

FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2007



FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2007

Olje- og energidepartementet

Gateadresse:
Einar Gerhardsens plass 1

Postadresse:
Postboks 8148 Dep, N-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:
Prof. Olav Hanssens vei 10

Postadresse:
Postboks 600, N-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: Jørgen Bækken (Olje- og energidepartementet) og Evy Zenker (Oljedirektoratet)
Redaksjon avslutta: mars 2007

Layout/design: Norwegian Oil and Gas Production Support (NOGPS)/Mediehuset GAN

Framsida: Norwegian Oil and Gas Production Support (NOGPS)

Papir: omslag: Multiart silk 250 g, innmat: Multiart matt 115g

Trykk: Mediehuset GAN

Opplag: 8 000 nynorsk/7 000 engelsk

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

ISSN 1504-3398



Føreord av olje- og energiminister Odd Roger Enoksen

For tida er det eit svært høgt aktivitetsnivå innanfor norsk petroleumsverksemd. Interesse for den norske kontinentalsokkelen er stor. Norsk leverandørindustri er konkurransedyktig og får store oppgåver i Noreg og internasjonalt. Det er mange grunnar til det høge aktivitetsnivået. Den høge oljeprisen har mykje å seia, men ei stadig teknologiutvikling medverkar òg til å auka aktivitetsnivået, mellom anna fordi betre teknologi gjer det mogleg å få til lønnsam utvinning av fleire ressursar. Samtidig uroar ein seg over at den høge aktiviteten i oljeindustrien har ført til forseinkingar og ein god del større kostnader.

Leiteaktiviteten på den norske kontinentalsokkelen auka i 2006 etter fleire år med minkande leiteverksemd. Talet på igangsette leitebrønner vart dobla frå 2005 til 2006, og ut frå prognosane for 2007 vil det bli endå fleire. Den store interessa for den siste konsesjonsrunden, som vart avslutta i februar i år (TFO 2006), viser at leiteareala våre framleis er attraktive. Aldri før har det vore tildelt så mange utvinningsløyve på den norske kontinentalsokkelen. Konsesjonsrundane dei siste åra viser òg at stadig fleire nye aktørar kjem til.

I 2007 skal felta Ormen Lange og Snøhvit setjast i drift. Det er store felt som vil gje eit betydeleg tilskot til den samla norske gassproduksjonen. Samtidig inneber felta etablering av ny infrastruktur som kan brukast i framtidige feltutbyggingar. Utbygginga og drifta av Snøhvit

og Ormen Lange har òg store regionale og lokale ringverknader. Landanlegga blir tilrettelagde slik at det skal vera mogleg å etablera avtak for gass til lokale og regionale brukarar.

Store utbyggingar senkar terskelen for igangsetjing av nye og mindre utbyggingar i framtida fordi den eksisterande infrastrukturen kan takast i bruk. Slik er det for mange av dei mindre utbyggingane på den norske kontinentalsokkelen. Biletet av verksemda der er med andre ord samansett. Et interessant utviklingstrekk er planane om å byggja ut Frøy og Yme, som begge er nyutbyggingar av felt som har vore nedstengde.

Fordi utbyggingsmønsteret framover meir og meir blir prega av mindre utbyggingar og utbyggingar knytte til eksisterande infrastruktur, er det viktig å utnytte effektivt ledig kapasitet på eksisterande plattformer og annan infrastruktur. Departementet fastsette i 2006 ei ny forskrift om andre sin bruk av innretningar. Føremålet med forskrifta er å oppnå effektiv bruk av eksisterande plattformer og røyrløysingar for å sikra meir leiting etter og utvinning av petroleum på den norske kontinentalsokkelen.

Våren 2006 vart planen for heilskapleg forvaltning av det marine miljøet i Barentshavet og havområda utanfor Lofoten (HFB) lagd fram for Stortinget, som behandla stortingsmeldinga i juni 2006. Det er dermed fastlagt stabile og føreseielege rammer

for petroleumsverksemd i desse havområda. Fleire program er sette i gang for å styrkja kunnskapsgrunnlaget om desse havområda før HFB skal reviderast i 2010. Eit tilsvarande arbeid med ein forvaltingsplan for Norskehavet er òg sett i gang, og skal etter planen leggjast fram for Stortinget i 2009.

Menneskeskapte klimaendringar er ei av dei største utfordringane våre. Kraftproduksjon og annan bruk av fossil energi er den største kjelda til utslepp av klimagassar. Regjeringa legg stor vekt på fangst og lagring av CO₂ frå gasskraft, som eit tiltak for å redusera CO₂-utsleppa. Staten og Statoil sette 12. oktober 2006 opp ein gjennomføringsavtale om å etablera det største fullskala CO₂-handteringsanlegget i sitt slag ved det planlagde varmekraftverket på Mongstad.



A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Olje- og energiminister'.

Olje- og energiminister

Føreord av oljedirektør Gunnar Berge

2006 var eit år med rekordhøg gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel – medan oljeproduksjonen blei lågare enn venta. Prognosane viser at gassproduksjonen går opp, medan oljeproduksjonen peikar nedover. Talet på leitebrønningar auka kraftig i 2006 i forhold til året før, men det blei berre gjort seks nye funn. Desse blei gjort i fire brønnbanar.

Dette er tal til ettertanke. Dersom vi skal få den utviklinga vi ønskjer, med berre ei gradvis og langsam nedtrapping, må det kraftig innsats til på fleire område.

Meir leiting

Sjølv om talet på leitebrønningar blei dobla frå 2005 til 2006, og venta tal på leitebrønningar for 2007 ligg rundt 30, er det all grunn til å følgje utviklinga nøye. Styresmaktene har handla i samsvar med eit klart ønskje frå petroleumsnæringa om meir leiteareal – og nå må næringa levere. Etter Oljedirektoratet sine overslag har vi så langt produsert og selt snautt ein tredel av petroleumssressursane våre, medan ein fjerdedel framleis står att å finne. Nå er det viktig å leite meir for å finne førekomstar som rett nok kan være mindre enn dei største funna, men som likevel er store nok for utbygging. Det er også viktig å gjere nye funn nær felt som er i drift – slik at dei kan bli sette i produksjon medan produksjonsanlegga er på plass.

Meir folk

Mangelen på kapasitet kan hindre tilstrekkeleg leiteaktivitet. Ei av dei største utfordringane for næringa i åra framover vil vere å trekkje til seg dei gode hovuda. Vi arbeider i ei næring med mykje grått hår. Målet må vere at når dei som har vore med lenge sluttar, er det ein kø av unge entusiastar med nye idear og mykje energi som står klare

til å ta over. Under den store internasjonale oljekonferansen og utstillinga ONS i Stavanger, konkurrerte unge tilsette i industrien, Young Professionals, om å lage aktuelle framtidsbilete. Fire lag frå fire ulike bedrifter blei plukka ut for å gje sitt bilete av kva dei ser som dei viktigaste utfordringane i framtida. Vinnarlaget i 2006 – som eg med stoltheit må fortelje kom frå OD, peika nettopp på rekruttering som den store flaskehalsen. Dei unge meiner at vi må fortelje om kor spanande det er å arbeide i næringa – og om at næringa har framtida føre seg.

Olje eller gass?

Dei neste fem til ti åra vil det bli gjort vedtak som kan få store konsekvensar for oljeproduksjonen frå norsk kontinentalsokkel. Vedtaka er knytte til spørsmålet om gassressursane i dei einskilde feltene skal nyttast som drivmekanisme for auka oljeutvinning, eller om det er meir lønnsamt å selje gassen. Mange av dei største oljefelta, som til dømes Oseberg, Heidrun, Åsgard, Gullfaks Sør, Snorre og Grane har òg store gassmengder som blir nytta til injeksjon og trykkstøtte for oljeproduksjonen. Fram til i dag er det totalt injisert om lag 490 milliardar Sm³ gass i 28 felt på norsk kontinentalsokkel, og samla har denne gassinjeksjonen gitt meir enn 200 millionar Sm³ ekstra olje.

Når oljeproduksjonen minkar, vil desse feltene stå framføre viktige val: Når skal ein slutte med gassinjeksjon og gå over til full gasseksport? Når gassen blir produsert utan å bli reinjisert, minkar trykket i reservoaret, og det blir vanskelegare å få opp oljen som er att. Om vi sel for mykje gass for tidleg, vil difor store mengder olje gå tapt. Med utvikling av stadig betre teknologi, kan gassinjeksjonen venteleg bli meir effektiv i framtida, sjølv med låge oljemengder. Difor vil

styresmaktene sjå til at dei vedtaka som kjem om gasseksport blir grundig handsama.

Forlengja levetid

Ein trend er at den venta levetida for felta stadig blir forlengja. Ved å effektivisere drifta, mellom anna gjennom e-driftløysingar, kan kostnadene reduserast slik at drifta blir lønnsam sjølv med låg produksjon. Og for dei største oljefelta kan det til og med vere lønnsamt å byggje nye innretningar som er betre tilpassa teknologien og miljøkrava i dag.

Ny utbygging av stengde felt

I Nordsjøen er 13 felt stengde ned, dei fleste i Friggområdet og Ekofiskområdet. For nokre av desse er det nå aktuelt å starte ny produksjon. Yme er såleis det første oljefeltet som blir bygt ut på ny etter at utvinninga blei avslutta for seks år sidan. Feltet ligg søraust i Nordsjøen og produserte opphavleg 8 millionar Sm³ olje. Etter planen skal det nå utvinnast om lag like mykje frå ei ny produksjonsinnretning som skal vere i drift frå 2009. Talisman er operatør for nyutbygginga. Dette er god ressursforvaltning og Oljedirektoratet ser at det er dei nye, mindre oljeselskapa som er aktive på dette området.

Aktørbiletet

Meir enn 40 nye – større og mindre – oljeselskap er prekvalifiserte for verksemd på sokkelen etter at ordninga med prekvalifisering blei innført, nettopp for å få inn nye aktørar. Styresmaktene er opptekne av mangfald på sokkelen. Nye selskap kan ha nye idear om korleis ressursane best kan utnyttast.



Like før jul i 2006 blei fusjonsplanane til Statoil og Hydro kjende. Ikkje minst i lys av denne planlagde fusjonen er det viktig å få fram eit robust mangfald. Det nye selskapet treng å bli utfordra, både av andre selskap og av eit sterkare oljedirektorat.


Oljedirektør

Innhold

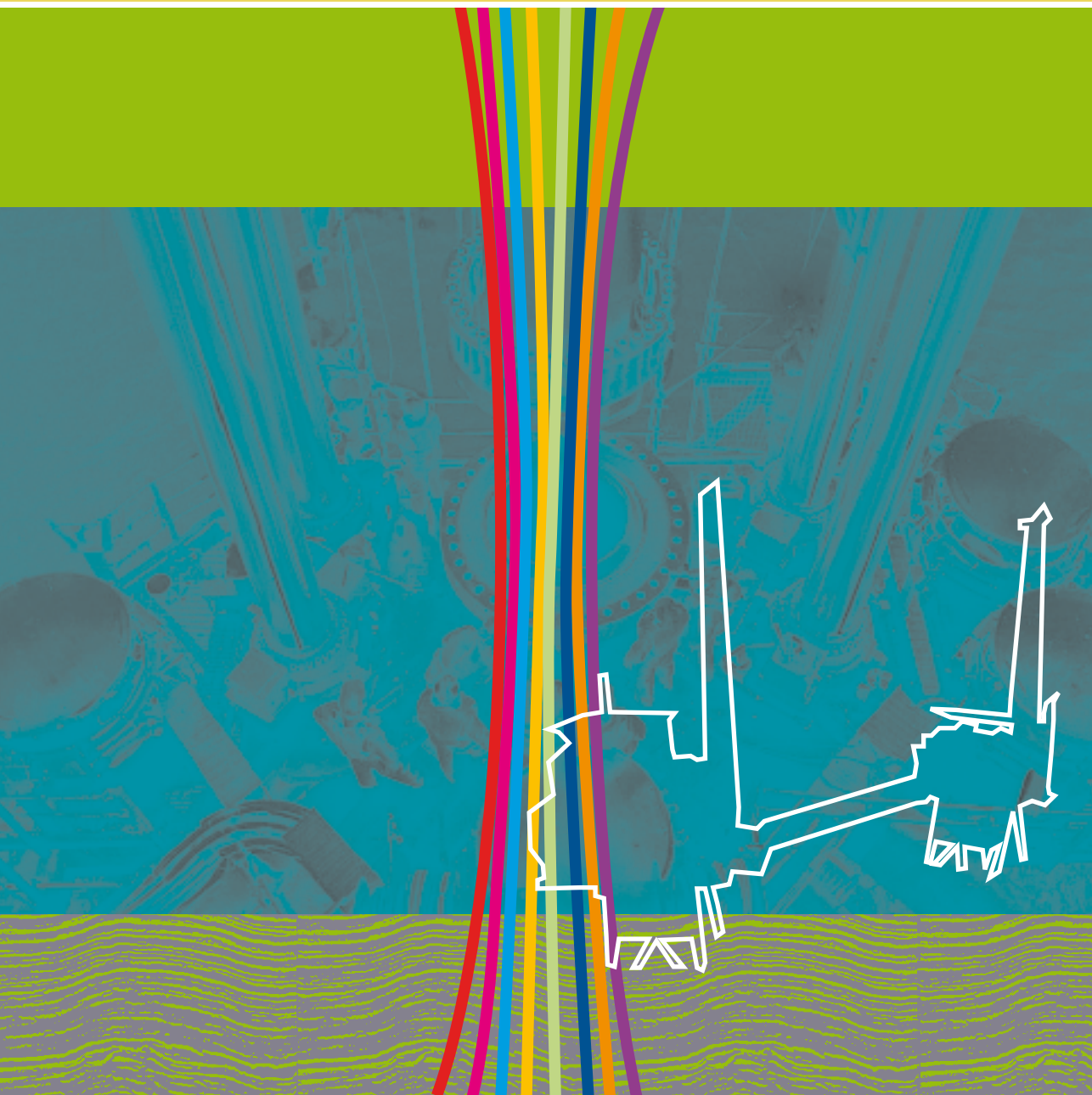
Føreord av olje- og energiminister Odd Roger Enoksen	6
Føreord av oljedirektør Gunnar Berge	8
1. Petroleumsverksemda – Noregs største næring	13
Petroleumsverksemda i det norske samfunnet.....	14
Utviklinga framover.....	15
2. Organisering av norsk ressursforvaltning	17
Ressursforvaltingsmodellen i dag.....	18
Samarbeid og konkurranse.....	19
Statleg organisering av petroleumsverksemda.....	20
Konkraft og Toppleiarforum.....	20
Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda.....	21
3. Leiteverksemda	23
Konsesjonssystemet.....	24
Modne og umodne område.....	26
Leitepolitikk i modne og umodne område.....	26
Omstridt område.....	32
Aktørbiletet.....	32
4. Utbygging og drift	35
Effektiv produksjon av petroleumsressursane.....	36
Auka utvinning i modne område.....	37
Auka ressursuttak.....	38
Forlengd levetid.....	38
Effektiv drift.....	38
Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur.....	39
Mangfald av aktørar.....	40
E-drift på norsk kontinentalsokkel.....	41
5. Gasseksport frå norsk sokkel	43
Organisering av verksemda.....	44
Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport.....	47
6. Opprydding etter at produksjonen er slutt	49
Regelverk.....	50
Avslutningsplan.....	50
Ansvar.....	51
7. Forsking, teknologi og næringsutvikling	53
Norsk petroleumsindustri.....	54
Industri og industrisamarbeid knytt til petroleumsverksemda.....	55
INTSOK.....	55
Petrad.....	55
Olje for utvikling.....	55
EITL.....	56
Forsking og teknologiutvikling i olje- og gassverksemda.....	56
PETROMAKS.....	57
DEMO 2000.....	58
PETROSAM.....	58
PROOF.....	58
Anna strategisk forskning.....	58
CLIMIT.....	59
8. Petroleumsinntektene til staten	61
Petroleums-skattesystemet.....	62
Avgifter.....	62
Normprisen.....	63
SDØE.....	63
Utbyte frå Statoil.....	63
9. Miljøomsyn i norsk petroleumsverksemd	65
Noreg som føregangslan d i miljøløysingar.....	66
Verkemiddel for å redusera utslepp frå petroleumsverksemda.....	67
Definisjon av nullutslepp og nullutsleppsmål.....	69
Utslepp frå petroleumsverksemda.....	70
Industrisamarbeidet.....	74
Utsleppsstatus for kjemikal, olje og andre organiske sambindingar.....	75

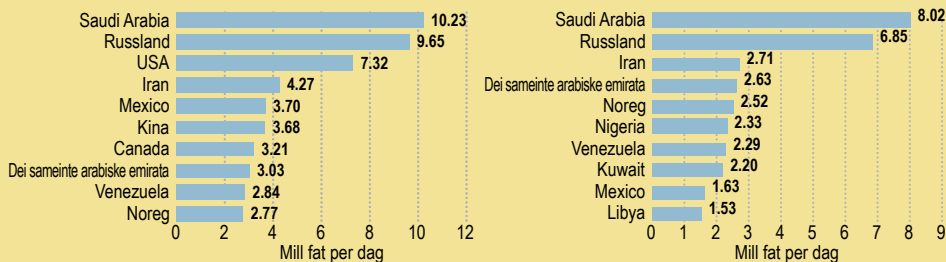
10. Petroleumsressursane	79	Statfjord Nord.....	135
Ressursar.....	80	Statfjord Øst.....	136
Reservar.....	80	Sygna.....	137
Avhengige ressursar.....	80	Tambar.....	138
Uoppdaga ressursar.....	80	Tor.....	139
Nordsjøen.....	81	Tordis.....	140
Norskehavet.....	81	Troll.....	142
Barentshavet.....	81	Troll I.....	142
		Troll II.....	144
11. Felt i produksjon	83	Tune.....	146
Balder.....	92	Ula.....	147
Brage.....	93	Urd.....	148
Draugen.....	94	Vale.....	149
Ekofisk.....	95	Valhall.....	150
Eldfisk.....	97	Varg.....	152
Embla.....	98	Veslefrikk.....	153
Fram.....	99	Vigdis.....	154
Gimle.....	100	Visund.....	156
Glitne.....	101	Åsgard.....	157
Grane.....	102	Felt der produksjonen er avslutta.....	159
Gullfaks.....	103	Albuskjell.....	159
Gullfaks Sør.....	105	Cod.....	159
Gungne.....	107	Edda.....	159
Gyda.....	108	Frigg.....	160
Heidrun.....	109	Frøy.....	160
Heimdal.....	110	Lille-Frigg.....	160
Hod.....	111	Mime.....	161
Huldra.....	112	Nordøst Frigg.....	161
Jotun.....	113	Odin.....	161
Kristin.....	114	Tommeliten Gamma.....	162
Kvitebjørn.....	115	Vest Ekofisk.....	162
Mikkel.....	116	Yme.....	162
Murchison.....	117	Øst Frigg.....	163
Njord.....	118		
Norne.....	119	12. Felt under utbygging	165
Oseberg.....	120	Alvheim.....	166
Oseberg Sør.....	122	Blane.....	167
Oseberg Øst.....	123	Enoch.....	168
Ringhorne Øst.....	124	Ormen Lange.....	169
Sigyn.....	125	Snøhvit.....	170
Skirne.....	126	Tyrihans.....	171
Sleipner Vest.....	127	Vilje.....	172
Sleipner Øst.....	129	Volve.....	173
Snorre.....	131		
Statfjord.....	133		

13. Utbyggingar i framtida	175
Utbygging vedteke av rettshavarane.....	176
Funn i planleggingsfase.....	178
14. Rørleidningar og landanlegg	183
Gassled-rørleidningar.....	185
Andre rørleidningar.....	189
Draugen Gasseksport.....	189
Grane Gassrør.....	189
Grane Oljerør.....	189
Haltenpipe.....	190
Heidrun Gasseksport.....	190
Kvitebjørn Oljerør (KOR).....	191
Norne Gasstransportsystem (NGTS).....	191
Tampen Link.....	192
Norpipe Oljerørleidning.....	192
Oseberg Transportsystem (OTS).....	193
Sleipner Øst kondensatrørleidning.....	193
Troll Oljerør I.....	194
Troll Oljerør II.....	194
Andre landanlegg.....	195
Mongstadterminalen.....	195
Stureterminalen.....	195
Tjeldbergodden.....	196
Vestprosess.....	196
Vedlegg	197
Vedlegg 1 Historisk statistikk.....	198
Vedlegg 2 Petroleumsressursane.....	202
Vedlegg 3 Operatørar og rettshavarar.....	211
Vedlegg 4 Adresseliste.....	213
Vedlegg 5 Omrekningsfaktorar.....	217
Vedlegg 6 Den geologiske tidsskalaen.....	218

1

Petroleumsverksemda -
Noregs største næring





Figur 1.1 Dei største oljeproducentane og eksportørane i 2006 (inkludert NGL og kondensat)

(Kjelde: Petroleum Economics Ltd)

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

Med funnet av Ekofisk i 1969 starta det norske oljeeventyret for alvor. Produksjonen frå feltet tok til 15.06.1971. I åra etterpå vart det gjort ei rekkje store funn. I dag er 52 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel. Frå desse felte vart det i 2006 produsert 2,8 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og 88 milliardar standardkubikkmeter (Sm³) gass, i alt ein produksjon av salbar petroleum på 249 millionar Sm³ oljeekvivalentar (o.e.). Noreg er rangert som den femte største oljeeksportøren og den tiande største oljeproduzenten i verda, sjå figur 1.1. I 2005 var Noreg den tredje største gassseksportøren og den sjuande største gassproduzenten i verda.

