell 17,04 % DONG E&P Norge AS 10,34 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 7,23 % Petro AS 36,48 % StatoilHydro ASA 10,84 % StatoilHydro Petroleum AS 18,07 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2007 393,7 milliardar Sm ³ gass 392,1 milliardar Sm ³ gass 28,5 millionar Sm ³ kondensat 28,4 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Gass: 10,82 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,99 millionar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 53,3 milliardar 2008-kroner* Per 31.12.2007 er det investert totalt 15,8 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Kristiansund

*Totale investeringar inkludert landanlegg vil venteleg bli 75,1 milliardar 2008-kroner

Utbygging:

Ormen Lange er eit gassfelt som ligg i Mørebasenget i den sørlege delen av Norskehavet. Havdjupet i området varierer frå 800 til 1100 meter. Det store havdjupet har gjort utbygginga svært utfordrande og har ført til utvikling av ny teknologi. Feltet blir bygt ut med 24 brønner frå tre havbotnrammer.

Reservoar:

Hovudreservoaret er i sandstein av paleocen alder, om lag 2700 – 2900 meter under havflata.

Utvinningsstrategi:

Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon ved trykkavlasting og seinare gasskompresjon.

Transport:

Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld gass og kondensat, blir ført gjennom to fleifaserørleidningar til landanlegget på Nyhamna. Der blir gassen tørka og komprimert før han blir sendt i gassseksportrøret, Langeded, via Slepner R til Storbritannia.

Status:

Gassproduksjonen starta offisielt i oktober 2007. A/S Norske Shell overtok som operatør frå StatoilHydro 1 november 2007. Tre brønner er no i produksjon og produserer godt. Fem nye brønner blir ferdige i 3. kvartal 2008 og anlegget kan då produsera for fullt.



Oseberg

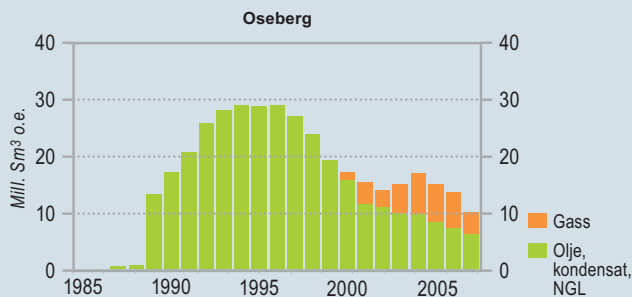
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979 Blokk 30/9 - utvinningsløyve 079, tildelt 1982
Funnår	1979
Godkjent utbygt	05.06.1984 i Stortinget
Produksjonsstart	01.12.1988
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 2,40 % Mobil Development Norway AS 4,70 % Petoro AS 33,60 % StatoilHydro ASA 15,30 % StatoilHydro Petroleum AS 34,00 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 361,1 millionar Sm ³ olje 21,2 millionar Sm ³ olje 109,2 milliardar Sm ³ gass 91,0 milliardar Sm ³ gass 8,7 millionar tonn NGL 3,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 91 000 fat per dag, Gass: 3,49 milliardar Sm ³ , NGL: 0,57 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 99,1 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 89,1 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 100 meters havdjup. Oseberg er bygt ut i fleire fasar. Feltsenteret i sør har to innretningar; prosess- og bustadinnretninga Oseberg A og bore- og vassinjeksjonsinnretninga Oseberg B. I den nordlege delen av feltet ligg Oseberg C-innretninga som er ei integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning (PDQ). Oseberg D er ei innretning for gassprosessering knytt til Oseberg feltsenter. Oseberg Vestflanke er bygt ut med ei havbotnramme som er knytt til Oseberg B. Oseberg Delta blir bygt ut med ei havbotnramme knytt til Oseberg D. Innretningane på feltsenteret behandlar òg olje og gass frå felta Oseberg Øst, Oseberg Sør og Tune. PUD for den nordlege delen av feltet blei godkjent 19.01.1988. PUD for Oseberg D blei godkjent 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 mellomjura alder og er delt inn i fleire strukturar. Hovudreservoara ligg i Oseberg- og Tarbertformasjonane, men det blir òg produsert frå Eteve- og Nessformasjonane. Feltet har generelt gode reservoareigenskapar.



Utvinningsstrategi:

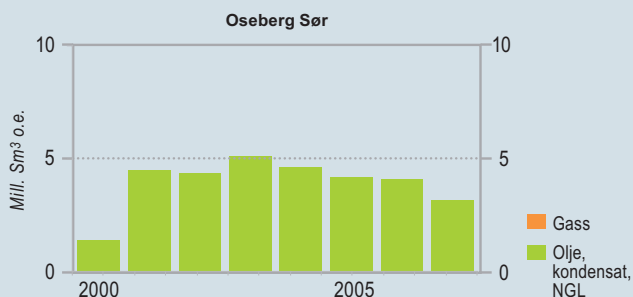
Osebergfeltet produserer ved trykkvedlikehald med injeksjon av både gass og vatn og med alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Massiv gassinjeksjon høgt oppe på strukturen har ført til svært god fortrenging av oljen, og det er no danna ei stor gasskappe som vil bli produsert i åra framover. Injeksjonsgass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

Transport:

Oljen blir transportert gjennom rørleidningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gasseksporten tok til i 2000 gjennom ein ny rørleidning, Oseberg Gasstransport (OGT), til Statpipesystemet via Heimdalinnretninga.

Status:

Det blei påvist tilleggsressursar i strukturen Gamma Main Statford i 2007, og produksjonen herifrå er planlagt å starte våren 2008 med to brønner frå Oseberg feltenter. utfordringa på Oseberg framover blir å produsere oljen som ligg att under gasskappa, og å balansere gassuttaket ved å ta omsyn til oljeproduksjonen frå feltet. Ein seinare oppstart av gassnedblåsing blir vurdert Ein modul for lågtrykksproduksjon er vedteke installert på Oseberg feltenter. Prøveutvinning frå eit overliggjande kritreservoar i Shetlandgruppa på Osebergfeltet er sett i gang for å evaluere produksjonseigen-skapane. Oseberg Delta skal setjast i produksjon våren 2008.



Oseberg Sør

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/12 - utvinningsløyve 171 B, tildelt 2000 Blokk 30/9 - utvinningsløyve 079, tildelt 1982 Blokk 30/9 - utvinningsløyve 104, tildelt 1985
Funnår	1984
Godkjent utbygt	10.06.1997 i Stortinget
Produksjonsstart	05.02.2000
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 2,40 % Mobil Development Norway AS 4,70 % Petoro AS 33,60 % StatoilHydro ASA 15,30 % StatoilHydro Petroleum AS 34,00 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2007 49,9 millionar Sm ³ olje 18,6 millionar Sm ³ olje 11,6 milliardar Sm ³ gass 6,8 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 43 000 fat per dag, Gass: 0,64 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 22,5 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 18,5 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

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

Reservoar:

Oseberg Sør omfattar ti førekomstar med reservoar i sandstein av jura alder i skilde strukturar. Reservoardjupet er mellom 2200 og 2800 meter. Hovudreservoara ligg i Tarbert- og Heatherformasjonane. Reservoarkvaliteten er moderat.

Utvinningsstrategi:

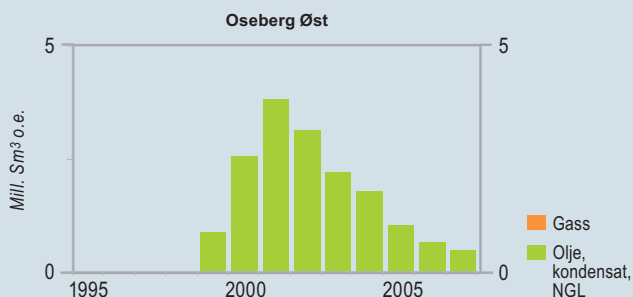
Utvinninga går hovudsakleg føre seg ved hjelp av injeksjon av vatn, men det er òg alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet.

Transport:

Oljen blir ført i rørleidning frå Oseberg Sør-innretninga til Oseberg feltsenter. Etter at oljen er ferdig prosessert, går han i rørleidning til Stureterminalen. Gass blir transportert via Oseberg Gasstransport inn i Statpipe via Heimdalinnretninga.

Status:

Førekomsten Oseberg Sør G Sentral vil bli bygt ut ved å bore frå Oseberg Sør-innretninga seint i 2008.



Oseberg Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979	
Funnår	1981	
Godkjent utbyggt	11.10.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	03.05.1999	
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	Mobil Development Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	StatoilHydro ASA	15,30 %
	StatoilHydro Petroleum AS	34,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	27,4 millionar Sm ³ olje	10,8 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 15 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 11,7 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 9,1 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

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

Reservoar:

Hovudreservoaret har to strukturar som er skilde med ei forseglende forkasting. Strukturane inneheld fleire oljeførande lag i sandstein med varierende reservoareigenskapar i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

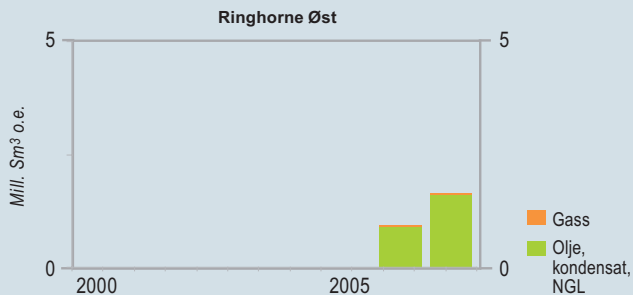
Feltet produserer ved hjelp av trykkvedlikehald med både vassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG).

Transport:

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

Status:

Tiltak for å auke oljeutvinninga blir kontinuerleg vurdert. Boreanlegget på Oseberg Øst-innretninga er oppgradert og ein ny borekampanje på sju nye brønner har starta. Første brønnen i borekampanjen er planlagt sett i produksjon i juni 2008. Auka gassinjeksjon ved å importere gass til feltet blir òg evaluert.



Ringhorne Øst

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027, tildelt 1969 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 169, tildelt 1991
Funnår	2003
Godkjent utbygt	25.11.2005 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	19.03.2006
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 77,38 % Petro AS 7,80 % StatoilHydro ASA 3,12 % StatoilHydro Petroleum AS 11,70 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 6,4 millionar Sm ³ olje 3,9 millionar Sm ³ olje 0,1 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 18 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,5 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 0,5 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger

Utbygging:

Ringhorne Øst er eit oljefelt som ligg like nordaust av Balder i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er på om lag 130 meter. Feltet blir produsert gjennom tre produksjonsbrønner bora frå Ringhorneinnretninga på Balderfeltet.

Reservoar:

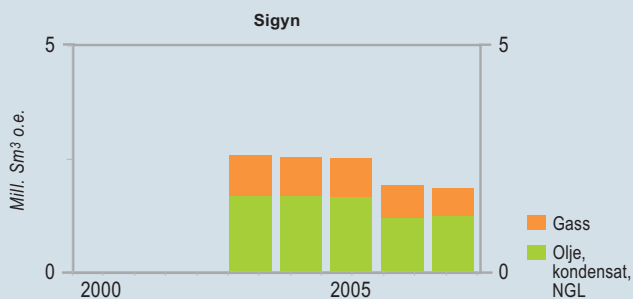
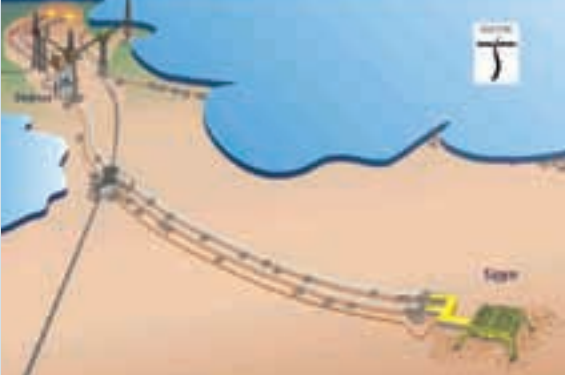
Reservoaret inneheld olje med assosiert gass og ligg på om lag 1940 meters djup, i sandstein tilhøyrande Statfjordforma-sjonen av jura alder. Kvaliteten på reservoaret er god.

Utvinningsstrategi:

Feltet blir produsert med naturleg vassdriv frå eit regionalt vassbasseng på nord- og austsida av strukturen

Transport:

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



Sigyn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 16/7 - utvinningsløyve 072, tildelt 1981	
Funnår	1982	
Godkjent utbygt	31.08.2001 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	22.12.2002	
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
Rettsshavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	40,00 %
	StatoilHydro ASA	50,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	6,0 milliardar Sm ³ gass	2,0 milliardar Sm ³ gass
	2,4 millionar tonn NGL	0,8 millionar tonn NGL
	4,5 millionar Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Gass: 0,49 milliardar Sm ³ , NGL: 0,21 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,4 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,4 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbygging:

Sigyn ligg i Sleipnerområdet i den sørlege delen av Nordsjøen, på om lag 70 meters havdjupe. 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. Brønnstraumen er styrt frå Sleipner Øst og går gjennom to 12 kilometer lange rørleidningar til Sleipner A-innretninga.

Reservoar:

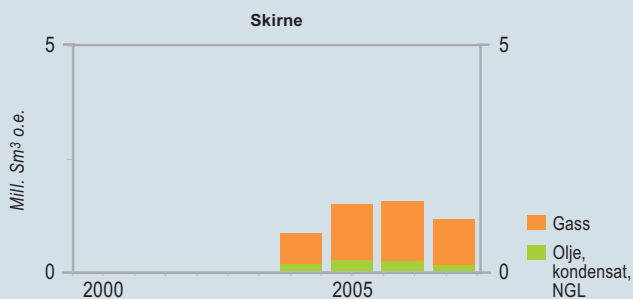
Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen av trias alder og ligg på om lag 2700 meter. Kvaliteten på reservoaret er god.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer ved trykkavlastning.

Transport:

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	
Funnår	1990	
Godkjent utbygt	05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	03.03.2004	
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettskavalar	Marathon Petroleum Norge AS	20,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	2,0 millionar Sm ³ olje	1,0 millionar Sm ³ olje
	8,9 milliardar Sm ³ gass	4,7 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 1,19 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,9 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,7 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbygging:

Skirne, som inkluderer Byggveförekomsten, inneheld gass og kondensat og ligg aust for Heimdal i den nordlege delen av Nordsjøen. Havgjupet er 120 meter. Feltet er bygt ut med to brønrammer på havbotnen og knytt til Heimdal med ein rørleidning.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellonjura alder. Skirneförekomsten ligg på om lag 2370 meters djup, medan Byggveförekomsten ligg på om lag 2900 meter. Reservoarkvaliteten er god.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved naturleg trykkavlasting.

Transport:

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

Status:

Levetida for Skirne er avhengig av levetida for Heimdalinnretninga.



Sleipner Vest

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/6 - utvinningsløyve 029, tildelt 1969 Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	14.12.1992 i Stortinget	
Produksjonsstart	29.08.1996	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS StatoilHydro ASA StatoilHydro Petroleum AS Total E&P Norge AS	32,24 % 49,50 % 8,85 % 9,41 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 120,6 milliardar Sm ³ gass 8,3 millionar tonn NGL 29,2 millionar Sm ³ kondensat	Att per 31.12.2007* 39,7 milliardar Sm ³ gass 3,3 millionar tonn NGL 0,8 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Gass: 7,41 milliardar Sm ³ , NGL: 0,42 millionar tonn, Kondensat: 1,29 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 27,7 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 25,6 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

*Gassproduksjonen for Gungne, 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 sørlege delen av Nordsjøen, på om lag 110 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnehovudinnretning, Sleipner B, som er fjernstyrt frå Sleipner A-innretninga på Sleipner Øst-feltet, og ei prosess-innretning, Sleipner T, som er knytt saman med Sleipner A med gangbru. Alfa Nord-segmentet blei bygt ut i 2004 med ei havbotnramme knytt til Sleipner T gjennom ein 18 kilometer lang rørleidning.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

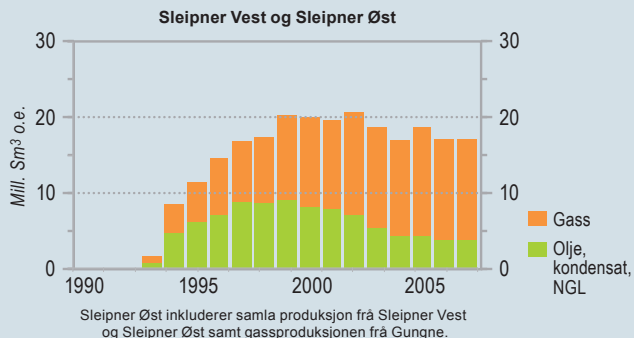
Sleipner Vest produserer ved trykkavlastning.

Transport:

Gass og kondensat frå Sleipner Vest blir prosessert på Sleipner T, og CO₂ blir fjerna frå gassen. Prosessert gass frå Sleipner Vest går til Sleipner A for vidare eksport. CO₂ blir 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:

For å halda produksjonen oppe når feltet går av platå, vil ein ny kompressor på Sleipner B bli tatt i bruk i løpet av 2008. Det er òg aktuelt å bore opp og byggje ut fleire førekomstar i nærleiken i åra framover. Ein borerigg vil bli installert på Sleipner B i 2008.



Sleipner Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976	
Funnår	1981	
Godkjent utbyggt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.08.1993	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	StatoilHydro ASA	49,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavig:	Att per 31.12.2007*
	68,3 milliardar Sm ³ gass	39,7 milliardar Sm ³ gass
	13,1 millionar tonn NGL	3,3 millionar tonn NGL
	27,9 millionar Sm ³ kondensat	0,8 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Gass: 1,9 milliardar Sm ³ , NGL: 0,27 millionar tonn, Kondensat: 0,36 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 41,1 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 38,6 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

*Gassproduksjonen for Gungne, 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 sørlege 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 knyer Sleipner A til rørleidningane for gasstransport, og eit faklingstårn, Sleipner F. Det er og installert to havbotrammer, ei for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av Lokeførekomsten. I tillegg er tre brønningar frå Sigrun knytte til Sleipner A.

PUD for Loke blei godkjent i 1991 og produksjonen starta i 1993. Utbygging av Loke Trias blei godkjent 29.08.1995 og produksjonen starta 19.06.1998.

Reservoar:

Reservoara i Sleipner Øst og Loke er hovudsakleg i sandstein tilhøyrande Tyformasjonen av paleocen alder og Huginformasjonen av mellomjura alder. Reservoara ligg på om lag 2300 meters djup. Det er ingen trykkommunikasjon mellom dei to reservoaronene. Under Huginformasjonen ligg Skagerrakformasjonen av trias alder. Skagerrakformasjonen, som er hovudreservoaret på Loke, har moderate til dårlege reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

Huginreservoaret produserer ved trykkavlasting. Tyreservoaret produserte med resirkulering av tørrgass fram til oktober 2005. For å optimalisere produksjonen blir brønnane no produserte mot eit redusert innløpstrykk på separator B. Sleipner Øst gjekk av platå i desember 2005, men superlavtrykksproduksjon, som blei starta opp i juni 2006, vil halde produksjonsnivået oppe lengre.

Transport:

Brønnstraumen frå Sleipner Øst blir prosessert på Sleipner A saman med produksjonen frå Gungne og Sigyn. Ustabil kondensat blir blanda med ustabil kondensat frå Sleipner Vest og sendt til Kårstø for prosessering til stabil kondensat og NGL-produkt. Prosessert gass blir blanda med gass frå Troll og eksportert til Zeebrugge via Draupner. Frå 2007 blir gass frå Ormen Lange eksportert i rørleidningen Langeled frå Nyhamna via Sleipner R til Storbritannia.

Status:

To nye brønner blei bora i 2007 og to brønner er planlagt bora i 2008. Det er planar om å auke utvinninga ved å senke innløpstrykket på Sleipner A.



Snorre

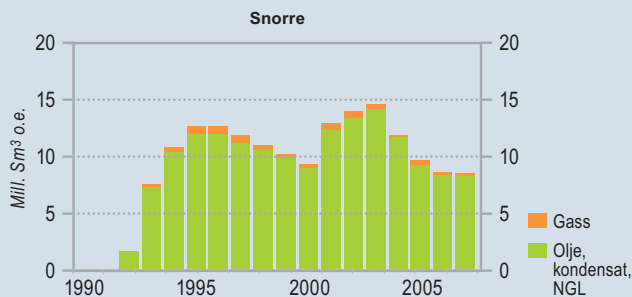
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 34/4 - utvinningsløyve 057, tildelt 1979 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984	
Funnår	1979	
Godkjent utbygt	27.05.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.08.1992	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	11,58 %
	Hess Norge AS	1,04 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	8,28 %
	StatoilHydro ASA	15,55 %
	StatoilHydro Petroleum AS	17,77 %
	Total E&P Norge AS	6,18 %
Utvinnbare reservar	Opphøvel:	Att per 31.12.2007
	234,2 millionar Sm ³ olje	79,2 millionar Sm ³ olje
	6,5 milliardar Sm ³ gass	0,9 milliardar Sm ³ gass
	4,8 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 133 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 96,6 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 71,8 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

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 stålinnretning (TLP) med bustad- og prosessanlegg. Snorre A har òg eit eige prosessanlegg for produksjonen frå Vigdisfeltet. Ei havbotnramme, Snorre UPA, med ti brønnsliissar sentralt på feltet, er knytt til Snorre A. På den nordlege delen av feltet ligg Snorre B som er ei halvt nedsenkbar integrert bore-, prosess- og bustadinnretning. Endra PUD for Snorre med ny modul på Snorre A for prosessering av oljen frå Vigdis blei godkjent 16.12.1994. 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 tilhøyrande Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og trias alder. Reservoaret ligg på mellom 2000 og 2700 meters djup og har ei kompleks oppbygging med mange kanalar og interne strøymingsbarrierar.



Utvinningsstrategi:

Snorre produserer med trykkvedlikehold ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Skumassistert injeksjon (FAWAG) har òg vore nytta i delar av reservoaret.

Transport:

Olje og gass blir separert i to steg på Snorre A og transportert derifrå i separate rørleidningar til Statfjord A for sluttprosessering og eksport. Oljen blir lasta til skip på Statfjord og gassen går gjennom Statpipe til Kårstø. Ferdig prosessert olje frå Snorre B går i rørleidning til Statfjord B, der han blir lagra og vidare lasta på skip. All gass frå Snorre B blir injisert tilbake i reservoaret, men kan òg bli transportert i rørleidning til Snorre A.

Status:

I 2007 blei det vedteke å utvide prosesskapasitetane for produksjon og injeksjon av vatn. Det blir òg arbeida for å auke utvinningsgraden for Snorre mellom anna gjennom utvida gassinjeksjon ved import av gass til feltet. Det er venta konseptval i 2008 for "Snorre Future Development", som utgjer ei langsiktig løysing for Snorre etter at oljeeksporten via Statfjord er avslutta.



Snøhvit

Blokker og utvinningsløyve	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	
Funnår	1984	
Godkjent utbygt	07.03.2002 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.08.2007	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsnavarar	Gaz de France Norge AS Hess Norge AS Petoro AS RWE Dea Norge AS StatoilHydro ASA Total E&P Norge AS	12,00 % 3,26 % 30,00 % 2,81 % 33,53 % 18,40 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 160,6 milliardar Sm ³ gass 6,3 millionar tonn NGL 18,1 millionar Sm ³ kondensat	Att per 31.12.2007 160,4 milliardar Sm ³ gass 6,3 millionar tonn NGL 18,0 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Gass: 5,03 milliardar Sm ³ , NGL: 0,30 millionar tonn, Kondensat: 0,79 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 17,4 milliardar 2008-kroner* Per 31.12.2007 er det investert totalt 8,8 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Harstad og Stjørdal	

* Totale investeringar, inkludert landanlegg, vil venteleg bli 64,5 milliardar 2008-kroner.

Utbygging:

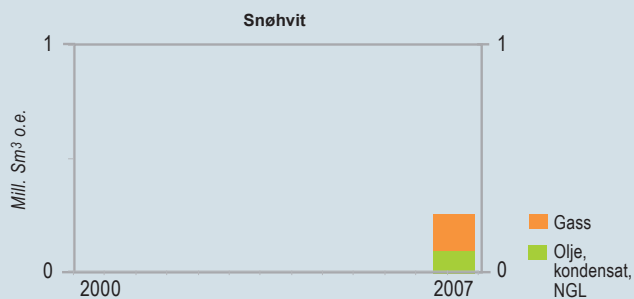
Snøhvit ligg i Barentshavet i den sentrale delen av Hammerfestbassenget, på 310–340 meters havdjup. Snøhvit er eit gassfelt med kondensat og ei underliggjande tynn oljesone. Snøhvitfeltet omfattar fleire funn og førekomstnar i Askeladd- og Albatross-strukturane i tillegg til Snøhvit. Godkjent utbyggingsplan for gassressursane omfattar havbotrammer for 19 produksjonsbrønner og ein injeksjonsbrønn for CO₂.

Reservoar:

Reservoara i Snøhvit inneheld gass, kondensat og olje i sandstein tilhøyrande Stø- og Nordmelaformasjonane av tidlegjura og mellomjura alder. Reservoara ligg på om lag 2300 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Utvinning vil gå føre seg ved trykkavlasting. Utbygginga omfattar ikkje utvinning av oljesona.



Transport:

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

Status:

Sommaren 2007 blei det bora ein avgrensingsbrønn i den vestlege delen av Snøhvitfeltet for mellom anna å samle meir informasjon om oljesona. Resultata frå brønnen viste at det ikkje var grunnlag for utbygging av oljesona. LNG-anlegget har vore nedstengt ein lengre periode på grunn av tekniske problem.



Statfjord

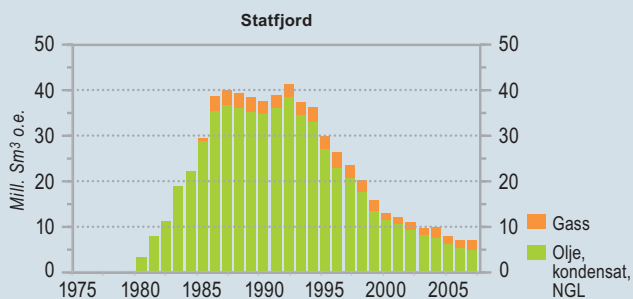
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Den norske delen av feltet er 85,47% og den britiske delen er 14,53%	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	16.06.1976 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.11.1979	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsshavarar	A/S Norske Shell	8,55 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	10,33 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,89 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	21,37 %
	StatoilHydro ASA	44,34 %
	Centrica Resources Limited	9,69 %
	ConocoPhillips (U.K.) Limited.	4,84 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	564,6 millionar Sm ³ olje	9,1 millionar Sm ³ olje
	78,8 milliardar Sm ³ gass	23,2 milliardar Sm ³ gass
	24,8 millionar tonn NGL	10,0 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 47 000 fat per dag, Gass: 2,37 milliardar Sm ³ , NGL: 1,33 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 138,1 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 126,7 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbygging:

Statfjord er eit oljefelt som ligg på begge sider av grenselina mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampen-området. Havdjupet 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. Satellittfelta 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 mellom 2500 og 3000 meters djup i ei stor forkastingsblokk med fall mot vest og mange mindre forkastingsblokker langs austflanken. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa, Cook- og Statfjordformasjonane av jura alder. Brentgruppa og Statfjordformasjonen har svært god reservoarqualitet.



Utvinningsstrategi:

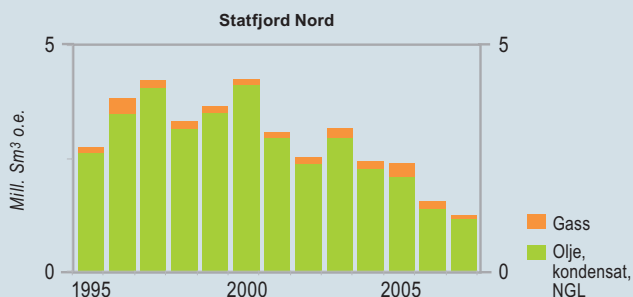
Brentreservoaret produserer med trykkstøtte frå alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Statfjordformasjonen produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon og supplerande gassinjeksjon i den øvre delen og VAG-injeksjon i den nedre delen. Utvinningsstrategien for Cookformasjonen er basert på å fase inn brønner som alt går gjennom reservoaret, eller bore eksisterande brønner djupare. Statfjord Seinfase inneber at all injeksjon vil stansa dei næraste åra, og injeksjonsbrønnane vil bli endra til vassprodusentar. Dette vil gje ti år lengre levetid for feltet og auka utvinning av både gass og olje.

Transport:

Stabilisert olje blir lagra i lagerceller på kvar innretning. Oljen blir lasta via eit av dei tre oljelastingssystema på feltet. Gass går gjennom Statpiperørleidningen til Kårstø, der ein tek ut NGL før tørrgass blir transportert vidare til Emden. Dei britiske rettshavarane tek ut sin del av gassen gjennom rørleidningen Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) frå Statfjord B til St. Fergus i Skottland. Tampen Link er eit nytt rør for eksport av gassen frå Statfjord Seinfase til Storbritannia via FLAGS. Gasseksporten gjennom Tampen Link starta i oktober 2007.

Status:

Som ein del av Statfjord Seinfase blir innretningane modifiserte, samstundes med at det i 2007 blei bora 11 brønner. Levetida for Statfjord A og tilknyttinga av Snorre blir no vurdert i samarbeid med rettshavarane for Snorrefeltet.



Statfjord Nord

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 - utvinningsløype 037, tildelt 1973	
Funnår	1977	
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget	
Produksjonsstart	23.01.1995	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsshavarar	A/S Norske Shell	10,00 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	12,08 %
	Enterprise Oil Norge AS	1,04 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro ASA	21,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	40,9 millionar Sm ³ olje	6,2 millionar Sm ³ olje
	2,6 milliardar Sm ³ gass	0,4 milliardar Sm ³ gass
	0,9 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 14 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,5 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 8,1 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
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 tilhøyrande Brentgruppa (Tarbert-, Etive- og Rannochformasjonane) av mellomjura alder og i sandstein av seinjura alder. Reservoara har god kvalitet og ligg på om lag 2600 meters djup.

Utvinningsstrategi:

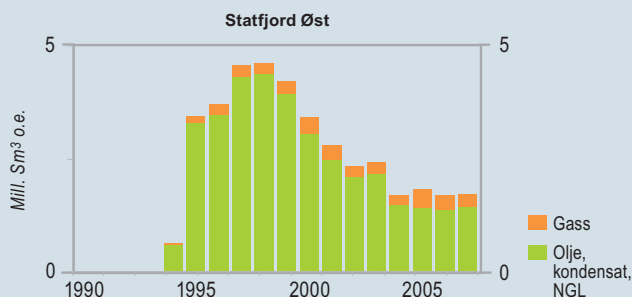
Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

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:

Det blir vurdert om vass- og alternerande gassinjeksjon (VAG) kan vere ein metode for å auke utvinninga. Endeleg vedtak er venta i 2009.



Statfjord Øst

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984
Funnår	1976
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget
Produksjonsstart	24.09.1994
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavalar	A/S Norske Shell 5,00 % ConocoPhillips Skandinavia AS 6,04 % Enterprise Oil Norge AS 0,52 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 17,75 % Idemitsu Petroleum Norge AS 4,80 % Petro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 1,40 % StatoilHydro ASA 25,05 % StatoilHydro Petroleum AS 6,64 % Total E&P Norge AS 2,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 37,9 millionar Sm ³ olje 4,8 millionar Sm ³ olje 4,2 milliardar Sm ³ gass 0,7 milliardar Sm ³ gass 1,6 millionar tonn NGL 0,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 16 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,2 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 7,7 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Sotra

Utbygging:

Statfjord Øst er eit oljefelt som ligg om lag sju kilometer nordaust for Statfjordfeltet i Tampenområdet, på 150–190 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre brønnrammer som er knytt til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon.

Reservoar:

Reservoaret på Statfjord Øst er i sandstein av mellomjura alder tilhøyrande Brentgruppa og ligg på om lag 2400 meters djup.

Utvinningsstrategi:

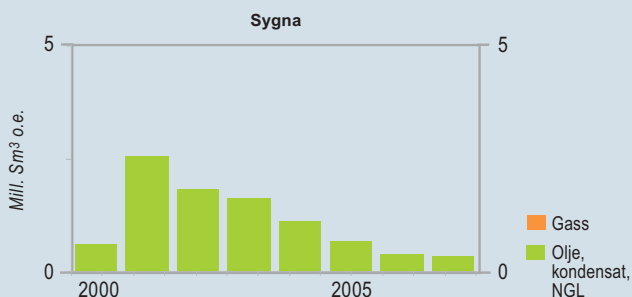
Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transport:

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

Status:

Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) blir vurdert som ein metode for auka oljeutvinning. Gasslyft i brønnane kan òg bli aktuelt.



Sygna

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984
Funnår	1996
Godkjent utbygt	30.04.1999 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	01.08.2000
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavalar	A/S Norske Shell 5,50 % ConocoPhillips Skandinavia AS 6,65 % Enterprise Oil Norge AS 0,57 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 18,48 % Idemitsu Petroleum Norge AS 4,32 % Petro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 1,26 % StatoilHydro ASA 24,73 % StatoilHydro Petroleum AS 5,98 % Total E&P Norge AS 2,52 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 10,6 millionar Sm ³ olje 1,4 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 4 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,5 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,4 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Florø

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder på om lag 2650 meters djup. Reservoarkvaliteten er god.

Utvinningsstrategi:

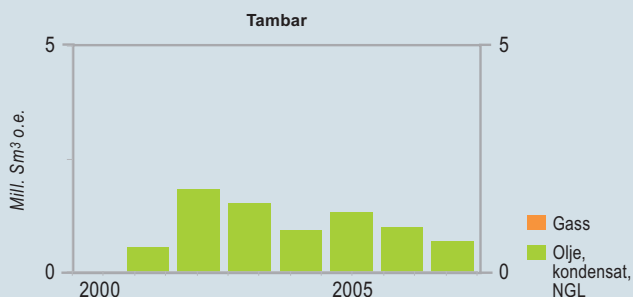
Feltet produserer med injeksjon av vatn frå Statfjord Nord.

Transport:

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

Status:

Planen vidare er å sidebore til nye område og oppretthalde reservoartrykket ved vassinjeksjon. Alternative utvinningsmetodar blir og vurdert.



Tambar

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 1/3 - utvinningsløyve 065, tildelt 1981 Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977
Funnår	1983
Godkjent utbygt	03.04.2000 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	15.07.2001
Operatør	BP Norge AS
Rettskavalar	BP Norge AS 55,00 % DONG E&P Norge AS 45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 10,3 millionar Sm ³ olje 2,8 millionar Sm ³ olje 3,1 milliardar Sm ³ gass 3,1 milliardar Sm ³ gass 0,3 millionar tonn NGL 0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 11 000 fat per dag, Gass: 0,15 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn
Investeringar	Totalte investeringar vil venteleg bli 3,5 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 3,3 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

Tambar er eit oljefelt som ligg søraust for Ulafeltet på 68 meters havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei fjernstyrt brønnehovudinnretning utan prosesseringsanlegg. Tambar Øst-førekosten er bygt ut med ein produksjonsbrønn bora frå Tambarinnretninga.

Reservoar:

Reservoaret ligg på mellom 4100 og 4200 meters djup og er i sandstein tilhøyrande Ulaformaasjonen av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoareigenskapane er generelt svært gode. Reservoaret i Tambar Øst ligg på 4050 - 4200 meters djup og er i sandstein av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoarkvaliteten er vekslende.

Utvinningsstrategi:

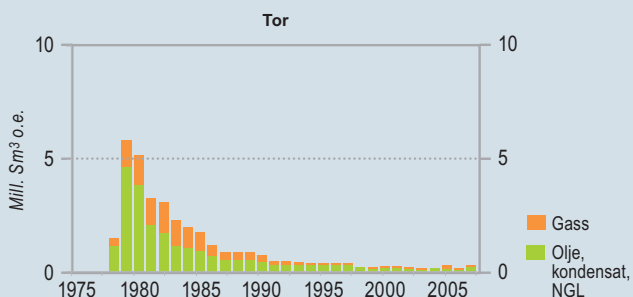
Feltet produserer ved trykkavlasting og avgrensa naturleg vassdriv. Produksjonen gjekk av platå i 2002 og er no avtakande.

Transport:

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

Status:

Ei multifasepumpe som no blir installert, vil senke brønnehovudtrykket og auke utvinninga frå Tambar. Ein av brønsslissane på Tambar blei i 2007 nytta til å bore ein brønn til Tambar Øst-førekosten. Oljen frå denne førekosten blir no produsert saman med brønnstraumen frå Tambar til Ula.



Tor

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 2/4 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965 Blokk 2/5 - utvinningsløyve 006, tildelt 1965
Funnår	1970
Godkjent utbygt	04.05.1973
Produksjonsstart	28.06.1978
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS 30,66 % Eni Norge AS 10,82 % Petro AS 3,69 % StatoilHydro ASA 0,83 % StatoilHydro Petroleum AS 5,81 % Total E&P Norge AS 48,20 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 23,6 millionar Sm ³ olje 1,0 millionar Sm ³ olje 11,0 milliardar Sm ³ gass 0,2 milliardar Sm ³ gass 1,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,3 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 9,7 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 9,4 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

Tor er eit oljefelt i Ekofiskområdet i den sørlege delen av Nordsjøen, på om lag 70 meters havdjup. Tor er bygt ut med ei kombinert brønnhoved- og prosessinnretning med transport gjennom rørleidningar til Ekofisksenteret og eksport derifrå.

Reservoar:

Hovudreservoaret i Tor er i oppsprøknede kritbergartar tilhøyrande Torformasjonen av seinkritisk alder. Reservoaret ligg på rundt 3200 meters djup. Ekofiskformasjonen av tidleg paleocen alder inneheld òg olje, men har dårlegare produksjonsegenskapar.

Utvinningsstrategi:

Tor produserte opphavleg ved trykkavlastning. I 1992 byrja ein med avgrensa vassinjeksjon. Anlegget er seinare oppgradert og omfanget av vassinjeksjonen utvida. Alle dei fem brønnane produserar med gasslyft.

Transport:

Olje og gass blir eksportert via prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i rørleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i rørleidning til Teesside.

Status:

Det vil bli sett i gang ein studie for å vurdere framtida for Tor.



Tordis

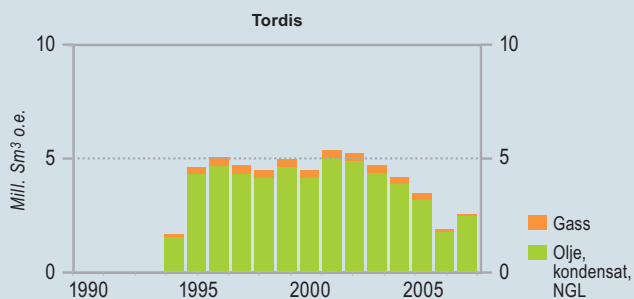
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.06.1994	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	StatoilHydro ASA	28,22 %
	StatoilHydro Petroleum AS	13,28 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	63,5 millionar Sm ³ olje	12,4 millionar Sm ³ olje
	5,4 milliardar Sm ³ gass	1,6 milliardar Sm ³ gass
	1,8 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 46 000 fat per dag, Gass: 0,05 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 13,0 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 12,5 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

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 havdjup. 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. Brønnstraumen blir overført til Gullfaks C i to rørleidningar. 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 godkjent 13.10.1995. PUD for Borg blei godkjent 29.06.1999. Endra PUD for Tordis (Tordis IOR) blei godkjent 16.12.2005.

Reservoar:

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



Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg med delvis trykkvedlikehald med vassinjeksjon og med naturleg vassdriv. Borg har fullt trykkvedlikehald med vassinjeksjon. Utvinninga på Tordis Øst går føre seg med trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Tordis IOR inneber auka oljeutvinning med lågtrykksproduksjon.

Transport:

Olje frå Tordis blir transportert til Gullfaks C for prosessering og eksport med tankskip. Eksportgass går i Statpipe til Kårstø.

Status:

Vassinjeksjonen i Tordis har vore låg i 2007 på grunn av brønnproblem. Prosjektet Tordis IOR blei fullført i 2007 då ein havbotnseparator blei installert på feltet og ein brønn for injeksjon av produsert vatn ned i Utsiraformasjonen blei bora. Prosjektet omfatta òg modifikasjonar på Gullfaks C for lågtrykksproduksjon.

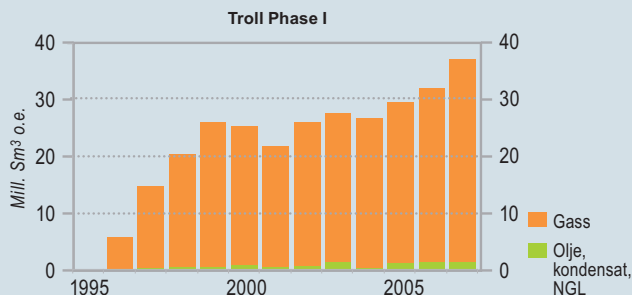


Troll

Trollfeltet ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, om lag 65 kilometer vest for Kollsnes. Havdjupe i Trollområdet er over 300 meter. Feltet har svært store gassressursar og eit av dei største attverande oljevoluma på norsk kontinental-sokkel. Feltet har to hovudstrukturar, Troll Øst og Troll Vest. Ein reknar at om lag to tredelar av dei utvinnbare gass-reservane ligg i Troll Øst. Under gassen i heile Trollfeltet ligg eit tynt oljeførande lag, men berre i Troll Vest er dette laget så tjukt at det så langt er funne drivverdig; 11 til 27 meter. I den nordlege delen av Troll Øst blei det i 2007 påvist ei olje-kolonne på 6 – 9 meter, som det no er planar om å starte prøveproduksjon frå i løpet av 2008. Trollfeltet er bygt ut i fleire fasar. Fase I omfattar gassreservane på Troll Øst, medan fase II omfattar oljeresservane i Troll Vest. Gassreservane i Troll Vest vil bli bygt ut i ein framtidig fase 3. 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 utvinningsløype	Blokk 31/2 - utvinningsløype 054. Tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085. Tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085C. Tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløype 085 D. Tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløype 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløype 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløype 085C. Tildelt 2002	
Funnår	1983	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	09.02.1996	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettshavarar	A/S Norske Shell	8,10 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,62 %
	Petoro AS	56,00 %
	StatoilHydro ASA	20,80 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,78 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	1330,7 milliardar Sm ³ gass	1024,7 milliardar Sm ³ gass
	25,7 millionar tonn NGL	22,8 millionar tonn NGL
	1,6 millionar Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Gass: 28,26 milliardar Sm ³ , NGL: 1,28 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 89,8 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 58,8 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Ågotnes	



Utbygging:

Troll fase I er bygt ut med Troll A som er ei botnfast brønnhoved- og kompresjonsinnretning med understell av betong. Troll A drives med elektrisk kraft overført frå land. Ein oppdatert utbyggingsplan med flytting av prosessering til Kollsnes, blei godkjent 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 bygt 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 godkjent i 2005.

Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i grunnmarin sandstein tilhøyrande Sognefjordformasjonen. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen som ligg under Sognefjordformasjonen. Formasjonane er av seinjura alder. Feltet omfattar tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Den austlegaste av desse utgjer Troll Øst. Det er påvist trykkommunikasjon mellom Troll Øst og Troll Vest. Tidlegare var oljekolonna i Troll Øst kartlagt frå null til fire meter tjukk. I 2007 blei det bora ein brønn som påviste ei oljekolonne på seks til ni meter i Fensfjordformasjonen i den nordlege delen av Troll Øst. Reservoaret i Troll Vest ligg på 1330 meters djup.

Utvinnsstrategi:

Gassen i Troll Øst blir produsert ved trykkavlastning.

Transport:

Gassen frå Troll Øst og Troll Vest blir transportert via to fleirfaserørleidningar 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:

Rettshavarane arbeidar med ein plan for prøveproduksjon av olje frå den nordlege delen av Troll Øst.



Troll II

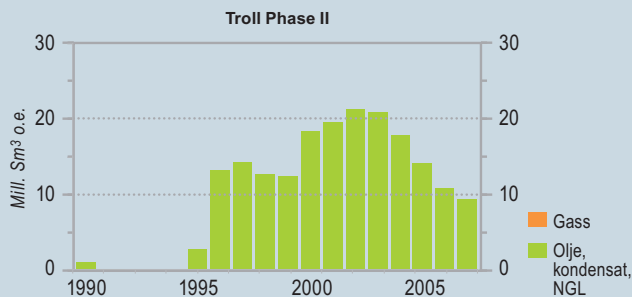
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 31/2 - utvinningsløyve 054. Tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085C. Tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 D. Tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085C. Tildelt 2002	
Funnår	1979	
Godkjent utbygt	18.05.1992 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.09.1995	
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettsshavarar	A/S Norske Shell	8,10 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,62 %
	Petoro AS	56,00 %
	StatoilHydro ASA	20,80 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,78 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	240,8 millionar Sm ³ olje	50,3 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 138 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 94,8 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 78,9 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

Troll fase II er bygt ut med Troll B, som er ei flytande bustad- og produksjonsinnretning i betong, og Troll C, som er ei halvt nedsenkbar bustad- og produksjonsinnretning i stål. Oljen i Troll Vest blir produsert via fleire havbotnrammer som er knytt til Troll B og Troll C med rørleidningar. Troll Pilot, som blei installert i 2000 på 340 meters havdyp, 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 godkjent i 1997. Det har vore fleire PUD-godkjenningar av ulike havbotnrammer på Troll Vest.

Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen som er bygt opp av grunnmarin sandstein av jura alder. Ein del av reservoaret finst òg i Fensfjordformasjonen som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet omfattar tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Oljen i Troll Vest oljeprovins har ein 22–26 meter tjukk oljekolonne under ei lita gasskappe, og ligg på 1360 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. I 2005 blei det gjort eit mindre oljefunn i Brentgruppa av jura alder som ligg djupare enn oljen i hovudreservoaret.



Utvinnsstrategi:

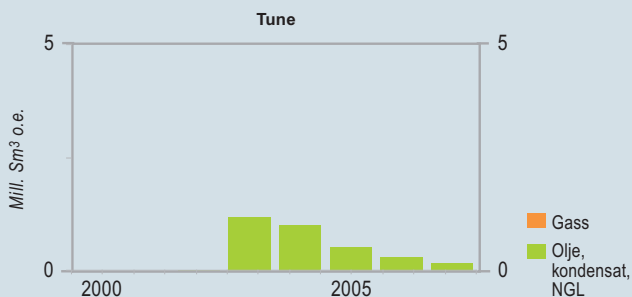
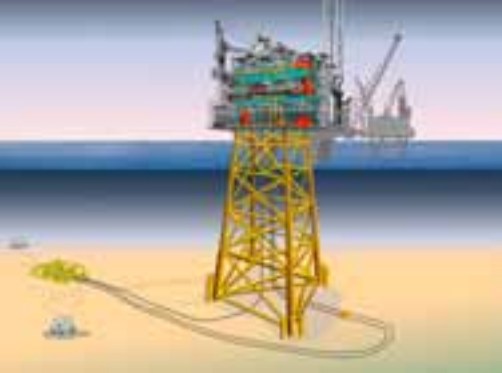
Oljen i Troll Vest blir produsert gjennom lange horisontale brønner som er bora i den tynne oljesona, like over kontakten mellom olje og vatn. Også her er utvinnsstrategien hovudsakleg trykkavlastning, men samtidig ekspanderer gasskappa over og vassona under oljen. I Troll Vest oljeprovins har ein del av den produserte gassen blitt injisert tilbake i reservoaret for å optimalisere oljeproduksjonen. Ein viktig del av strategien har vore å ta ut oljen raskt fordi ein vil kunna få ut mindre olje når trykket minkar i Troll Øst. Difor har ein avgrensa gassuttaket frå Troll Øst.

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. Oljen frå Troll B og Troll C blir transportert i Troll Oljerør I og Troll Oljerør II til oljeterminalen på Mongstad.