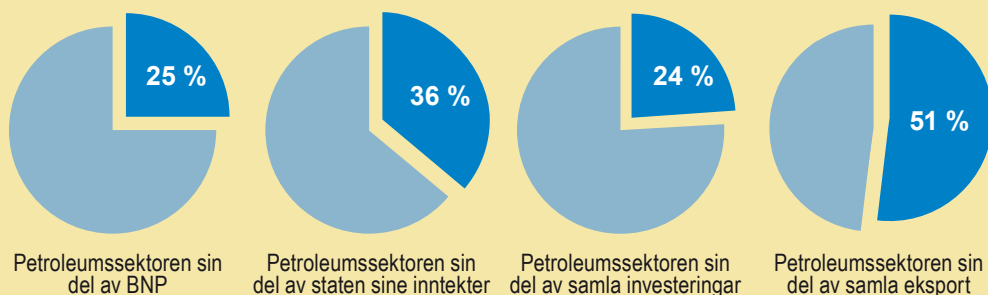
Petroleumsverksemda i det norske samfunnet

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

over 5000 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. Petroleumsverksemda er no den største næringa i Noreg. I 2006 stod petroleumssektoren for 25 prosent av verdiskapinga i landet. Det er ein tredel så mykje som verdiskapinga i landindustrien, eller rundt 18 gonger den samla verdiskapinga i primærnæringane.

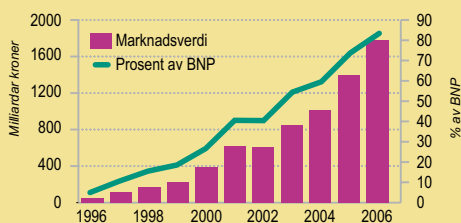
Skatt, avgifter og direkte eigarskap sikrar staten ein stor del av verdiane som petroleumsverksemda skapar. Netto kontantstrøm frå sektoren i 2006 utgjorde om lag 36 prosent av dei samla inntektene til staten. Gjennom meir enn 30 års produksjon har verksemda skaffa staten bortimot 3000 milliardar kroner i nettoinntekter, målt i pengeverdien i dag. Utover dei midlane som blir nytta til å dekkja det oljekorrigerte underskotet på statsbudsjettet, sparer staten inntektene frå petroleumsverksemda i eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. Ved utgangen av 2006 var verdien av fondet 1784 milliardar kroner.

I 2006 stod råolje, naturgass og røttenester for 51 prosent av Noregs eksportverdi. Målt i kroner var petroleumseksporten på 509 milliardar kroner i 2006, og det er 15 gonger meir enn eksportverdien av fisk.



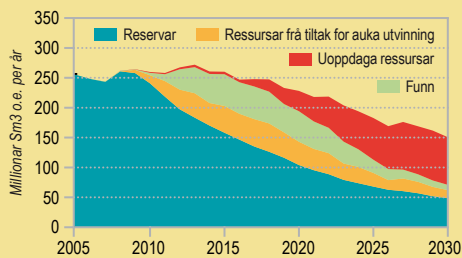
Figur 1.2 Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå og Finansdepartementet)



Figur 1.3 Storleiken på pensjonsfondet per 31.12.2006 og som del av BNP

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå og Norges Bank)



Figur 1.4 Produksjonsprognose

(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på norsk kontinentalsokkel er det investert enorme summer i leiting, utbygging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Per 31.12.2006 var det investert knapt 2000 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. I 2006 vart det investert 95,7 milliardar kroner. Det utgjer 24 prosent av dei samla realinvesteringane i landet.

Utviklinga framover

Trass i produksjon i over 30 år er berre om lag 35 prosent av dei venta samla ressursane på norsk kontinentalsokkel produserte. Det er dermed eit stort potensial for endå større verdiskaping på norsk kontinentalsokkel.

Figur 1.4 viser ein prognose for produksjonen frå norsk kontinentalsokkel. Prognosen tek utgangspunkt i eit estimat frå Oljedirektoratet over utvinnbare petroleumsressursar, og legg til grunn at styresmaktene og industrien gjer dei vedtaka som må til for at ein skal kunna vinna ut ressursane som er att.

Ein ventar at petroleumsproduksjonen vil halda seg relativt stabil dei næraste åra, og deretter gradvis bli redusert. Det er lagt til grunn at gassproduksjonen vil auka frå nivået i dag på nesten 90 milliardar Sm³ til mellom 125 og 140 milliardar Sm³ frå 2013. Frå å utgjera om lag 35 prosent av den norske petroleumsproduksjonen i 2006 vil gassproduksjonsdelen auka betydeleg i åra framover. På lengre sikt vil talet på nye funn og storleiken på dei vera avgjerande for produksjonsnivået.

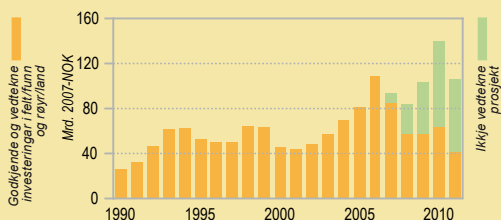
Aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel er framleis høgt. I 2007 er det venta eit investeringsnivå på 82 milliardar kroner, og det er planlagt å bora om lag 30 leitebrønningar. Det skal investerast både i tiltak for å auka oljeutvinninga og i utbygging av nye felt. Dei einskildprosjekta

som har størst investeringsomfang dei næraste åra, er Gjøa/Vega, Skarv og Goliat.

Ein ventar at investeringane vil auka fram til 2010, og så bli reduserte til eit noko lågare nivå enn det vi ser i dag. Men prognosane tyder på stor aktivitet i industrien i lang tid, jf. figur 1.5. I åra framover vil investeringane hovudsakleg gjelda modifikasjons- og borearbeid. Prognosane for investeringsnivået er svært usikre, både på kort og lang sikt.

I tillegg til investeringane viser prognosane til ein drifts- og vedlikehaldsmarknad på om lag 40–45 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 2006 i gjennomsnitt om lag 65 amerikanske dollar per fat (oljekvaliteten Brent). Ved inngangen til 2007 var prisen i underkant av 60 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 moderat demping i veksten framover, tyder det på at etterspørselen etter olje vil halda seg oppe. Den ledige produksjonskapasiteten i verda ligg på eit lågt nivå, og produksjonen er meir sårbar enn før for forstyringar. Dersom veksten i verdsøkonomien held fram, er det grunn til å tru at oljeprisane vil halda seg på et 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 ressursforvaltling



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

Styresmaktene valde i starten ein modell med utanlandske selskap til å driva petroleumsverksemd på den norske kontinental-sokkelen. Etter kvart auka det norske engasjementet ved at Norsk

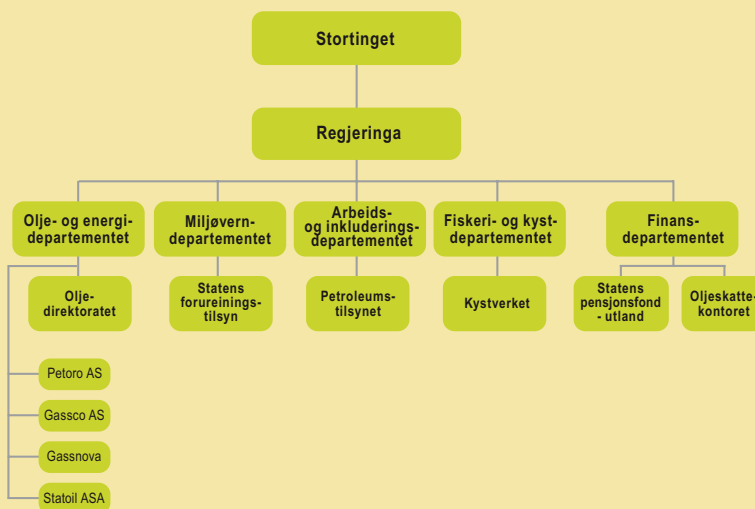
Hydro kom med i verksemda, og i 1972 vart det oppretta eit oljeselskap der staten var eineigar, Statoil.¹ Eit privat norsk selskap, Saga Petroleum, kom òg til, men vart seinare kjøpt opp av Norsk Hydro.² Samspelet og konkurransen mellom selskapa på kontinental-sokkelen har spela ei viktig rolle i og med at dei har hatt ulik teknisk, organisatorisk og kommersiell kompetanse. Denne politikken har medverka til at Noreg i dag har egne oljeselskap og ein konkurransedyktig leverandørindustri, og at landet er sikra store inntekter frå næringa.

Ressursforvaltingsmodellen i dag

For at oljeselskapa skal kunna gjera rasjonelle vedtak om investeringar, er det ein føresetnad at

¹ Statoil vart børsnotert i 2001. Staten eig i dag 70,9 prosent av aksjane i Statoil.

² I desember 2006 offentliggjorde Statoil og Norsk Hydro at er planlagt slått saman med olje- og gassverksemda i Norsk Hydro. Selskapa legg opp til at samanslåinga blir gjennomført i tredje kvartal 2007.



Figur 2.1 Statleg organisering av petroleumsverksemda

rammeverket er føreseieleg og transparent. Dette er utgangspunktet for incentivsystemet som Noreg har etablert på den norske kontinentalsokkelen. Organiseringa av verksemda og rolle- og ansvarsdelinga skal sikra viktige samfunnsomsyn og at verdiskapinga kjem fellesskapet til gode. Samtidig spelar omsynet til det ytre miljøet, helse, arbeidsmiljø og tryggleik ei viktig rolle.³

Norske og internasjonale oljeselskap står for sjølv drifta av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen. Konkurransen mellom oljeselskapa gjev dei beste resultatata når det gjeld å maksimera verdien av petroleumsressursane. Samtidig er det viktig at styresmaktene kan forstå og evaluera avgjerslene som oljeselskapa tek. Noreg har difor etablert eit system der oljeselskapa har ideane og set i verk det tekniske arbeidet som skal til for å vinna ut ressursane, men verksemda deira krev òg offentlig godkjenning. Offentleg godkjenning er nødvendig i alle fasar av petroleumsverksemda, i samband med leiteboring⁴, planar for utbygging⁵ og planar for avslutning⁶ av felt. I dette systemet skaper oljeselskapa løysingane som krevst for å vinna ut ressursane, medan norske styresmakter sikrar at desse løysingane er i samsvar med målet om å maksimera verdiane for heile det norske samfunnet.

For at oljeselskapa skal medverka til å maksimera verdiane på norsk kontinentalsokkel til beste for det norske samfunnet, er det nødvendig med eit rammeverk som gjev petroleumsindustrien incentiv til å oppfylle statens målsetjingar, samtidig som dei oppfyller sine egne mål om å maksimera sin eigen profit. Via petroleumsskattesystemet og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) får staten ein betydeleg del av inntektene

frå petroleumsverksemda.⁷ Men samtidig blir det gjeve skattefrådrag for kostnadene i samband med petroleumsverksemda. I eit slikt skattesystem fungerer den norske staten som ein passiv eigar i utvinningsløyva på den norske kontinentalsokkelen. Dette systemet inneber at dersom oljeselskapa ikkje tener pengar, vil heller ikkje den norske staten tena pengar. Alle aktørane i den norske petroleumsverksemda får dermed ei felles interesse av at utvinninga av dei norske petroleumsressursane skaper så store verdiar som råd.

Samarbeid og konkurranse

Samtidig som det er ynskjeleg med konkurranse, er det òg ynskjeleg at aktørane i petroleumsindustrien samarbeider. Difor tildeler styresmaktene som hovudregel utvinningsløyve til ei gruppe selskap i staden for berre til eitt selskap. Utvinningsløyve blir til vanleg tildelte ut frå søknader frå oljeselskapa i samband med tildelingsrundane.⁸ Dei viktigaste kriteria for tildeling er geologisk forståing, teknisk ekspertise, finansiell styrke og røynsle som styresmaktene har med oljeselskapet. Basert på søknadene set Olje- og energidepartementet saman ei rettshavargruppe. I rettshavargruppa utvekslar oljeselskapa idear og røynsler, samtidig som dei deler kostnadene og inntektene frå verksemda. Selskapa konkurrerer, men dei må òg samarbeida for å maksimera verdiane i det utvinningsløyvet dei har fått tildelt. Med dette systemet blir ekspertise og røynsler frå fleire selskap frå heile verda samla i utvinningsløyva på den norske kontinentalsokkelen. Retts-havargruppa fungerer òg som eit internt kontrollsystem i utvinningsløyvet, der kvar rettshavar har rolla som kontrollør av arbeidet til operatøren.

³ Miljøomsyn i petroleumsverksemda er det gjort greie for i kapittel 9.

⁴ Jf. kapittel 3.

⁵ I kapittel 4 er det gjort greie for utbygging og drift. Gassforvaltinga er omtala i kapittel 5.

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

⁷ Jf. kapittel 8.

⁸ Leitepolitikken er nærare omtala i kapittel 3.

Petroleumsverksemda blir driven av teknologisk nyvinning. For å maksimera verdiane på den norske kontinentalsokkelen er det ein føresetnad å sikra at oljeselskapa heile tida nyttar den beste tilgjengelege teknologien, og at dei driv nødvendig forskning og utvikling. Dei norske styresmaktene har difor etablert eit miljø som fremjar teknologisk utvikling. Det er i dag eit nært samarbeid mellom oljeselskapa, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene når det gjeld teknologi og forskning.⁹

Statleg organisering av petroleumsverksemda *Stortinget*

Stortinget set rammene for petroleumsverksemda i Noreg. Det skjer mellom anna ved at Stortinget vedtek lover og proposisjonar, og drøftar stortingsmeldingar om petroleumsverksemda. Store utbyggingssaker og prinsipielle saker skal drøftast der. Stortinget kontrollerer òg regjeringa og statsforvaltninga.

Regjeringa

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

KonKraft og Toppleiarforum

Olje- og energidepartementet arbeider i dialog med den norskbaserte olje- og gassnæringa for å styrkja konkurransekrafta på den norske kontinentalsokkelen og konkurranseevna til leverandørindustrien.

Denne prosessen går under namnet KonKraft. For at KonKraft skal få nok tyngd, er det oppretta ein møteplass der næringa og styresmaktene kan drøfta sentrale utfordringar og framlegg til konkrete tiltak. Denne møteplassen har fått namnet Toppleiarforum. Toppleiarforum vart etablert hausten 2000 og er leidd av olje- og energiministeren. Forumet omfattar om lag 30 toppleiarar frå oljeselskap, leverandørindustrien, arbeidstakar- og arbeidsgjevarorganisasjonar, forskingsinstitusjonar og styresmaktene.

⁹ Sjå kapittel 7.

Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Olje- og energidepartementet har det overordna ansvaret for forvaltinga av petroleumsressursane på den norske kontinentalsokkelen. Departementet skal sjå til at petroleumsverksemda blir utført etter dei retningslinene Stortinget og regjeringa dreg opp. Oljedirektoratet er administrativt underlagt Olje- og energidepartementet. Departementet har i tillegg eit særskilt ansvar for å følgja opp dei statlege selskapa Petoro AS og Gassco AS og det oljeselskapet som staten eig delar av, Statoil ASA.

Oljedirektoratet

Den viktigaste oppgåva til Oljedirektoratet er å føra den forvaltingsmessige og økonomiske kontrollen med at undersøking etter og utvinning av petroleumsressursar er i samsvar med lovgjeving, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår og retningsliner som departementet fastset. Direktoratet skal vera eit rådgjevande organ for departementet i spørsmål som gjeld 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.

Gassnova

Gassnova er eit forvaltingsorgan som har som oppgåve å fremja og støtta innovasjon av miljøvennleg gasskraftteknologi.

Statoil ASA

Statoil ASA er eit børsnotert selskap i Oslo og New York. Staten eig 70,9 prosent av aksjane. I desember 2006 offentliggjorde Statoil og Norsk Hydro at olje- og gassverksemda i Norsk Hydro er planlagt slått saman med Statoil. Selskapa legg opp til at samanslåinga blir gjennomført i tredje kvartal 2007. Basert på bytteforholdet som selskapa har føreslått, vil staten eiga 62,5 prosent av aksjane i selskapet. Staten har som målsetjing at eigardelen til staten etter kvart skal auka 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 myndigheitsansvar ansvaret for tryggleik, beredskap og arbeidsmiljø i petroleumsverksemda.

FINANSDEPARTEMENTET

Finansdepartementet har det overordna ansvaret for å syta 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 syta for rett fastsetjing og innbetaling av skattar og avgifter som politiske styresmakter vedtek.

Statens pensjonsfond – Utland

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

FISKERI- OG KYSTDEPARTEMENTET

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

Kystverket

Kystverket har ansvaret for den statlege oljevernberedskapen.

MILJØVERNDEPARTEMENTET

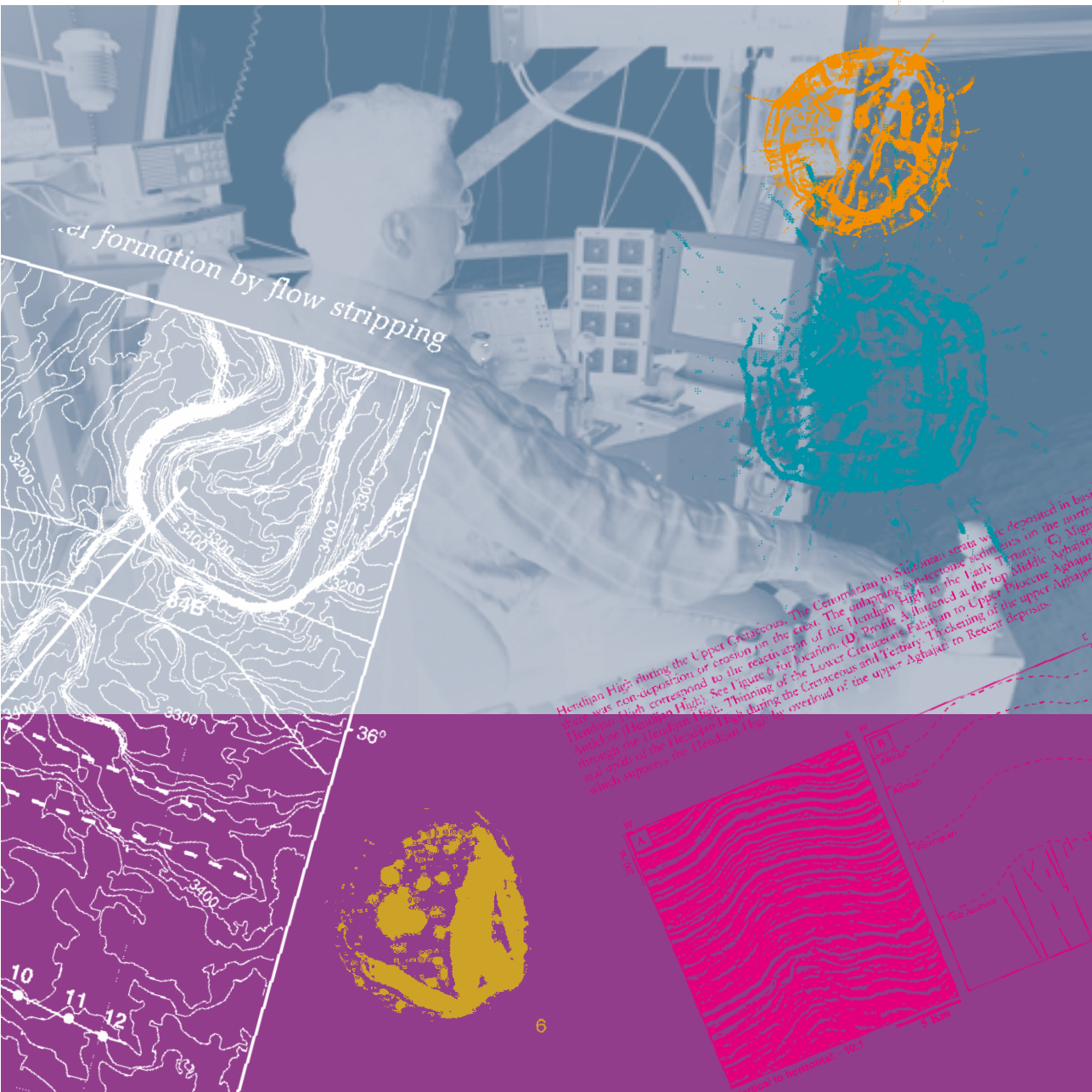
Miljøverndepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av miljøvernet og det ytre miljøet i Noreg.

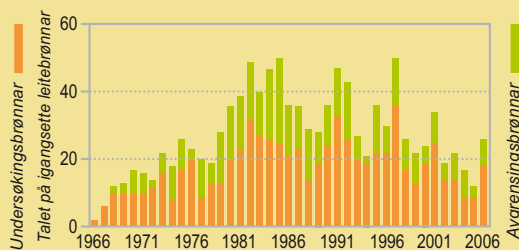
Statens forureiningstilsyn

Statens forureiningstilsyn har mellom anna ansvaret for å følgja opp forureiningslova. Ei anna sentral oppgåve er å gje Miljøverndepartementet råd og fagleg grunnlagsmaterieil.

3

Leiteverksemda





Figur 3.1 lgangsette leitebrønner på den norske kontinentalsokkelen 1966-2006

(Kjelde: Oljedirektoratet)

For å kunna vinna ut petroleumsressursane som finst på norsk kontinentalsokkel, må ein først leita etter og påvisa uoppdaga ressursar. Leiteaktiviteten er ein viktig indikator på framtidig produksjon. Generelt tek det fleire år frå det blir avgjort at ein skal leita etter ressursar, til eventuelle funn kan setjast i produksjon. Utforminga av leitepolitikken er difor ein viktig del av norsk ressursforvaltning.