Status:

Oppboring av Troll Vest med horisontale produksjonsbrønner frå havbotnrammene held fram med tre flyttbare boreinnretningar samtidig. I alt er det bora om lag 120 oljeproduksjonsbrønner i Troll Vest. Dei siste åra er det kvart år vedteke å bore nye produksjonsbrønner som aukar oljereservane i Troll, og framleis står det att ei rekkje brønner i boreplanen. Det er bora mange greinbrønner med opptil seks greiner i same brønnen. Rettshavarane arbeidar med planar for gass- og vassinjeksjon i Troll Vest for å oppretthalde oljeproduksjonen.



Tune

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/5 - utvinningsløyve 034, tildelt 1969 Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979 Blokk 30/8 - utvinningsløyve 190, tildelt 1993
Funnår	1996
Godkjent utbygt	17.12.1999 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	28.11.2002
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS
Rettskavarar	Petoro AS 40,00 % StatoilHydro ASA 10,00 % StatoilHydro Petroleum AS 40,00 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 3,5 millionar Sm ³ olje 0,5 millionar Sm ³ olje 18,8 milliardar Sm ³ gass 4,9 milliardar Sm ³ gass 0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,56 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,3 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 4,7 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

Tune er eit gasskondensatfelt som ligg om lag ti kilometer vest for Oseberg feltsenter i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 95 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme sentralt på feltet, med fire produksjonsbrønner. I mars 2004 blei det gjeve PUD-fritak for utbygging av den nordlege delen av feltet, i mai 2005 for den sørlege delen av feltet (Tune fase 3). Det er også prospekt rundt Tunefeltet som kan bli knytt til Tune-brønneramma.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder, og er delt opp i fleire skrårstilte forkastingsblokker. Reservoaret ligg på om lag 3400 meters djup.

Utvinningsstrategi:

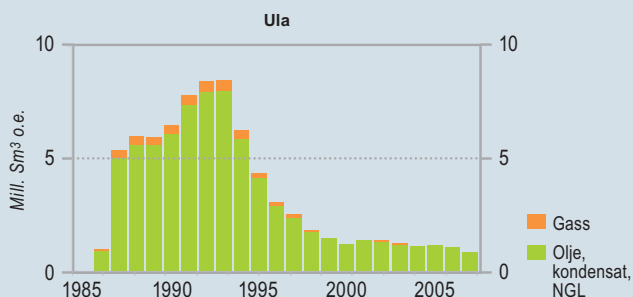
Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting.

Transport:

Innretninga på havbotnen på Tune er knytt opp til Oseberg D med to rørleidningar. På Oseberg D er det bygt ein mottaksmodul for produksjonen frå Tune. Kondensatet frå Tune blir stabilisert på Oseberg feltsenter og transportert til Sture-terminalen gjennom Oseberg Transport System (OTS). Gassen frå Tune blir injisert i Osebergfeltet, medan rettskavarane til feltet får levert tilbake salgsgass frå Osebergfeltet.

Status:

Det er planar om å bore ein ny brønn i den sørlege delen av Tune. Målet med brønnen er å produsere påviste hydrokarboner. Brønnen har òg eit leitemål i eit prospekt lenger sør.



Ula

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019, tildelt 1965 Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977
Funnår	1976
Godkjent utbygt	30.05.1980 i Stortinget
Produksjonsstart	06.10.1986
Operatør	BP Norge AS
Rettskavalar	BP Norge AS 80,00 % DONG E&P Norge AS 5,00 % Svenska Petroleum Exploration AS 15,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2007 80,5 millionar Sm ³ olje 11,9 millionar Sm ³ olje 3,9 milliardar Sm ³ gass 0,6 millionar tonn NGL 3,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 13 000 fat per dag, NGL: 0,02 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 26,1 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 22,6 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

Ula er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen, på om lag 70 meters havdyp. Feltet har tre konvensjonelle stålinnretningar for produksjon, boring og bustadkvarter. Innretningane er knytte saman med bruer.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

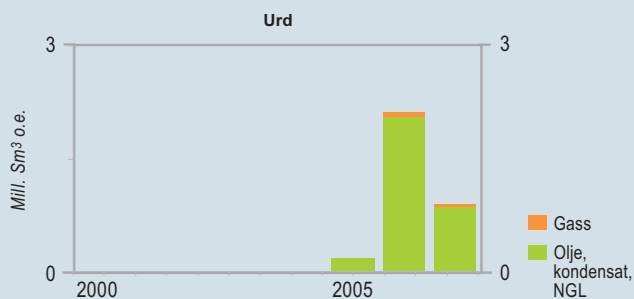
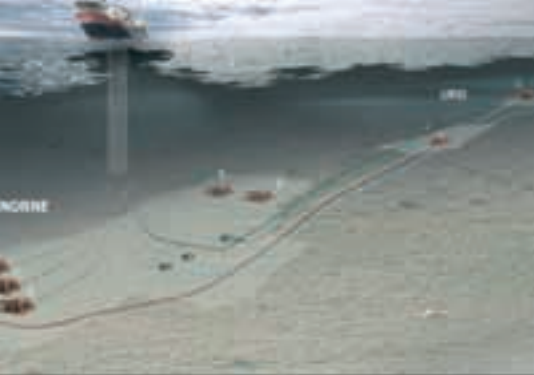
Feltet produserte opphavleg ved trykkavlasting, men etter nokre år tok ein i bruk vassinjeksjon for å auka utvinninga. Alternande vass- og gassinjeksjon (VAG) tok til i 1998. Med gass frå Tambar har VAG-programmet blitt utvida, og gassen frå Blane blir no og nytta til injeksjon i Ula. Gasslyft blir nytta i nokre brønningar.

Transport:

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

Status:

Brønnstraumen frå Blane er frå september 2007 knytt til Ulafeltet for prosessering. Produksjonen frå Ula har vore lågare enn venta siste året fordi fleire brønningar har hatt tekniske vanskar. Gasskapasiteten på Ula blir no oppgradert med ein ny gassprosess- og gassinjeksjonsmodul (UGU) som vil bli starta opp sommaren 2008. Som følgje av god effekt på oljeutvinninga blir det vurdert å utvide VAG-programmet ved å bore fleire brønningar frå 2009 og importere meir gass til injeksjon.



Urd

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6608/10 - utvinningsløyve 128, tildelt 1986	
Funnår	2000	
Godkjent utbygt	02.07.2004 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	08.11.2005	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavalar	Eni Norge AS	11,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	StatoilHydro ASA	50,45 %
	StatoilHydro Petroleum AS	13,50 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	9,5 millionar Sm ³ olje	6,4 millionar Sm ³ olje
	0,3 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 10 000 fat per dag , Gass: 0,02 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,6 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 4,4 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Harstad	

Utbygging:

Urd ligg i Norskehavet like nordaust for Norne, på om lag 380 meters havdjup. Feltet omfattar to oljefylte førekomstar 6608/10-6 Svale og 6608/10-8 Stær. Urd er bygt ut med brønnrammer knytte opp mot Norneskipet.

Reservoar:

Reservoara ligg på mellom 1800 og 2300 meters djup og er i sandstein tilhøyrande Åre-, Tilje- og Ileforsmasjonane av tidlegjura til mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

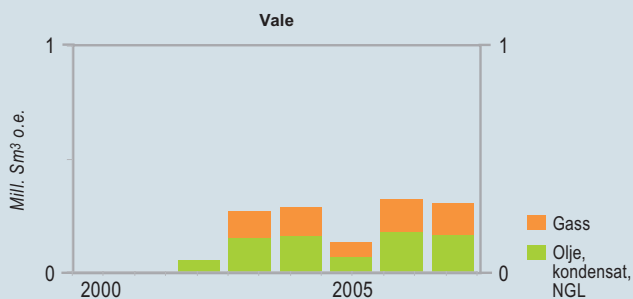
Urd blir drenert med vassinjeksjon. I tillegg er brønnane utstyrte med gasslyft for å handtere lågt trykk og høgt vasskutt.

Transport:

Brønnstraumen blir prosessert på Norne-skipet og olje blir stabilisert og bøyelasta saman med olje frå Nornefeltet. Gassen blir sendt til Nornefeltet og vidare eksportert i Åsgard Transport til Kårstø.

Status:

Produksjonsutviklinga i 2007 har vore dårlegare frå Svaleførekomsten enn prognosert, medan produksjonen frå Stærførekomsten har utvikla seg som venta.



Vale

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036, tildelt 1971	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	31.05.2002	
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavalar	Marathon Petroleum Norge AS	46,90 %
	StatoilHydro Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	1,7 millionar Sm ³ olje	0,9 millionar Sm ³ olje
	2,2 milliardar Sm ³ gass	1,6 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,13 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,2 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,1 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Utbygging:

Vale er eit gasskondensatfelt som ligg 16 kilometer nord for Heimdal i den nordlege 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 tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og ligg på om lag 3700 meters djup. Reservoarkvaliteten varierar frå god til moderat.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning.

Transport:

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



Valhall

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 2/11 - utvinningsløyve 033 B, tildelt 2001 Blokk 2/8 - utvinningsløyve 006 B, tildelt 2000	
Funnår	1975	
Godkjent utbygt	02.06.1977 i Stortinget	
Produksjonsstart	02.10.1982	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavalarar	BP Norge AS	28,09 %
	Enterprise Oil Norge AS	28,09 %
	Hess Norge AS	28,09 %
	Total E&P Norge AS	15,72 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	147,0 millionar Sm ³ olje	50,9 millionar Sm ³ olje
	26,7 milliardar Sm ³ gass	7,7 milliardar Sm ³ gass
	5,4 millionar tonn NGL	2,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 49 000 fat per dag, Gass: 0,54 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 72,2 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 53,2 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

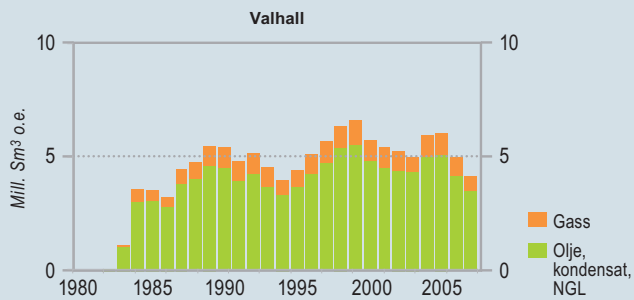
Valhall er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen på 70 meters havdyp. Feltet blei opphavleg bygt ut med bustadinnretning, boreinnretning og produksjonsinnretning. I 1996 blei det installert ei brønnehovudinnretning (Valhall WP) med plass til 19 ekstra brønner. Dei fire innretningane er knytte saman med gangbruer. Ei vassinjeksjonsinnretning blei installert sentralt på feltet sommaren 2003 og fekk brusamband med Valhall WP. Boreriggen på denne innretninga skal og nyttast på 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 WP blei godkjent 02.06.1995. PUD for Valhall vassinjeksjon blei godkjent 03.11.2000, medan PUD for Valhall flankeutbygging blei godkjent 09.11.2001. PUD for Valhall vidareutvikling blei godkjent 14.06.2007.

Reservoar:

Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane av seinkrit alder. Reservoaret ligg på om lag 2400 meters djup. Krietet i Torformasjonen er finkorna og mjukt, med gjennomgåande sprekker som gjer at olje og vatn strøymer lettare. Som følgje av trykkavlastinga frå produksjonen har krietet blitt pakka tettare slik at havbotnen på Valhallfeltet søkk inn.

Utvinningsstrategi:

Opphavleg gjekk utvinninga føre seg ved trykkavlasting med kompaksjonsdriv. Vassinjeksjon sentralt på feltet tok til i januar 2004.

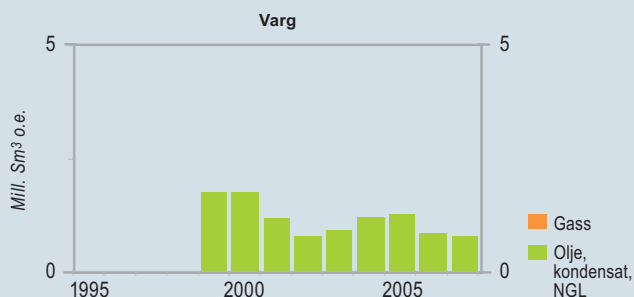


Transport:

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

Status:

I forhold til planane for produksjonen i dag er det gode utsikter til å auke reservane ved å utnytte alle brønsslissar og optimalisere vassinjeksjonen. Fordi havbotnen søkk inn på feltet, og fordi dei opphavlege innretningane blir eldre, er det sett i gang vidareutvikling av Valhall ved å byggje ei ny innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Denne innretninga vil få straumforsyning frå land.



Varg

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 038, tildelt 1975	
Funnår	1984	
Godkjent utbygt	03.05.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	22.12.1998	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettsnavarar	Det norske oljeselskap ASA	5,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	13,6 millionar Sm ³ olje	3,1 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 12 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,9 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 7,6 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

Varg er eit oljefelt som ligg sør for Sleipner Øst i den sørlege delen av Nordsjøen, på 84 meters havdjup. Feltet blir produsert med produksjonsskipet "Petrojarl Varg", som har integrert oljelager knytt til brønnhovudinnretninga Varg A. Ein avslutningsplan for feltet blei godkjent i 2001. Planen var då å produsere fram til sommaren 2002.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein av seinjura alder og ligg på om lag 2700 meters djup. Struktura er segmentert og omfattar fleire isolerte delstrukturar.

Utvinningsstrategi:

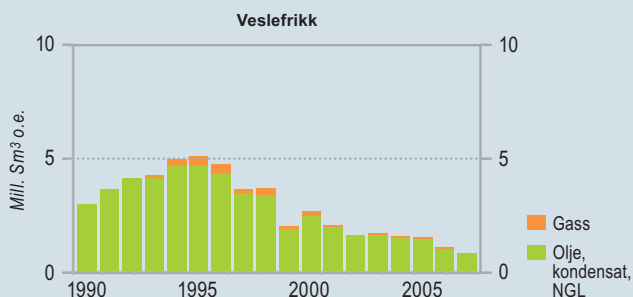
Utvinninga går føre seg ved vass- og gassinjeksjon. I tillegg er gasslyft installert i dei fleste brønnane i 2006. Dei mindre strukturane blir produsert med trykkavlastning.

Transport:

Oljen blir lossa frå produksjonsskipet til tankskip.

Status:

Operatøren arbeider kontinuerleg med å auke ressursane på Varg. Fleire prospekt i området blir vurdert. Grevling-prospektet, om lag 18 kilometer nord for Varg, er venta å bli bora i 2008. Tiltak for å optimalisera utvinninga blir vurdert, som for eksempel alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG).



Veslefrikk

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/3 - utvinningsløyve 052, tildelt 1979 Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979
Funnår	1981
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget
Produksjonsstart	26.12.1989
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavalar	Petoro AS 37,00 % RWE Dea Norge AS 13,50 % Revus Energy ASA 4,50 % StatoilHydro ASA 18,00 % Talisman Energy Norge AS 27,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2007 56,5 millionar Sm ³ olje 7,8 millionar Sm ³ olje 3,8 milliardar Sm ³ gass 1,6 milliardar Sm ³ gass 1,3 millionar tonn NGL 0,1 millionar Sm ³ NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 17 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 26,5 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 19,9 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

Veslefrikk er eit oljefelt som ligg 30 km 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 brusamband 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 godkjent 11.06.1994. PUD for reservoara i Øvre Brent og I-områda blei godkjent 16.12.1994.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa, Dunlingruppa og Statfjordformasjonen av jura alder. Brentgruppa er hovudreservoar og inneheld om lag 80 prosent av reservane. Reservoara ligg på mellom 2800 og 3200 meters djup. Reservoarkvaliteten varierar frå moderat til svært god.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå vassinjeksjon, og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet.

Transport:

Ein oljerorleidning er kopla til Oseberg Transport System (OTS) for transport til Stureterminalen. All gass blir injisert, men kan òg bli eksportert gjennom Statpipesystemet til Kårstø og Emden.

Status:

Produksjonen frå Veslefrikk er i avtrappingsfasen. Prosjektet Veslefrikk 2020 vurderer modifikasjon og oppgradering av innretningane for å forlengje levetida på Veslefrikk. Fleire metodar for å auke oljeutvinninga blir evaluert. Prospekt i området vil òg bli vurdert bora og fasa inn mot Veslefrikk.



Vigdis

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984	
Funnår	1986	
Godkjent utbygt	16.12.1994 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	28.01.1997	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	StatoilHydro ASA	28,22 %
	StatoilHydro Petroleum AS	13,28 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	57,4 millionar Sm ³ olje	17,4 millionar Sm ³ olje
	1,5 milliardar Sm ³ gass	0,7 milliardar Sm ³ gass
	1,4 millionar tonn NGL	0,8 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 53 000 fat per dag, Gass: 0,14 milliardar Sm ³ , NGL: 0,16 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 18,9 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 13,5 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

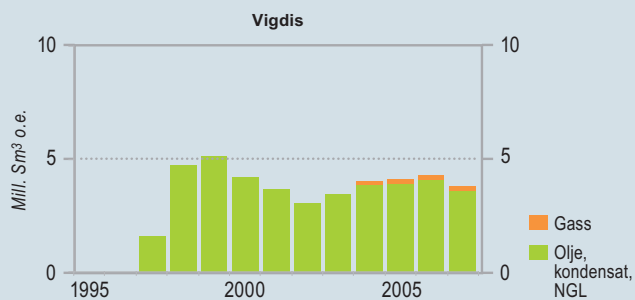
Vigdis er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, mellom felta Snorre og Gullfaks i Tampenområdet, på 280 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotnrammer som er knytte til Snorre A. Brønnstraumen blir overført til Snorre A i to rørleidningar. Vatn til injeksjon kjem i ein rørleidning frå Snorre A. Oljen frå Vigdis blir prosessert i ein eigen modul på Snorre A. PUD for Vigdis utviding (Vigdis Extension), inkludert funnet 34/7-23 S og førekomstar nær, blei godkjent 20.12.2002.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder, Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder, og i intra-Draupne sandstein av seinjura alder. Reservoara ligg på 2200–2600 meters djup. Kvaliteten på reservoara er generelt god.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga er basert på delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon. Deler av Vigdisreservoaret vil bli påverka av nedblåsinga av Statfjordfeltet og ein ny vassinjeksjonsbrønn blir difor bora.

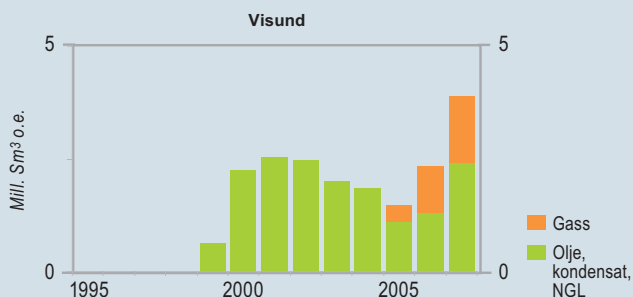


Transport:

Stabilisert olje frå Vigdis blir send 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. To nye brønner for produksjon og vassinjeksjon er bora og vil bli sett i produksjon i 2008. Det er vedteke å auke vassinjeksjonen på Vigdis med vatn frå Statfjord C.



Visund

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/8 - utvinningsløyve 120, tildelt 1985	
Funnår	1986	
Godkjent utbyggt	29.03.1996 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.04.1999	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	9,10 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro ASA	32,90 %
	StatoilHydro Petroleum AS	20,30 %
	Total E&P Norge AS	7,70 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2007
	27,6 millionar Sm ³ olje	11,3 millionar Sm ³ olje
	50,6 milliardar Sm ³ gass	47,7 milliardar Sm ³ gass
	6,5 millionar tonn NGL	6,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2008:	
	Olje: 27 000 fat per dag, Gass: 1,34 milliardar Sm ³ , NGL: 0,20 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 27,8 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 21,7 milliardar 2008-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Utbyggingsløyvinga omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bustad-, bore- og prosessinnretning i stål (Visund A). Havdjupe er om lag 335 meter ved Visund A. Den nordlege delen av Visund er bygt ut med ei innretning på havbotnen, om lag ti kilometer nord for Visund A. PUD for gasseskport blei godkjent 04.10.2002.

Reservoar:

Visund inneheld olje og gass i fleire skråtilte forkastingsblokker med ulike trykk- og væskesystem. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og Statfjord- og Lundeforماسjonene av tidlegjura og seintrias alder.

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 byrja ein å eksportere delar av den produserte gassen.

Transport:

Oljen går i rør til Gullfaks A. Der blir han lagra og skipa ut saman med olje frå Gullfaks. Gassen blir eksportert 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 gasseskportnivået aukar. Mellom anna vurderer ein å skaffe meir vatn for å auke vassinjeksjonen, og ein vurderer redusert gasseskport. To leitemål nær Visund er planlagt bora i 2008, for å påvise moglege tilleggssressursar som kan knytast til feltet.



Åsgard

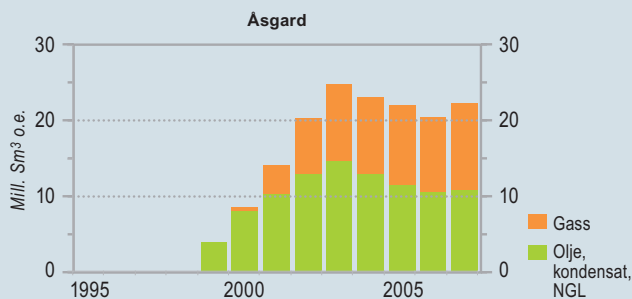
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 094 B, tildelt 2002 Blokk 6407/2 - utvinningsløyve 074, tildelt 1982 Blokk 6407/3 - utvinningsløyve 237, tildelt 1998 Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134, tildelt 1987 Blokk 6506/12 - utvinningsløyve 094, tildelt 1984 Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 062, tildelt 1981
Funnår	1981
Godkjent utbyggt	14.06.1996 i Stortinget
Produksjonsstart	19.05.1999
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettsshavarar	Eni Norge AS 14,82 % Mobil Development Norway AS 7,24 % Petoro AS 35,69 % StatoilHydro ASA 24,96 % StatoilHydro Petroleum AS 9,61 % Total E&P Norge AS 7,68 %
Utvinnbare reservar	Opphavig: Att per 31.12.2007 102,9 millionar Sm ³ olje 45,8 millionar Sm ³ olje 181,9 milliardar Sm ³ gass 118,2 milliardar Sm ³ gass 33,8 millionar tonn NGL 22,7 millionar tonn NGL 16,0 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2008: Olje: 122 000 fat per dag, Gass: 9,6 milliardar Sm ³ , NGL: 1,86 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 76,6 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 67,5 milliardar 2008-kroner
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

Åsgard ligg sentralt i Norskehavet, på 240–300 meters havdjupe. Feltet er bygt ut med havbotnkompleterte brønningar 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". Innretningane på feltet utgjer ein viktig del av infrastrukturen i Norskehavet. I tillegg til at dei behandlar eigen produksjon, behandlar dei gassen frå Mikkel. Åsgardfeltet er bygt ut i to fasar. Væskefasen kom i produksjon i 1999 og gasseksportfasen starta 01.10.2000. Åsgard omfattar funna 6506/12-1 Smørbuk, 6506/12-3 Smørbuk Sør og 6507/11-1 Midgard.

Reservoar:

6506/12-1 Smørbuk ligg på ei rotet forkastingsblokk avgrensa av forkastingar i vest og nord og 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. 6506/12-3 Smørbuk Sør, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljeforfasjonane, inneheld olje, gass og kondensat. 6507/11-1 Midgard er delt inn i fire strukturelle segment med hovudreservoar i Garn- og Ileforfasjonane. Sandsteinsreservoara ligg på djup ned mot 4850 meter. Reservoarkvaliteten varierer mellom forfasjonane, og det er store skilnader i porositet og permeabilitet mellom dei tre førekomstane.



Utvinningsstrategi:

I 6506/12-1 Smørbukkk og 6506/12-3 Smørbukkk Sør går utvinninga føre seg ved hjelp av gassinjeksjon, medan 6507/11-1 Midgard blir produsert ved trykkavlastning. Under gasskappa på 6507/11-1 Midgard er det ei tynn oljesone (11,5 meter) som det førebels ikkje er planar om å produsere. Det blir arbeidd med å halde straumen i røra frå 6507/11-1 Midgard til Åsgard på eit optimalt nivå for å sikre at ein stabil tilførsel av låg-CO₂ gass frå Mikkel og 6507/11-1 Midgard kan nyttast til utblanding av høg-CO₂ gass frå Kristin i Åsgard Transport til Kårstø.