I dei seinare åra har det vore ein tendens til mindre leiteverksemd på norsk kontinentalsokkel enn før, og det er gjort færre store funn. Men i 2006 auka leiteverksemda noko frå året før, og prognosane for 2007 er positive. For styresmaktene er det viktig at leitepolitikken er utforma slik at det raskt og effektivt kan påvisast nye ressursar. Det er selskapa som står føre sjølve leitinga etter og påvisinga av nye ressursar. Leitepolitikken er difor utforma for å gjera norsk kontinentalsokkel attraktiv og trekkja til seg nye aktørar som kan utfylla dei aktørane som alt er der. Styresmaktene prøver å få til eit rett aktivitetsnivå på kontinentalsokkelen gjennom konsesjonssystemet og gjennom arealtilgangen og arealforvaltninga.

Ein grunnleggjande føresetnad for petroleumsverksemda på norsk kontinentalsokkel er sameksistens mellom oljeindustrien og andre brukarar av hav- og landområda som petroleumsverksemda får følgjer for. Denne føresetnaden ligg òg 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 finna 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

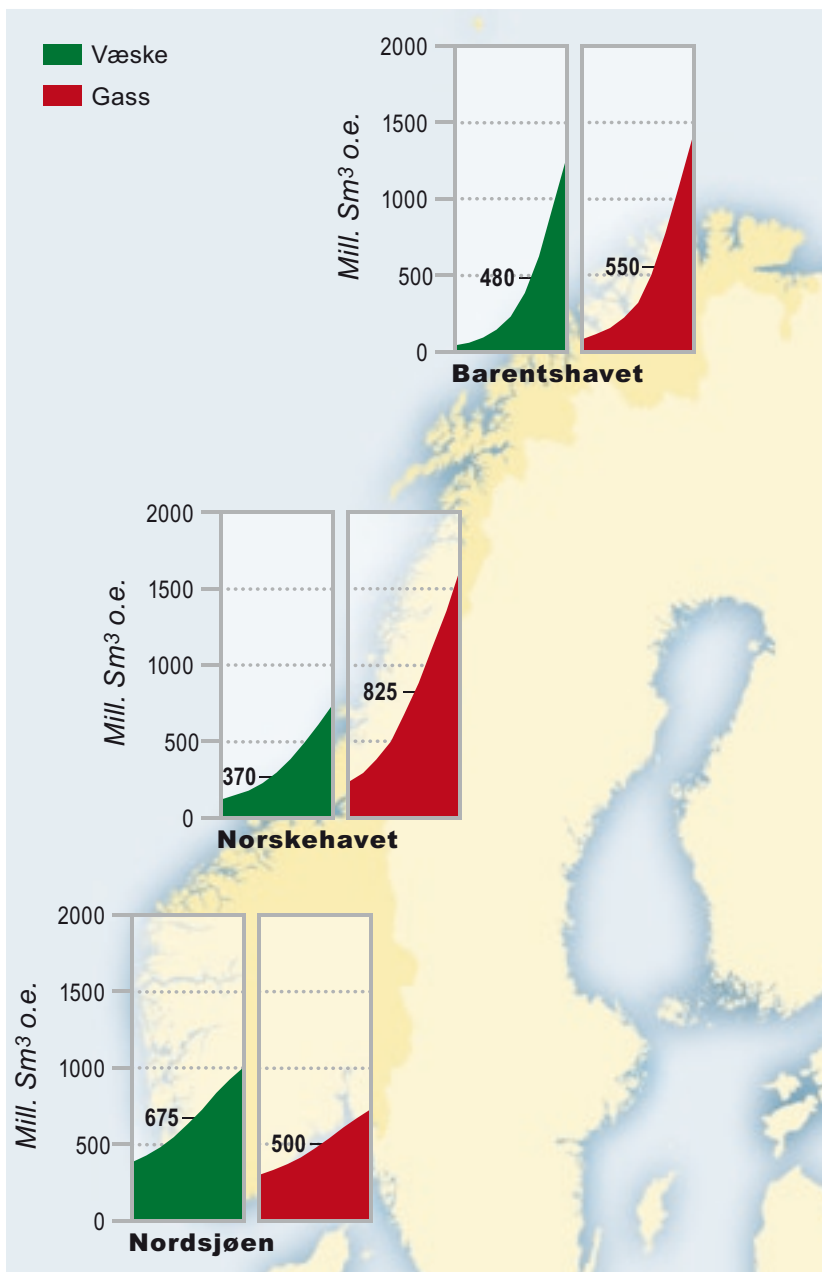
til lova kan det tildelast løyve for undersøking etter, utvinning av og transport av petroleum m.m.

Petroleumslova slår fast at det er staten som har eigedomsretten til undersjøiske petroleumsførekomstar på norsk kontinentalsokkel. Før det blir gjeve løyve til leiteboring og produksjon (utvinningsløyve), må området der det skal borast vera 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 ein kan søkja om utvinningsløyve for. Søkjarane kan søkja som gruppe eller individuelt. Til grunn for tildelinga av utvinningsløyva ligg saklege, objektive, ikkje-diskriminerande og kunngrjorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, 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 føre den operative verksemda som løyvet gjev rett til.

Utvinningsløyvet regulerer rettar og plikter som selskapa har overfor staten. Dokumentet utfyller føresegnene i petroleumslova og gjev detaljerte vilkår for kvart løyve. Løyvet gjev einerett til undersøking, leiteboring og utvinning av petroleum innanfor det geografiske området i utvinningsløyvet. Rettshavarane blir eigarar av petroleumen som blir produsert.

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein initiell periode (leiteperiode) som kan vara i inntil ti år. I denne perioden skal det utførast ei fastsett arbeidsplikt i form av mellom anna seismisk kartlegging og/eller leiteboring. Dersom rettshavarane er same om å gje opp utvinningsløyvet, kan det leverast tilbake etter at arbeidsplikta er oppfylt.



Figur 3.2 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)

Modne og umodne område

På norsk kontinentalsokkel har Stortinget opna for petroleumsaktivitetar i mesteparten av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Estimat som Oljedirektoratet har gjort over uoppdaga ressursar i områda på kontinentalsokkelen, er på til saman 3,4 milliardar standardkubikk-meter (Sm^3) utvinnbare oljeekvivalentar. Det er litt mindre enn det som til no er produsert på norsk kontinentalsokkel. Ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med 35 prosent i Nordsjøen, 35 prosent i Norskehavet og 30 prosent i Barentshavet. Avhengig av kor modne områda er, varierer utfordringane ein står framfor når det gjeld å realisera det økonomiske potensialet for dei uoppdaga ressursane på norsk kontinentalsokkel.

Kjenneteikn på modne område er kjend geologi og godt utbygd eller planlagd infrastruktur. I desse områda er det ofte lønsamt å bora små prospekt, men samtidig er det mindre sannsynleg å gjera nye, store funn. I delar av dei modne områda av kontinentalsokkelen har det vore petroleumsaktivitet i nærare 40 år.

I umodne område har ein mindre kjennskap til geologien, og det manglar ofte infrastruktur. I nokre av dei umodne områda er det til dels store tekniske utfordringar knytta til å drive petroleumsverksemd. Resultata av leiteaktiviteten er meir usikre i umodne område, men det er framleis mogleg å gjera nye, store funn. Aktørar som er eigna til å leita etter slike ressursar må ha brei røynsle, teknisk og geologisk kompetanse og ha eit solid finansielt fundament.

Dei uoppdaga ressursane er fordelt seg som vist i figur 3.2. Søylen i kvart av områda viser uvissa i estimatet. Talet i søylen viser forventta volum.

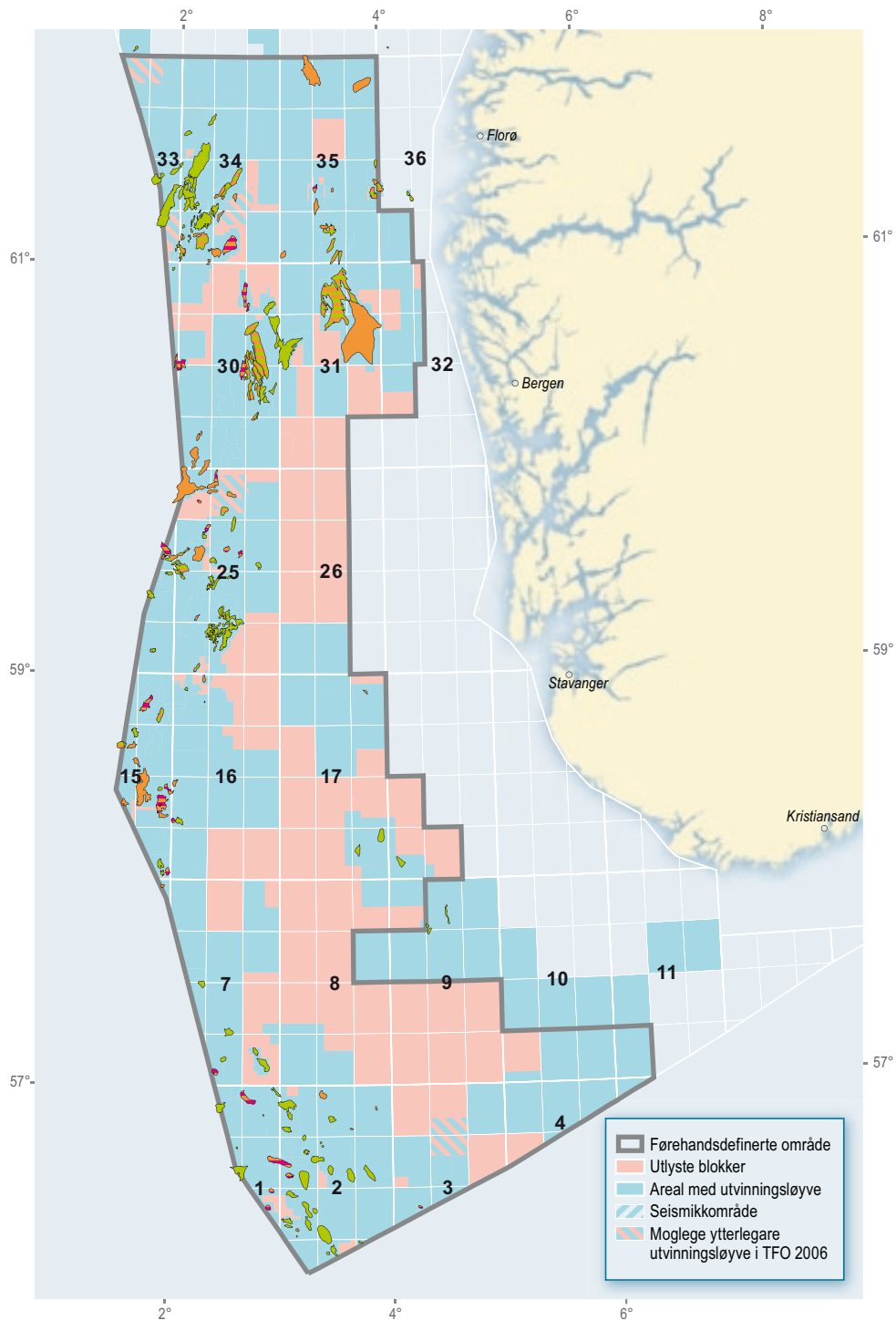
Leitepolitikk i modne og umodne område

Modne område

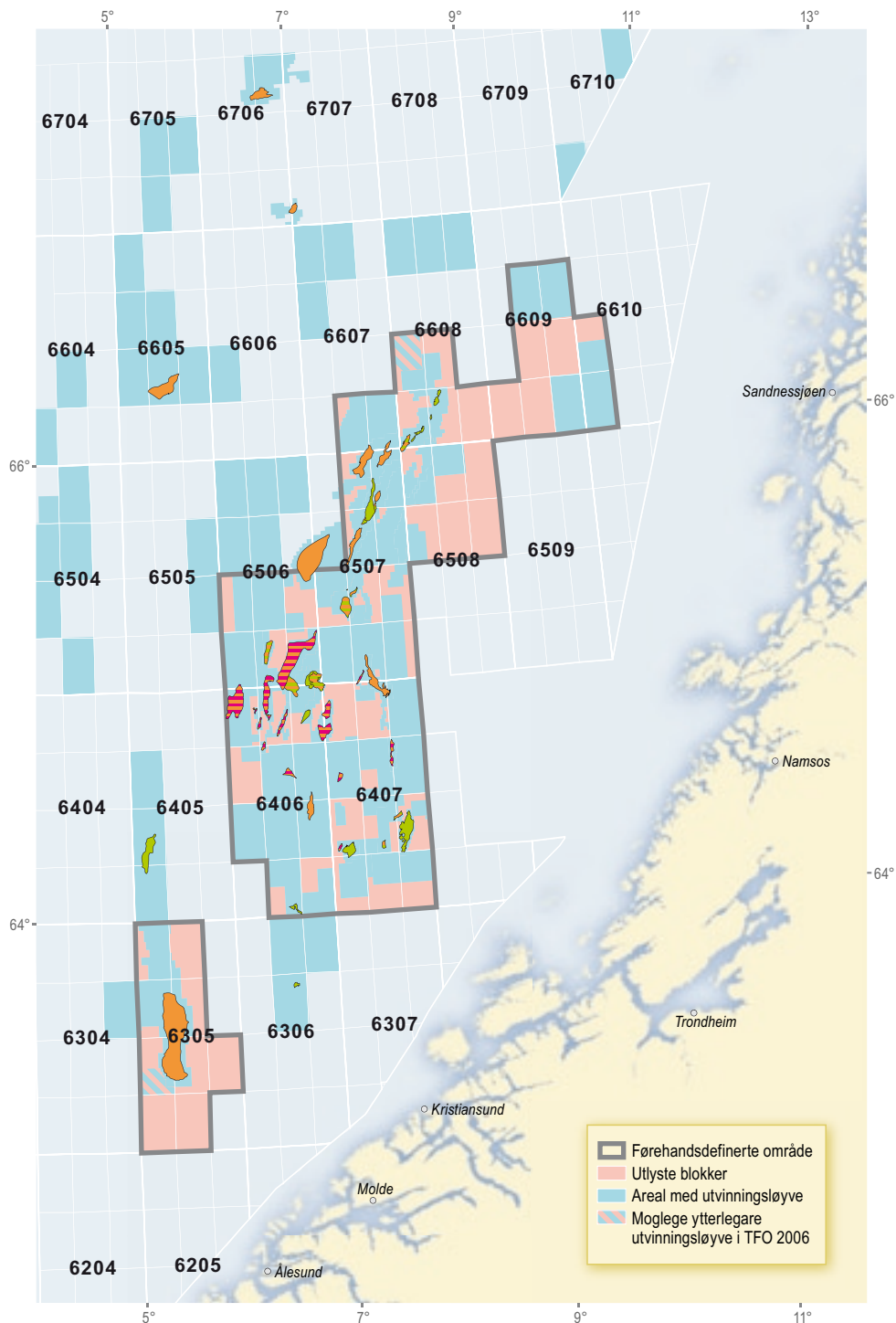
Petroleumsverksemda på norsk kontinentalsokkel tok til i Nordsjøen og har med tida, basert på prinsippet om gradvis utlysing, flytt seg nordover. Det gjer at store delar av Nordsjøen i dag, frå eit leiteperspektiv, blir rekna som modne. Haltenbanken i Norskehavet har òg vore mykje utforska, og ein reknar at også delar av denne regionen er moden. Det siste området som i dag blir vurdert som modne, 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 difor viktig å påvisa og vinna ut ressursane i området før infrastrukturen blir stengd ned. Dersom det ikkje lèt seg gjera, kan lønnsame ressursar bli liggjande att fordi funna er for små til å kunna forsvara ei eiga utbygging av infrastruktur.

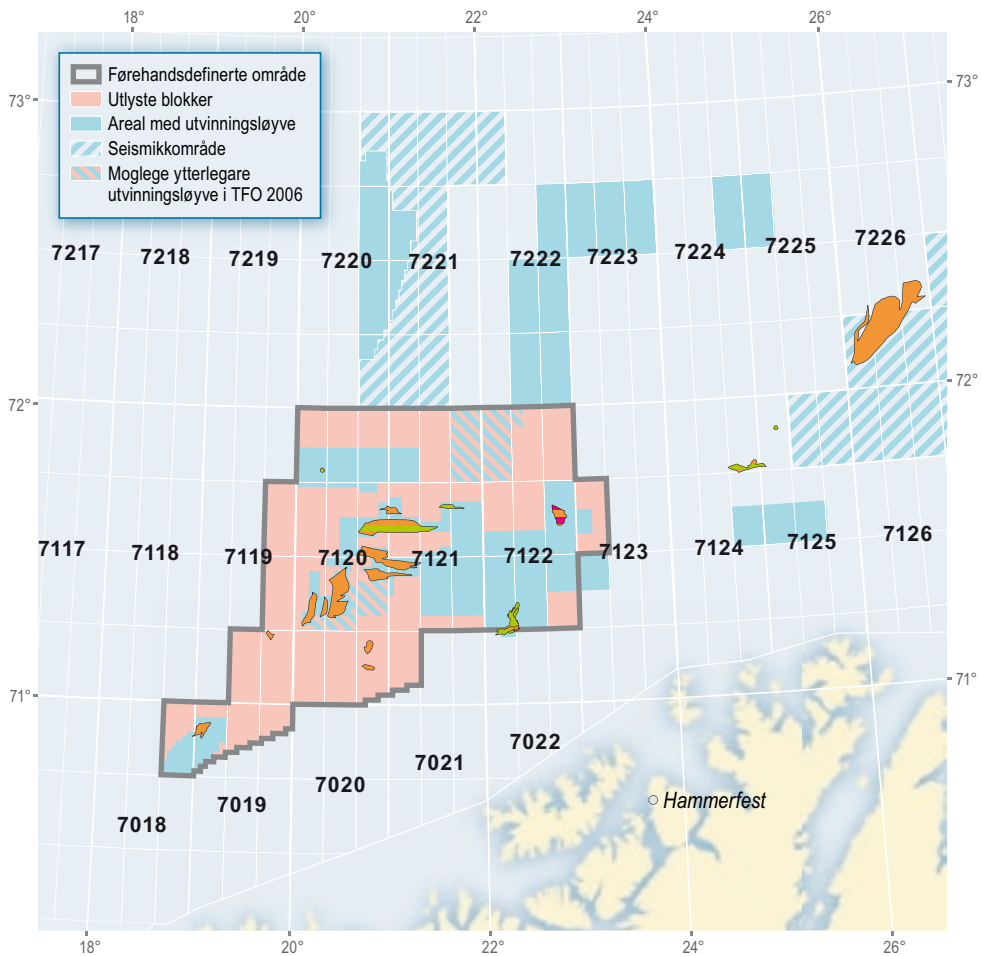
I desse områda har styresmaktene vurdert det som viktig at industrien får tilgang til større område, slik at dei ressursane som er tidskritiske, kan vinnast ut til rett tid. I tillegg er det viktig at dei areala som industrien får tildelt, blir utforska på ein rask og effektiv måte. Regjeringa har difor lagt om politikken i modne område, og innførte i 2003 ordninga med tildeling av utvinningsløyve i førehandsdefinerte område (TFO) i modne delar av kontinentalsokkelen. Ordninga inneber at det er oppretta store førehandsdefinerte leiteområde, som omfattar alt modent areal på kontinentalsokkelen. 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 fire rundar i modne område: TFO 2003, TFO 2004, TFO 2005 og TFO 2006. Figurane 3.3, 3.4 og 3.5 viser det arealet som er lyst ut for tildeling i TFO 2007.



Figur 3.3 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Nordsjøen 2007
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 3.4 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Norskehavet 2007
 (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 3.5 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Barentshavet 2007

(Kjelde: Oljedirektoratet)

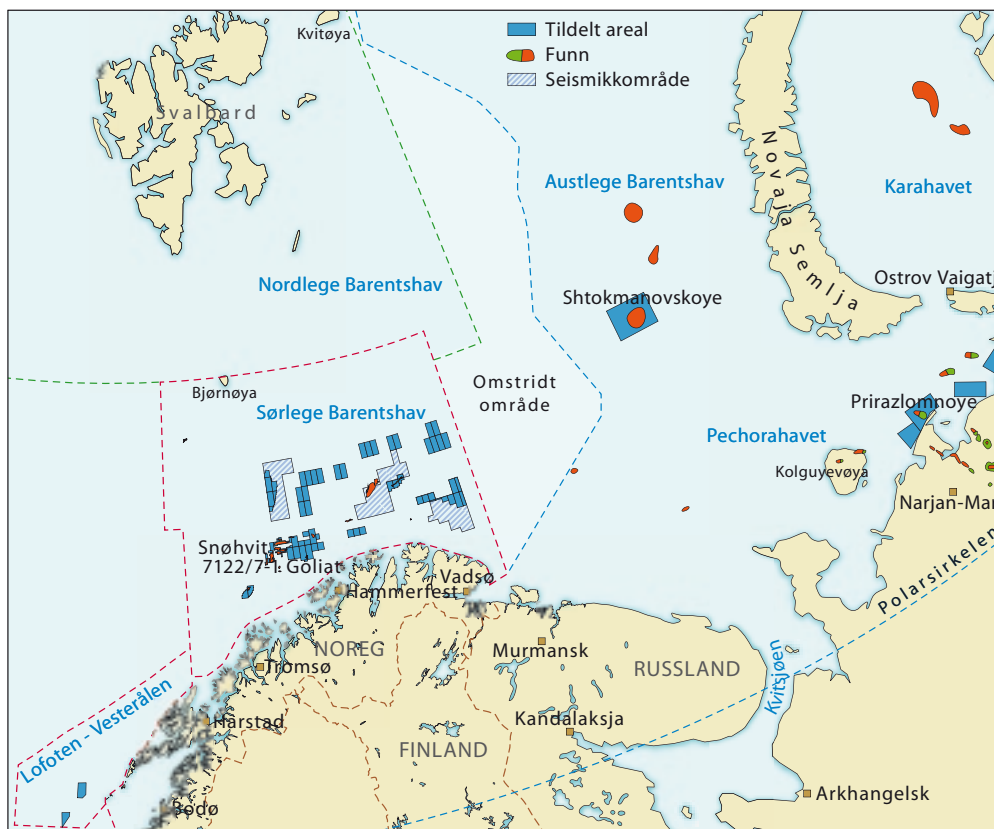
Areal som ligg innanfor det førehandsdefinerte området, og som blir levert tilbake i perioden frå utlysinga til søknadsfristen er ute, skal inkludrast i utlysingsområdet. Det inneber at alt areal som blir levert tilbake innanfor det førehandsdefinerte området, automatisk skal reknast som utlyst på tidspunktet når tilbakeleveringa skjer. Dermed vil andre selskap som har eit anna syn på prospektiviteten i området, raskt få høve til å utforska dette. Det vil føra til raskare sirkulasjon av areal og ei meir effektiv utforsking av dei modne områda.

Hyppe tildelingar og meir utlyst areal i kvar runde har ført til fleire konsesjonsbelagde område.

Ved inngangen til 2006 var 22 prosent av arealet som var opna for petroleumsvirksomheit på norsk kontinentalsokkel, konsesjonsbelagt, ein auke frå ni prosent to år tidlegare.

For styresmaktene er det viktig at det blir arbeid aktivt med konsesjonsbelagt areal. Rammeverket må difor utformast slik at selskap som har fått tildelt utvinningsløyve, ikkje lèt arealet liggja uverksam, men utforskar det aktivt.

I dei modne områda er arbeidsplikta som selskapa tek på seg når dei får tildelt nye utvinningsløyve, sett opp i punkt som gjeld aktivitetar og avgjersler. For kvart punkt



Figur 3.6 Norsk og russisk del av Barentshavet
(Kjelde: Oljedirektoratet)

må selskapa avgjera om dei vil gjennomføra nye aktivitetar i løyvet eller levera tilbake heile området.

Ei anna viktig endring er at områda for utvinningsløyve som skal tildelast, blir meir skreddarsydd enn før ved at selskapa får tildelt berre dei områda der dei har konkrete planar.

Også ved utgangen av den initielle perioden er det gjort endringar i kva for område selskapa får sitja att med. Tidlegare kunne selskapa når den initielle perioden var over, framleis ha opptil 50 prosent av det tildelte arealet utan at dei plikta å driva nokon konkret aktivitet. I dag er hovudre-

gelen at dei får ha berre dei områda der dei har planar om å starta produksjon.

Arealavgifta er òg eit verkemiddel som skal medverka til å auka aktiviteten i dei tildelte områda. Ideen bak avgifta er at det ikkje skal betalast arealavgift for område der det går føre seg produksjon eller aktiv leiteverksemd. I den initielle perioden, der leiteaktiviteten følgjer eit pålagt arbeidsprogram, betaler rettsshavarane inga avgift. Etter den initielle perioden skal rettsshavarane betala ei årleg avgift til staten for kvar kvadratkilometer av området som utvinningsløyvet gjeld for. For å styrkja arealavgifta si funksjon i

Aker Exploration	Dong	Idemitsu	OER*	
Aker Maritime*	E.ON Ruhrgas	Kerr McGee	OMV	
Altinex	Edison	Lasmo*	Oranje Nassau	Revus
Anadarko	Endeavour	Lundin	PA Resources	Rocksource
BG Norge	Ener	Marubeni	Paladin*	Serica
Bridge Energy	Enterprise*	Mitsubishi	Pelican*	Sumitomo
Centrica	Faroe-Petroleum	Mærsk	Pertra	Talisman
CNR	GdF	Nexen	Petoro	VNG
Discover	Genesis	Noble	Petro-Canada	Wintershall
DNO	Hunt Oil	Noreco	Premier	

*Er ikkje sjølvstendig selskap i dag.

Figur 3.7 Prekvalifiserte/nye selskap sidan 2000 (per 1. kvartal 2007)

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

ressursforvaltninga, vart reglane for arealavgift skjerpa med verknad frå 1. januar 2007. Etter dei nye reglane skal selskapa betala 30 000 kroner per kvadratkilometer det første året, og satsen aukar til 60 000 kroner det andre året. Frå og med det 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. Regelverket gjev òg fritak for arealavgift i to år dersom selskapa borar ein undersøkjingsbrønn.

Umodne område

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

Gjennom 18. konsesjonsrunde kom prinsippa i endringane i reglane for tilbakelevering i modne område òg til å gjelda umodne område. Men det er ikkje føremålstenleg at alle selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område leverer inn ein utbyggingsplan ved utgangen av den initiale perioden, så hovudregelen for tilbakelevering i desse områda er knytt til avgrensing av ressursar som er påviste ved boring.

I umodne område er det elles gjort dei same endringane som i modne område når det gjeld å skredarsy områda som skal tildelast.

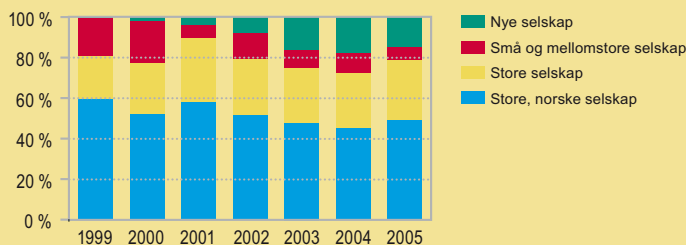
Utlysinga av 19. konsesjonsrunde i 2005 fokuserte særleg på område i Barentshavet og vest i Norskehavet. Tildelingane representerte eit viktig steg for å få utforska desse områda. 20. konsesjons-

runde skulle etter planen utlystast i 2007, men er utsett til 2008 med tildeling av utvinningsløyve i 2009. Utsetjinga inneber at resultatane frå ei rekkje pågåande leitebrønner kan nyttast i utforminga av neste konsesjonsrunde. Risikoen for å bora tørre brønner vil minka, og prinsippet om gradvis, kostnadseffektiv leiteverksemd blir lagt til grunn. Strategien med ei slik gradvis utforsking av umodne område har sikra ein høg funnrate på norsk kontinentalsokkel.

I dei umodne områda av norsk kontinentalsokkel er det framleis mogleg å gjera nye, store funn. Utsiktene til å gjera slike funn medverkar til at norsk kontinentalsokkel framleis er konkurransekyktig i eit internasjonalt perspektiv. Etter kvart som petroleumsaktivitetane gradvis har nærma seg dei store umodne områda i dei nordlege delane av kontinentalsokkelen, har det vore nødvendig å avklara vilkåra for petroleumsaktivitetane i desse områda.

Av omsyn til miljøet og fiskeriindustrien vart det i 2002 sett i verk ei utgreiing om konsekvensar av heilårig petroleumsverksemd i området Lofoten–Barentshavet (ULB). Basert på resultatane vedtok den dåverande regjeringa at det ikkje skal opnast for vidare petroleumsverksemd i tildelt areal i Nordland VI utanfor Lofoten. Samtidig vedtok regjeringa å opna generelt for vidare heilårig petroleumsverksemd i dei områda som alt er opna i Barentshavet Sør, med unntak av visse særleg verdifulle område.

Vinteren 2003 etablerte Olje- og energidepartementet og Fiskeridepartementet ei arbeidsgruppe (Sameksistensgruppa I) som skulle vurdere moglegheitene for sameksistens mellom fiskerinæringa og petroleumsnæringa i området frå Lofoten og nordover, inkludert Barentshavet. Med i dette arbeidet var Olje- og energidepartementet, Fiskeri- og kystdepartementet, Oljedirektoratet, Fiskeridi-



Figur 3.8 Leitekostnader i utvinningsløyve tildelt i NST og TFO etter storleiken på selskapa (se figur 3.1.)

(Kjelde: Oljedirektoratet)

rektoratet, Havforskningsinstituttet, Norges Fiskarlag og Oljeindustriens landsforening. Gruppa kom fram til tilrådingar om vilkår som bør gjelda for å regulera forholdet mellom petroleumsverksemda og fiskeria i Barentshavet. Arbeidsgruppa summerte opp arbeidet sitt i ein rapport som var ferdig i juli 2003.

Arbeidet i sameksistensgruppa tok til att våren 2005 med ein vidare diskusjon av moglegheitene for sameksistens mellom petroleumsverksemda og fiskeriverksemda innanfor rammene av ei berekraftig utvikling (Sameksistensgruppa II). I tråd med vedtaket i Stortinget vart gruppa utvida med deltakarar frå Miljøverndepartementet, Statens forureiningstilsyn, Direktoratet for naturforvaltning og Norsk institutt for naturforskning. I tillegg kom òg Arbeids- og inkluderingsdepartementet og Petroleumstilsynet inn som nye deltakarar i arbeidet.

Rapporten frå Sameksistensgruppa II var eit fagleg innspel til Stortingsmelding nr. 8 (2005–2006) *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten* (HFB), som vart lagd fram for Stortinget våren 2006.

Sameksistensgruppa II byrja hausten 2006 ein gjennomgang av miljø- og fiskerivilkår for petroleumsverksemda i Norskehavet og Nordsjøen. Gruppa skal etter planen leggja fram ein rapport før sommaren 2007.

Uopna område

På norsk kontinentalsokkel 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 kan ha for andre næringar og distrikta rundt. Spørsmålet om å opna områda skal leggast fram for lokale styresmakter og sentrale interesseorganisasjonar som kan vera særleg interesserte i saka.

Tiltredingserklæringa til regjeringa, Soria Moria-erklæringa, slår fast "at det i Nordland VI ikkje skal igangsettes petroleumsvirksomhet i perioden". HFB legg òg føringar på kvar det skal gå føre seg petroleumsverksemd. Fleire program held no på å samla meir kunnskap om havområdet før HFB skal reviderast i 2010. Mellom anna har Oljedirektoratet ansvar for eit treårig program for innsamling av seismiske data. I 2007 vart det sett av 70 millionar til dette programmet.

Omstridt område

Grenselina mellom Noreg og Russland er framleis ikkje avklara. Det går føre seg samtalar mellom russiske og norske styresmakter om dette. Området er avmerkt på figur 3.6, og er om lag like stort som den norske delen av Nordsjøen.

Aktørbiletet

Talet på og samansetjinga av oljeselskapa som gjennomfører petroleumsaktivitetar på norsk kontinentalsokkel, blir omtala som aktørbiletet. Dei største internasjonale aktørane har fått ein sentral plass på norsk kontinentalsokkel, ein naturleg konsekvens av at på kontinentalsokkelen har det vore få, men store og krevjande oppgåver der det har vore mogleg å realisera store verdiar. Etter kvart som kontinentalsokkelen har modnast og utfordringane der har endra seg og vorte meir diversifiserte, har det vore viktig å tilpassa aktør-

biletet til denne endra situasjonen. Difor har ein dei siste åra fokusert på å få nye kompetente aktørar inn på kontinentalsokkelen. Det har gjerne vore mindre aktørar med eit spesielt fokus på modne område og haleproduksjon.

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

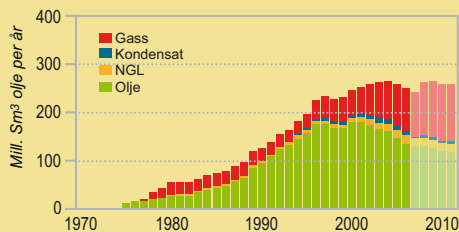
Prekvalifisering

For å leggja tilhøva betre til rette for nye aktørar introduserte Stortingsmelding nr. 39 (1999–2000) ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar og rettshavarar. Sidan ordninga vart sett i verk og fram til januar 2007, har 47 nye selskap gjennomgått prekvalifisering eller vorte rettshavarar på norsk kontinentalsokkel. Fleire andre selskap er til vurdering eller har indikert at dei ynskjer prekvalifisering. Figur 3.7 viser prekvalifiserte og nye selskap på norsk kontinentalsokkel sidan 2000.

Når det gjeld dei årlege konsesjonsrundane i Nordsjøen og TFO, har dei nye aktørane fått tildelt betydelege areal og utvinningsløyve. Dei tre siste åra (t.o.m. 2005) har nye aktørar stått for om lag 15 prosent av leitekostnadene på norsk kontinentalsokkel (sjå figur 3.8).

4 Utbygging og drift





Figur 4.1 Historisk produksjon av olje og gass, og prognose for produksjon dei neste åra

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Det vart produsert i alt 248 millionar standardkubikkmeter (Sm³) olje og gass i 2006. Av dette var om lag 87 milliardar Sm³ gass, og dermed vart 2006 eit rekordår for gassavsetninga frå sokkelen. I 2007 er det venta at gassalet vil koma over 90 milliardar Sm³. Også i åra framover ventar ein at produksjonen av gass vil stiga. Ein reknar med at gassdelen av det totale petroleumssalet vil auka frå 35 prosent i 2006 til 45 prosent i 2011. Figur 4.1 viser historisk produksjon av olje og gass, og prognose for produksjon dei neste åra.

Ved utgangen av 2006 kom produksjonen frå 44 felt i Nordsjøen og åtte felt i Norskehavet. Eitt nytt felt er sett i produksjon i 2006: Ringhorne Øst. I 2007 er det venta at sju nye felt vil koma i produksjon: Alvheim, Blane, Enoch, Ormen Lange, Snøhvit, Vilje og Volve. Når Snøhvitfeltet kjem i produksjon, vil det bli produsert petroleum også frå den norske delen av Barentshavet. Etter kvart som den norske petroleumsværksemda har flytt seg nordover, har ein gått inn i område med store gassressursar. Difor er det bygt ut ei rekkje gassfelt og etablert ein betydeleg transportinfrastruktur for gass. Denne infrastrukturen har gjort det mogleg å utvikla 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.

Produksjonen frå norsk kontinentalsokkel har vore dominert av nokre store felt. Produksjonen frå fleire av desse felta minkar no, samtidig som fleire nye mindre felt har kome til. Difor fordeler produksjonen seg i dag på fleire felt enn før. Dette er ei naturleg utvikling. Då Nordsjøen vart opna for oljeværksemd, vart dei områda som såg mest lovande ut, undersøkte først. Det førte til funn i verdsklasse, funn som seinare kom i produksjon og fekk feltnamn som Ekofisk, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll. Desse felta har vore og er

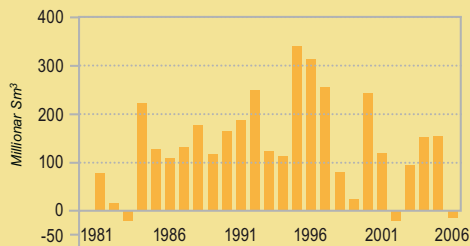
framleis viktige for utviklinga av norsk kontinentalsokkel. Dei store felta har gjort sitt til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyta seg opp mot.

Effektiv produksjon av petroleumressursane

Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift av olje- og gassfelt har styresmaktene etablert rammene for desse aktivitetane. Rammene skal sikra 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. Føremålet med det er å skapa eit klima for gode avgjersler som tener selskapa og samfunnet.

Ut frå rammene for petroleumsværksemda er selskapa forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsførekomst. Dermed er selskapa ansvarlege for å fremja og gjennomføra nye prosjekt, men det er styresmaktene som gjev endeleg samtykke til igangsetjing. Når ein ny førekomst skal byggjast ut, må selskapa leggja 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 skal gjera greie for korleis ein reknar med at utbygginga vil verka 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 samfunnsinteresser.

Utbygging av påviste petroleumressursar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsnæringa i dag, men det blir stadig viktigare å utnytta ressursane i dei kjende områda betre. I sum er dette eit stort potensial som kan



Figur 4.2 Brutto reservetilvekst for olje 1981 - 2006

(Kjelde: Oljedirektoratet)

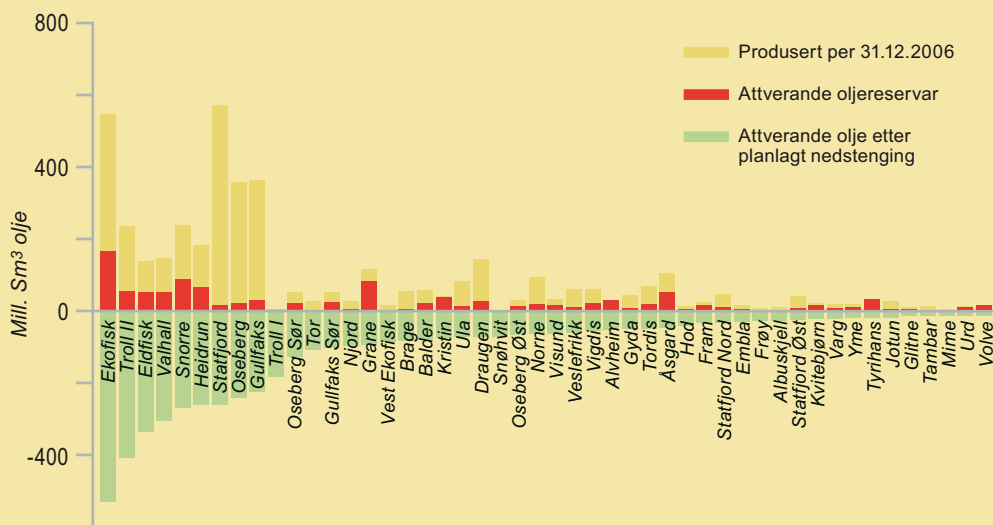
generera store verdier for samfunnet dersom det blir utnytta på ein fornuftig måte. Oljedirektoratet har vurdert dette potensialet og har come fram til ei målsetjing om ein reservetilvekst på norsk kontinentalsokkel på 800 millionar Sm³ olje før 2015. Det svarar til om lag to gonger dei opphavlege oljeressursane i heile Gullfaksfeltet. Målsetjinga er eit strekksmål for industrien og styresmaktene. Dersom vi skal få ut dette potensialet, må vi auka utvinninga frå felt i produksjon, byggja ut funn i nærleiken av eksisterande infrastruktur, påvisa og byggja ut nye ressursar og heile tida gjera drifta av felta betre og meir kostnadseffektiv. Figur 4.2 viser årleg tilvekst av oljereservar i perioden 1981–2006. Etter ein vekst i 2005 på 154 millionar Sm³ olje, bokført som nye reservar, viste rekneskapan for 2006 ein reduksjon på 18 millionar Sm³.

Auka utvinning i modne område

Delar av norsk kontinentalsokkel blir i dag definerte som modne område. Det vil seia område med kjend geologi, godt utbygd infrastruktur, minskande 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.

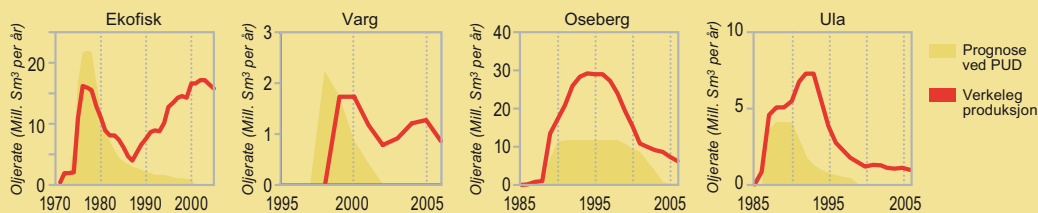
Figur 4.3 viser ei oversikt over dei totale oljeressursane i felt i produksjon. Ressursane kan delast inn i:

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



Figur 4.3 Fordeling av oljeressursar i felt

(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 4.4 Produksjonsutvikling for felt Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Figuren viser at det med planane som finst i dag, vil vera store oljeressursar att etter den planlagde nedstenginga av desse felt. Ei rekkje tiltak er nødvendige dersom ein skal kunna vinna ut desse ressursane. Tiltaka kan delast i to hovudgrupper, den eine dekkjer tiltak for å auka ressursuttaket, og den andre går ut på å effektivisera drifta.

Auka ressursuttak

Først og fremst må rettshavarane investera i prosjekt for auka utvinning. Nokre døme er boring av fleire brønner, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønner, injeksjon i reservoaret 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 auka 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 auka utvinninga, og er det framleis. Teknologeutviklinga gjer det til dømes mogleg å bora brønner og utvikla felt på måtar som var teknisk umoglege tidlegare.

Figur 4.4 viser produksjonsutviklinga for felt Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula. Vi ser at den faktiske produksjonen frå desse felt har vorte mykje annleis enn det ein venta då dei opphavlege utbyggingsplanane vart fremja. 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 produsera i mange år enno. Når det gjeld Ekofisk, vonar operatøren å halda produksjonen oppe fram mot 2050. Desse døma illustrerer at det kan skapast betydelege verdjar ved å auka utvinninga.

Forlengd levetid

Av figur 4.4 ser vi òg at auka utvinning gjev lengre levetid. Lengre levetid er positivt fordi det gjev rom for å setja i verk fleire utvinningstiltak, og inneber at infrastrukturen vil vera 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 4.5 viser at levetida til felt endrar seg. Det kjem av at ein får større innsikt og meir kunnskap utover i produksjonsperioden, og dette gjev grunnlag for å gjennomføra tilleggsprosjekt som ein ikkje kunne vedta på utbyggingsstidspunktet. Meir effektiv drift og utvikling og bruk av ny teknologi har òg gjort det mogleg å gjennomføra prosjekt som ikkje var lønnsame før.