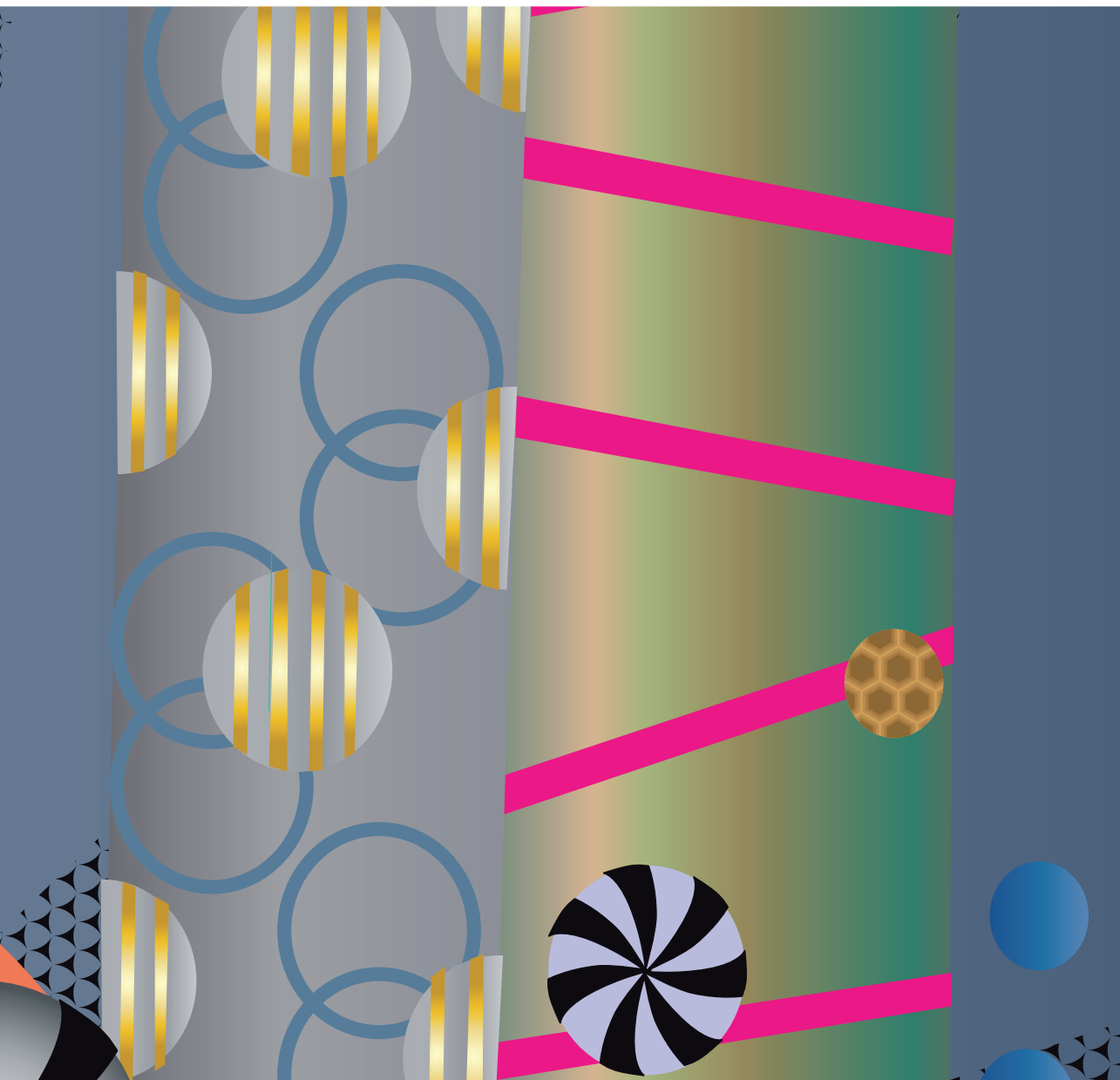
Transport:

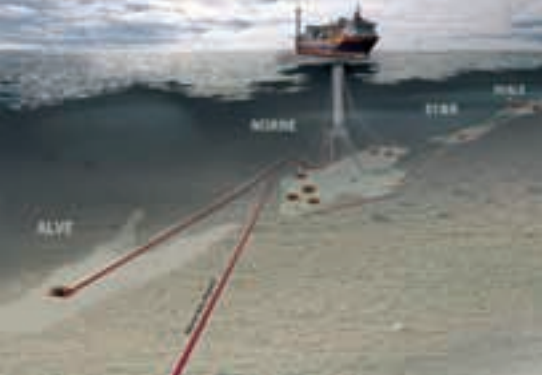
Olje og kondensat blir mellombels lagra på feltet og transportert til land med tankskip. Gassen går i Åsgard Transport til Kårstø. Kondensat frå Åsgard blir selt som olje (Halten Blend).

Status:

Dei fleste av produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auke utvinninga frå feltet. Det er planar om å fase inn 6506/11-7 Morvin og 6507/11-8 Yttergryta mot Åsgard. I tillegg ser ein på løysingar for å auke produksjonen av CO₂-fattig gass frå Midgard. Det blir óg leita etter førekomstar i området som kan ha gass med lågt CO₂-innhald.

12. Felt under utbygging





Alve

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 159 B, tildelt 2004	
Funnår	1990	
Godkjent utbygt	16.03.2007 av Kongen i statsråd	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsshavarar	DONG E&P Norge AS	15,00 %
	StatoilHydro ASA	75,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	
	5,9 milliardar Sm ³ gass	
	1,1 millionar tonn NGL	
	1,3 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,8 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 1,0 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

Alve er eit gass- og kondensatfelt som ligg om lag 16 kilometer sørvest av Norne. Havdjupet i området er 370 meter. Utbyggingsløyvinga er ei standard havbotnramme med fire brønnsliiser og ein produksjonsbrønn.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Garn- og Notformasjonane av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 3600 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Reservoaret vil bli produsert ved trykkavlastning.

Transport:

Alve vil bli knytt til Norneskipet med ein rørleidning. Gassen vil bli transportert via Nornerørleidningen til Åsgard Transport og vidare til Kårstø for eksport.

Status:

Ein kombinert leite- og produksjonsbrønn vil bli bora i 2008 for å påvise moglege tilleggsressursar i dei underliggjande Ile- og Tiljeforfasjonane. Produksjonen vil etter planen ta til i desember 2008 frå Garn- og Notformasjonane i denne brønnen. Moglege funn i Ile- og Tiljeforfasjonane kan bli bygt ut seinare.



Alvheim

Blokker 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
Funnår	1998
Godkjent utbygt	06.10.2004 av Kongen i statsråd
Operatør	Marathon Petroleum Norge AS
Rettsshavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS 20,00 % Lundin Norway AS 15,00 % Marathon Petroleum Norge AS 65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 24,5 millionar Sm ³ olje 5,7 milliardar Sm ³ gass
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 16,7 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 12,8 milliardar 2008-kroner

Utbygging:

Alvheim er eit olje- og gassfelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen ved grensa til britisk sektor. Feltet omfattar dei tre førekomstane 24/6-2, 24/6-4 og 25/4-7. Førekomsten 24/6-4 Boa ligg delvis i britisk sektor. Havdjupe i området er 120–130 meter. Feltet blir bygt ut med eit produksjonsskip og havbotnbrønner. Oljen vil bli stabilisert og lagra på produksjonsskipet.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein avsett som turbidittar, tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder. Reservoaret ligg på om lag 2100 meters djup.

Utvinningsstrategi:

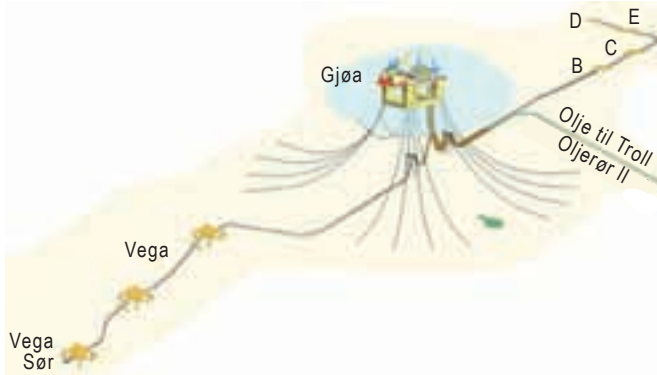
Alvheim skal produserast med naturleg vassdriv.

Transport:

Oljen vil bli eksportert med tankskip. Prosessert riggass frå Alvheim skal gå i ein ny rørleidning frå Alvheim til SAGE-systemet på den britiske kontinentalsokkelen.

Status:

Etter planen skal produksjonen ta til våren 2008.



Gjøa

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 35/9 - utvinningsløyve 153, tildelt 1988 Blokk 36/7 - utvinningsløyve 153, tildelt 1988
Funnår	1989
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettskavalar	A/S Norske Shell 12,00 % Gaz de France Norge AS 30,00 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 8,00 % StatoilHydro ASA 20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 11,1 millionar Sm ³ olje 32,6 milliardar Sm ³ gass 5,6 millionar tonn NGL
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 27,1 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 3,9 milliardar 2008-kroner

Utbygging:

Gjøa ligg om lag 40 kilometer nord for Framfeltet, på 360 meters havdjup. Statoil er operatør i utbyggingsfasen, medan Gaz de France skal overta operatøransvaret når feltet kjem i produksjon. Utbygginga omfattar fem havbotnrammer knytt til ei halvt nedsenkbar produksjons- og prosessinnretning.

Reservoar:

Reservoaret inneheld gass over ei relativt tynn oljesone i sandsteinar tilhøyrande Viking-, Brent- og Dunlingruppene av jura alder. Feltet inneheld fleire skrårtilte forkastingssegment med delvis usikker kommunikasjon og vekslende reservoarkvalitet. Reservoaret ligg på om lag 2200 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Reservoaret vil bli produsert med naturleg trykkavlasting.

Transport:

Stabil olje vil bli eksportert i ein ny 55 kilometer lang rørleidning som skal koplast til Troll Oljerør II, for vidare transport til Mongstad. Rikgassen er planlagt eksportert i ein ny 130 kilometer lang rørleidning til FLAGS transportsystem på britisk kontinentalsokkel, for vidare transport til St. Fergus.

Status:

Produksjonen er venta å starte i 2010.

Rev

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 038 C, tildelt 2006	
Funnår	2001	
Godkjent utbygt	15.06.2007 av Kongen i statsråd	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettshavarar	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	
	4,7 milliardar Sm ³ gass	
	0,5 millionar tonn NGL	
	0,8 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,7 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,2 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

Rev ligg nær grenselina mellom norsk og britisk sektor, fire kilometer sør for Vargfeltet. Utbygginga er havbotn-innretningar som blir knytt til Armadakomplekset på britisk kontinentalsokkel. Havdjupet i området er på 90 -110 meter.

Reservoar:

Reservoaret har ei oljesone med gasskappe og er i sandstein av seinjura alder rundt ein saltstruktur på om lag 3000 meters djup. Trykkmålingar har vist at reservoaret er i kommunikasjon med Vargfeltet.

Utvinningsstrategi:

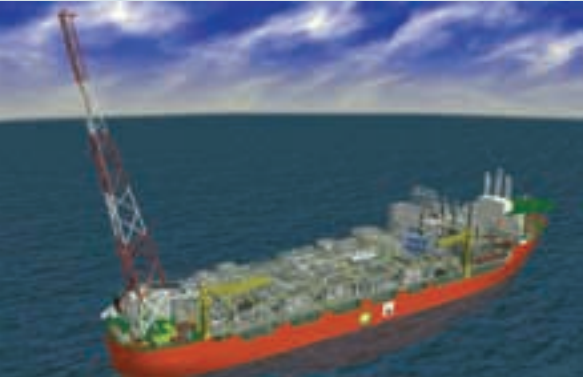
Utvinninga vil bli basert på trykkavlasting.

Transport:

Brønnstraumen vil gå gjennom ein 9 kilometer lang rørleidning til Armadakomplekset for prosessering og deretter frakta vidare til Storbritannia.

Status:

Ein avgrensingsbrønn bora på austflanken i 2007, påviste tilleggsressursar. Brønnen kan seinare bli nytta som produksjonsbrønn. Planlagt produksjonsstart for Revfeltet er siste halvdel av 2008.



Skarv

Blokker 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 %
	StatoilHydro ASA	34,11 %
	StatoilHydro Petroleum AS	2,06 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 14,5 millionar Sm ³ olje 41,5 milliardar Sm ³ gass 5,4 millionar tonn NGL 1,9 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 31,9 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 1,5 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

Skarv ligg om lag 35 kilometer sørvest av Nornefeltet i nordre del av Norskehavet. Utbygginga er ei samordning av førekomstane 6507/5-1 Skarv og 6507/3-3 Idun. Havdjupet i området er mellom 350 og 450 meter. Utbyggingsløyvinga er ei flytande produksjonsinnretning (FPSO) knytt opp til fem brønnrammer på havbotnen.

Reservoar:

Reservoara i Skarv inneheld gass og kondensat i sandstein tilhøyrande Garn-, Ile- og Tiljeformasjonane av mellomjura og tidlegjura alder. I Skarvførekomsten er det òg ei underliggjande oljesone i Garn- og Tiljeformasjonane. Garnformasjonen har god reservoarkvalitet, medan Tiljeformasjonen har relativt dårleg kvalitet. Reservoara ligg på 3300 – 3700 meters djup og er delt opp i fleire forkastingssegment.

Utvinningsstrategi:

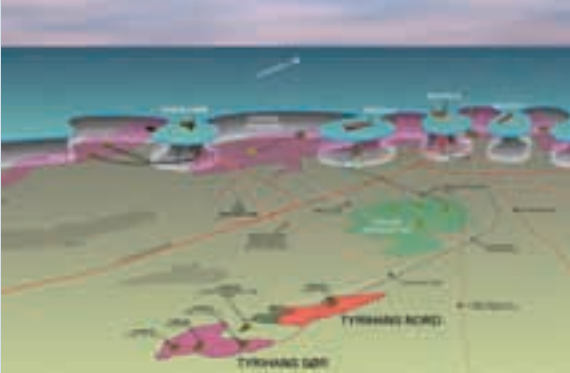
Dei første åra planlegg ein reinjeksjon av gass i Garn- og Tiljeformasjonane for å auke oljeutvinninga.

Transport:

Oljen vil bli bøyelasta til transportskip, medan gass vil bli eksportert via eit nytt rør på 80 kilometer som er knytt opp mot Åsgard transportsystem.

Status:

Produksjonsskipet og brønnrammene er under bygging og er planlagt ferdig hausten 2010. Planlagt oppstart for boring er sommaren 2009, med produksjonsstart i 2011.



Tyrihans

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 073 B, tildelt 2004 Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 091, tildelt 1984 Blokk 6407/1 - utvinningsløyve 073, tildelt 1982
Funnår	1983
Godkjent utbygt	16.02.2006 i Stortinget
Operatør	StatoilHydro ASA
Rettsshavarar	Eni Norge AS 6,23 % Mobil Development Norway AS 11,75 % StatoilHydro ASA 46,84 % StatoilHydro Petroleum AS 12,00 % Total E&P Norge AS 23,18 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 29,0 millionar Sm ³ olje 29,3 milliardar Sm ³ gass 5,3 millionar tonn NGL
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 15,2 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 6,1 milliardar 2008-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. Utbyggingsløyvinga er fem havbotnrammer knytt til Kristin for prosessering.

Reservoar:

Tyrihans Sør har ei oljekolonne med ei gasskappe som er rik på kondensat. Tyrihans Nord inneheld gasskondensat med ei underliggjande oljekolonne. Garnformasjonen av mellomjura alder er hovudreservoaret i begge førekomstane og ligg på om lag 3500 meters djup. Reservoaret er homogent og kvaliteten er god.

Utvinningsstrategi:

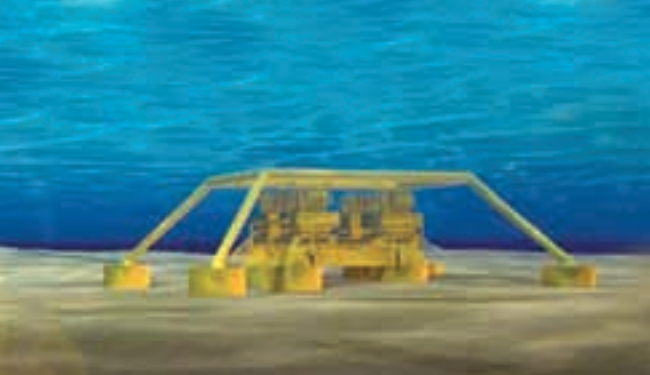
Utvinninga baserer seg på gassinjeksjon frå Åsgard B i Tyrihans Sør dei fyrste åra. I tillegg vil ein nytta havbotnpumper til injeksjon av sjøvattn for å auke utvinninga. Det er òg vedteke å vinne ut oljesona i Tyrihans Nord.

Transport:

Olje og gass frå Tyrihans vil bli transportert i rørleidning til Kristin for prosessering og vidare transport.

Status:

Produksjonen er planlagt å starte i 2009 når det blir ledig prosesskapasitet på Kristin.



Vega

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 248, tildelt 1999 Blokk 35/8 - utvinningsløyve 248, tildelt 1999	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	40,00 %
	StatoilHydro ASA	20,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 9,4 milliardar Sm ³ gass 0,5 millionar tonn NGL 1,7 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 4,8 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 0,5 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

Vega ligg rett nord av Framfeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er om lag 370 meter. Feltet omfattar to separate gass- og kondensatførekomstar; 35/8-1 påvist i 1981, og 35/8- 2 påvist i 1982. Ein samla PUD for Vega og Vega Sør blei godkjent av myndigheitene i juni 2007. Feltet blir bygt ut med to havbotnrammer knytt til prosessinnretninga på Gjøa.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder. Dei har høg temperatur, høgt trykk og relativt låg permeabilitet. Reservoardjupet er om lag 3500 meter.

Utvinningsstrategi:

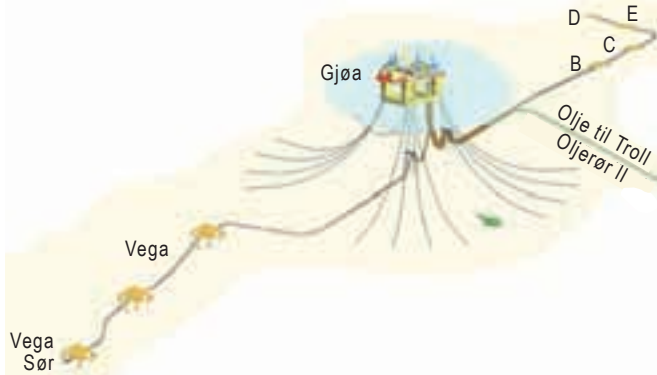
Feltet vil bli produsert med trykkavlasting.

Transport:

Brønnstraumen vil bli sendt i ein rørleidning til Gjøa for prosessering. Olje og kondensat vil bli sendt derifrå i ein ny rørleidning koplå til Troll Oljerør II for vidare transport til Mongstad. Rikgassen vil bli eksportert i ny rørleidning til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) på britisk kontinentalsokkel for vidare transport til St. Fergus.

Status:

Produksjonen vil etter planen ta til i oktober 2010.



Vega Sør

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 090 C, tildelt 2005	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettsnavarar	Bayerngas Norge AS	25,00 %
	Gaz de France Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	StatoilHydro ASA	20,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	
	7,4 milliardar Sm ³ gass	
	0,4 millionar tonn NGL	
	2,4 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,9 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 0,3 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

Vega Sør er eit gass- og kondensatfelt som ligg nær Framfeltet. Havdjupet i området er om lag 370 meter. Ein samla PUD for Vega og Vega Sør blei godkjent av myndigheitene i juni 2007. Utbyggingsløyvinga for gass og kondensatet er ei havbotramme knytt saman med Vega.

Reservoar:

Feltet inneheld ein gass- og kondensatførekomst med ei oljesone i øvre del av Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 3350 meters djup.

Utvinningsstrategi:

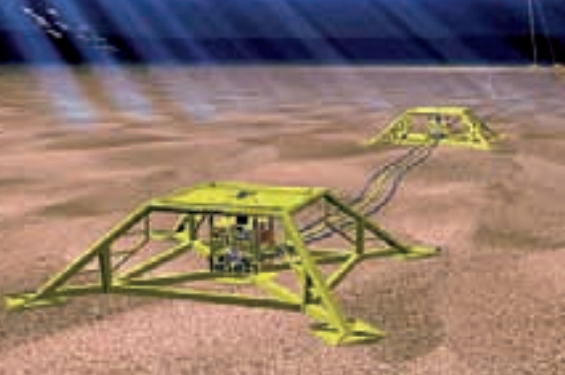
Feltet vil bli produsert med trykkavlasting.

Transport:

Brønnstraumen vil bli sendt i ein rørleidning frå Vega Sør via havbotrammene på Vega til Gjøa for prosessering. Olje og kondensat vil bli sendt derifrå i ein ny rørleidning kopla til Troll Oljerør II for vidare transport til Mongstad. Rikgassen vil bli eksportert i ny rørleidning til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) på britisk kontinentalsokkel for vidare transport til St. Fergus.

Status:

Produksjonen vil etter planen ta til i oktober 2010. Utbygging av oljesona blir vurdert i samanheng med 35/11-13-funnet som ligg aust for Vega Sør.



Vilje

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036, tildelt 1971
Funnår	2003
Godkjent utbygt	18.03.2005 av Kongen i statsråd
Operatør	StatoilHydro Petroleum AS
Rettsnavarar	Marathon Petroleum Norge AS 46,90 % StatoilHydro Petroleum AS 28,85 % Total E&P Norge AS 24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 8,3 millionar Sm ³ olje 0,4 milliardar Sm ³ gass
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,2 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,6 milliardar 2008-kroner

Utbygging:

Vilje er eit lite oljefelt i den nordlege delen av Nordsjøen, rett nord for Heimdalfeltet. Havdjupet i området er om lag 120 meter. Feltet blir bygt ut med to havbotnbrønner knytte opp mot Alvheim.

Reservoar:

Reservoaret er i turbidittsandstein tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder og ligg om lag 2150 meter under havflata.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga skal gå føre seg med naturleg vassdriv.

Transport:

Brønnstraumen vil gå i rørleidning til Alvheim, der oljen vil bli bøyelasta.

Status:

Produksjonen skal etter planen ta til i mai 2008. Dette avheng av oppstart på Alvheim.

Volund

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 24/9 - utvinningsløyve 150, tildelt 1988	
Funnår	1994	
Godkjent utbygt	18.01.2007 av Kongen i statsråd	
Operatør	Marathon Petroleum Norge AS	
Rettshavarar	Lundin Norway AS	35,00 %
	Marathon Petroleum Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 7,4 millionar Sm ³ olje 0,6 milliardar Sm ³ gass	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3.4 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 0.6 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

Volund er eit oljefelt som ligg sør av Alvheim. Havdjupet i området er 120–130 meter. Feltet blir bygt ut med tre havbotnbrønner knytte opp mot Alvheim.

Reservoar:

Reservoaret er intrudert sandstein i Balderformasjonen av eocen alder, på om lag 2000 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Volund vil bli produsert med vassinjeksjon som drivmekanisme.

Transport:

Brønnstraumen vil gå i rørleidning til Alvheim for bøyelasting.

Status:

Produksjonen vil etter planen ta til våren 2009.

Volve

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046 BS, tildelt 2006	
Funnår	1993	
Godkjent utbygt	22.04.2005 av Kronprinsregenten i statsråd	
Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsshavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	PA Resources Norway AS	10,00 %
	StatoilHydro ASA	49,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	
	12,5 millionar Sm ³ olje	
	1,2 milliardar Sm ³ gass	
	0,2 millionar tonn NGL	
	0,1 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,1 milliardar 2008-kroner	
	Per 31.12.2007 er det investert totalt 2,1 milliardar 2008-kroner	

Utbygging:

Volve er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen, om lag åtte kilometer nord for Sleipner Øst. Havdjupet i området er om lag 80 meter. Feltet er bygt ut med ei oppjekkbar prosess- og boreinnretning og eit skip for lagring av stabilisert olje.