Auka oljeutvinning og forlengd levetid for felt gjev større verdiskaping, men utfordrar i mange tilfelle oljeverksemda når det gjeld utslepp til luft og sjø. Tiltak for å auka utvinninga er ofte energikrevjande og kan føra til større utslepp til luft. Når oljeproduksjonen minkar, kan det òg føra 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 forlengja levetida til eit felt er at produksjonen er lønnsam. Effektiv drift medverkar til å redusera kostnadene i produksjonen. Ressursuttaket blir påverka fordi det kan drivast lønnsam produksjon lenger enn om drifta var mindre effektiv. Det kan gjera sitt til at ressursar som i dag ikkje er lønnsame, blir produserte. Mange felt står overfor ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å forsvara 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 og gjev styresmaktene nye utfordringar. Fram til no har mykje av merksemda på norsk kontinentalsokkel 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 å endra styresmaktene si oppfølging av verksemda i desse felta. Målsetjinga er å sikra at mest mogleg av ressursane blir utvunne. På bakgrunn av innrapporterte data frå operatørselskapa gjennomfører styresmaktene årleg ein analyse av utviklinga i modne område, kalla prestasjonsindikatoranalyse for felt (PIAF). Denne analysen utgjer grunnlaget for korleis styresmaktene skal prioritera oppfølginga av kvart einskilt felt.

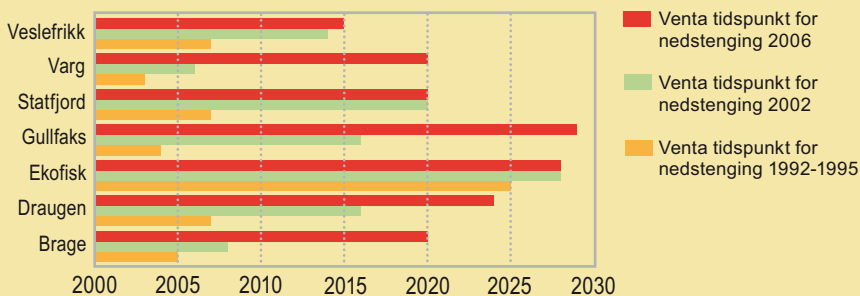
Utviklinga i kommunikasjonsteknologien har opna for nye måtar å arbeida på. Det blir omtala som e-drift eller smart drift. E-drift inneber mellom anna at ein nyttar informasjonsteknologi til å endra arbeidsprosessar for å oppnå betre avgjersler, til å fjernstyra utstyr og prosessar og til å flytta funksjonar og personell til land. Teknologi og kunnskap blir koplta saman til ein heilskap som omformar oppgávdeling mellom hav og land, oljeselskap og

leverandørbedrifter. Reduserte kostnader og e-drift er difor element som er med og gjer drifta effektiv, og dermed aukar utvinninga. Sjå nærare omtale i tekstboksen om e-drift.

Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur

I 2006 vart det investert om lag 100 milliardar kroner på norsk kontinentalsokkel. Totalt er det investert om lag 2000 milliardar kroner på sokkelen, 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 produsera og marknadsføra petroleum, men legg òg eit grunnlag for å utvikla ytterlegare ressursar på ein kostnadseffektiv måte.

Når produksjonen frå eit felt minkar, vil det ofte bli frigjort kapasitet i infrastrukturen. Slik kapasitet kan gje svært effektiv utnytting av ressursar som kan knytast opp mot denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er det å bruka 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 byggja ut eigen infrastruktur. Leiting etter og utbygging av ressursar



Figur 4.5 Levetida for nokre felt
(Kjelde: Oljedirektoratet)

i nærleiken av eksisterande infrastruktur kan gje store verdiar til det norske samfunnet.

Estimat frå Oljedirektoratet viser at om lag to tredelar av dei uoppdaga ressursane på norsk kontinentalsokkel ligg i Nordsjøen og Norskehavet. Dette er dei områda av norsk kontinentalsokkel der det i dag er etablert mykje infrastruktur. For å kartleggja utsiktene i desse områda, og for å kunna utnytta fordelane med infrastrukturen der, har styresmaktene etablert ein offensiv leitepolitikk for modne område. Styresmaktene har på ein føreseieleg måte gjort store område tilgjengelege for selskapa, men 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 norsk kontinentalsokkel er gått over i ein meir moden fase. For å medverka til effektiv bruk av eksisterande infrastruktur, som eksisterande plattformer og rørleidningar, fastsette Olje- og energidepartementet i 2005 ei eiga forskrift på dette området, *Forskrift om andres bruk av innretningar*, som tok til å gjelda 01.01.2006. Føremålet med forskrifta er å sikra effektiv bruk av infrastrukturen og dermed gje retts-havarar gode incentiv til å driva leite- og utvinnings- verksemd. Føremålet skal oppfyllest gjennom å gje rammer for forhandlingsprosessen og for 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 forhandla fram gode løysingar for begge partar.

Mangfald av aktørar

For å sikra at potensialet i og omkring produserande felt blir utnytta, er det viktig at eigarinteres-

sene er hos dei selskapa som ynskjer å gjera mest ut av dette. Styresmaktene er difor positive til at eigardelar blir omsette. I tillegg er det opna for eit vidare spekter av aktørar, jamfør omtalen av aktørbiletet i kapittel 3. Andre land der petroleums- verksemda har kome inn i ein moden fase, har fått merka at etablerte selskap ikkje prioriterer aktivitet på felt der produksjonen har minka til eit lågt nivå, og heller sel seg ut til fordel for selskap som har slik aktivitet som kjerneområde. Ut frå same tankegangen meiner norske styresmakter at eit mangfald av aktørar som gjer ulike vurderingar og prioriteringar, er positivt når det gjeld å realisera ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel.

Auka utvinning, lengre levetid og innfasing av ressursar i nærleiken av felt som produserer, legg grunnlaget for å skapa store meirverdiar for samfunnet. Men auka ressursuttak og lengre levetid er aktuelt berre dersom dette lèt seg gjera innanfor forsvarlege rammer for ytre miljø, helse, arbeidsmiljø og tryggleik. For å kunna vidareutvikla ressursane i og rundt eksisterande felt må ein ofte bruka infrastrukturen der. Dermed står selskapa mindre fritt enn ved nye utbyggingar, og kan til dømes ikkje velja kva som helst teknisk løysing på grunn av avgrensingar ved det som alt finst av utstyr, vektgrenser osv.

På mellomlang sikt er det viktig å syta 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 ligga att den dagen felta stengjer ned. I dag er det ikkje lønnsamt å henta ut desse ressursane, men dei utgjer eit betydeleg potensial som kan bli utløyst i den vidare utviklinga av petroleumsverksemda. Ein må arbeida på mange frontar og vurdere alle aktuelle alternativ for å få utnytta dette potensialet.

E-drift på norsk kontinentalsokkel

Innføring av e-drift i petroleumsverksemda inneber å ta i bruk (nær) sanntidsdata som verkemiddel for å integrera arbeidet med ulike operasjonar. Dette gjer integrerte operasjonar mellom ulike fag, mellom operatør og leverandør og mellom arbeid til havs og på land mogleg. E-drift skal hjelpa fram raskare og betre styring i alle fasar av verksemda. Petroleumsverksemda i Noreg er i dag langt framme internasjonalt i implementering av e-drift. Ein av grunnane er at det alt er lagt breiband (fibrerklar) til mange av felta på den norske kontinentalsokkelen. Overføring av store data-mengder frå installasjon og til land er ein grunnleggjande føresetnad for e-drift.

Når felldata er tilgjengelege i sanntid for relevante faggrupper, kan organisasjonen på land hjelpa til meir effektivt med støtte, overvaking og styring. Auka tryggleik, betra tilgang på kompetanse og auka effektivitet i verksemda er viktige effektar. Ulike aktørar ser stor økonomisk gevinst i e-drift. Ein føresetnad er at e-drift blir innført raskt.

Maksimal nytte av den digitale infrastrukturen vil ein få med løysingar som gjev føreseieleg tilgang for tredjepart, deling av kostnadene og god nok sikring av informasjon. For å kunna dra nytte av alle moglegheitene og realisera potensiala som ligg i e-drift, er det nødvendig å endra arbeidsmåtar og fordeling av oppgåver mellom hav og land og mellom operatørar og leverandørar. Endringane skapar nye organisasjonsstrukturar og knytter personar og organisasjonar saman, uavhengig av den fysiske plasseringa.

Produksjonsoptimalisering og betre brønningar blir oftast framheva som sentrale gevinstar med e-drift. Ein har kome lengst med å ta i bruk dei nye driftsformene innanfor boring. Her har ein byrja å integrera data i sanntid mellom operasjonsrom på land

og på innretningane. Informasjon og nødvendige data er tilgjengelege for alle til same tid. Det gjev betre og raskare operasjonsstøtte til personellet i havet og gjer det lettare å plassera brønnane optimalt i reservoaret. Dei store operatørane har alt dokumentert store økonomiske gevinstar med desse løysingane. Det er òg mogleg å kopla seg opp til operasjonsrom andre stader i verda, og då kan spesialkompetansen utnyttast betre.

Utviklinga vidare

E-drift har alt vorte eit viktig element i mange nye utbyggingar, og statusrapporten frå 2006 frå operatørane tyder på at det blir satsa på e-drift på mange moglege felt. Der det lønner seg, knytter ein eksisterande felt til den digitale infrastrukturen for å ta i bruk den nye teknologien.

Leverandørar, oljeselskap og forskingsinstitusjonar driv forskning og utvikling innanfor desse felta. Dei tekniske løysingane synest langt på veg å vera på plass, men det står ein del arbeid att når det gjeld organisasjonsutvikling og arbeidsprosessar. Det trengst framleis meir forskning og utvikling for å gjera data om til nyttig informasjon og kunnskap, til dømes når det gjeld avanserte sensorar som er driftssikre over tid, og betre dataoverføring frå brønnane. Det er òg nødvendig å utvikla organisatoriske løysingar som gjev nødvendig integrering på tvers av fag og geografisk plassering, og mellom ulike leverandørar og oljeselskap.



Figur 4.6 Fiberkabelnettet på norsk kontinentalsokkel
 (Kjelde: Oljedirektoratet)

5

Gasseksport frå norsk sokkel



Gassverksemda utgjer ein stadig større del av petroleumssektoren, og gjev dermed staten store inntekter. Norsk gass er òg viktig for energiforsyninga i Europa og blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa. Gass-eksporten i 2006 var i energiinnhald meir enn sju gonger så stor som norsk normalproduksjon av elektrisitet. Norsk gasseksport dekkjer om lag 15 prosent av det europeiske¹ gassforbruket. Størstedelen av eksporten vår går til Tyskland og Frankrike, der norsk gass utgjer om lag 30 prosent av det samla forbruket. Produsentselskap på den norske kontinentalsokkelen har gassavtalar med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekia, Polen og Danmark. Med oppstart av Snøhvit i 2007 vil vi òg levera LNG (Liquefied Natural Gas) mellom anna til USA.

Transportkapasiteten i det norske rørleidningssystemet er i dag 100 milliardar standardkubikk-meter (Sm^3), og vil auka til 120 milliardar Sm^3 når Langeled står ferdig. Langeled vil ha ein kapasitet på ein femdel av gassforbruket i Storbritannia. 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 figur 5.1). Det norske gasstransportssystemet er omfattande, og når den nordlege delen av Langeled er klar i oktober 2007, inneheld det eit nettverk med i alt 7800 km rørleidningar. 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 på norsk kontinentalsokkel inneheld både olje og gass, og det er om å gjera å sikra ein optimal balanse mellom olje- og gass-

produksjon. Gassforvaltningssystemet legg til rette for effektivitet i alle ledd i gasskjeda – leiting, utbygging og transport.

Alle rettshavarar på norsk kontinentalsokkel er ansvarlege for å selja sin eigen gass. Statoil 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 frå felt til gassbrukarane i rørleidningar. Styresmaktene legg stor vekt på å greia ut ulike transportløysingar, slik at ein kan velja den løysinga som er mest mogleg robust. Det kostar mykje å byggja rørleidningar, og investeringane i transportssystemet gjev betydelege stordriftsfordelar. I mange tilfelle er det fornuftig å byggja rørleidningane noko større enn det i utgangspunktet er behov for, slik at eventuelle nye gassfunn kan transporterast i det eksisterande rørleidningssystemet.

Organisering av verksemda

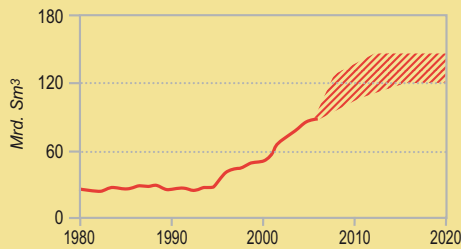
Dei generelle verkemidla innanfor ressursforvaltninga av gass er leitepolitikk, vilkår for godkjenning av utbyggingsplanar og produksjonsløyve for olje og gass (sjå kapitla 3 og 4). Mange av felta på norsk kontinentalsokkel inneheld både gass og olje. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, tek ein omsyn til utsiktene for optimal utvinning av olje. Det har hendt at ein av omsyn til oljeutvinninga har gjeve produksjonsløyve til mindre mengd gass enn det selskapa har søkt om.

Styresmaktene har ei viktig rolle når det gjeld å etablera transportkapasitet og auka kapasiteten i systemet. Styresmaktene har ansvar for at alternative transportløysingar blir utgreidde, slik at det sikrar ei effektiv utvikling av systemet. Samtidig er det viktig å sikra effektiv drift, mellom anna ved å skaffa seg stordriftsfordelar. Olje- og

¹ OECD Europa (kjelde: IEA, Natural Gas Information (2006)).



Figur 5.1 Gassrørleidningar
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 5.2 Historisk og venta norsk gasseksport. Gasseksporten er venta å nå eit nivå mellom 125 og 140 Mrd.Sm³ frå neste tiår.

(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

energidepartementet har mange verkemiddel for å oppnå dette. Tre sentrale verkemiddel i det norske gasstransportsystemet er operatøren Gassco, den samordna eigarskapen Gassled og regulert tilgang til transportsystemet. 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 norsk kontinentalsokkel. Gassco vart oppretta i 2001, og staten eig 100 prosent av selskapet. Gassco har ansvar for drift (planlegging, overvaking, koordinering og styring av transport frå felt til mottaksterminalane), kapasitetsallokering og utvikling av transportsystemet.

Gassco skal medverka 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, òg må takast med i vurderingane. Ei vidareutvikling av gassinfrastrukturen skal dessutan skje på ein måte som er tenleg for den eksisterande gassinfrastrukturen på norsk kontinentalsokkel.

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

Ein nøytral og uavhengig operatør for gasstransportsystemet er viktig for å sikra at alle brukarane

blir behandla likt når det gjeld både utnytting av transportsystemet og vurdering av kapasitetsauke. Dette er nødvendig for at ressursane på kontinentalsokkelen skal bli utnytta effektivt. Effektiv utnytting av det eksisterande gasstransportsystemet kan dessutan gjera sitt til å redusera eller utsetja behovet for nye investeringar.

Gassled

Transportsystemet for norsk gass, det vil seia 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 bruka 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 gjev 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. Difor blir tariffane for gasstransport regulerte gjennom ei eiga forskrift fastsett av Olje- og energidepartementet. Det sikrar at fortienesta blir teken ut på felt og ikkje i transportsystemet. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for gass-transport. For å sikra god ressursforvaltning kan transportrettane overdragast mellom brukarar når behova endrar seg. Gassco har ansvar for kapasitetsallokeringa.

Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport

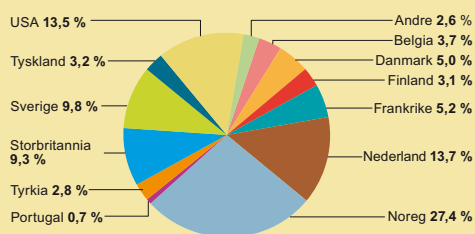
Eigarfordelinga i Gassled:

Petoro AS*	38,25 %
Statoil ASA	20,18 %
Norsk Hydro Produksjon AS	11,62 %
Total E&P Norge AS	8,09 %
Exxon Mobil Exploration and Production Norway AS	5,30 %
Norske Shell Pipelines AS	4,14 %
Mobil Development Norway AS	4,27 %
Norsea Gas AS	2,84 %
Norske ConocoPhillips AS	1,95 %
Eni Norge AS	1,57 %
A/S Norske Shell	1,12 %
Dong E&P Norge AS	0,07 %

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

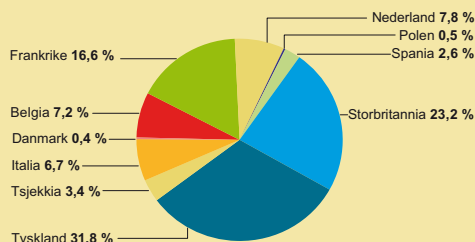
Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 8,4 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelen til dei andre rettshavarane skal justerast med verknad frå same datoen. SDØE-delen i Norsea Gas AS er 40,0 prosent. Når ein tek omsyn til dette, vil staten gjennom SDØE ha 39,4 prosent i 2003–2010, og 47,5 prosent i Gassled frå 2011. Konesjonstida for dei fleste anlegg 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 5.3 Sal av NGL/kondensat 2006, fordelt på første mottakarland. Totalt 23,3 mill. Sm³ o.e.

(Kjelde: Oljedirektoratet)



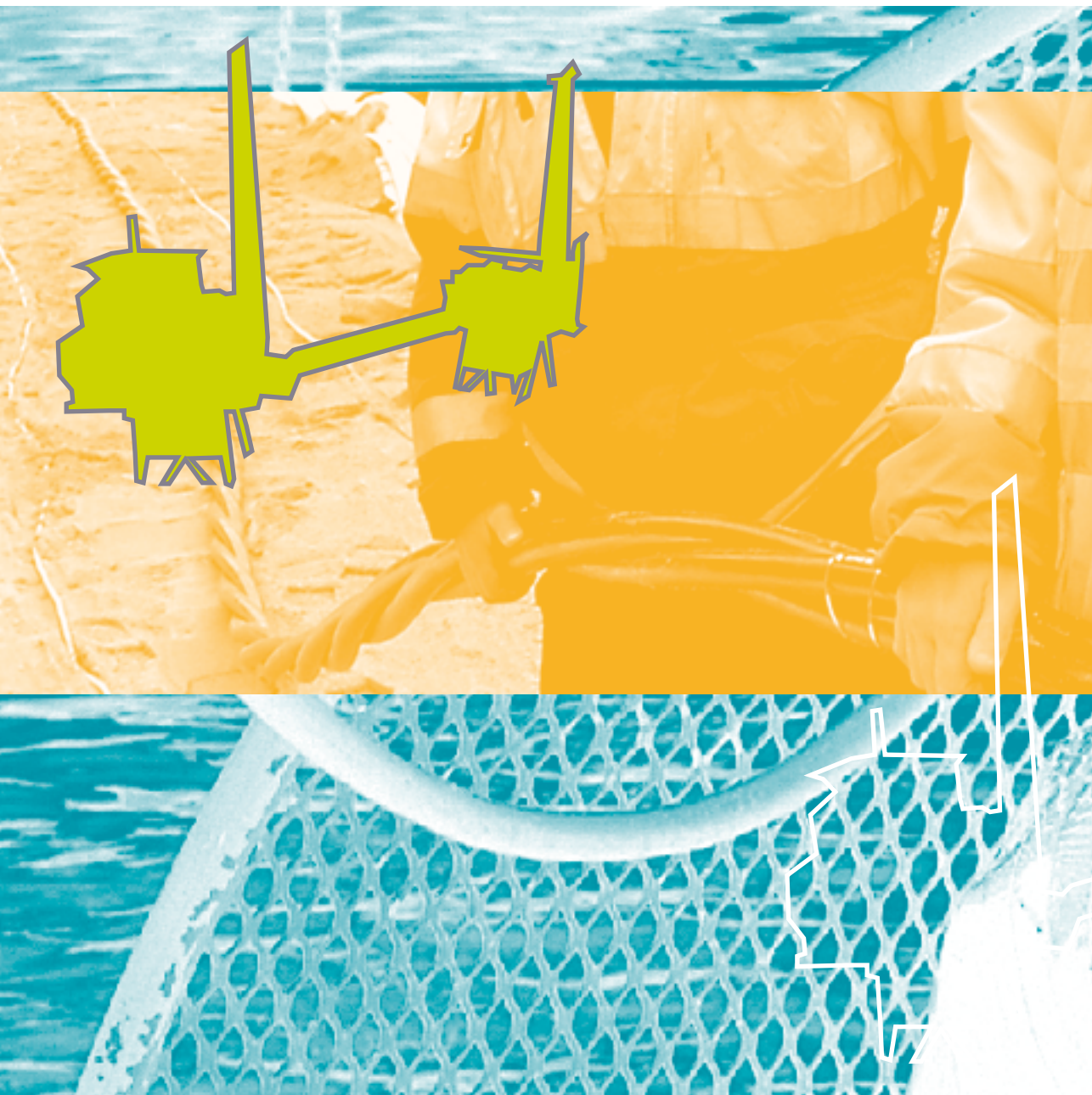
Figur 5.4 Eksport av naturgass 2006

Totalt 86,2 mrd. Sm³

(Kjelde: Oljedirektoratet)

6

Opprydding etter at produksjonen er slutt





Figur 6.1 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 vera rydda og fjerna.

Olje- og energidepartementet har til no behandla meir enn ti avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det fastsett at utrangerte innretningar skal fjernast og takast til land, til dømes Odin, Nordøst-Frigg, Øst-Frigg, Lille-Frigg, Frøy, TOGI og H7. Under behandlinga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg vart det òg gjeve løyve til å etterlata betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet. Arbeidet med å fjerna innretningane på Friggfeltet og delar av Ekofisk tok til i 2005. Avslutningsplanen for MCP-01 er for tida til behandling i departementet.

Regelverk

Når ei innretning på norsk kontinentalsokkel skal disponerast, tek ein i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Petroleumslova av 1996 regulerer disponering eller avviking av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (konvensjon om vern av det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) disponeringa av innretningane våre. OSPAR-vedtak 98/3 om disponering av utrangerte offshoreinstallasjonar tok til å gjelda 09.02.1999 og legg føringar for kva for disponeringsalternativ som er akseptable for ulike typar innretningar til havs. Vedtaket omfattar ikkje rørleidningar, delar av ei innretning som ligg under havbotnen, og ankerfundament i betong som ikkje er til hinder for fiskeria.

Vedtaket inneber at det er forbode å dumpa og å lata etter 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 gjev løyve til eit eventuelt unntak. Mange krav må oppfyllest før det kan gjevast eit slikt løyve. Noreg har til no hatt to unntak frå OSPAR-vedtaket om ilandføring. Som nemnt er det gjeve løyve til å etterlata betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet.

For rørleidningar og kablar gjeld retningslinene som står i St.meld. nr. 47 (1999–2000) *Disponering av utrangerte rørleidningar og kablar*. Som ein generell regel kan rørleidningar 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

Lovverket krev at rettshavaren som hovudregel skal leggja fram ein avslutningsplan for departementet to til fem år før løyvet går ut eller blir oppgjeve, eller bruken av ei innretning endeleg tek slutt.

Avslutningsplanen skal ha to hovuddelar: ei konsekvensutgreiing og ein disponeringsdel. Konsekvensutgreiinga gjev 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 og fremjar det 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 avtala at framtidig vedlikehald og ansvar skal overførast til staten mot ein avtalefesta økonomisk kompensasjon.

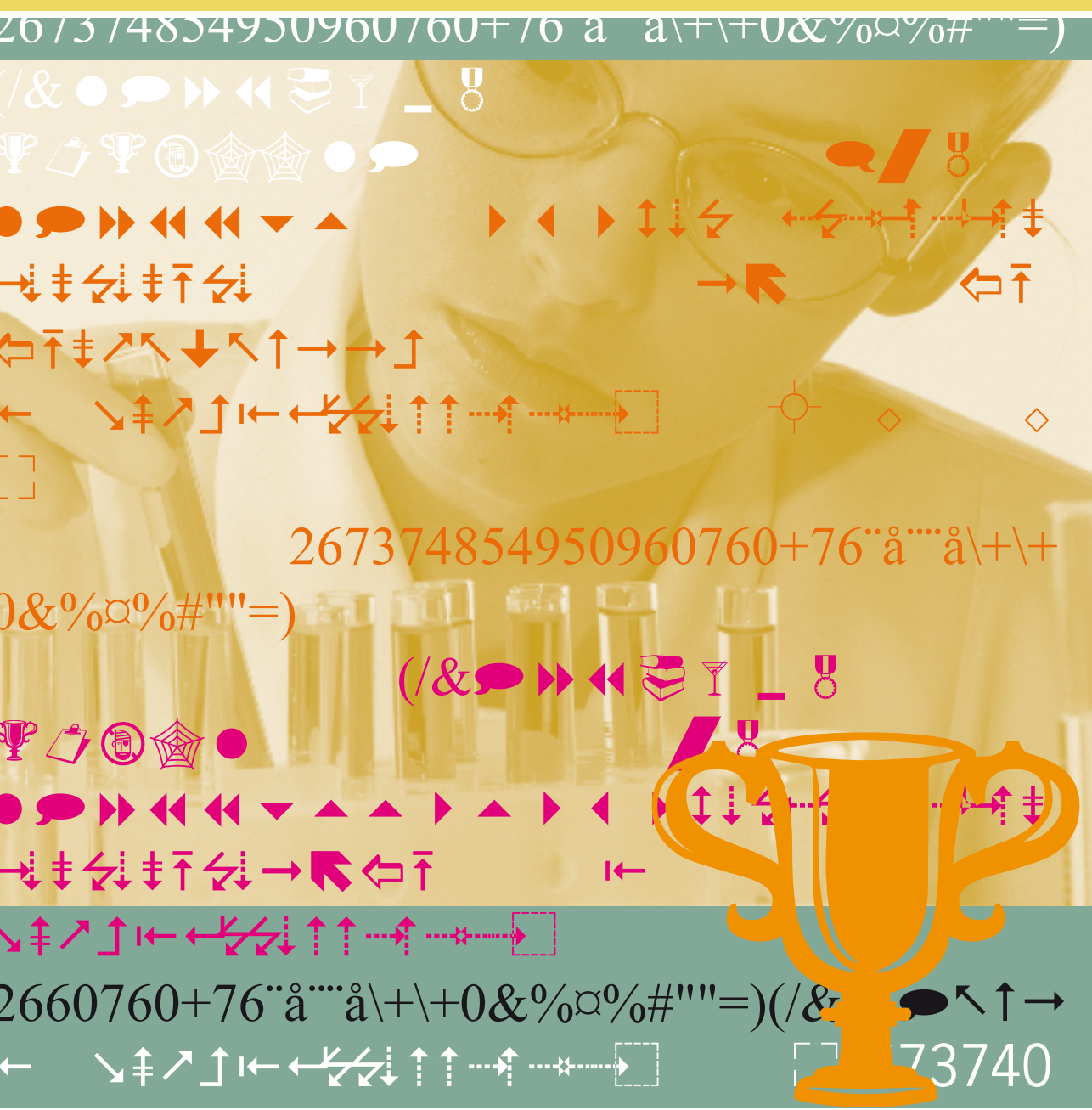


Figur 6.2 Illustrasjon av Ekofisktanken før og etter fjerning av overbygninga

(Kjelde: ConocoPhillips)

7

Forsking, teknologi
og næringsutvikling



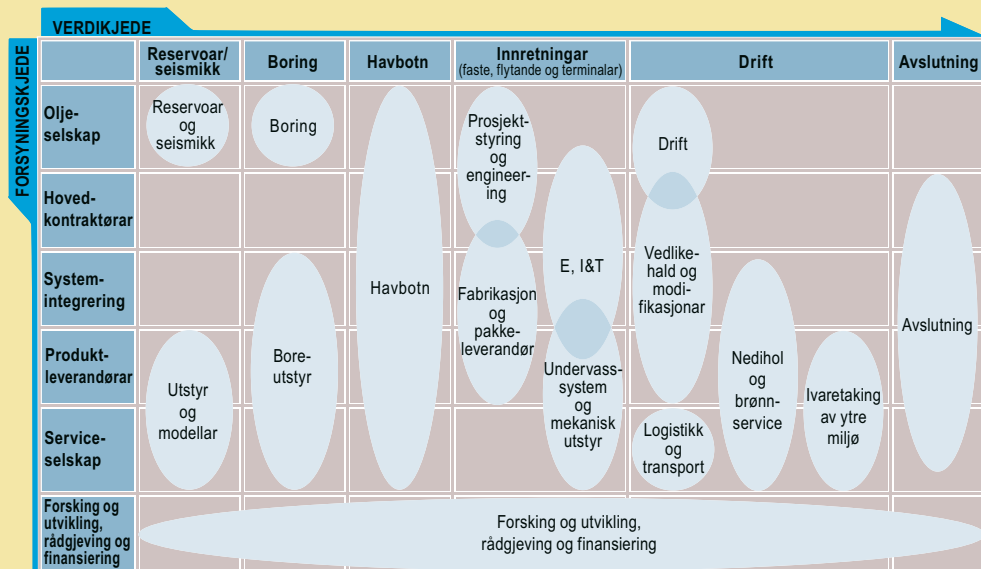
Norsk petroleumsindustri

Oppbygging av norsk og norskbasert petroleumskompetanse har vore eit viktig element i norsk petroleumpolitikk. I førstninga vart 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 gjev sterke impulsar til innovasjon og teknologisk utvikling også innanfor anna norsk næringsliv.

Leverandørbedrifter i Noreg driv verksemd innanfor 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 produksjonsløyseringar. 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. I 2006 var om lag 80 000 personar sysselsette i petroleumsverksemda i Noreg.

Investeringar frå oljeselskapa i utbygging, drift og vedlikehald på norsk kontinentalsokkel genererer ein stor etterspørsel etter produkt og tenester frå leverandørindustrien i Noreg og i andre land. Men for at veksten i leverandørbedriftene skal kunna halda fram, er dei avhengige av å framleis veksa internasjonalt. Internasjonale røynsler og deltaking i internasjonale utbyggingsprosjekt er svært viktig for at leverandørindustrien skal utvikla seg vidare. Slik internasjonal røynsle vil òg kunna medverka til å redusera kostnadsnivået endå meir på norsk kontinentalsokkel.



Figur 7.1 Interaktivt kart over norske olje- og gassklynger

(Kjelde: www.Intsok.com)

Industri og industrisamarbeid knytt til petroleumsverksemda

Det finst i dag fleire arenaer og treffpunkt som har som føremål å fremja samhandling i petroleumsnæringa og å få aktørane til å sjå heilskapen i dei utfordringane næringa står overfor, anten det no er organisatoriske, teknologiske eller marknadsmessige utfordringar. Olje- og energidepartementet ser det som viktig å støtta og å vera aktivt med på desse arenaene.

INTSOK

For å fremja 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 norske petroleumsretta selskap skal auka den årlege omsetninga i utlandet til om lag 80 milliardar norske kroner i 2010.

Petrad

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

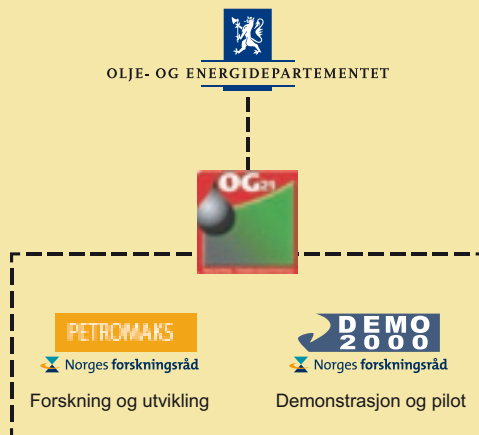
Olje for utvikling

Olje- og energidepartementet samarbeider med Utanriksdepartementet, Finansdepartementet og Miljøverndepartementet om ei felles satsing på bistand til utviklingsland når det gjeld petroleums-

forvaltning og godt styresett. Satsinga inneber økonomisk støtte gjennom ei ekstraløyving på 50 millionar kroner per år i fem år frå og med 2006, og 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 forvaltingsmiljø med relevant røynsle og kompetanse vil bli trekte inn i arbeidet, mellom anna Oljedirektoratet, Petrad og INTSOK. Norad er ansvarleg for koordineringa.



Figur 7.2 Olje- og energidepartementet si involvering i petroleumsforskninga
(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

EITI

Eit grunnleggjande element i norsk petroleumsforvaltning er at det skal vera innsyn i dei skattebetalingane som den norske staten får frå selskap på norsk kontinentalsokkel. Noreg støttar det internasjonale initiativet Extractive Industries Transparency Initiative (EITI). Det tek sikte på å fremja openheit om inntektsstraumen frå selskap til vertslend i utvinningsbransjane, og det har god internasjonal støtte. Det er vedteke at det internasjonale sekretariatet for EITI skal leggjast til Noreg.

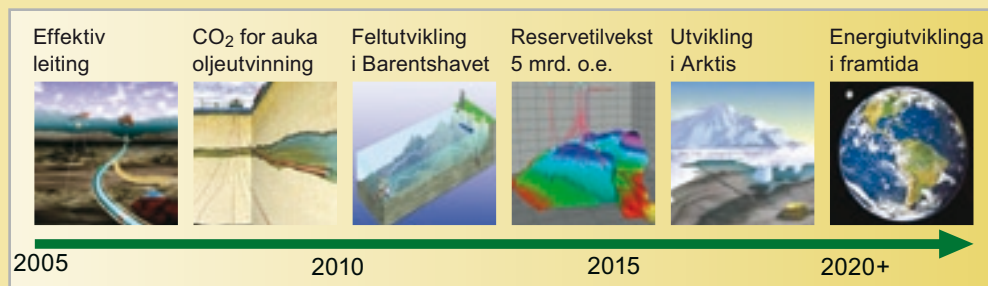
Statar, internasjonale selskap og frivillige organisasjonar er med i prosessen som har resultert i eit sett standardar for open rapportering om inntektsstraumar og andre fordelsstraumar. Det skal mellom anna medverka til at innbyggjarane kan halda regjeringa si ansvarleg for korleis ho bruker pengane.

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

Forskning og teknologiutvikling i olje- og gassverksemda

Utvikling av ny teknologi og auka kompetanse i olje- og gassnæringa er viktig for å sikra at verksemda framleis skal medverka 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 norsk kontinentalsokkel vera meir teknologisk krevjande og kunnskapsintensiv enn i dag. Å føra innsatsen innanfor forskning og teknologiutvikling vidare er difor viktig for ei konkurranse-dyktig norsk olje- og gassverksemd. Figur 7.2 viser korleis Olje- og energidepartementet er involvert i petroleumsforskninga i Noreg.

For å møte utfordringane knytte til ei effektiv og forsvarleg petroleumsverksemd, vart Olje og gass i det 21. århundre (OG21) etablert på initiativ av Olje- og energidepartementet i 2001. Føremålet var å samla olje- og gassindustrien om ein felles nasjonal teknologistrategi (OG21-strategien). OG21 er organisert gjennom eit styre, som er sett saman av departementet, og eit sekretariat. OG21 har som hovudmål å utvikla ny teknologi for å få størst mog-



Figur 7.3 OG21 sitt teknologi-vegkart for verdiskaping på norsk kontinentalsokkel

(Kjelde: OG21)

leg verdiskaping frå sokkelen og auka eksporten av teknologi. Tilknytninga til petroleumsnæringa går gjennom OG21 Forum, som er ein møteplass der alle med interesser i petroleumsforskning kan vera med i OG21s strategiprosess.

OG21 har greidd å få oljeselskap, universitet, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene til å samla seg om ein felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass. I samband med at Det internasjonale energibyrået (IEA) evaluerte den norske energipolitikken i 2005, vart samarbeidet i OG21 godkjent som unikt i sitt slag i verda.

OG21-strategien vart revidert i 2005 for å tilpassa 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 Integrerte operasjonar og sanntidsstyring av reservoar
- 6 Undervassprosessering og transport
- 7 Djupvass- og undervass-produksjonsteknologi
- 8 Gassteknologi

OG21s strategiarbeid har lagt grunnlaget for eit vegkart for nødvendig forskning og teknologiutvikling innanfor norsk olje- og gassverksemd. Figur 7.3 viser dette vegkartet.

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

Bidraget frå styresmaktene i petroleumsforskninga er hovudsakleg organisert i forskings-

programma PETROMAKS og DEMO 2000. Desse programma skal medverka til å nå måla som er sette gjennom den nasjonale teknologistrategien til petroleumsnæringa, OG21-strategien. Midlane frå styresmaktene blir kanaliserte gjennom Noregs forskingsråd, som koordinerer programma.

PETROMAKS

PETROMAKS omfattar både strategisk grunnleggjande forskning og kompetanseutvikling, bruksforskning, teknologiutvikling og forskning som underlag for utforming av politikken. Målgruppene for programmet er norske bedrifter og miljø som vil fremja kunnskaps- og kompetanseoppbygging i Noreg, og produktivitet, innovasjonsevne og eksport innanfor petroleumsnæringa.

PETROMAKS har som målsetjing å medverka til betre utnytting av felt i produksjon og auka tilgang til nye reservar. Aktivitetane i programmet er stort sett knytte til å finna meir olje og gass, auka utvinninga frå eksisterande felt, effektivisera transporten av brønnstraum over store avstandar og effektivisera transporten av gass til marknadene. Programmet legg vekt på å førebu grunnlaget for HMS-utvikling og ytre miljø, redusera kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel og styrkja petroleumsrelatert næringsutvikling nasjonalt og internasjonalt. Utgangspunktet for programmet er den nasjonale teknologistrategien, OG21-strategien.

PETROMAKS finansierer forskingsretta utdanning i mange av prosjekta sine. Målsetjinga er å auka kompetansen i bransjen og betra rekrutteringa til industrien.

Gjennom PETROMAKS-programmet blir det finansiert forskning på arktiske problem. Mange av utfordringane vi står overfor når det gjeld nordområda, fell saman med utfordringane vi møter på heile den norske kontinentalsokkelen. Unntaket er problemstillingar som gjeld mellom anna ekstremt

klima, lite utvikla infrastruktur, utbygging og drift i is, handtering av is og transport over svært lange avstandar. Forskingsrådet har ikkje organisert eigne program for nordområda. Denne forskingstypen er integrert i heile verksemda i Forskingsrådet, mellom anna PETROMAKS-programmet.

DEMO 2000

Eit viktig verkemiddel for å fremja nye teknologiløysingar i petroleumsnæringa er DEMO 2000-programmet. Dette programmet er retta mot prosjekt der ny teknologi kan demonstrerast gjennom pilotar og utprøving på felt, og gjeld særleg utfordringa med å få forskingsbaserte innovasjonar i den norske petroleumsnæringa ut på marknaden. Med ny teknologi følgjer det store kostnader og høg risiko. DEMO 2000 har som mål å medverka til å redusera kostnader og risiko for industrien og kommersialisera ny teknologi gjennom støtte til pilotprosjekt og demonstrasjon. Programmet arbeider med utgangspunkt i den nasjonale teknologistrategien.

Pilotprosjekta inneber eit tett samarbeid mellom leverandørbedrifter, forskingsinstitusjonar og oljeselskap, eit samarbeid som i seg sjølv er med på å utvikla eit framtidsetta, marknadsorientert 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 det som ein realistisk ambisjon at fleire nye løysingar innan få år kan takast i bruk kommersielt, nasjonalt og internasjonalt, mellom anna på fagområda havbotnprosessering, gasskompresjon på havbotnen, effektiv boring og e-drift (fjernstyring). Verdiskapinga av innovasjonar innanfor desse områda kan bli svært stor.

DEMO 2000-programmet satsar òg på utvikling og utprøving av petroleumsteknologi som er spesielt relevant for arktiske forhold. Nordområderelevant forskning er integrert i heile verksemda til Forskingsrådet, mellom anna DEMO 2000-programmet.

PETROSAM

PETROSAM er eit nytt forskingsprogram som skal driva med samfunnsvitskapleg petroleumsforskning. Programmet vart oppretta i 2006 og skal vara i fem år. PETROSAM skal gjere innsikt i og kompetanse om samfunnsmessige forhold som legg grunnlag for strategi- og politikkkutforming hos norske styresmakter og næringslivet innanfor petroleumssektoren. Det nye programmet skal òg fokusera på internasjonale forhold, mellom anna Midtausten og Russland.

PROOF

Midlar over budsjettet til Olje- og energidepartementet blir òg retta inn mot viktige FoU-aktivitetar omkring miljøet. Forskingsprogrammet PROOF tek for seg langtidsverknader av utslepp til sjø frå petroleumsvirksemda, og er ein del av det større programmet "Havet og kysten", som er planlagt for perioden 2006–2015.

Anna strategisk forskning

Den grunnleggjande forskinga innanfor ramma av prioriteringane for fagområdet petroleum har som mål å etablera FoU-kompetanse av høg internasjonal kvalitet i universitets- og instituttsektoren. For institutta er løyvingar til strategiske instituttprogram (SIP) ein del av basisløyvinga, slik det er definert av Kunnskapsdepartementet.

CLIMIT

CLIMIT er eit programsamarbeid mellom Gassnova og Noregs forskingsråd om forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologi til miljøvennleg gasskraft. Gassnova blir finansiert via avkastinga frå Gassteknologifondet.

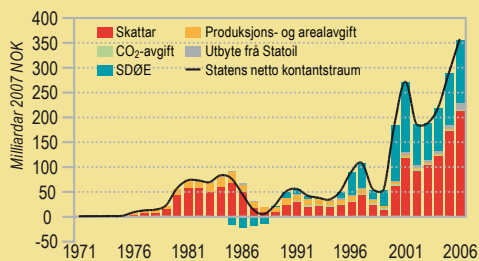
Målsetjinga til CLIMIT er å medverka til lønnsam gasskraft med CO₂-handtering. Programmet skal dekkja heile kjeda frå langsiktig, kompetanseoppbyggjande forskning til prosjekt som demonstrerer CO₂-handteringsteknologi. Prosjektporteføljen vil særleg vera innretta mot teknologiløysingar for fangst av CO₂ på ein mest mogleg kostnadseffektiv måte. CLIMIT skal òg prioritera utvikling av kunnskap og løysingar for sikker og påliteleg lagring av CO₂ i geologiske formasjonar.

CLIMIT-programmet omfattar alle fasar av utvikling og kommersialisering av nye løysingar. Programmet disponerer om lag 150 millionar kroner i 2007.

8

Petroleumsinntektene til staten





Figur 8.1 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda (Kjelde: Statsrekneskapen, statsbudsjettet og førebelse rekneskapstal)

Skattar:	211.9
CO ₂ avgift og areal avgift:	4.0
SDØE:	126.7 *
Utbyte frå Statoil:	14.0 **
Totalt:	356.5

*SDØE rekneskap 2006 (overføring til SPFF ikkje medrekna)
**Basert på Statoil sitt styre sitt forslag til utbytte 2006

Figur 8.2 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda 2006 (mrd. NOK)

(Kjelde: Statsbudsjettet)

Staten får store inntekter frå petroleumsverksemda. I 2006 kom 36 prosent av inntektene til staten derifrå. Figur 8.1 viser innbetalingane frå sektoren. Dei har vore spesielt store dei siste åra, og 2006 var eit år med svært høge innbetalingar til staten. Verdien av petroleumsressursane som er att på kontinentalsokkelen, er i nasjonalbudsjettet for 2007 vurdert til 4160 milliardar 2007-kroner.