Reservoar:

Reservoaret inneheld olje i ei kombinert stratigrafisk og strukturell felle og er i sandstein tilhøyrande Huginformasjonen av jura alder. Den vestlege delen av strukturen er sterkt forkasta, og det er usikkert om det er kommunikasjon over forkastingane.

Utvinningsstrategi:

Volve blir produsert med vassinjeksjon som drivmekanisme.

Transport:

Rikgassen blir sendt til Sleipner A og eksportert vidare derifrå.

Status:

Volve starta produksjonen 12. februar 2008. Prospekta Volve Sør og Volve Vestflanke som er inkludert i PUD, vil bli bora i 2008 ved forlenging av nye produksjonsbrønner.



Yme

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 9/2 - utvinningsløyve 316, tildelt 2004 Blokk 9/5 - utvinningsløyve 316, tildelt 2004	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	11.05.2007 av Kongen i statsråd	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavalar	Det norske oljeselskap ASA	10,00 %
	Revus Energy ASA	20,00 %
	Talisman Energy Norge AS	70,00 %
Utvinnbare reservar*	Opphavleg: 18,8 millionar Sm ³ olje	Att per 31.12.2007 10,9 millionar Sm ³ olje
Investeringar*	Totale investeringar vil venteleg bli 8,3 milliardar 2008-kroner Per 31.12.2007 er det investert totalt 3,7 milliardar 2008-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 i mange år. Yme blei første gong bygt ut i 1995, innafør utvinningsløyve 114 med Statoil som operatør. Produksjonsperioden var frå 1996 til 2001, då det ikkje lenger blei funne lønsamt å halde fram med drifta. Nye rettskavalar i utvinningsløyve 316 med Talisman som operatør, vedtok i 2006 å utvinne attverande ressursar med ei ny oppjekkbar produksjonsinnretning. Denne vil bli plassert på ein lagertank for olje på havbotnen over Gamma-strukturen. Beta-strukturen vil bli bygt ut med brønner på havbotnen.

Reservoar:

Yme inneheldt separate hovudstrukturar; Gamma og Beta, med til saman fem oljefunn. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Sandnesformasjonen av mellomjura alder og ligg på om lag 3150 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Yme skal produsere hovudsakleg med vassinjeksjon som drivmekanisme. Overskottsgass kan òg bli injisert saman med vatn i ein brønn.

Transport:

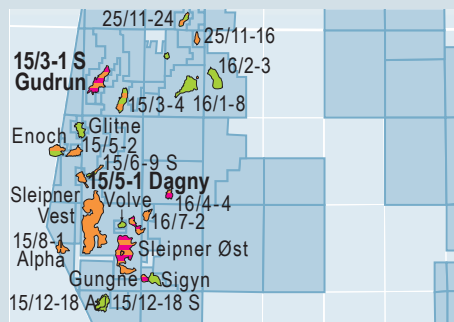
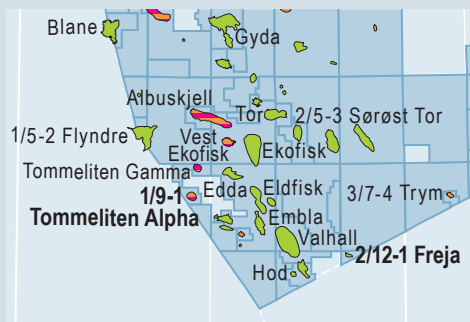
Brønnstraumen vil bli prosessert på Ymeinnretninga og oljen vil bli lagra i tanken for eksport via lastebøyer til tankskip. Overskottsgassen er planlagt injisert.

Status:

Produksjonsstart er planlagt tidleg i 2009. I 2008 vil det bli vurdert om feltet på eit seinare tidspunkt kan nytte kraftoverføring frå land.

13. Utbyggingar i framtida





Funn i planleggingsfase

Opplistinga omfattar ikkje funn som er inkludert i eksisterande felt.

1/9-1 Tommeliten Alpha	Utvinningsløyve 044, Operatør: ConocoPhillips Skandinavia AS
Ressursar	Olje: 10,3 millionar Sm ³ , Gass: 16,9 milliardar Sm ³ , NGL: 0,3 millionar tonn

1/9-1 Tommeliten Alpha blei påvist i 1977. Havdjupet er om lag 80 meter. Funnet ligg om lag 20 kilometer sørvest for Ekofiskfeltet, nær grenselina til britisk sektor. Det inneheld gass og kondensat i krittbergartar på 3500 meters djup. Fire avgrensingsbrønner er bora på funnet, den siste, 1/9-7, i 2003.

Rettsshavarane vurderer utvinningsstrategi og alternative utbyggingsløysingar. Utvinninga kan ta til tidlegast i 2013.

2/12-1 Freja	Utvinningsløyve 113, Operatør: Hess Norge AS
Ressursar	Olje: 2,9 millionar Sm ³ , Gass: 0,6 milliardar Sm ³

2/12-1 Freja blei påvist i 1987, mellom ein og to kilometer frå grenselina mellom dansk og norsk sektor, på 70 meters havdjup. Reservoaret er i sandstein av seinjura alder. Det ligg på om lag 4900 meters djup og inneheld olje og assosiert gass. 2/12-1 Freja ligg i eit geologisk komplekst område mellom strukturelementa Fedagraben i vest og Gertrudgraben i aust. Ein reknar med at reservoaret er delt i separate forkastingsblokker. Det er òg påvist olje i den nærliggjande førekomsten Gert på dansk side av grenselina.

Mest sannsynleg utbyggingsløysing er ei brønnhovudinnretning eller havbotnramme knytt til ei innretning i dansk sektor.

15/3-1 S Gudrun	Utvinningsløyve 025, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Olje: 13,6 millionar Sm ³ , Gass: 12,6 milliardar Sm ³ , NGL: 7,7 millionar tonn,

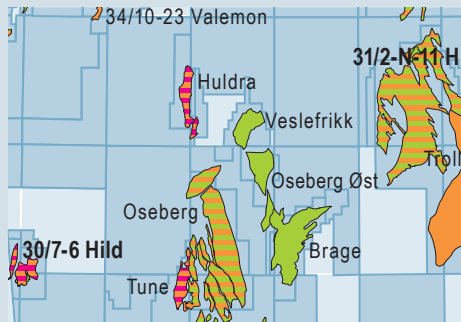
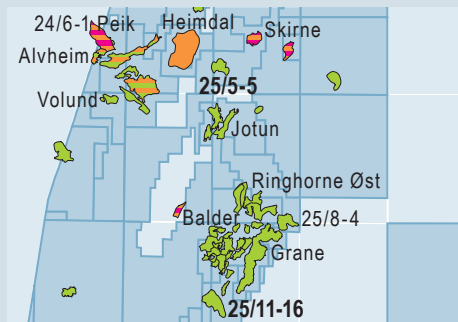
15/3-1 S Gudrun blei påvist i 1975 om lag 40 kilometer nord for Sleipnerområdet. Havdjupet er om lag 110 meter. Funnet inneheld olje og gass i sandstein av seinjura alder, på 4000–4500 meters djup. Avgrensingsbrønn 15/3-8 som blei bora i 2006, førte til nedjustert ressurstimat. 15/3-1 S Gudrun skal etter planen byggjast ut saman med 15/3-4-funnet, som ligg ti kilometer lenger søraust.

Fleire alternative utbyggingsløysingar er under vurdering, og konseptval er planlagt hausten 2008. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene hausten 2009. Produksjonen kan ta til i 2013.

15/5-1 Dagny	Utvinningsløyve 029, 048, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Gass: 5,2 milliardar Sm ³ , NGL: 0,7 millionar tonn, Kondensat: 1,7 millionar Sm ³

15/5-1 Dagny ligg like nordvest for Sleipner Vest. Det er eit mindre gass- kondensatfunn som blei gjort i 1978. Funnet er delt mellom to utvinningsløyve, 048 og 029. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Huginformasjonen av mellomjura alder.

Funnet vil mest sannsynleg bli bygt ut med ei havbotninnretning knytt til eksisterande infrastruktur i Sleipnerområdet. Utbygginga vil bli sett i samband med utbygging av fleire funn og prospekt i området. Konseptval er planlagt hausten 2009. Produksjonen kan ta til ved årsskiftet 2012/2013.



25/5-5 Utvinningsløyve 102, Operatør: Total E&P Norge AS

Ressursar Olje: 3,5 millionar Sm³, Gass: 0,1 milliard Sm³

25/5-5-funnet blei gjort i 1995, åtte kilometer aust for Heimdalfeltet, på om lag 120 meters havdjupe. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder, avsett som turbidittstraumar frå vest. I funnbrønne blei det påvist ein oljekolonne på 18 meter om lag 2130 meter under havflata.

Funnet ligg nær eksisterande infrastruktur. Operatøren arbeider no med ny kartlegging av funnet.

25/11-16 Utvinningsløyve 169, Operatør: StatoilHydro Petroleum AS

Ressursar Olje: 5,5 millionar Sm³, Gass: 0,1 milliard Sm³

25/11-16-funnet blei gjort i 1992 like vest av Granefeltet. Havdjupe er 120 meter. Brønne påviste olje og assosiert gass på om lag 1750 meters djup i eit sandsteinsreservoar tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder. Sandsteinen er avsett som turbidittar frå vest.

Utbyggingsløyvinga blir mest sannsynleg havbotnrammer knytte til Grane.

30/7-6 Hild Utvinningsløyve 040, 043, Operatør: Total E&P Norge AS

Ressursar Gass: 14,7 milliard Sm³, Kondensat: 1,9 millionar Sm³

30/7-6 Hild blei påvist i 1978 nær grenselina til britisk kontinentalsokkel. Havdjupe er om lag 100–120 meter. Reservoaret er strukturelt komplekst og inneheld gass ved høg temperatur og høgt trykk. Reservoaret er i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Det er og påvist olje i eit grunnare reservoar.

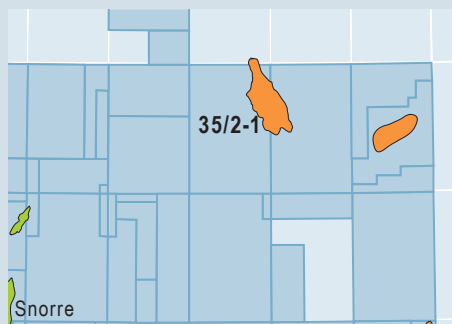
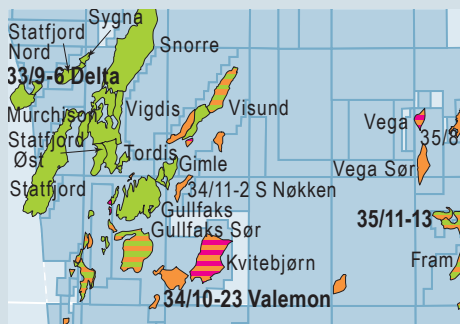
Rettskavarane vurderer ei utbygging i fleire fasar.

31/2-N-11 H Utvinningsløyve 054, Operatør: StatoilHydro Petroleum AS

Ressursar Olje: 0,4 millionar Sm³

31/2-N-11 H-funnet blei gjort i 2005 i den nordlege delen av Troll Vest. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder. Dette er første gong olje er påvist i lag som ligg stratigrafisk under reservoara i Troll, som er i sandstein av øvre jura alder. Brentreservoaret ligg på om lag 1900 meters djup.

Oljen i funnet vil bli produsert gjennom ei havbotninnretning knytt til Troll C.



33/9-6 Delta Utvinningsløyve 037 D, Operatør: Revus Energy ASA

Ressursar Olje: 0,1 millionar Sm³

33/9-6 Delta ligg mellom Murchison og Statfjord Nord. Funnet blei påvist i 1976. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppen av mellomjura alder.

Ei utbygging av funnet vil bli gjennomført ved å bore ein produksjonsbrønn frå Murchison-innretninga på britisk side, venteleg i 2008.

34/10-23 Valemon Utvinningsløyve 050, 193, Operatør: StatoilHydro ASA

Ressursar Gass: 40,0 milliardar Sm³, Kondensat: 7,1 millionar Sm³

34/10-23 Valemon ligg i blokkene 34/11 og 34/10 rett vest av Kvitebjørnfeltet. Havdjupet er om lag 135 meter. Det er bora fem leitebrønner på funnet, den første i 1985, og i fire av dei er det påvist gass. Funnet har ein kompleks struktur med mange forkastingar. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og Cookformasjonen av tidlegjura alder. Reservoara ligg på om lag 4000 meters djup, med høgt trykk og høg temperatur.

Operatøren har kartlagt funnet på ny. Oljedirektoratet har i 2007 oppjustert ressursgrunnlaget basert på dei foreløpige resultatane frå operatøren si kartlegging av det området som venteleg vil inngå i utbygginga. Rettshavarane vil vurdere ulike utbyggingsløyser og tilknytingspunkt basert på eit oppdatert ressursgrunnlag. Ei botnfast innretning er no den mest aktuelle utbyggingsløyseringa.

35/2-1 Utvinningsløyve 318, Operatør: StatoilHydro Petroleum AS

Ressursar Gass: 17,7 milliardar Sm³

35/2-1 blei påvist i 2005 og ligg vest av Florø, om lag 100 kilometer nordaust av Gullfaksfeltet. Havdjupet i området er om lag 380 meter. Funnet inneheld metangass. Reservoaret er i ukonsolidert sand tilhøyrande Nordlandgruppa av pleistocen alder, berre 580 meter under havflata. Det grunne reservoaret inneber lågt trykk og utfordringar med å bore brønner.

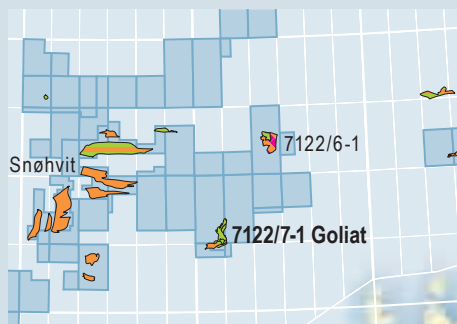
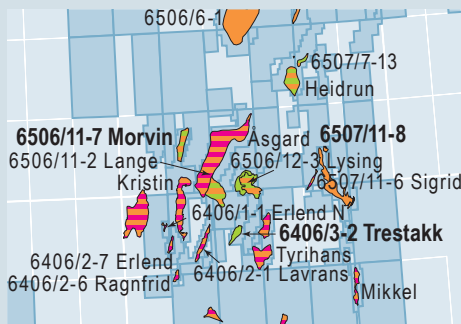
Rettshavarane vurderer å bore ein avgrensingsbrønn i 2009 og evaluerer moglege utbyggingsløyseringa. Tidlegaste produksjonsstart er venteleg i 2013.

35/11-13 Utvinningsløyve 090 B, Operatør: StatoilHydro Petroleum AS

Ressursar Olje: 6,5 millionar Sm³, Gass: 2,1 milliardar Sm³

35/11-13 blei påvist i 2005 rett nord av Framfeltet, på 360 meters havdjup. Reservoaret inneheld olje med gasskappe i sandstein av seinjura alder. Avgrensingsbrønn 35/11-14 S som blei bora hausten 2006, påviste olje og gass i eit nytt forkastingssegment og gav viktig tilleggsinformasjon om funnet.

Utbyggingsløyseringa blir venteleg havbotnrammer knytte opp mot Troll B. Funnet kan kome i produksjon frå 2012.



6406/3-2 Trestakk	Utvinningsløyve 091, 091 B, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Olje: 8,9 millionar Sm ³ , Gass: 2,0 milliardar Sm ³ , NGL: 0,8 millionar tonn

6406/3-2 Trestakk blei påvist i 1984 og ligg sentralt på Haltenterrassen. Havdjupet i området er om lag 300 meter. Reservoaret inneheld olje i sandstein tilhøyrande Garnformasjonen av mellomjura alder. Avgrensingsbrønn 6406/3-4, bora i 1986, penetrerte vassona i Garnformasjonen. Stor skilnad i reservoarkvalitet mellom desse to brønnane i Garnformasjonen skuldast at formasjonane tilhøyrer ulike sedimentære avsetjingsmiljø.

Operatøren arbeider med planar for utbygging og drift av Trestakkførekomsten. Mogelege utbyggingskonsept er ein FPSO, oppknytning til Åsgard A, Åsgard B eller Kristin. Gass for injeksjon kan bli levert frå Åsgard A.

6506/11-7 Morvin	Utvinningsløyve 134 B, Operatør StatoilHydro ASA
Ressursar	Olje: 7,7 millionar Sm ³ , Gass: 3,2 milliardar Sm ³ , NGL: 0,7 millionar tonn

6506/11-7 Morvin ligg om lag 20 kilometer nord for Kristinfeltet og 15 kilometer vest for Åsgardfeltet. Havdjupet er 350 meter. Reservoaret er i ein rotert og skråstilt forkastingsblokk i den nordvestlege delen av Haltenterrassen. Funnbrønnen blei bora i 2001 og påviste olje i sandstein tilhøyrande Garn- og Ileformasjonane av mellomjura alder. Reservoaret i Garnformasjonen har relativt homogene avsetjingar, medan reservoaret i Ileformasjonen er meir heterogent.

PUD blei levert myndigheitene i februar 2008. Utbyggingsløyving er havbotnutbygging knytt til Åsgard B.

6507/11-8 Yttergryta	Utvinningsløyve 062, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Gass: 1,5 milliardar Sm ³ , NGL: 0,2 millionar tonn, Kondensat: 0,1 millionar Sm ³

6507/11-8 Yttergryta blei påvist i 2007 og ligg om lag fem kilometer nord for Midgard. Reservoaret inneheld gass i sandstein tilhøyrande Fangstgruppa av mellomjura alder.

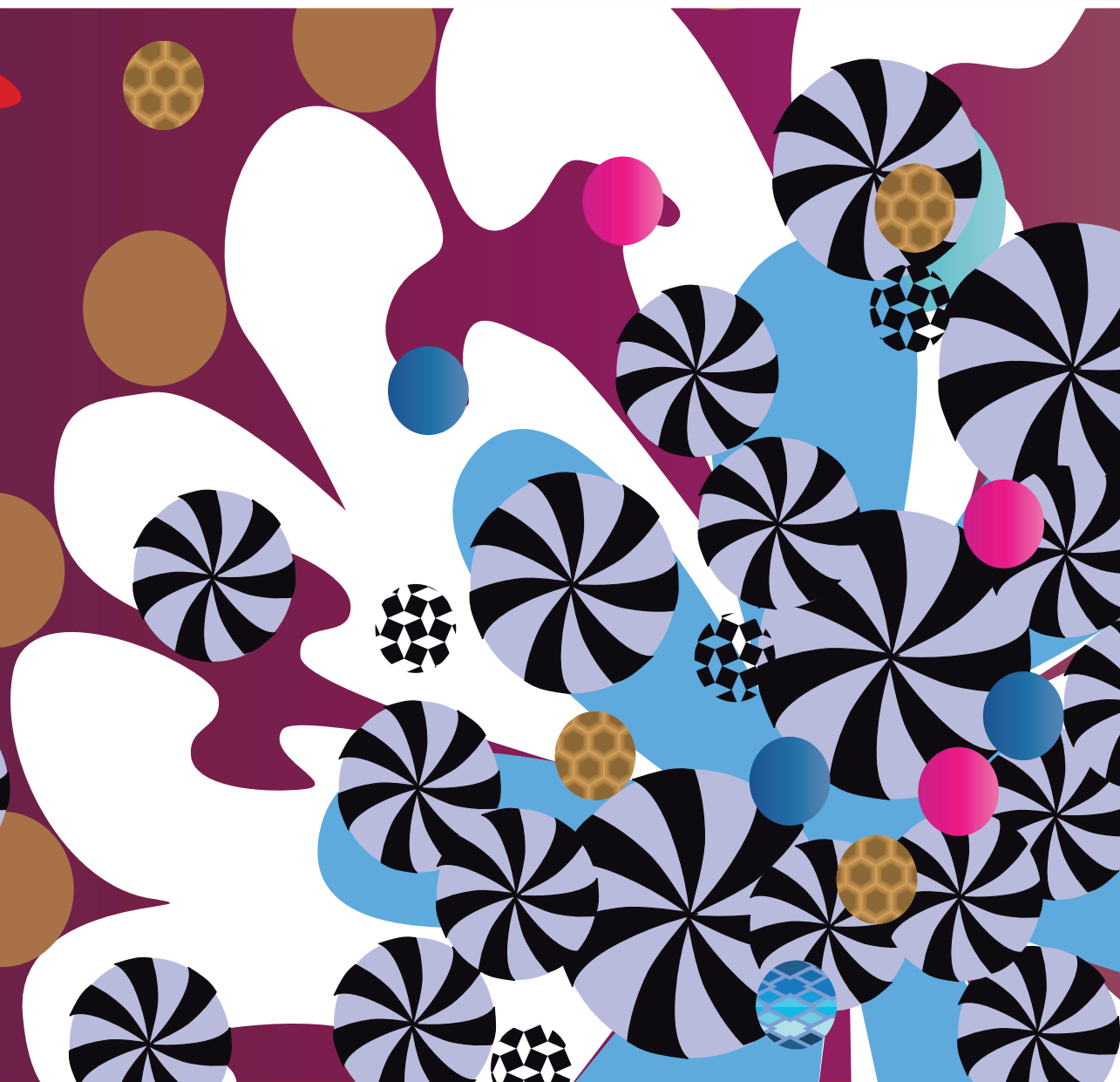
Gassen vil bli produsert med ein havbotnbrønn og transportert via ein ny rørledning til Midgard X-ramme, og vidare gjennom eksisterande rørledning til Åsgard B for prosessering. Operatøren leverte PUD til myndigheitene i januar 2008.

7122/7-1 Goliat	Utvinningsløyve 229, 229 B, Operatør: Eni Norge AS
Ressursar	Olje: 27,5 millionar Sm ³ , Gass: 3,1 milliardar Sm ³ , NGL: 0,2 millionar tonn

7122/7-1 Goliat blei påvist i 2000 og ligg om lag 50 kilometer søraust av Snøhvit og 85 kilometer nordvest av Hammerfest. Havdjupet er om lag 370 meter. Den første leitebrønnen påviste olje i sandstein tilhøyrande Realgrunnen undergruppe av seintrias og tidlegjura alder, om lag 1100 meter under havflata. Avgrensingsbrønn 7122/7-3 påviste hydrokarbon i tre ulike nivå. I tillegg til olje og gass i Realgrunnen undergruppe, blei det påvist olje i Snaddformasjonen og olje og gass i Kobbeformasjonen, begge av midtre trias alder. Vidare avgrensingsboring blei gjennomført med brønn 7122/7-4 S og 7122/7-5 A. Også her blei det påvist hydrokarbon i Kobbeformasjonen.

Rettsshavarane har vedteke å arbeide vidare med eit utbyggingskonsept med ei flytande produksjons- og lagrings-eining knytt til havbotnbrønner.

14. Felt der produksjonen er avslutta



Felt der produksjonen er avslutta

Felta i denne oversikta er per 31.12.2007 ikkje i produksjon. For nokre av desse felta ligg det føre planar om ny utbygging. Yme blir bygt ut på nytt og omtalen er flytta til kapittel 12 Felt under utbygging.

Albuskjell

Blokk	1/6 og 2/4
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.05.1979
Produksjonsslutt	26.08.1998
Operatør ved nedstenging	Phillips Petroleum Company Norway
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 7,4 millionar Sm ³ . Gass: 15,6 milliardar Sm ³ . NGL: 1,0 millionar tonn.

Status: Det er ingen konkrete planar om utvinning av attverande ressursar. Sluttdisponering er sett igang.

Cod

Blokk	7/11
Godkjent utbygt	04.05.1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.12.1977
Produksjonsslutt	05.08.1998
Operatør ved nedstenging	Phillips Petroleum Company Norway
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 2,9 millionar Sm ³ . Gass: 7,3 milliardar Sm ³ . NGL: 0,5 millionar tonn.

Status: Det er ingen planar om utvinning av attverande ressursar. Sluttdisponering er sett igang.

Edda

Blokk	2/7
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	02.12.1979
Produksjonsslutt	05.08.1998
Operatør ved nedstenging	Phillips Petroleum Company Norway
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 4,8 millionar Sm ³ . Gass: 2,0 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 millionar tonn.