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

- skattlegging av olje- og gassverksemda
- avgifter
- direkte eigarskap i felt på norsk kontinental-sokkel (Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE)
- utbyte frå eigarskap i Statoil

Noreg har eit eige system for å sikra staten inntekter frå petroleumsverksemda. Hovudgrunngevinga for dette systemet er den ekstraordinære avkastinga som knyter seg til utvinning av ressursane. Vi må sjå skattesystemet i lys av at ressursane på norsk kontinental-sokkel er fellesskapet sin eigedom, og at oljeselskapa får tilgang til å utnytte ein verdifull, 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, med-

rekna kostnader til leiting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning (sjå figur 8.2). Konsolidering mellom felt er det fullt høve til. For å skjerma normalavkastinga frå særskatt er det eit ekstra fråtrekk i utrekningsgrunnlaget for særskatt, kalla friinntekta. 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 føra fram underskot og friinntekt med rente. Selskapa kan òg søkja om å få refundert skatteverdien av undersøkingstgifter i samband med likninga.

Petroleumsskattesystemet er utforma for å verka nøytralt, slik at eit investeringsprosjekt som er lønnsamt for ein investor før skatt, òg vil vera det etter skatt. Dermed er det mogleg å sameina omsynet til betydelege inntekter til fellesskapet med omsynet til tilstrekkeleg lønnsmd etter skatt for selskapa.

Avgifter

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

CO₂-avgifta vart innført i 1991 og er eit verkemiddel for å redusera utslepp 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 2007 er satsen sett til 80 øre per liter petroleum eller standardkubikkmeter gass.

Noreg er med heimel i Göteborgprotokollen av 1999 forplikta til å redusera dei årlege utsleppa av nitrogenoksid (NOx). Difor er det innført ei NOx-avgift på 15 kroner per kilo NOx frå 1. januar 2007.

Arealavgifta skal vera eit instrument som skal medverka til at tildelte område blir utforska på ein effektiv måte, slik at eventuelle ressursar kjem i produksjon så fort som råd innanfor økonomisk

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 8.3 Utrekning av petroleumsskatt

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

forsvarlege rammer, og slik at levetida for eksisterande felt blir forlengd.

Normprisen

Dei fleste oljeselskapa på norsk kontinentalsokkel er ein del av eit konsern med diversifisert global verksemd. Utvunnen petroleum blir difor for ein stor del omsett til nærstående selskap.

For oljeskattestyresmaktene kan det vera ei vanskeleg oppgåve å vurdere om prisfastsetjinga til nærstående selskap er slik som to uavhengige partar ville ha avtala seg imellom for kvart einskilt sal. For at ein skal unngå dette problemet, seier § 4 i petroleumsskattelova at det kan fastsetjast normprisar som skal brukast til å rekna ut skattbar inntekt ved likninga. Det er gjeve forskrifter om fastsetjing og bruk av normprisar.

Normprisen blir fastsett av Petroleumsprisrådet (PPR), og skal svara til det petroleum kunne vore omsett for mellom uavhengige partar. Jamt over blir det fastsett normpris for kvar månad og for kvart felt. PPR møtest ein gong i kvartalet for å fastsetja prisane for kvartalet som er gått. Rådet tek imot informasjon og har møte med selskapa før den endelege normprisen blir fastsett. Avgjerla kan klagast inn for Olje- og energidepartementet innan 30 dagar. I tilfelle der PPR ikkje fastset normpris, blir faktisk oppnådd salspris lagd til grunn ved likninga. Det gjeld for somme råoljekvalitetar og NGL. For gass legg ein faktisk salspris til grunn.

SDØE

I tillegg til skattar og avgifter og avkasting frå eigarskap i Statoil er Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) ei viktig inntektskjelde for staten. SDØE er ei ordning der staten eig ein del i ei rekkje 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 investeringar og kostnader, og får ein tilsvarende del av inntektene frå utvinningsløyvet. SDØE vart oppretta med verknad frå 01.01.1985. Fram til då hadde staten hatt eigarskap i utvinningsløyve berre gjennom selskapet Statoil, som staten var eineigar av. Statoils deltakardelar vart i 1985 splitta i ein direkte økonomisk del til staten (SDØE) og ein del til Statoil. I samband med delprivatiseringa av Statoil 18.06.2001 vart forvaltninga av SDØE-porteføljen overført til det statlege forvaltings-selskapet Petoro.

SDØE-ordninga gjer at staten på tildelings-tidspunktet kan skreddarsy den delen av verdi-skapinga som skal falla på staten. For utvinningsløyve der ein ventar lågare lønnsemd, kan staten ta ingen eller ein liten del, medan det for areal der ein ventar høigare lønnsemd er det aktuelt med ein større del.

Utbyte frå Statoil

Per 01.03.2007 eig staten 70,9 prosent av aksjane i Statoil. Som eigar i Statoil får staten utbyte som går inn i inntektene frå petroleumsvirksomma.

9

Miljøomsyn i norsk petroleumsverksemd



Noreg som føregangsland i miljøløysingar

Omsynet til miljøet er ein integrert del av norsk petroleumsverksemd. For at Noreg skal kunna sameina rolla som ein stor energiprodusent med å vera eit føregangsland i miljøspørsmål, er det utvikla eit omfattande verkemiddelapparat som skal ta omsyn til miljøet i alle fasar av petroleumsverksemda, frå konsesjonsrundar til leiting, utbygging, drift og avslutning. Som eit resultat av den sterke vektlegginga av miljøet held norsk petroleumsverksemd svært høg miljøstandard. Dette kapittelet gjev ei samla oversikt over verkemiddel som sikrar at ein tek omsyn til miljøet, gjennomførte tiltak for å redusera utslepp, og status for utslepp til luft og sjø frå petroleumsverksemda.

Dei ulike fasane av petroleumsverksemda fører til ulike typar utslepp. Med leiteaktivitet følgjer det utslepp av borekaks og utslepp til luft frå energi-produksjon. I tillegg inneber leiteaktivitet fare for akutte utslepp av olje, som kan skada larvar, fiskeegg, fisk, sjøfugl, sjøpattedyr og livet i strandsona. Men akutte utslepp skjer svært sjeldan. Utsleppa i driftsfasen er først og fremst vatn med restar av olje og kjemikal (produsert vatn). I driftsfasen er det og en viss fare for akutte utslepp av olje til sjøen. Utsleppa til luft i driftsfasen er karbondioksid (CO₂) og nitrogendioksider (NOx) frå energi-produksjon og faking. Dessutan flyktige organiske samanbindingar utanom metan (nmVOC) frå lagring og lasting av råolje.

Verkemiddel

Utslepp frå petroleumsverksemda i Noreg blir i stor grad regulert gjennom petroleumslova, CO₂-avgiftslova, særavgiftlova og forureiningslova. Petroleumsanlegga på land står overfor same type verkemiddel som annan landbasert industri. I petroleumslovgjevinga er prosessane knytte til konsekvensutgreiing og godkjenning av nye utbyg-

gingsplanar (PUD/PAD) sentrale. Anlegg plasserte på land eller i sjø innanfor grunnlina kjem i tillegg inn under føresegnene i plan- og bygningslova. (Sjå kapittel 4.)

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.

Internasjonale avtalar og forplikningar

I samsvar med internasjonale avtalar pliktar Noreg å avgrensa 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 òg kan gjennomførast i andre land der reduksjonskostnadene kan vera lågare. Kostnadene med å redusera utsleppa frå dei ulike utsleppskjeldene, både nasjonalt og internasjonalt, har noko å seia for i kva grad ein set i verk tiltak overfor petroleumssektoren.

Global klimaforureining er internasjonalt regulert under FN's klimakonvensjon. I samsvar med Kyotoprotokollen pliktar Noreg å sjå til at utsleppa i gjennomsnitt for åra 2008–2012 ikkje aukar meir enn éin prosent i forhold til utsleppsnivået i 1990. I forhold til dagens nivå inneber det ein reduksjon på om lag åtte prosent. Det kan vi få til ved å redusera utsleppa her i landet, og i andre land ved hjelp av Kyoto-mekanismane (internasjonal kvotehandel, den grønne utviklingsmekanismen og felles gjennomføring). Noreg har med klimavotelova oppretta eit nasjonalt kvotesystem for klimagassar frå 2005 som oppfølging av Kyotoprotokollen.

Verkemiddel for å redusera utslepp frå petroleumsverksemda

CO₂

CO₂-avgifta og klimavotelova er dei sentrale verke-midla for å redusera utslepp av CO₂. Styresmaktene kan òg nytta andre verkemiddel, til dømes 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 i medhald av CO₂-avgiftslova med verknad frå 01.01.1991 pålagd CO₂-avgift. Frå 01.01.2007 er CO₂-avgifta på 80 øre per liter olje og per standardku-bikkmeter (Sm³) gass (svarar til om lag 330 kroner per tonn CO₂). Brenning av gass i fakkell ut over det som er nødvendig på grunn av tryggleiken for normal drift, er etter petroleumslova ikkje tillate utan godkjenning frå Olje- og energidepartementet. Med klimavotelova er det etablert eit system med kvoteplikt og fritt omsetjelege kvotar i perioden 2005–2007. I petroleumssektoren er det berre nokre anlegg på land, som gassprosesseringsanlegg og gassterminalar, som er underlagde kvoteplikt. Klimavotelova skal reviderast innan utgangen av 2007. Regjeringa har opna for å ta kvotedirektivet inn i EØS-avtalen. Dersom kvotedirektivet blir inkludert i EØS-avtalen, vil det mellom anna føra til at petroleumssektoren blir inkludert i det norske kvotesystemet frå 2008, saman med dei bedriftene som alt har kvoteplikt for perioden 2005–2007.

NOx

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

til 15 kroner per kilo NOx. Korleis utsleppsmengda skal reknast ut, er det gjort greie for i forskrifta.

Føremålet med avgifta er å redusera det årlege utsleppet av NOx i Noreg til 156 000 tonn innan 2010, i samsvar med det vi har forplikta oss til etter Gøteborgprotokollen 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 sjø-fart, luftfart, landbasert verksemd og kontinental-sokkelen. Avgiftspliktig er rederi eller eigar av fartøy, eigar av landbasert verksemd og operatør av verksemd på kontinentalsokkelen.

I driftsfasen er utslepp av NOx på kontinental-sokkelen regulert ved eventuelle vilkår i samband med behandlinga av PUD/PAD. Det kan òg gjevast utsleppsløyve med heimel i forureiningslova, som vil omfatta NOx. SFT arbeider for tida med opp-datering av utsleppsløyva.

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 kjemikal

Selskapa må søkja om utsleppsløyve frå Statens forureiningstilsyn for å kunna sleppa ut olje og kjemikal til sjø. Statens forureiningstilsyn gjev utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å møta akutt forureining. I tillegg eksisterer det kommunal og statleg beredskap.

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 Gøteborgprotokollen, som søker å løysa miljøproblema forsureing, overgjødsling og bakkenært ozon. Gøteborgprotokollen tok til å gjelda 17.05.2005. I samsvar med denne protokollen skal Noreg redusera NO_x-utsleppa til 156 000 tonn innan 2010. Det inneber 27 prosent reduksjon for Noreg, samanlikna med utslppsniivået 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 62. breiddegrad snarast mogleg skal reduserast med 30 prosent i forhold til 1989-nivået. Dei samla nasjonale utsleppa skal etter Gøteborgprotokollen ikkje gå over 195 000 tonn per år innan 2010.

Olje- og kjemikalutslepp kan ha lokale effektar heilt i nærleiken av innretningane og blir regulerte nasjonalt gjennom utslppsøyve med heimel i forureiningslova. Utsleppa blir i tillegg regulerte internasjonalt gjennom OSPAR-konvensjonen. For utsleppa til sjø er det internasjonalt fastsette maksimumsnivået for oljeinnhald i vatn redusert til 30 mg per liter frå og med 2007. Bruk og utslepp av kjemikal er internasjonalt regulert i form av krav om risikovurdering og kategorisering etter eigenkapane til kjemikala.

Null miljøfarlege utslepp til sjø

Målsetjinga om null miljøfarlege utslepp til sjø frå petroleumsværksemda vart slått fast i St.meld. nr. 58 (1996–97) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Styresmaktene og industrien har sidan arbeidd saman i ei eiga gruppe med å presisera målsetjinga og koma fram til løysingar for å nå

målet. Målsetjinga er òg teken opp i fleire seinare stortingsmeldingar.

Nullutsleppsmåla er føre-var-mål som skal medverka til at utslepp til sjø av olje og miljøfarlege stoff ikkje fører til uakseptabel helse- eller miljøskade. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, verken kjemiske stoff som er tilsette, eller kjemiske stoff som finst naturleg.

Tidleg i arbeidet vart det fastsett at for kvart felt skal det ved val av utslppsreduserande tiltak gjerast ei heilskapsvurdering av konsekvensane for miljøet, kostnader, tryggleik og reservoartekniske sider. Dermed kan det vera at det praktisk oppnåelege målet på eit eksisterande felt, basert på slike feltspesifikke heilskapsvurderingar, er minimering av utslepp. Det var venta at operatørane på norsk kontinentalsokkel skulle vera ambisiøse i arbeidet for å nå målet, og at dei aktivt ville utvikla og ta i bruk nye teknikkar som kan medverka til at målet blir nådd. Oljeindustrien har sidan 2002 investert om lag 6 milliardar kroner i tiltak for å redusera utsleppa til sjø.

Som eit ledd i arbeidet for å oppnå null miljøfarlege utslepp til sjø har operatørselskapa rapportert om aktuelle tiltak med tilhøyrande kostnader og miljøeffektar, og om status undervegs i arbeidet. Utskifting av miljøfarlege kjemikal må generelt seiast å vera eit kostnadseffektivt tiltak. Utsleppa av tilsette miljøfarlege kjemikal er reduserte så mykje som det per i dag kan seiast å vera forsvarleg teknisk og med omsyn til tryggleiken. Ein reknar difor at målet om nullutslepp er nådd for tilsette kjemikal.

For olje og stoff som finst naturleg i produsert vatn, er det prosessoptimaliseringar, reinjeksjon av produsert vatn og reinsetiltak som synest å medverka mest til å redusera risikoen for miljøskade innanfor ei akseptabel kostnadsramme.

Definisjon av nullutslepp og nullutsleppsmål

Definisjonar

Miljøfarleg, miljøfarlege sambindingar, miljøfarlege kjemiske stoff, miljøfarlege komponentar:

Stoff eller grupper av stoff med eigenskapar som gjer at dei til dømes er giftige, er vanskelege å bryta ned eller har potensial for bioakkumulering og/eller hormonforstyrrende eigenskapar. Dei farlegaste av dei miljøfarlege stoffa kallar vi miljøgifter.

Miljøskadeleg, miljøskadelege utslepp: Omgrepet blir nytta om den skaden utsleppa kan vera årsak til, og er avhengig av utsleppsmengda, staden og tidspunktet for utsleppet. Eit miljøskadeleg utslepp kan vera eit miljøfarleg stoff, men det kan òg vera eit stoff som ikkje har slike eigenskapar.

Nullutsleppsmål

Miljøfarlege stoff:

- Ingen utslepp eller minimering av utslepp av miljøgifter som finst naturleg, omfatta av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlege kjemikal, jamfør prioriteringslista i St.meld. nr. 25 (2002–2003).
- Ingen utslepp av tilsette kjemikal i Statens forureiningstilsyns svarte kategori (i utgangspunktet forbode å bruka og sleppa ut) og Statens forureiningstilsyns raude kategori (høgt prioritert for utfasing ved substitusjon).*

Andre kjemiske stoff:

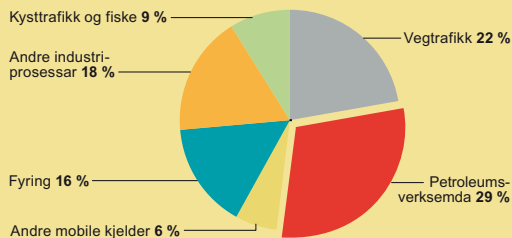
Ingen utslepp eller minimering av utslepp som kan føra til miljøskade av:

- olje (komponentar som ikkje er miljøfarlege)
- stoff i Statens forureiningstilsyns gule og grønne kategori
- borekaks
- andre stoff som kan føra til miljøskade*

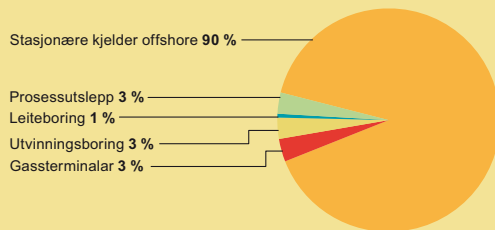
Kjelde: St.meld. nr. 25 (2002–2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand.

I St.meld. nr. 38 (2003–2004) Om petroleumsvirksomheten vart det fastsett egne 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 utslepp til sjø enn for kontinental-sokkelen elles.

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



Figur 9.1 Kjelder til norske utslipp av CO₂ 2005
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.2 CO₂-utslipp frå petroleumsverksemda 2005, fordelt på kjelder
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Rapporteringane til selskapa viser at ei lang rekkje tiltak er implementerte, og at det er stor betring i miljøet. I utgangspunktet skulle målet om null miljøfarlege utslipp til sjø vera oppfylt i 2005. Men på fleire felt har prosessen vore meir tidkrevjande enn venta. Det kjem mellom anna av at dei teknologiske utfordringane har vore større enn venta, og at det er behov for å tilpassa og testa utstyret meir. Dermed kan ein ikkje venta full effekt av tiltaka før i 2007/2008.

Utslipp frå petroleumsverksemda

Utslipp frå petroleumssektoren til luft er stort sett avgassar frå forbrenning av gass i turbinar, fakling av gass og forbrenning av diesel. Disse 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 kjemikal 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 nytta på innretningane. Utsleppsfaktorane byggjer på målingar frå leverandørar eller standardtal som er utarbeidde av bransjen sjølv ved Oljeindustriens Landsforening. På dei fleste felta blir utslappa rekna ut med feltspesifikke faktorar. Det finst òg programvare som ut frå målte prosessparametrar kan rekna ut utslipp.

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

Statens forureiningstilsyn, Oljedirektoratet og Oljeindustriens Landsforening har etablert ein fel-

les database for rapportering av utslipp til sjø og luft frå oljeverksemda. Frå 2004 rapporterer alle operatørar på norsk kontinentalsokkel utslppsdata direkte inn i databasen. Dermed kan både operatørane sjølve og styresmaktene enklare analysere dei historiske utslappa på ein meir fullstendig og konsistent måte enn tidlegare.

Utsleppsstatus for CO₂

CO₂-utslappa i samband med innretningane på kontinentalsokkelen stammar i all hovudsak frå forbrenning av gass i turbinar, fakling av gass og forbrenning av diesel. CO₂ er den viktigaste av klimagassane, og skriv seg mykje frå forbrenning av fossilt brensel. Av fossilt brensel gjev naturgass minst CO₂-utslipp per energieining.

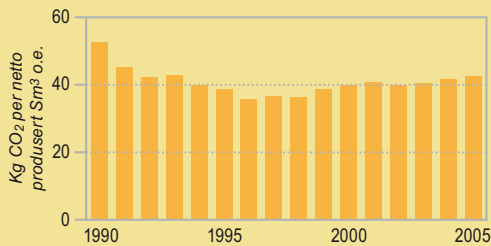
CO₂-utslipp har mellom anna desse miljøeffektane:

- CO₂ medverkar til drivhuseffekten, som så fører til global oppvarming.
- Høg konsentrasjon av CO₂ i atmosfæren gjer at meir CO₂ løyser seg i vatn. Det kan føra til at pH-verdien minkar i sjø og hav.

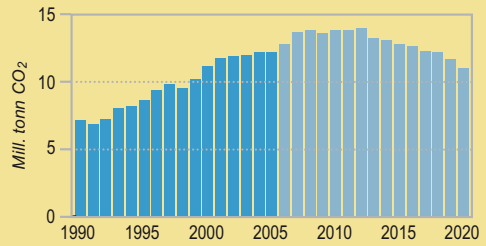
I nasjonal samanheng står petroleumsverksemda for 29 prosent av CO₂-utslappa (sjå figur 9.1). Ein ventar at denne delen vil minka i åra framover. Dei andre store utslppskjeldene i Noreg er vegtrafikk og andre mobile kjelder, fyring og utslipp frå industriprosessar.

Som figur 9.2 viser, er størstedelen av CO₂-utslappa frå petroleumssektoren knytt til innretningane offshore. Utover dette er det CO₂-utslipp ved gassterminalane på land og indirekte frå VOC-utslipp (såkalla prosessutslipp).

Betre energiutnytting og redusert fakling har medverka til at CO₂-utslappa per produsert oljekvivalent vart reduserte med om lag 19 prosent frå 1990 til 2005 (sjå figur 9.3). Det kjem av



Figur 9.3 Utslepp av avgiftspliktig CO₂ per produsert eining (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.4 Utslepp av CO₂ frå norsk petroleumssektor (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

generelt betre teknologi og tiltak som reduserer utsleppa, mellom anna som følgje av CO₂-avgifta som vart innført i 1991. Reduksjonen i CO₂-utslepp per produsert oljeekvivalent har likevel ikkje vore stor nok til å vega opp for auken i energiforbruket på grunn av høgare aktivitet på kontinental-sokkelen (sjå figur 9.4). Særleg har auka gassproduksjon med påfølgjande gasskompresjon for eksport ført til større kraftforbruk, som så aukar utsleppa av CO₂.