Status: Det er ingen konkrete planar om utvinning av attverande ressursar. Sluttdisponering er sett igang.

Frigg

Blokk	25/1
Godkjent utbygt	13.06.1974
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 26. september 2003 og St.prp. nr. 38 (2003–2004)
Produksjonsstart	13.09.1977
Produksjonsslutt	26.10.2004
Operatør ved nedstenging	Total E&P Norge AS
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 116,2 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,5 millionar Sm ³ .

Status: Sluttdisponering av innretningane er sett i gang.

Frøy

Blokk	25/2 og 25/5
Godkjent utbygt	18.05.1992
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 29. mai 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	15.05.1995
Produksjonsslutt	05.03.2001
Operatør ved nedstenging	TotalFinaElf Exploration AS
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 5,6 millionar Sm ³ . Gass: 1,6 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,1 millionar Sm ³ .

Status: Arealet blei re-tildelt i 2006 som utvinningsløyve 364. Noverande operatør er Det norske oljeselskap ASA.

Lille-Frigg

Blokk	25/2
Godkjent utbygt	06.09.1991
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 53 (1999–2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	13.05.1994
Produksjonsslutt	25.03.1999
Operatør ved nedstenging	Elf Petroleum Norge AS
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 1,3 millionar Sm ³ . Gass: 2,2 milliardar Sm ³ .

Status: Arealet blei retildelt i 2006 som utvinningsløyve 362. Noverande operatør er StatoilHydro Petroleum AS. Ein leitebrønn er planlagt bora i ein nedforkasta struktur ved sida av feltet.

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	01.01.2003
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 .

Status: Arealet blei retildelt i 2003 som utvinningsløyve 301. Noverande operatør er Talisman Energy Norge AS. Ein avgrensingsbrønn blei bora på feltet i 2007, men brønnen var tørr. Eit vedtak om ny utbygging eller tilbakelevering er venta i juni 2008.

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 .

Status: Arealet blei retildelt i 2007 som utvinningsløyve 415. Noverande operatør er StatoilHydro Petroleum AS. Eit vedtak om ny utbygging av attverande gassressursar eller tilbakelevering er venta i 2009.

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 .

Status: Arealet blei retildelt i 2007 som utvinningsløyve 415. Noverande operatør er StatoilHydro Petroleum AS. Eit vedtak om ny utbygging av attverande gassressursar eller tilbakelevering er venta i 2009.

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.

Status: Det er ingen konkrete planar om å utvinna attverande ressursar.

Vest Ekofisk

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

Status: Det er planar om å utvinna attverande ressursar på lengre sikt gjennom ny havbotnutbygging knytt til Ekofisk.

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 .

Status: Ingen aktivitet.

15. Rørleidningar og landanlegg





Figur 15.1 Eksisterende og planlagde rørleidningar
(Kjelde: Oljedirektoratet)

I transportkapasitetane er det lagt til grunn standardføresetnader for trykkforholda og energiinnhaldet i gassen, vedlikehaldsdagar og fleksibilitet i drifta.

Gassled-rørleidningar

Operatør: Gassco AS

Rettskavarar:

Petoro AS ¹	37,892 %
StatoilHydro ASA	20,448 %
StatoilHydro Petroleum AS	11,607 %
Total E&P Norge AS	7,995 %
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	5,444 %
Mobil Development Norway AS	4,219 %
Norske Shell Pipelines AS	4,093 %
Norsea Gas AS	2,807 %
Norske ConocoPhillips AS	2,017 %
Eni Norge AS	1,556 %
A/S Norske Shell	1,240 %
DONG E&P Norge AS	0,682 %

¹ Petoro AS er rettskavar for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 8,4 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelane til dei andre partane skal justerast med verknad frå same datoen.

Regjeringa bad våren 2001 dei aktuelle selskapa om å etablera ein heilskapleg eigarstruktur for gasseksport. I Gassled er eigargrupperingane i ni gasstransportanlegg slått saman til eitt interessentskap. Gassled-eigaravtalen blei underskriven 20.12.2002 med verknad frå 01.01.2003. Konsesjonsperioden for Gassled varer til 2028.

Gassled omfattar: Europipe I, Europipe II, Franpipe, Norpipe, Oseberg Gasstransport, Statpipe, Tampen Link, Vesterled, Zeepipe, Åsgard Transport, Langeled, Kollsnes gassbehandlingsanlegg og Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg. Gassled er organisert i ulike soner for tilgjenge og tariffing. Gassco koordinerer og styrer gasstraumane gjennom eit nettverk på om lag 7800 kilometer rørleidningar, og handterer all transport av norsk gass til marknaden.

Europipe I

Europipe I startar ved stigerørinnretninga Draupner E og endar i Emden i Tyskland. Europipe I blei sett i drift i 1995. Rørleidningen har ein diameter på 40 tomnar, han er 660 kilometer lang og har ein kapasitet på 46–54 millionar Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 22,1 milliardar 2008-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, terminalen i Dornum og Europipe Metering Station (EMS) i Emden.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Tyskland (Europipe-avtalen), referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93).)

Europipe II

Europipe II startar på Kårstø og endar i Dornum i Tyskland, Europipe Receiving Facilities (ERF). Rørleidningen blei sett i drift i 1999. Europipe II har ein diameter på 42 tommar, er 650 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 71 millionar Sm³ per dag. Europipe II er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 9,98 milliardar 2008-kroner.

(Tilleggsavtale 19.05.1999 til Europipe-avtalen (referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93)) om overføring av gass frå Noreg gjennom ein ny rørleidning (Europipe II) til Tyskland, ratifisert i samsvar med kgl.res. 14.09.2001.)

Franpipe

Franpipe startar ved stigerørinnretninga Draupner E i Nordsjøen og endar ved mottaksterminalen i Dunkerque i Frankrike. Gassled-interessentskapet eig 65 prosent av terminalen og Gaz de France 35 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1998. Franpipe har ein diameter på 42 tommar, er 840 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 52 millionar Sm³ per dag. Franpipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,3 milliardar 2008-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Frankrike om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Frankrike, referert i St.prp. nr. 44 (1996–97) og Innst. S. nr. 172 (1996–97).)

Norpipe Gassrør

Norpipe startar ved Ekofisk og endar ved Norseas Gas-terminalen i Emden i Tyskland. Norseas Gas-terminalen, som Gassled òg eig, reinsar og måler gassen før han blir distribuert vidare. Rørleidningen blei sett i drift i 1977. Norpipe har ein diameter på 36 tommar og er 440 kilometer lang. To innretningar, H7 og B11, kvar med tre kompressorar, er plasserte på tysk kontinentalsokkel. I 2007 blei det bygt eit omløp ved H7, og H7 er no teken ut av drift. Transportkapasiteten er om lag 32 millionar Sm³ per dag utan bruk av kompressorkapasiteten på stigerørinnretninga B11. Kapasiteten aukar til 42–43 millionar Sm³ per dag når ein nyttar kompresjon på B11. Norpipe blei bygt for ei levetid på minimum 30 år. Ein søknad om forlenging av levetida for både Norpipe Gassrør og B11 er til vurdering hos myndighetene. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 27,5 milliardar 2008-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofiskfeltet og områda rundt til Tyskland (referert i St.prp. nr. 88 (1973–74) og Innst. S. nr. 250 (1973–74).)

Oseberg Gasstransport (OGT)

Oseberg Gasstransport startar ved Oseberg og endar ved stigerørinnretninga på Heimdal (HRP). Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har ein diameter på 36 tommar, han er 109 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 40 millionar Sm³ per dag. Oseberg Gasstransport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,04 milliardar 2008-kroner.

Statpipe

Statpipe omfattar eit 880 kilometer langt rørleidningssystem med ei stigerørinnretning og eit gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet blei sett i drift i 1985. Statpipe Rikgass startar ved Statfjord og endar på Kårstø. Rørleidningen har ein diameter på 30 tommar, han er 308 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 25 millionar Sm³ per dag. Statpipe Tørrgass er tredelt. Ein del startar på Kårstø og endar på Draupner S. Denne rørleidningen har ein diameter på 28 tommar, han er 228 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 20 millionar Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Den andre delen går ut frå hovudinnretninga på Heimdal (HMP) og endar på Draupner S. Han har ein diameter på 36 tommar, er 155 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm³ per dag. Den tredje delen er rørleidningen frå Draupner S til Ekofisk. Han har ein diameter på 36 tommar, er 203 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm³ per dag. Rørleidningane frå Heimdal til Draupner S og frå Kårstø til Draupner S kan òg brukast til reversert

strøyming. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 47,5 milliardar 2008-kroner (eksklusiv gassbehandlingsanlegget på Kårstø).

Tampen Link

Rørleidningen Tampen Link startar ved Statfjordfeltet og endar ved FLAGS-rørleidningen, 1,4 kilometer sør for Brent Alpha-innretninga. Om lag 15,5 kilometer av den nye gassseksportørleidningen ligg på britisk side av delelinja. Tampen Link blei inkludert i Gassled i 2007. Rørleidningen har ein diameter på 32 tommar, han er 23 kilometer lang og har ein initiell kapasitet på om lag 25 millionar Sm³ per dag. Kapasiteten er avhengig av innløpsvilkåra ved tilknytingspunktene i Statfjordområdet. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,04 milliardar 2008-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, investeringane i samband med påkrevde modifikasjonar på Statfjord B. Tampen Link er bygt for ei levetid på 30 år. (Ref. plan for anlegg og drift referert i St.prp. nr. 53 (2004-2005))

Vesterled

Rørleidningen Vesterled startar på stigerørinnretninga på Heimdal (HRP) og endar på mottaksanlegget i St. Fergus i Skottland. Han blei sett i drift i 1978. Vesterled har ein diameter på 32 tommar, han er 350 kilometer lang og har ein kapasitet på 38,6 millionar Sm³ per dag. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 33,6 milliardar 2008-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, investeringane i samband med bygginga av terminalen i St. Fergus.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om endring av Frigg-avtalen av 10.05.1976, referert i St.prp. nr. 73 (1998–99) og Innst. S. nr. 219 (1998–99).)

Zeepipe

Zeepipe I startar på Sleipner (SLR) og endar ved mottaksterminalen i Zeebrugge, Belgia. Denne mottaksterminalen har egne eigarar der Gassled-interessentskapet eig 49 prosent og belgiske Fluxys 51 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1993. Zeepipe I har ein diameter på 40 tommar, er 814 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 41 millionar Sm³ per dag. Til Zeepipe I høyrer òg ein rørleidning på 30 tommar mellom Sleipner (SLR) og Draupner S.

Zeepipe II A startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på stigerørinnretninga på Sleipner. Rørleidningen blei sett i drift i 1996. Zeepipe II A har ein diameter på 40 tommar, han er 303 kilometer lang og har ein kapasitet på 72 millionar Sm³ per dag.

Zeepipe II B startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på Draupner E. Rørleidningen blei sett i drift i 1997. Zeepipe II B har ein diameter på 40 tommar, han er 300 kilometer lang og har ein kapasitet på 71 millionar Sm³ per dag. Zeepipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var 25,1 milliardar 2008-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Belgia om transport av gass frå norsk kontinentalsokkel og andre område gjennom rørleidning til Belgia, referert i St.prp. nr. 148 (1987–88) og Innst. S. nr. 21 (1988–89).)

Åsgard Transport

Åsgard Transport startar ved Åsgardfeltet og endar på Kårstø. Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Han har ein diameter på 42 tommar, er 707 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 69 millionar Sm³ per dag. Åsgard Transport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,9 milliardar 2008-kroner.

Langeled

Gasstransportsystemet Langeled transporterar gass frå landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via eit tilknytingspunkt på stigerørinnretninga på Sleipner til ein ny mottaksterminal i Easington på austkysten av England. Transportsystemet er ein 42 tommar rørleidning frå Nyhamna til stigerørinnretninga på Sleipner (nordleg rørleidning) og ein 44 tommar rørleidning vidare til Easington (sørleg rørleidning). Kapasiteten i den nordlege rørleidningen er rundt 80 millionar Sm³ per dag, og kapasiteten i den sørlege rørleidningen er om lag 70 millionar Sm³ per dag.

Transportsystemet har ei samla lengd på om lag 1200 kilometer. Den sørlege rørleidningen blei sett i drift i oktober 2006, den nordlege rørleidningen i oktober 2007. Hydro var operatør i utbyggingsfasen for den sørlege delen, medan Gassco er operatør for både utbyggingsfasen for den nordlege delen og i driftsfasen for heile transportsystemet. Langeled blei inkludert i Gassled hausten 2006. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 17,7 milliardar 2008-kroner.

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 ein rørleidning til Sleipner og Draupner.

Kollsnes leverer òg ei mindre mengd gass til LNG-anlegget i Gasnor-Kollsnes Næringspark. Etter ein stabiliseringsprosess går kondensatet vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. Anlegget blei i 2004 oppgradert med eit NGL-ekstraksjonsanlegg for å kunna behandla gass frå Kvitebjørn og Visund. Etter oppgraderinga er kapasiteten 143 millionar Sm³ tørrgass per dag og 9780 Sm³ kondensat per dag. For at anlegget skal kunna levera 143 millionar Sm³ tørrgass per dag, er ein ny eksportkompressor sett i drift frå 01.10.2006.

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

På Kårstø gassbehandlingsanlegg blir rikgassen behandla og produkta, som er tørrgass, etan, propan, isobutan, normalbutan og nafta, separert ut. Tørrgassen, som hovudsakleg inneheld metan og etan, blir transportert i to rørleidningar frå Kårstø, Europipe II til Tyskland og Statpipe til Draupner. Kårstø kondensatanlegg tek imot ustabilisert kondensat frå Sleipnerfeltet 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 omjevnadene. Propan blir lagra nedkjølt i store fjellhallar. Skip transporterer desse produkta i flytande form frå Kårstø.

Anlegga på Kårstø er fire ekstraksjons- og fraksjoneringsliner for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline 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 attvinning av etan på Kårstø til 950 000 tonn i året. Gassbehandlingsanlegget blei samtidig oppgradert til å handtera 88 millionar Sm³ rikgass per dag.

Andre rørleidingar

Draugen Gasseksport

Operatør	A/S Norske Shell	
Rettskavarar	Petoro AS	47,88 %
	BP Norge AS	18,36 %
	A/S Norske Shell	26,20 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,17 milliard 2008-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år.	
Kapasitet	Om lag 2 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidingen knyter Draugfeltet til Åsgard Transport og gjer det mogleg å knyta til andre felt i området. Lengda er 78 kilometer, og dimensjonen er 16 tomnar. Rørleidingen blei sett i drift i november 2000.

Grane Gassrør

Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavarar	Som for Granefeltet	
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,32 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år.	
Kapasitet	Om lag 3,6 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidingen kom i drift i september 2003. Det er behov for gassinjeksjon for å produsera oljen frå Granefeltet. Denne gassen blir transportert til feltet via Grane Gassrør. Rørleidingen går frå stigerørinnretninga på Heimdal til Grane og er 50 kilometer lang med ein dimensjon på 18 tomnar.

Grane Oljerør

Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	43,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	25,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	24,40 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	6,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,68 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år.	
Kapasitet	34 000 Sm ³ olje per dag	

Rørleidingen kom i drift samtidig med Granefeltet, i september 2003. Han knyter Granefeltet til Stureterminalen. Grane Oljerør er 220 kilometer langt og har ein diameter på 29 tomnar.

Haltenpipe

Operatør	Gassco AS	
Rettsnavarar	Petoro AS	57,81 %
	StatoilHydro ASA	19,06 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,13 %
	Eni Norge AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 3,0 milliardar 2008-kroner i rørleidning og terminal.	
Levetid	Konsesjonstida varer til utgangen av år 2020.	
Kapasitet	2,2 milliardar Sm ³ gass per år	

Haltenpipe transporterer gass frå Heidrunfeltet i Norskehavet til Tjeldbergodden. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 250 kilometer. StatoilHydro ASA og ConocoPhillips Skandinavia AS har bygt ein metanolfabrikk nær ilandføringsterminalen, der gassen frå Heidrun blir nytta til å framstilla metanol. Gassleveransane til metanolanlegget utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm³.

Heidrun Gasseksport

Operatør	StatoilHydro ASA ¹	
Rettsnavarar	Petoro AS	58,16 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	24,31 %
	StatoilHydro ASA ¹	12,41 %
	Eni Norge AS	5,12 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,97 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år.	
Kapasitet	Om lag 4,0 milliardar Sm ³ per år	

¹ Etter planen skal operatørskapet overførast til Gassco AS.

Rørleidningen knyter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Lengda er 37 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Rørleidningen kom i drift i februar 2001.

Kvitebjørn Oljerør (KOR)

Operatør	StatoilHydro ASA ¹	
Rettskavalar	StatoilHydro ASA ¹	43,55 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	15,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,53 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 25 år.	
Kapasitet	Om lag 10 000 Sm ³ per år	

Kvitebjørn Oljerør (KOR) transporterer kondensatet frå Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen er kopla inn på Y-koplinga på Troll Oljerør II. Han har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 90 kilometer. Rørleidningen blei sett i drift i siste halvåret av 2004.

Norne Gasstransportsystem (NGTS)

Operatør	Gassco AS	
Rettskavalar	Petoro AS	54,00 %
	StatoilHydro ASA	31,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	8,10 %
	Eni Norge AS	6,90 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,27 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år.	
Kapasitet	Om lag 3,6 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidningen knyter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda er 126 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Rørleidningen kom i drift i februar 2001.

Norpipe Oljerørledning

Eigar	Norpipe Oil AS	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Eigarar i Norpipe Oil AS	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,05 %
	Total E&P Norge AS	34,93 %
	StatoilHydro ASA	15,00 %
	Eni Norge AS	6,52 %
	StatoilHydro Petroleum AS	3,50 %
	Petoro AS	5,0 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 17,0 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Rørleidningen er bygt for ei levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetida til leidningen blir jamleg vurdert.	
Kapasitet	Designkapasiteten for oljerørleidningen er om lag 53 millionar Sm ³ per år (900 000 fat per dag), inkludert bruk av friksjonsdempande kjemikal. Mottaksanlegga avgrensar kapasiteten til 128 776 Sm ³ per dag.	

Norpipe Oljerørledning kryssar britisk kontinentalsokkel og kjem i land i Teesside i Storbritannia. Han er 354 kilometer lang og har ein diameter på 34 tommar. Utgangspunktet er Ekofisk feltcenter, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 kilometer nedstraums Ekofisk er det eit innkoplingspunkt for britiske felt.

To stigerørinnretningar med tre pumper kvar har tidlegare blitt knytte til oljerørleidningen, men er kopla ut, den eine i 1991 og den andre i 1994.

To britiskregistrerte selskap (Norsea Pipeline Ltd. og Norpipe Petroleum UK Ltd.) eig oljeutskipingshamna i Teesside og fraksjoneringsanlegget for utskiljing av NGL. Rørleidningen transporterer olje frå dei fire Ekofiskfelta (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå felta Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar og frå fleire britiske felt.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om levering av petroleum gjennom ein rørledning frå Ekofiskfeltet og områda rundt til Storbritannia (referert i St.prp. nr. 110 (1972–73) og Innst. S. nr. 262 (1972–73).)

Oseberg Transportsystem (OTS)

Operatør	StatoilHydro Petroleum AS	
Rettskavarar	Petoro AS	48,38 %
	StatoilHydro Petroleum AS	22,24 %
	StatoilHydro ASA	14,00 %
	Total E&P Norge AS	8,65 %
	Mobil Development Norway AS	4,33 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,1 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Rørleidningen er bygt for ei levetid på 40 år.	
Kapasitet	121 000 Sm ³ per dag (teknisk kapasitet), 990 000 Sm ³ (lagerkapasitet)	

Oljen frå Osebergfeltet blir transportert i ein 115 kilometer lang rørledning frå Oseberg A-innretninga til råolje-terminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørleidningen har ein dimensjon på 28 tommar. Rettskavarane til Oseberg har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen.

Sleipner Øst kondensatrørledning

Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsnavarar	StatoilHydro ASA	49,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,68 milliardar 2008-kroner.	
Kapasitet	32 000 Sm ³ olje per dag	

Rørledningen transporterer ustabilisert kondensat frå Sleipner A til Kårstø. Han har ein diameter på 20 tommar.

Troll Oljerør I

Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsnavarar	Petoro AS	55,77 %
	StatoilHydro ASA	20,85 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,27 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Troll Oljerør I er bygt for ei levetid på 35 år.	
Kapasitet	42 500 Sm ³ olje per dag med bruk av flytforbetrar	

Troll Oljerør I er bygt for å transportera oljen frå Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Rørledningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 85 kilometer. Eigargruppa i Troll har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørledningen. Troll Oljerør I stod klar då oljeproduksjonen frå Troll B tok til i september 1995.

Troll Oljerør II

Operatør	StatoilHydro ASA	
Rettsnavarar	Petoro AS	55,77 %
	StatoilHydro ASA	20,85 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,12 milliardar 2008-kroner.	
Levetid	Troll Oljerør II er bygt for ei levetid på 35 år.	
Kapasitet	Dagens kapasitet er 40 000 Sm ³ olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røra er 47 500 Sm ³ olje per dag (utan flytforbetrar).	

Troll Oljerør II er bygt for å transportera oljen frå Troll C til oljeterminalen på Mongstad. PAD for rørledningen blei godkjent i mars 1998. Rørledningen har ein diameter på 20 tommar og ei lengd på 80 kilometer. Han stod ferdig til oppstarten av Troll C 01.11.1999. Olje frå Fram og Kvitebjørn blir transportert gjennom Troll Oljerør II. Konesjonsperioden for rørledningen varer til 2023.

Landanlegg

Mongstadterminalen

Eigarar	StatoilHydro ASA	65,00 %
	Petoro AS	35,00 %

Mongstadterminalen har tre kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 440 000 tonn, og dessutan seks kaverner som er sprengde ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har ein lagringskapasitet på til saman 1,5 millionar m³ råolje.

Råoljeterminalen blei bygt for å sikra avsetjing av bøyelasta råolje. Råoljen frå felt med bøyelasting (mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun) blir lasta til havs på bøyelastarskip. Seglingsområdet for bøyelastarskip er avgrensa til Nordvest-Europa, men ved å lagre og omlaste på Mongstad kan Statoil omsetje oljen i fjernare område. Mongstad er òg ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Troll Blend (Fram), Kvitebjørn og bøyelastarar frå Heidrun.

Ormen Lange-landanlegg

Eigarar	Som for Ormen Lange-feltet
---------	----------------------------

Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseksport, kondensatutskilling/stabilisering/lagring samt fiskal måling av gass og kondensat. Kondensatet blir eksportert med skip frå Nyhamna. Anlegget kom i drift i september 2007. Landanlegget er bygt for ei levetid på 30 år, mens delar av hovudinfrastrukturen er bygt for 50 år. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm³ tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.

Snøhvit landanlegg

Eigarar	Som for Snøhvitfeltet
---------	-----------------------

Den ubehandla brønnstraumen frå Snøhvitfeltet blir ført gjennom eit 160 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskiping. På landanlegget blir kondensat, vatn og CO₂ skilt frå brønnstraumen før naturgassen blir kjølt ned til flytande form (LNG) og lagra i dedikerte tankar. Kraftforsyninga kjem normalt frå fem gassturbinar på anlegget. Kondensat og LPG produkter blir sende til eigne lagertankar for utskiping. CO₂ som blir skilt frå naturgassen, blir sendt i retur til Snøhvitfeltet der det blir injisert i ein eigen formasjon under oljen og gassen.

Stureterminalen

Eigarar	Stureanlegget er med i interessentskapet for Oseberg Transportsystem (OTS), og eigarane er dei same som i OTS. Unntaket er eksportanlegget for flytande gass (LPG) som StatoilHydro Petroleum AS eig (LPG-kjølelager og eksportanlegg til skip) og Vestprosess DA (eksportanlegg mot Vestprosess).
----------------	--

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 òg imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i drift i desember 1988. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 million Sm³, ei LPG-kaverne på 60 000 Sm³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m³. Eit anlegg for attvinning av flyktige organiske komponentar (VOC) er installert.

Eit fraksjoneringsanlegg, som har vore i drift frå desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-blanding. Produsert LPG-blanding kan både eksporterast med båt frå terminalen og leverast inn i Vestprosess-rørleidningen mellom Kollsnes, Stura og Mongstad.

Tjeldbergodden

Eigar	Statoil Metanol ANS	
Eigarar i Statoil Metanol ANS	StatoilHydro ASA	81,70 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,30 %

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden kom i produksjon 05.06.1997. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm³, som gjev 830 000 tonn metanol.

I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har òg eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm³ per år.

Vestprosess

Eigarar	Petoro AS	41,00 %
	StatoilHydro ASA	17,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	17,00 %
	Mobil Exploration Norway Inc.	10,00 %
	A/S Norske Shell	8,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,00 %

Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999. Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gass-terminalen 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. Fraksjoneringsprodukt, propan og butan, blir lagra i kaverne og seinare eksportert.

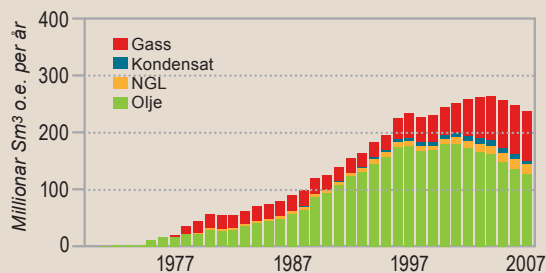
Vedlegg

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	1 694	725	646	57			
1978	1 828	727	1 213	51			
1979	3 399	1 492	1 608	53			
1980	9 912	4 955	3 639	63			
1981	13 804	8 062	5 308	69			0,057
1982	15 036	9 014	5 757	76			368
1983	14 232	8 870	7 663	75			353
1984	18 333	11 078	9 718	84			795
1985	21 809	13 013	11 626	219		-8 343	709
1986	17 308	9 996	8 172	198		-11 960	1 245
1987	7 137	3 184	7 517	243		-10 711	871
1988	5 129	1 072	5 481	184		-9 133	0
1989	4 832	1 547	7 288	223		755	0
1990	12 366	4 963	8 471	258		7 344	800
1991	15 021	6 739	8 940	582	810	5 879	1 500
1992	7558	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	5045
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	125523	12 593
2007	70 281	116 233	0	764	3 876	112 336	16 448

(Kjelde: Statsrekneskap og rekneskapstal for SDØE)



Total petroleumproduksjon
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Tabell 1.2 Petroleumproduksjon på norsk sokkel, millionar standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalentar

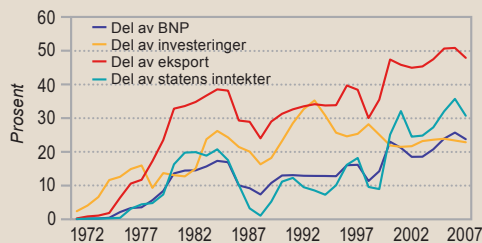
År	Olje	Gass	Kondensat	NGL	Total produksjon
1970					
1971	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
1972	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1973	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1974	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0
1975	11,0	0,0	0,0	0,0	11,0
1976	16,2	0,0	0,0	0,0	16,2
1977	16,6	2,7	0,0	0,0	19,3
1978	20,6	14,2	0,0	0,0	34,9
1979	22,5	20,7	0,0	1,1	44,3
1980	28,2	25,1	0,0	2,4	55,8
1981	27,5	25,0	0,0	2,2	54,7
1982	28,5	24,0	0,0	2,3	54,8
1983	35,6	23,6	0,0	2,7	62,0
1984	41,1	26,0	0,1	2,6	69,8
1985	44,8	26,2	0,1	3,0	74,0
1986	48,8	26,1	0,1	3,8	78,8
1987	57,0	28,2	0,1	4,1	89,3
1988	64,7	28,3	0,0	4,8	97,9
1989	86,0	28,7	0,1	4,9	119,7
1990	94,5	25,5	0,0	5,0	125,1
1991	108,5	25,0	0,1	4,9	138,5
1992	124,0	25,8	0,1	5,0	154,8
1993	131,8	24,8	0,6	5,5	162,7
1994	146,3	26,8	2,8	7,1	183,1
1995	156,8	27,8	3,7	7,9	196,3
1996	175,4	37,4	4,4	8,2	225,5
1997	175,9	43,0	6,4	8,1	233,3
1998	168,7	44,2	6,0	7,4	226,3
1999	168,7	48,5	6,5	7,0	230,7
2000	181,2	49,7	6,3	7,2	244,4
2001	180,9	53,9	6,6	10,9	252,3
2002	173,6	65,5	8,0	11,8	259,0
2003	165,5	73,1	11,1	12,9	262,5
2004	162,8	78,5	9,1	13,6	264,0
2005	148,1	85,0	8,4	15,7	257,2
2006	136,6	87,6	8,0	16,7	248,8
2007	128,3	89,7	3,5	16,6	238,0

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsette, investeringar og leitekostnader

År	Bruttoprodukt (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Sysselsette	Investeringar inklusive leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	75	NA	691	
1972	207	314	200	1 192	
1973	258	504	300	2 326	
1974	1 056	1 089	900	5 138	
1975	4 218	3 943	2 200	7 291	
1976	6 896	7 438	2 700	9 270	
1977	8 617	8 852	4 000	10 589	
1978	14 835	15 117	6 100	9 228	
1979	23 494	24 788	7 900	9 061	
1980	44 285	44 638	9 700	10 119	
1981	55 189	52 432	12 200	14 462	4 133
1982	61 891	57 623	13 100	15 909	5 519
1983	73 298	68 082	13 900	27 028	5 884
1984	90 092	82 504	15 800	32 244	7 491
1985	97 347	90 098	17 700	32 839	7 830
1986	59 988	57 239	18 000	33 155	6 654
1987	59 574	58 301	17 800	35 247	4 951
1988	49 966	51 720	18 700	29 680	4 151
1989	76 768	76 681	18 600	31 957	5 008
1990	95 400	92 451	19 200	32 223	5 137
1991	101 346	101 015	19 700	43 065	8 137
1992	102 578	101 187	20 900	49 512	7 680
1993	107 542	108 463	22 300	57 579	5 433
1994	112 623	113 099	22 500	54 653	5 011
1995	120 198	121 169	21 700	48 583	4 647
1996	165 444	167 200	23 000	47 878	5 455
1997	180 594	177 825	24 000	62 494	8 300
1998	129 098	128 807	28 000	79 216	7 577
1999	176 591	173 428	27 000	69 096	4 993
2000	340 640	326 658	29 000	53 589	5 274
2001	325 333	322 291	32 000	57 144	6 815
2002	283 462	283 343	31 000	54 000	4 476
2003	295 356	291 220	29 000	64 362	4 134
2004	361 262	347 926	30 000	71 473	4 010
2005	465 341	439 881	32 000	88 478	7 537
2006	555 628	511 352	31 000	95 740	11 718
2007	543 409	508 954	35 000	109 298	17 921

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)

Tabell 1.4 Petroleumssektorens del av BNP, eksport, realinvesteringar og statens totale inntekter, i prosent

År	Del av BNP	Del av eksport	Del av realinvesteringar	Del av statens totale inntekter
1971	0,01	0,21	2,33	0,05
1972	0,18	0,79	4,03	0,12
1973	0,19	1,04	6,56	0,16
1974	0,40	1,82	11,61	0,25
1975	2,09	6,36	12,56	0,38
1976	3,28	10,54	14,86	3,07
1977	3,52	11,68	15,92	4,38
1978	5,63	17,23	9,27	4,77
1979	8,35	23,47	13,68	7,31
1980	13,58	32,80	13,03	16,27
1981	14,41	33,58	12,69	19,76
1982	14,48	34,80	15,00	19,90
1983	15,66	36,69	23,71	18,86
1984	17,31	38,55	26,18	20,74
1985	16,90	38,16	24,26	17,50
1986	10,01	29,29	21,43	10,13
1987	9,17	28,91	20,04	3,21
1988	7,33	23,99	16,27	1,02
1989	10,74	28,99	18,15	5,20
1990	12,96	31,28	23,20	11,14
1991	13,06	32,60	28,49	12,25
1992	12,87	33,51	32,65	9,49
1993	12,83	34,12	35,23	8,50
1994	12,82	33,76	30,76	7,24
1995	12,74	33,83	25,67	10,06
1996	16,02	39,69	24,58	16,14
1997	16,14	38,42	25,33	18,15
1998	11,32	30,00	28,17	9,56
1999	14,24	35,49	25,07	8,93
2000	23,00	47,39	21,88	25,07
2001	21,17	45,82	21,46	32,07
2002	18,50	44,96	21,65	24,50
2003	18,53	45,35	23,17	24,80
2004	20,73	47,49	23,58	27,25
2005	23,92	50,66	23,87	32,01
2006	25,70	50,86	23,35	35,72
2007	23,74	47,89	22,82	30,70

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)

Vedlegg 2 Petroleumsressursane

(per 31.12.2007)

Tabell 2.1 Historisk produksjon 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
Historisk produksjon	38.3	228.6	3.7	0.9	274.9	
Balder ^{a)}	41.3	0.9	0.0	0.0	42.2	1967
Blane	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1989
Brage	48,5	2,5	1,0	0,0	52,8	1980
Draugen	117,8	1,3	1,9	0,0	122,7	1984
Ekofisk	390,6	133,6	12,0	0,0	547,1	1969
Eldfisk	86,2	37,1	3,6	0,0	130,2	1970
Embla	9,4	3,2	0,4	0,0	13,3	1988
Enoch	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	1991
Fram	9,8	0,1	0,0	0,0	9,9	1992
Gimle	1,1	0,1	0,0	0,0	1,2	2004
Glitne	7,4	0,0	0,0	0,0	7,4	1995
Grane	42,8	0,0	0,0	0,0	42,8	1991
Gullfaks ^{b)}	334,7	22,5	2,6	0,0	362,1	1978
Gullfaks Sør ^{c)}	30,5	20,2	2,4	0,0	55,3	1978
Gungne ³	0,0	0,0	1,5	4,3	7,1	1982
Gyda ^{d)}	34,1	5,7	1,8	0,0	43,3	1980
Heidrun ^{e)}	121,9	11,0	0,5	0,0	133,7	1985
Heimdal	6,4	42,4	0,0	0,0	48,9	1972
Hod	8,8	1,5	0,2	0,0	10,8	1974
Huldra	4,4	12,8	0,1	0,0	17,3	1982
Jotun	21,4	0,8	0,0	0,0	22,2	1994
Kristin	5,3	6,5	1,4	2,1	16,6	1997
Kvitebjørn	5,9	11,6	1,0	0,0	19,4	1994
Mikkel	0,9	7,3	2,0	2,2	14,2	1987
Murchison	13,5	0,3	0,3	0,0	14,5	1975

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³	Funnår ²⁾
Njord	22,0	0,1	0,0	0,0	22,1	1986
Norne	77,0	5,5	0,6	0,0	83,6	1992
Ormen Lange	0,0	1,7	0,0	0,1	1,8	1997
Oseberg ^{d)}	339,9	18,2	5,0		367,6	1979
Oseberg Sør	31,3	4,8			36,1	1984
Oseberg Øst	16,6	0,3			16,9	1981
Ringhorne Øst	2,6	0,1	0,0	0,0	2,6	2003
Sigyn	0,0	4,0	1,5	4,4	11,3	1982
Skirne	1,0	4,2	0,0	0,0	5,1	1990
Sleipner Vest og Sleipner Øst ^{g)}	0,0	149,2	18,1	56,3	239,8	1974
Snorre	155,0	5,7	4,4	0,0	169,0	1979
Snøhvit	0,0	0,2	0,0	0,1	0,3	1984
Statfjord	555,4	55,7	14,7	0,2	639,3	1974
Statfjord Nord	34,7	2,2	0,7	0,0	38,3	1977
Statfjord Øst	33,1	3,5	1,2	0,0	38,9	1976
Sygna	9,3	0,0	0,0	0,0	9,3	1996
Tambar	7,4	0,0	0,2	0,0	7,8	1983
Tor	22,6	10,8	1,2	0,0	35,6	1970
Tordis ^{h)}	51,0	3,8	1,4	0,0	57,4	1987
Troll ⁱ⁾	190,5	306,0	2,8	4,3	506,2	1979
Tune	3,1	14,0	0,1	0,0	17,3	1996
Ula	68,6	3,9	2,6	0,0	77,3	1976
Urd	3,1	0,1	0,0	0,0	3,2	2000
Vale	0,8	0,6	0,0	0,0	1,4	1991
Valhall	96,1	19,0	3,0	0,0	120,9	1975
Varg	10,5	0,0	0,0	0,0	10,5	1984
Veslefrikk	48,7	2,2	1,2	0,0	53,2	1981
Vigdis	40,0	0,8	0,6	0,0	42,0	1986
Visund	16,3	2,9	0,2	0,0	19,6	1986
Yme	7,9	0,0	0,0	0,0	7,9	1987
Åsgard	57,2	63,7	11,1	17,1	159,0	1981
Produksjon frå felt i produksjon	3 244,7	1 003,9	103,5	91,2	4 536,4	
Sum seld og levert	3 283,0	1232,5	107,2	92,2	4811,4	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønningen som inngår i feltet

3) Gassproduksjonen på Gungne, Sleipner Vest og Øst blir målt samla.

(Kjelde: Oljedirektoratet)

a) Balder omfattar og Ringhorne

b) Gullfaks omfattar og Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfattar og Gulltopp, Gullveig, Rimfaks og Skinfaks

d) Gyda omfattar og Gyda Sør

e) Heidrun omfattar og Tjeldbergodden

f) Oseberg omfattar og Oseberg Vest

g) Sleipner Øst omfattar og Loke

h) Tordis omfattar og Tordis Øst og Borg

i) Troll omfattar og TOGI

Tabell 2.2 Reserver i felt i produksjon og felt med godkjent plan for utbygging og drift

Felt	Reserver mill. Sm³ o.e.	Funnår²⁾	Operatør per 31.12.2007	Utvinningsløype/ avtalebasert område
Alve ¹⁾	9,2	1990	StatoilHydro ASA	159 B
Alvheim ¹⁾	30,2	1998	Marathon Petroleum Norge AS	036 C, 088 BS, 203
Balder	60,6	1967	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	001
Blane	0,9	1989	Talisman Energy Norge AS	Blane
Brage	57,6	1980	StatoilHydro Petroleum AS	Brage
Draugen	146,3	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	728,9	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	188,9	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	19,8	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Enoch	0,4	1991	Talisman North Sea Limited	Enoch
Fram	31,1	1992	StatoilHydro Petroleum AS	090
Gimle	5,2	2004	StatoilHydro ASA	Gimle
Gjøa ¹⁾	54,5	1989	StatoilHydro ASA	153
Glitne	8,1	1995	StatoilHydro ASA	048 B
Grane	112,4	1991	StatoilHydro Petroleum AS	Grane
Gullfaks	387,8	1978	StatoilHydro ASA	050
Gullfaks Sør	100,2	1978	StatoilHydro ASA	050
Gungne	20,8	1982	StatoilHydro ASA	046
Gyda	48,8	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	231,5	1985	StatoilHydro ASA	Heidrun
Heimdal	50,0	1972	StatoilHydro Petroleum AS	036 BS
Hod	11,7	1974	BP Norge AS	033
Huldra	21,1	1982	StatoilHydro ASA	Huldra
Jotun	25,0	1994	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Jotun
Kristin	74,3	1997	StatoilHydro ASA	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	108,1	1994	StatoilHydro ASA	193
Mikkjel	40,5	1987	StatoilHydro ASA	Mikkjel
Murchison	14,7	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	37,9	1986	StatoilHydro Petroleum AS	Njord
Norne	107,2	1992	StatoilHydro ASA	Norne
Ormen Lange	422,2	1997	A/S Norske Shell	Ormen Lange
Oseberg ²⁾	486,9	1979	StatoilHydro Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Sør	61,5	1984	StatoilHydro Petroleum AS	Oseberg Sør
Oseberg Øst	27,8	1981	StatoilHydro Petroleum AS	053
Rev ¹⁾	6,5	2001	Talisman Energy Norge AS	038 C

Felt	Reservar mill. Sm ³ o.e.	Funnår ⁵⁾	Operatør per 31.12.2007	Utvinningsløyve/ avtalebasert område
Ringhorne Øst	6,5	2003	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Ringhorne Øst
Sigyn	14,9	1982	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	072
Skarv ¹⁾	68,3	1998	BP Norge As	Skarv
Skirne	10,9	1990	Total E&P Norge AS	102
Sleipner Vest	165,6	1974	StatoilHydro ASA	Sleipner Vest
Sleipner Øst	121,0	1981	StatoilHydro ASA	Sleipner Øst
Snorre	249,9	1979	StatoilHydro ASA	Snorre
Snøhvit	190,7	1984	StatoilHydro ASA	Snøhvit
Statfjord	690,5	1974	StatoilHydro ASA	Statfjord
Statfjord Nord	45,2	1977	StatoilHydro ASA	037
Statfjord Øst	45,1	1976	StatoilHydro ASA	Statfjord Øst
Sygna	10,6	1996	StatoilHydro ASA	Sygna
Tambar	13,9	1983	BP Norge As	065
Tor	36,8	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	72,3	1987	StatoilHydro ASA	089
Troll ³⁾	1 621,8	1979	StatoilHydro Petroleum AS	Troll
Troll ⁴⁾		1983	StatoilHydro ASA	Troll
Tune	22,6	1996	StatoilHydro Petroleum AS	190
Tyrihans ¹⁾	68,4	1983	StatoilHydro ASA	Tyrihans
Ula	90,3	1976	BP Norge As	019
Urd	9,9	2000	StatoilHydro ASA	128
Vale	3,8	1991	StatoilHydro Petroleum AS	036
Valhall	184,0	1975	BP Norge As	Valhall
Varg	13,6	1984	Talisman Energy Norge AS	038
Vega ¹⁾	12,1	1981	StatoilHydro Petroleum AS	248
Vega Sør ¹⁾	10,6	1987	StatoilHydro Petroleum AS	090 C
Veslefrikk	62,7	1981	StatoilHydro ASA	052
Vigdis	61,6	1986	StatoilHydro ASA	089
Vilje ¹⁾	8,7	2003	StatoilHydro Petroleum AS	36
Visund	90,6	1986	StatoilHydro ASA	Visund
Volund	8,0	1994	Marathon Petroleum Norge AS	150
Volve ¹⁾	14,2	1993	StatoilHydro ASA	046 BS
Yme	18,8	1987	Talisman Energy Norge AS	316
Åsgard	365,0	1981	StatoilHydro ASA	Åsgard

1) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var kome i gang per 31.12.2007

2) Ressursane i Oseberg omfattar også Oseberg Vest

3) Ressursane omfattar dei totale ressursane på Troll

4) Ressursane er inkludert i raden ovanfor

5) Funnår er funnår for den eldste funnbrønne som inngår i feltet

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.3 Opphavlege og attverande reservar i felt

	Opphavlege reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	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	mrd. Sm ³	mill. Sm ³	mill. Sm ³
Alve ³⁾	0	5,85	1,08	1,3	9,2	0	5,85	1,08	1,3	9,2
Alvheim ³⁾	24,5	5,7	0,0	0,0	30,2	24,5	5,7	0,0	0,0	30,2
Balder ⁴⁾	58,7	1,9	0,0	0,0	60,6	17,4	1,0	0,0	0,0	18,4
Blane	0,8	0,0	0,0	0,0	0,9	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
Brage	51,6	3,7	1,2	0,0	57,6	3,1	1,2	0,2	0,0	4,8
Draugen	140,0	1,5	2,5	0,0	146,3	22,2	0,3	0,6	0,0	23,6
Ekofisk	540,6	160,2	14,8	0,0	728,9	150,0	26,6	2,7	0,0	181,8
Eldfisk	136,7	44,3	4,2	0,0	188,9	50,4	7,2	0,6	0,0	58,7
Embla	12,0	5,2	1,4	0,0	19,8	2,6	2,0	1,0	0,0	6,4
Enoch	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3
Fram	22,1	8,8	0,1	0,0	31,1	12,3	8,7	0,1	0,0	21,2
Gimle	4,1	0,9	0,1	0,0	5,2	2,9	0,9	0,1	0,0	4,0
Gjøa ³⁾	11,1	32,6	5,6	0,0	54,5	11,1	32,6	5,6	0,0	54,5
Glitne	8,1	0,0	0,0	0,0	8,1	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
Grane	112,4	0,0	0,0	0,0	112,4	69,6	0,0	0,0	0,0	69,6
Gullfaks ^{b)}	358,4	24,3	2,7	0,0	387,8	23,6	1,8	0,1	0,0	25,7
Gullfaks Sør ^{c)}	48,1	42,5	5,1	0,0	100,2	17,6	22,3	2,7	0,0	44,9
Gungne	0,0	14,1	1,4	4,0	20,8	0,0	14,1	0,0	0,0	14,1
Gyda ^{d)}	39,2	6,0	1,9	0,0	48,8	5,1	0,2	0,1	0,0	5,5
Heidrun ^{e)}	186,0	41,6	2,0	0,0	231,5	64,1	30,7	1,5	0,0	97,7
Heimdal	7,2	42,8	0,0	0,0	50,0	0,8	0,4	0,0	0,0	1,1
Hod	9,3	1,7	0,4	0,0	11,7	0,5	0,1	0,1	0,0	0,9
Huldra	4,9	15,9	0,1	0,0	21,1	0,6	3,2	0,0	0,0	3,8
Jotun	24,0	0,9	0,0	0,0	25,0	2,7	0,1	0,0	0,0	2,8
Kristin	30,2	29,5	6,6	2,1	74,3	24,9	23,0	5,2	0,0	57,7
Kvitebjørn	27,4	74,9	3,1	0,0	108,1	21,6	63,3	2,0	0,0	88,7
Mikkell	4,4	22,9	5,8	2,3	40,5	3,5	15,6	3,8	0,0	26,3
Murchison	14,2	0,4	0,0	0,0	14,7	0,7	0,1	0,0	0,0	0,8
Njord	24,0	10,7	1,7	0,0	37,9	2,0	10,6	1,7	0,0	15,8
Norne	93,0	11,6	1,4	0,0	107,2	16,0	6,2	0,7	0,0	23,6
Ormen Lange	0,0	393,7	0,0	28,5	422,2	0,0	392,1	0,0	28,4	420,4
Oseberg ^{d)}	361,1	109,2	8,7	0,0	486,9	21,2	91,0	3,7	0,0	119,2
Oseberg Sør	49,9	11,6	0,0	0,0	61,5	18,6	6,8	0,0	0,0	25,4
Oseberg Øst	27,4	0,4	0,0	0,0	27,8	10,8	0,2	0,0	0,0	10,9
Rev ³⁾	0,0	4,7	0,5	0,8	6,5	0,0	4,7	0,5	0,8	6,5
Ringhorne Øst	6,4	0,1	0,0	0,0	6,5	3,9	0,1	0,0	0,0	3,9
Sigyn	0,0	6,0	2,4	4,5	14,9	0,0	2,0	0,8	0,0	3,6

	Opphavlege reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mrd. Sm ³	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³
Skarv ³⁾	14,5	41,5	5,4	1,9	68,3	14,5	41,5	5,4	1,9	68,3
Skirne	2,0	8,9	0,0	0,0	10,9	1,0	4,7	0,0	0,0	5,7
Sleipner Vest	0,0	120,6	8,3	29,2	165,6					
Sleipner Øst ⁵⁾	0,0	68,3	13,1	27,9	121,0					
Sleipner Vest og Sleipner Øst ⁵⁾					0,0	0,0	39,7	3,3	0,8	46,8
Snorre	234,2	6,5	4,8	0,0	249,9	79,2	0,9	0,4	0,0	80,9
Snøhvit	0,0	160,6	6,3	18,1	190,7	0,0	160,4	6,3	18,0	190,5
Statfjord	564,6	78,8	24,8	0,0	690,5	9,1	23,2	10,0	0,0	51,4
Statfjord Nord	40,9	2,6	0,9	0,0	45,2	6,2	0,4	0,2	0,0	6,9
Statfjord Øst	37,9	4,2	1,6	0,0	45,1	4,8	0,7	0,3	0,0	6,1
Sygna	10,6	0,0	0,0	0,0	10,6	1,4	0,0	0,0	0,0	1,4
Tambar	10,3	3,1	0,3	0,0	13,9	2,8	3,1	0,1	0,0	6,1
Tor	23,6	11,0	1,2	0,0	36,8	1,0	0,2	0,0	0,0	1,2
Tordis ^{b)}	63,5	5,4	1,8	0,0	72,3	12,4	1,6	0,4	0,0	14,9
Troll ^{h)}	240,8	1330,7	25,7	1,6	1 621,8	50,3	1 024,7	22,8	-2,7	1 115,7
Tune ⁶⁾	3,5	18,8	0,1	0,0	22,6	0,5	4,9	0,0	0,0	5,4
Tyrihans ³⁾	29,0	29,3	5,3	0,0	68,4	29,0	29,3	5,3	0,0	68,4
Ula	80,5	3,9	3,1	0,0	90,3	11,9	0,0	0,6	0,0	13,0
Urd	9,5	0,3	0,0	0,0	9,9	6,4	0,2	0,0	0,0	6,6
Vale	1,7	2,2	0,0	0,0	3,8	0,9	1,6	0,0	0,0	2,5
Valhall	147,0	26,7	5,4	0,0	184,0	50,9	7,7	2,4	0,0	63,1
Varg	13,6	0,0	0,0	0,0	13,6	3,1	0,0	0,0	0,0	3,1
Vega	0,0	9,4	0,5	1,7	12,1	0,0	9,4	0,5	1,7	12,1
Vega Sør	0,0	7,4	0,4	2,4	10,6	0,0	7,4	0,4	2,4	10,6
Veslefrikk	56,5	3,8	1,3	0,0	62,7	7,8	1,6	0,1	0,0	9,5
Vigdis	57,4	1,5	1,4	0,0	61,6	17,4	0,7	0,8	0,0	19,6
Vilje ³⁾	8,3	0,4	0,0	0,0	8,7	8,3	0,4	0,0	0,0	8,7
Visund	27,6	50,6	6,5	0,0	90,6	11,3	47,7	6,4	0,0	71,0
Volund ³⁾	7,4	0,6	0,0	0,0	8,0	7,4	0,6	0,0	0,0	8,0
Volve ³⁾	12,5	1,2	0,2	0,1	14,2	12,5	1,2	0,2	0,1	14,2
Yme ³⁾	18,8				18,8	10,9	0,0	0,0	0,0	10,9
Åsgard	102,9	181,9	33,8	16,0	365,0	45,8	118,2	22,7	-1,1	206,0
Sum	4257,2	3316,4	227,0	142,4	8147,2	1012,5	2312,5	123,9	51,7	3612,0

1) Tabellen viser forventningsverdiar og estimata er difor usikre

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

3) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2007

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

5) Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla

a) Balder omfattar og Ringhorne

b) Gullfaks omfattar og Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfattar og Gulltopp, Gullveig, Rimfaks og Skinfaks

d) Gyda omfattar og Gyda Sør

e) Heidrun omfattar og Tjeldbergodden

f) Oseberg omfattar og Oseberg Vest

g) Sleipner Øst omfattar og Løke

h) Tordis omfattar og Tordis Øst og Borg

i) Troll omfattar og TOGI

Tabell 2.4 Ressursar i 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⁾
1/9-1 Tommeliten Alpha	10,3	16,9	0,3	0,0	27,8	1977
15/3-1 S Gudrun	13,6	8,9	5,3	0,0	32,6	1975
15/5-1 Dagny	0,0	5,2	0,7	1,7	8,1	1978
2/12-1 Freja	2,9	0,6	0,0	0,0	3,5	1987
25/11-16	5,5	0,1	0,0	0,0	5,7	1992
25/5-5	3,5	0,1	0,0	0,0	3,6	1995
30/7-6 Hild ³⁾	0,0	14,7	0,0	1,9	16,6	1978
31/2-N-11 H	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	2005
33/9-6 Delta	0,1	0,0	0,0	0,00	0,1	1976
34/10-23 Valemon ⁴⁾	0,0	40,0	0,0	7,08	47,1	1985
35/11-13	6,5	2,1	0,0	0,00	8,6	2005
35/2-1	0,0	17,7	0,0	0,00	17,7	2005
6406/3-2 Trestakk	8,9	2,0	0,8	0,0	12,5	1986
6506/11-7 Morvin	7,7	3,2	0,7	0,0	12,2	2001
6507/11-8	0,0	1,5	0,2	0,1	1,9	2007
7122/7-1 Goliat	27,5	3,1	0,2	0,0	30,9	2000
Sum	87,0	116,0	8,2	10,7	229,3	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

3) 30/7-6 Hild har ressursar i kategori 4 og 5

4) 34/10-23 Valemon har ressursar i kategori 4 og 5

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.5 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⁾
1/3-6	4,9	3,6	0,0	0,0	8,5	1991
1/5-2 Flyndre	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	1974
15/3-1 S Gudrun	0,0	3,7	2,4	0,0	8,3	1975
15/3-4	2,9	1,3	0,7	0,0	5,5	1982
15/5-2	0,0	4,9	0,0	0,4	5,3	1978
15/8-1 Alpha	0,0	2,2	0,0	1,8	4,0	1982
16/7-2	0,0	1,6	0,0	0,7	2,3	1982
17/12-1 Bream	9,5	0,0	0,0	0,0	9,5	1972
2/5-3 Sørøst Tor	3,1	0,9	0,0	0,0	3,9	1972
24/6-1 Peik	0,0	1,7	0,0	0,5	2,2	1985
25/8-4	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
3/7-4 Trym	0,0	3,4	0,0	0,7	4,2	1990
34/11-2 S Nøkken	0,0	2,7	0,0	1,2	3,9	1996
35/8-3	0,0	2,7	0,0	0,6	3,2	1988
6406/1-1 Erlend N.	0,0	1,1	0,0	0,3	1,4	2001
6406/2-1 Lavrans	0,0	11,7	0,0	3,3	15,0	1995
6406/2-6 Ragnfrid	0,0	2,1	0,0	1,7	3,8	1998
6406/2-7 Erlend	0,0	1,7	0,4	0,9	3,4	1999
6406/9-1	0,0	40,8	0,0	1,4	42,2	2005
6407/9-9	0,2	1,2	0,0	0,2	1,5	1999
6506/11-2 Lange	0,4	0,2	0,0	0,0	0,6	1991
6506/12-3 Lysing	1,5	0,3	0,0	0,0	1,8	1985
6506/6-1	0,0	89,3	2,8	5,0	99,6	2000
6507/11-6 Sigrid	0,0	1,9	0,3	0,4	2,9	2001
6507/2-2	0,0	6,0	1,0	0,4	8,3	1992
6507/7-13	0,9	0,0	0,0	0,0	1,0	2001
6605/8-1	0,0	26,0	0,0	2,6	28,6	2005
6608/10-11 S	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	2006
6706/6-1	0,0	13,1	0,0	1,3	14,4	2003
6707/10-1	0,0	35,5	0,0	1,3	36,8	1997
7/7-2	3,4	0,1	0,0	0,0	3,5	1992
7/8-3	2,4	0,1	0,0	0,2	2,7	1983
7122/6-1	5,5	14,4	0,0	1,8	21,7	1987
Sum	35.9	274.3	7.6	26.7	351.4	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønner som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.6 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⁾
15/12-18 S	4	0	0	0	4	2007
15/6-9 S	3,39	3,9	0,0	1,8	9,0	2007
16/1-8	12	0,0	0,0	0,0	12,0	2007
16/2-3	5	0,0	0,0	0,0	5,0	2007
16/4-4	0	0,5	0,0	1,4	1,9	2007
25/11-24	10,9	0,0	0,0	0,0	10,9	2007
6405/10-1	0	4,0	0,0	1,5	5,5	2007
7125/4-1	10,9	5,9	0,0	0,0	16,8	2007
SUM	46,19	14,2	0,0	4,6	65,1	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønningen som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Vedlegg 3 Operatører og rettshavarar

Tabellen under viser operatører og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på norsk kontinentalsokkel. Det er 393 aktive utvinningsløyve, men 396 operatørskap. Dette heng saman med at StatoilHydro ASA og StatoilHydro Petroleum AS deler operatørskapet i utvinningsløyva 085 og 085 B, medan Maersk Oil Norway AS og StatoilHydro Petroleum AS deler operatørskapet i utvinningsløyve 296. I tillegg er Gassco AS operatør for store deler av gassrørleidningsnettet. Fleire fakta om petroleumsverksemda finn du på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no. Ulike rapportar om utvinningsløyve og rettshavarar kan hentast frå www.npd.no/rapporter.

Tabell 3.1 Operatører og rettshavarar (per mars 2008)

	Operatør	Utvinningsløyve	Felt
A/S Norske Shell	9	23	8
Aker Exploration AS	1	12	
BG Norge AS	15	23	
BP Norge AS	10	13	6
Centrica Resources Norge AS	8	13	
Chevron Norge AS	1	7	1
ConocoPhillips Skandinavia AS	12	37	23
DONG E & P Norge AS	6	33	8
Dana Petroleum Norway AS	1	9	1
Det norske oljeselskap ASA	11	28	3
Discover Petroleum AS	1	7	
E.ON Ruhrgas Norge AS	5	21	2
Endeavour Energy Norge AS	4	18	2
Eni Norge AS	15	51	16
ExxonMobil Exploration and Production Norway A/S	9	24	17
Gaz de France Norge AS	2	30	5
Hess Norge AS	1	15	4
Idemitsu Petroleum Norge AS	1	14	7
Lundin Norway AS	18	32	3
Maersk Oil Norway AS	1	7	
Maersk Oil PL 018C Norway AS	1	1	
Marathon Petroleum Norge AS	8	16	6
Nexen Exploration Norge AS	8	9	
Noil Energy ASA	15	32	4
Norwegian Energy Company ASA	5	31	
OMV Norge AS	4	5	
Petro-Canada Norge AS	5	17	
Premier Oil Norge AS	1	10	1
RWE Dea Norge AS	4	44	8
Revus Energy ASA	11	38	4
Rocksource ASA	1	5	
StatoilHydro ASA	105	180	54
StatoilHydro Petroleum AS	64	124	53
Talisman Energy Norge AS	17	39	9
Total E&P Norge AS	13	74	39
Wintershall Norge AS	3	12	

Andre rettshavarar:	Utvinningløyve	Felt
Altinex Oil Norway AS	10	2
Bayerngas Norge AS	6	1
Brigde Energy AS	7	
Concedo ASA	3	
Discover Petroleum AS	3	
Edison International Spa	5	
Enterprise Oil Norge AS	6	7
Faroe Petroleum Norge AS	12	
Genesis Petroleum Norway AS	5	
Mobil Development Norway AS	26	9
Noble Energy Norge AS	3	
Norske AEDC A/S	1	1
PA Resources Norway AS	13	1
PGNiG Norway AS	3	1
Petoro AS	125	45
Sagex Petroleum Norge AS	3	
Serica Energy (UK) Ltd	2	
Skagen 44 AS	2	
Skeie Energy AS	1	
Svenska Petroleum Exploration AS	5	3
VNG Norge AS	4	

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Vedlegg 4 Adresseliste

STYRESMAKTER

Olje- og energidepartementet

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 65
www.regjeringen.no/oed

Oljedirektoratet

Postboks 600, 4003 Stavanger
Tlf. 51 87 60 00, faks 51 55 15 71
www.npd.no

Harstadkontoret

Postboks 787, 9488 Harstad
Tlf. 77 01 83 50, faks 77 06 38 95

Arbeids- og inkluderingsdepartementet

Postboks 8019 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 76
www.regjeringen.no/aid

Petroleumstilsynet

Postboks 599, 4003 Stavanger
Tlf. 51 87 60 50, faks 51 87 60 80
www.ptil.no

Finansdepartementet

Postboks 8008 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 10
www.regjeringen.no/finans

Miljøverndepartementet

Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 60
www.regjeringen.no/md

OPERATØRAR

A/S Norske Shell

Postboks 40, 4098 Tananger
Tlf. 51 69 30 00, faks 51 69 30 30
www.shell.com

BG Norge AS

Postboks 780 Sentrum, 4004 Stavanger
Tlf. 51 20 59 00, faks 51 20 59 90
www.bg-group.com

BP Norge AS

Postboks 197 Forus, 4065 Stavanger
Tlf. 52 01 30 00, faks 52 01 30 01
www.bp.no

Centrica Resources (Norge) AS

Postboks 520, 4003 Stavanger
Tlf. 51 50 65 20, faks 51 50 65 49
www.centrica.com

Chevron Norge AS

Postboks 97 Skøyen, 0212 Oslo
Tlf. 22 13 56 60, faks 22 13 56 96
www.chevron.com

ConocoPhillips Skandinavia AS

Postboks 220, 4098 Tananger
Tlf. 52 02 00 00, faks 52 02 66 00
www.conocophillips.no

Det norske oljeselskap ASA

Nedre Bakklandet 58 C, 7014 Trondheim
Tlf. 90 70 60 00, faks 73 53 05 00
www.detnor.no

DONG E & P Norge AS

Postboks 450 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 62 50, faks 51 50 62 51
www.dong.no

Endeavour Energy Norge AS

Postboks 1989 Vika, 0125 Oslo
Tlf. 22 01 04 70, faks 22 01 04 71
www.endeavourcorp.com

Eni Norge AS

Postboks 101 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 52 87 48 00, faks 52 87 49 30
www.eninorge.no

E.ON Ruhrgas Norge AS

Postboks 640 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 51 51 74 00, faks 51 51 74 10
www.eon-ruhrgas-norge.com

**ExxonMobil Exploration and
Production Norway AS**

Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60
www.exxonmobil.no

Gassco AS

Postboks 93, 5501 Haugesund
Tlf. 52 81 25 00, faks 52 81 29 46
www.gassco.no

Gaz de France Norge AS

Postboks 242 Forus, 4066 Stavanger
Tlf. 52 04 46 00, faks 52 04 46 01
www.gazdefrance.com

Hess Norge AS

Postboks 130, 4065 Stavanger
Tlf. 51 31 54 00, faks 51 31 54 10
www.hess.com

Idemitsu Petroleum Norge AS

Postboks 215 Skøyen, 0213 Oslo
Tlf. 23 25 05 00, faks 23 25 05 01
www.idemitsu.no

Lundin Norway AS

Strandveien 50 D, 1366 Lysaker
Tlf. 67 10 72 50, faks 67 10 72 51
www.lundin-petroleum.com

Marathon Petroleum Norge AS

Postboks 480 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 63 00, faks 51 50 63 01
www.marathon.com

Mærsk Oil Norway AS

Postboks 8014, 4068 Stavanger
Tlf. 52 00 28 00, faks 52 00 28 01
www.maerskoil.com

Mærsk Oil PL 018 C Norway AS

c/o Mærsk Oil Norway AS

Nexen Exploration Norge AS

Jåttåvågv. 7, 4020 Stavanger
Tlf. 51 30 21 00, faks 51 30 21 99
www.nexeninc.com

NOIL Energy ASA

Postboks 2070 Vika, 0125 Oslo
Tlf. 22 01 57 00
www.detnor.no

Norwegian Energy Company AS

Postboks 550 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 99 28 39 00, faks 51 53 33 33
www.noreco.no

OMV Norge AS

Jåttåvågveien 7B, 4020 Stavanger
Tlf. 52 97 70 00, faks 52977010
www.omv.com

Petro-Canada Norge AS

Postboks 269 Sentrum
4002 Stavanger
Tlf. 51 21 50 00, faks 51 21 50 99
www.petro-canada.com

Premier Oil Norge AS

Postboks 800 Sentrum
4004 Stavanger
Tlf. 51 21 31 00, faks 51 21 31 01
www.premieroil.no

Revus Energy ASA

Postboks 230 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 50 63 50, faks 51 50 63 51
www.revus-energy.no

RWE Dea Norge AS

Postboks 243 Skøyen, 0213 Oslo
Tlf. 21 30 30 00, faks 21 30 30 99
www.rwe-dea.no

StatoilHydro ASA

4035 Stavanger
Tlf. 51 99 00 00, faks 51 99 00 50
www.statoilhydro.com

Talisman Energy Norge AS

Postboks 649 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 52 00 20 00, faks 52 00 15 00
www.talisman-energy.com

Total E&P Norge AS

Postboks 168 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 50 30 00, faks 51 72 66 66
www.total.no

Wintershall Norge AS

Postboks 775 Sentrum, 0106 Oslo
Tlf. 21 06 35 30, faks 21 06 35 31
www.wintershall.com

ANDRE RETTSHAVARAR**Aker Exploration AS**

Badehusgt. 39, 4014 Stavanger
Tlf. 51214820, faks 51214801
www.akerexploration.com

Altinex Oil Norway AS

P.O. Box 550 Sentrum, 4005 Stavanger
Tlf. 99 28 39 00, faks 51 53 33 33
www.altinexoil.com

Bayerngas Norge AS

Postboks 73, 0216 Oslo
Tlf. 22 52 99 00, faks 22 52 99 01
www.bayerngasnorge.com

Bridge Energy AS

Postboks 229, 1377 Billingstad
Tlf. 66 77 96 30, faks 66 77 96 39

Concedo ASA

Torvveien 1, 1383 Asker
Tlf. 40 00 62 55, faks 66 78 99 93
www.concedo.no

Dana Petroleum Norway AS

Postboks 128, 1325 Lysaker
Tlf. 67 52 90 20, faks 62 52 90 30
www.dana-petroleum.com

Discover Petroleum AS

Roald Amundsens pl 1, 9008 Tromsø
Tlf. 85 22 08 80, faks 77 69 06 91
www.discoverpetroleum.com

Edison International Norway Branch

Postboks 130
4065 Stavanger

Endeavour Energy Norge AS

Postboks 1989 Vika
Tlf. 22 01 04 70, faks 22 01 04 71
www.endeavourcorp.com

Enterprise Oil Norge AS

c/o A/S Norske Shell
Postboks 40, 4098 Tananger
Tlf. 51 69 30 00, faks 51 69 30 30
www.shell.com

Faroe Petroleum Norge AS

Postboks 309, 4002 Stavanger
Tlf. 51 21 51 00, faks 51 21 51 01
www.faroe-petroleum.com

Genesis Petroleum Norway AS

Postboks 156, 1371 Asker
Tlf. 66 75 25 40, faks 66 75 25 45

Mobil Development Norway AS

c/o ExxonMobil Exploration and
Production Norway AS
Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60
www.exxonmobil.no

Noble Energy Norge AS

Postboks 493 Skøyen, 0213 Oslo
Tlf. 22 77 19 50, faks 22 77 19 55
www.nobleenergyinc.com

Norske AEDC A/S

Postboks 207 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 91 70 40, faks 51 91 70 41

PA Resources Norway AS

Munkedamsveien 45 E, 0250 Oslo
Tlf. 21 56 76 00, faks 21 56 76 01
www.paresources.no

Petoro AS

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 20 00, faks 51 50 20 01
www.petoro.no

PGNiG Norway AS

Koppholen 4, 4313 Sandnes
Tlf. 51 95 07 50
www.en.pgnig.pl

Rocksource ASA

c/o Ipark
Prof. Olav Hanssensvei 7A, 4068 Stavanger
Tlf. 51 87 48 94, faks 51 87 48 95
www.rocksource.com

Sagex Petroleum Norge AS

Haakon VII's gate 8, 4001 Stavanger
Tlf. 51 53 83 40, faks 22 00 30 51
www.sagex.no

Serica Energy (UK) Ltd

87-89 Baker Street, London W1U 6RJ
UK
www.serica-energy.com

Svenska Petroleum Exploration AS

Postboks 153, 0216 Oslo
Tlf. 21 50 84 00, faks 21 50 84 19
www.spe.se

VNG Norge AS

Postboks 720 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 51 53 89 00, faks 51 53 89 01
www.vng.no

Vedlegg 5 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 summera energimengda av dei ulike petroleumstypene. 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

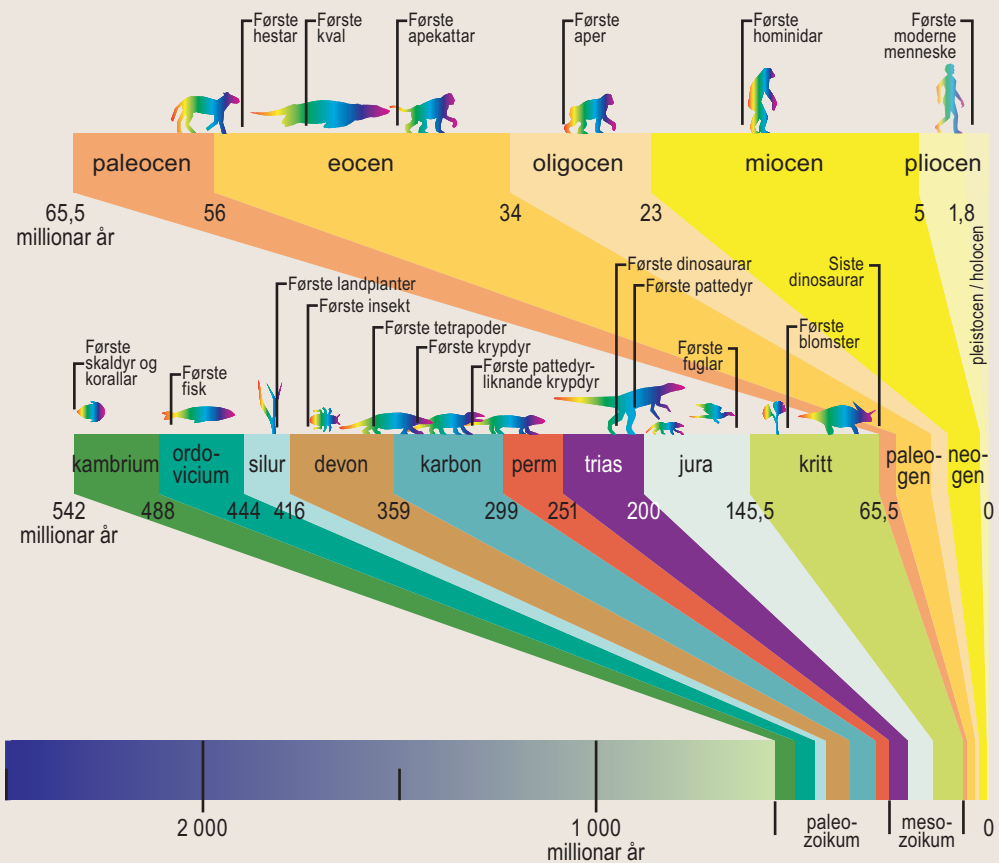
Omrekningsfaktorar for volum

1 Sm ³ råolje	=	6,29 fat
1 Sm ³ råolje	=	0,84 tonn råolje (gjennomsnitt for olje frå norsk kontinentalsokkel)
1 Sm ³ gass	=	35,314 kubikkfot

Omrekningsfaktorar mellom ulike einingar for energi

	MJ	kWh	BTU
1 MJ Megajoule	1	0,2778	947,80
1 kWh kilowatttime	3,6	1	3412,10
1 BTU Britisk termal unit	0,001055	0,000293	1

Vedlegg 6 Den geologiske tidsskalaen



Vedlegg 7 Reservoar og litostratigrafi

System	Serie	Nordsjøen			Norske- havet	Barents- havet
		56°	58°	60°		
PALEOGEN	Olig					
	Eoc					
Pale	Ø	Balder Forties Ekofisk	Hordland × Frigg Balder			
	N	Shetland Tor Hod	Rogaland Hermod Heimdal Ty		"Egga"	
KRITT	Ø					
	N				Lange	
JURA	Ø	Ula	Viking ○ Draupne △ Heather	Viking Sognefjord Fensfjord	Viking Rogn	
	M	Sandnes	Hugin	Krossfjord Tarbert Ness Etive Rannoch Oseberg	Fangst Garn Not Ile	Stø
	N		Statfjord	Dunlin Cook Statfjord	Båt Tofte Tilje Åre	Realgrunnen Nordmela
TRIAS	Ø	Skagerrak	Skagerrak	Lunde		
	M					Snadd Kobbe
	N					
PERM		"Perm"				
CARB						
DEVON		"Devon"				

- × Balder - intra Balder sandstein
- Draupne - intra Draupne sandstein
- △ Heather - intra Heather sandstein
- "Egga" - uformell enhet