Generelt varierer utslepp knytte til produksjon av ei eining olje eller gass både mellom felt og over levetida til eit felt. Reservoarforholda og transport-avstanden til gassmarknaden er faktorar som gjer at kraftbehovet, og dermed utsleppa, varierer frå felt til felt. At utsleppa varierer over levetida til feltet, kjem mellom anna av at det blir meir vatn i brønnstraumen lenger ute i levetida til feltet. Sidan det stort sett er den samla væske- og gassmengda (vatn, olje og gass) som avgjer energibehovet i prosessanlegget, vil eit felt få høgare utslepp per produsert eining når det blir meir modent. Det er ein av grunnane til at det har vore ein svak auke i utslepp per eining dei siste åra. Utviklinga på norsk kontinentalsokkel mot meir modne felt og flytting av aktivitet nordover dreg i retning av auka utslepp per produsert eining. Behandling og transport av produsert gass er meir energikrevjande enn produksjon av væske. Produksjonen av gass utgjer ein stadig større del på norsk kontinentalsokkel. Dette verkar sterkt inn på utviklinga i indikatoren CO₂-utslepp per produsert eining.

Tiltak for å redusera CO₂-utsleppa

Utvikling av kombinerte løysingar for kraftproduksjon offshore (kombikraft), resirkulering av fakklegass og injeksjon av CO₂ frå produsert gass på Sleipner Vest er døme på at norsk kontinental-

sokkel ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljøeffektive løysingar.

Kombikraft

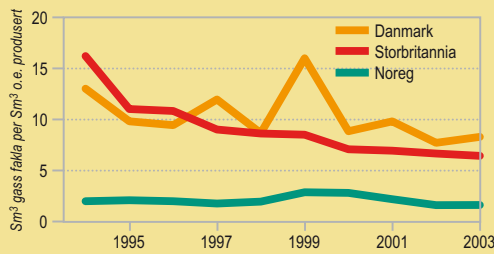
Kombikraft er ei løysing der varme frå eksosgassen til turbinane blir brukt til å produsera damp, som så blir brukt til å generera elektrisk kraft. Kombikraft aukar energiutnyttinga og er i dag i bruk på felta Oseberg, Snorre og Eldfisk. Desse anlegga er eineståande i offshoresamanheng i verda.

Lagring av CO₂

CO₂ kan injiserast og lagrast i ferdig produserte olje- eller gassreservoar, eller i geologiske formasjonar under vatn eller på land. Sidan 1996 har det årleg vorte lagra ein million tonn CO₂ i Utsiraformasjonen i samband med prosessering av gassen frå Sleipnerfeltet. Lagringa av CO₂ i Utsiraformasjonen er unik, for dette er det einaste anlegget i verda der større mengder CO₂ blir lagra i ein geologisk formasjon under havbotnen. Når Snøhvitfeltet kjem i produksjon i 2007, vil CO₂ frå gassproduksjonen bli skilt ut før naturgassen blir kjølt ned til flytande gass (LNG). CO₂-gassen vil bli transportert i rørledning frå LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet for injeksjon i ein formasjon kalla Tubåsen. Kvart år vil rundt 700 000 tonn CO₂ bli lagra i Tubåsen.

Noreg vil i framtida ha godt høve til å lagra 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 strukturen 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 sikra at slik lagring av CO₂ kan skje på ein sikker



Figur 9.5 Fakla gass per produsert eining i Danmark, Storbritannia og Noreg, 1994 - 2003

(Kjelde: Oljedirektoratet)

og trygg måte. Innanfor OSPAR-konvensjonen og Londonkonvensjonen blir det arbeidd med å etablera eit godt internasjonalt regelverk for CO₂-lagring. Hausten 2006 vart det gjort vedtak i Londonkonvensjonen om at det skulle vera til-late med injeksjon og lagring av CO₂ i geologiske formasjonar under havbotnen. Endringa tok til å gjelda 10. februar 2007. Det blir arbeidd aktivt for at OSPAR-konvensjonen skal følgja London-konvensjonen.

Olje- og energidepartementet har gjeve Gassco, Gassnova, OD og NVE i oppdrag å vurdere alternative transportløyser og deponeringsstader. Gruppa skal leggja fram ei tilråding om kva dei reknar som den beste transport- og deponerings-løysinga for CO₂ frå høvesvis Kårstø og Mongstad, når ein tek omsyn til kostnader, reservoarforhold og teknologisk risiko. Det er ein føresetnad at Kårstø og Mongstad skal sjåast i samanheng. Den første rapporteringa blir i juni 2007.

Bruk av CO₂ for å auka oljeutvinninga

Oljedirektoratet har estimert eit betydeleg teknisk potensial for auka oljeutvinninga ved hjelp av CO₂-injeksjon i oljefelt på norsk kontinentalsokkel. Regjeringa har ambisiøse mål for å realisera CO₂-handtering og skapa ei verdikjede for transport og injeksjon av CO₂. Dette er krevjande målsetjingar med stramme tidsfristar. Regjeringa har sett i verk prosjekt for å sikra framdrift i arbeidet med å etablera ei CO₂-kjede og involvera aktuelle aktørar i arbeidet. Gassco hadde ansvaret for å koordinera det eine delprosjektet, der målsetjinga var å klargjera om det er basis for å vidareføra prosjekt-utvikling for ei CO₂-kjede på kommersielt grunnlag. Rapporten frå Gassco i juni 2006 identifiserer 12 alternative verdikjeder, men ingen av dei viser positivt overdi.

Energianlegg og energieffektivisering

Utslepp av CO₂ frå kraftproduksjon på kontinental-sokkelen står for om lag 80 prosent av dei totale utsleppa frå offshoreverksemda. I 2004 laga styres-maktene i samarbeid med industrien ei utgreiing om moglegheitene for meir effektiv energiforsyning på norsk kontinentalsokkel. 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 framskrivingane 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 Oljeindus-triens Landsforening ei rettleiing som hjelper sel-skapa med å systematisera og formalisera arbeidet med energileiing, og som byggjer på dei same prin-sippa som godkjende standardar for miljøstyring, til dømes ISO 14001 og EMAS.

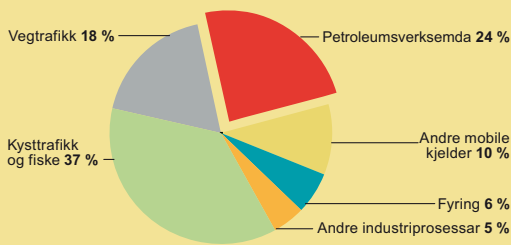
For at energieffektiviteten skal auka endå meir på lengre sikt, er det nødvendig med eit skifte i teknologi og konsept for energiforsyninga. Det krev langsiktig satsing på utvikling, utprøving og implementering av ny teknologi.

Fakling

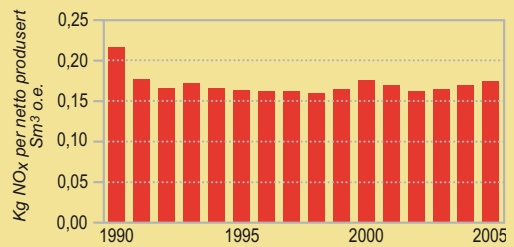
Sjølv om fakling står for om lag ti prosent av CO₂-utsleppa frå petroleumsverksemda, er det norske nivået lågt samanlikna med andre land (sjå figur 9.5). CO₂-avgifta og direkte regulering av fakling har utløyst ei rekkje utsleppsreducerande tiltak, som gjer at Noreg er leiande på dette området.

Utsleppsstatus for NOx

Det er nær samanheng mellom utsleppa av CO₂ og NOx. Som for CO₂ er gassforbrukning i turbinar, fakling av gass og dieselforbruk på innretningane sentrale utsleppskjelder også for NOx. Mengda



Figur 9.6 Kjelder til NOx-utslipp i Noreg, 2005
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.7 Utslepp av NOx per produsert eining
(Kjelde: Olje- og energidepartementet/Oljedirektoratet)

av utslipp er avhengig både av forbrennings-teknologien og kor mykje drivstoff som blir brukt. Til dømes gjev forbrenning i gassturbinar lågare utslipp av NOx enn forbrenning i dieselmotorar. Miljøeffektane av NOx 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
- overgjødning, som kan føra til endringar i arts-samansetjinga i økosystema
- skade på helse, avlingar og bygningar på grunn av at det dannar seg bakkenært ozon

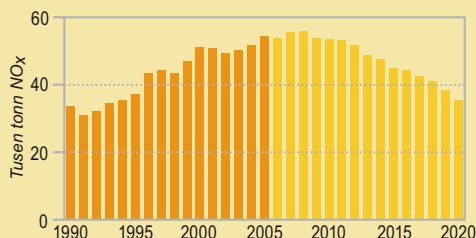
Mobile kjelder står for størsteparten av dei norske NOx-utslippa (sjå figur 9.6). Petroleumssektoren medverkar på si side med 24 prosent. Utsleppa av NOx per produsert oljeekvivalent er reduserte med 18 prosent frå 1990 til 2005 (sjå figur 9.7). Reduksjonane i utslipp per produsert oljeekvivalent kjem av teknologiforbetringar og tiltak som reduserer utslipp. Trass i reduksjonen av utslipp per produsert oljeekvivalent har dei totale utslippa av NOx frå sektoren 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 medverka til auka utslipp. Det er venta at utslippa av NOx vil bli reduserte frå 2009.

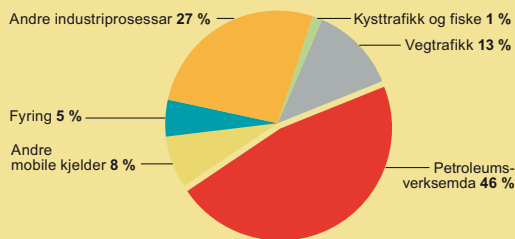
Tiltak for å redusera NOx-utslippa

Dei fleste tiltaka som reduserer utslippa av CO₂, reduserer òg NOx-utslippa frå petroleumssektoren. Andre tiltak som kan medverka til å redusera NOx-utslippa, er innføring av låg-NOx-brennarar som standard på gassturbinar ved nye utbyggingar. NOx-utslippa kan reduserast med inntil 90 prosent utan at CO₂-utslippa blir endra. Men i nokre tilfelle aukar CO₂-utslippa når ein nyttar denne teknologien.

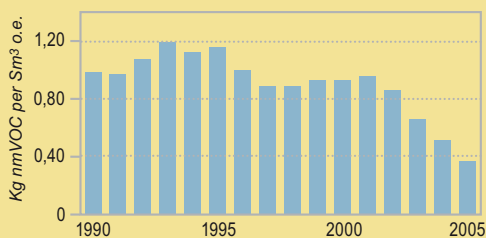
Låg-NOx-brennarar kan etterinstallerast på turbinar. Studiar viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallera slike brennarar på eksisterande innretningar er ein god del høgare enn det ein gjekk ut frå tidlegare. Generelt vil låg-NOx-teknologi installert på maskinar som køyrer med høg utnyttingsgrad, gje betydelege miljøeffektar. På maskinar som køyrer med låg kapasitetsutnytting, aukar CO₂-utslippa, samtidig som NOx-reduksjonane blir mindre enn når utnyttingsgrad er høg.



Figur 9.8 Utslepp av NOx frå petroleumsverksemda
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)



Figur 9.9 Kjelder til norske utslipp av nmVOC, 2005
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.10 nmVOC-utslipp per produsert eining
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Dampinjeksjon eller vassinjeksjon er ein teknologi som reduserer NO_x-utslappa gjennom å redusera forbrenningstemperaturen i brennkammeret. Teknologien blir ikkje nytta i dag fordi damp- og vassinjeksjon ikkje er kvalifisert for bruk offshore. Mellom anna er det store utfordringar knytte til at teknologien krev store mengder reint vatn. Men i framtida kan denne teknologien medverka til å redusera NO_x-utslappa frå petroleumssektoren ytterlegare.

Utsleppsstatus for nmVOC

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

Nokre miljøeffektar av nmVOC:

- Det dannar seg bakkenært ozon som kan skada helse, avlingar og bygningar.

- nmVOC kan skada luftvegane ved direkte eksponering.
- nmVOC medverkar indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO₂ og ozon når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

Petroleumssektoren er hovudkjelda til utslipp av nmVOC i Noreg (sjå figur 9.9), med om lag 46 prosent av dei totale utslappa. Utsleppa av nmVOC kjem i hovudsak frå lagring og lasting av råolje offshore. Mindre utslipp oppstår òg på gassterminalane og ved mindre lekkasjar. Andre industriprosessar og vegtrafikk er òg viktige kjelder til utslipp av nmVOC i Noreg. Petroleumssektoren utgjer ein stadig mindre del på grunn av innføring av utsleppsreduserande teknologi. Utsleppa av nmVOC pr. produsert oljeeining er òg reduserte dei siste åra (sjå figur 9.10).

Det er store skilnader på utslappa 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.

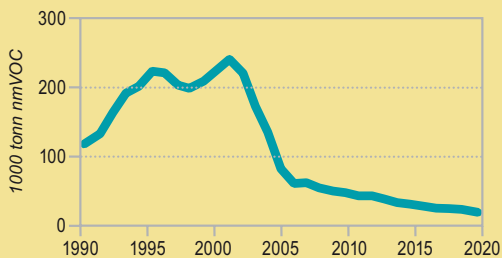
Industrisamarbeidet

Gjennom utsleppsløyve er det sett krav til at oljen skal lagrast og lastast med best tilgjengeleg utsleppsreduserande teknologi (BAT). Teknologiar som kan tilfredsstilla krava, skal fasast inn etter ein fastlagd tidsplan fram til utgangen av 2008.

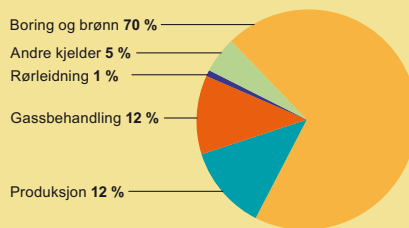
Operatørane for felt med bøyelasting på norsk kontinentalsokkel har etablert eit industrisamarbeid for å kunna samordna innføring av teknologi og oppfylle kravet på ein føremålstenleg og kostnadseffektiv måte. Industrisamarbeidet legg til rette for utveksling av røynsler ved drift av anlegga.

Avtalen om industrisamarbeid vart inngått i 2002, og 26 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 2005 var det installert nmVOC-reduksjonsteknologi på 13 bøyelastarar, og i tillegg er det installert anlegg på to skip som fraktar olje frå Heidrun. Frå 2004 til 2005 blei nmVOC-utslappa reduserte med omlag 43 000 tonn. Framover vil ein fokusera på tiltak for å oppnå høg driftsregularitet på eksisterande anlegg.



Figur 9.11 Utslepp av nmVOC frå petroleumsværksemda
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)



Figur 9.12. Utslepp av kjemikal frå norsk petroleumsværksemd fordelt på kjelder, 2005
(Kjelde: EnvironmentWeb)

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

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

Tiltak for å redusera nmVOC-utsleppa

Oljeselskapa har i fleire år arbeidd med å gjera teknologi for attvinning av nmVOC tilgjengeleg for lagerskip og skytteltankarar. I dag finst det utprøvd attvinningsteknologi som reduserer utsleppa frå lastning med om lag 70 prosent. Fleire båtar har no installert utsleppsreducerande teknologi. Operatørane for felt med bøyelasting på norsk kontinentalsokkel har etablert eit industrisamarbeid (sjå tekstboksen).

Eit attvinningsanlegg for nmVOC vart 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 kunna bruka anlegget, må

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

Utsleppsstatus for kjemikal, olje og andre organiske sambindingar

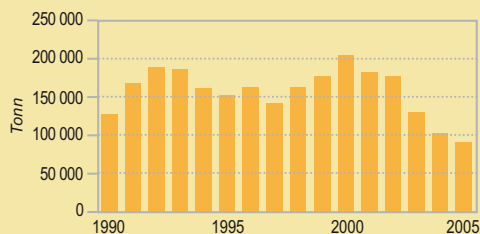
Utslepp av kjemikal

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

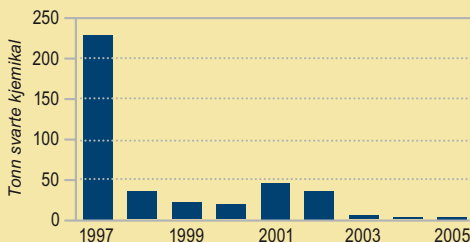
Vel 99 prosent av kjemikalbruken i norsk petroleumsværksemd er kjemikal som ein meiner har liten eller ingen miljøeffekt (grøne og gule kjemikal, jamfør Statens forureiningstilsyns kategorisering). Ein stor del av desse kjemikala er stoff som finst naturleg i sjøvatt. Resten er miljøfarlege kjemikal eller kjemikal der eventuelle effektar ikkje er godt nok dokumenterte.

Nokre av miljøeffektane av kjemikal:

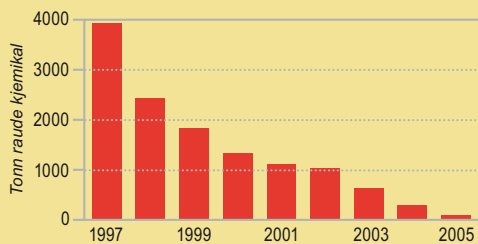
- Dei har ein viss lokal gifteffekt, men blir for- tynna i vasskolonnen slik at den akutte miljø-



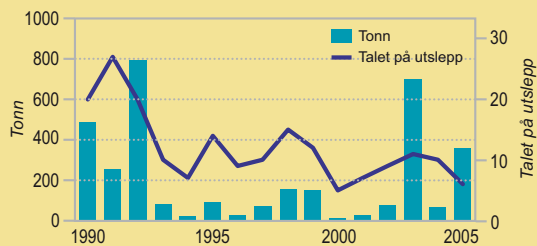
Figur 9.13 Totale utslepp av kjemikal frå norsk petroleumsværksemd
(Kjelde: EnvironmentWeb)



Figur 9.14 Utslepp av svarte kjemikal frå petroleumsværksemda
(Kjelde: OLF/EnvironmentWeb)



Figur 9.15 Utslepp av raude kjemikal frå petroleumsverksemda
(Kjelde: OLF/EnvironmentWeb)



Figur 9.16. Akutte oljeutslepp over ett tonn
(Kjelde:EnvironmentWeb)

effekten ikkje er særleg stor anna enn rett i nærleiken av utsleppet.

- Ein mindre del av kjemikalutsleppa kan ha svært alvorlege miljøkonsekvensar, mellom anna kan dei forstyrre hormonbalansen og vera bioakkumulerande.

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

Det meste av kjemikalutsleppa er knytt til boreverksemda (sjå figur 9.12), og utsleppsmengda varierer i tråd med aktivitetsnivået. Figur 9.13 viser utviklinga i dei totale utsleppa av kjemikal frå petroleumsverksemda. Utsleppa av tilsette miljøfarlege produksjonskjemikal (svarte og raude kjemikal, jamfør Statens forureiningstilsyns kategorisering) er redusert med nesten 92 prosent frå 2000 til 2005. Figurane 9.14 og 9.15 viser utviklinga i utslepp av miljøfarlege kjemikal.

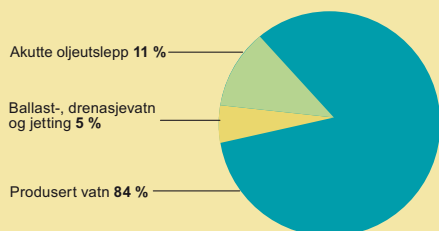
Dei kjemikala som ikkje blir sleppte ut, løyser seg i oljen, blir deponerte i undergrunnen eller blir behandla som spesialavfall.

Utslepp av olje og andre kjemiske stoff som finst naturleg
Dei totale utsleppa av olje frå norsk petroleumsverksemd står for ein liten del av den totale tilførsla

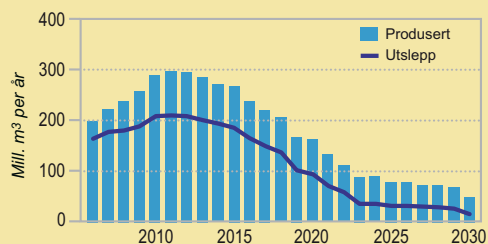
til Nordsjøen. Hovudtilførsla av olje til Nordsjøen kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Figur 9.16 viser ei oversikt over akutte oljeutslepp over eitt tonn. Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.

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

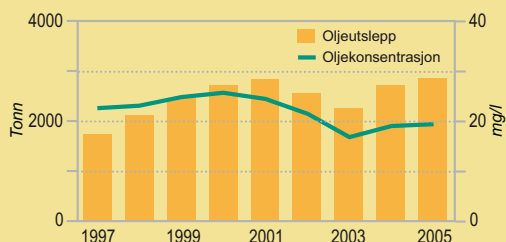
Oljeutsleppa frå petroleumssektoren stammar i all hovudsak frå den regulære drifta. Vatn som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje), andre organiske komponentar (inkludert lause oljefraksjonar), uorganiske komponentar (tungmetall, naturlige lågradioaktive sambindingar, osv.) og restar av tilsette kjemikal. Det produserte vatnet blir reinjisert til undergrunnen eller reinsa så godt som



Figur 9.17 Utslepp av olje frå petroleumsverksemda fordelt på aktivitetar, 2005
(Kjelde: EnvironmentWeb)



Figur 9.18 Prognose for produsert vatn og for utslepp av produsert vatn
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)



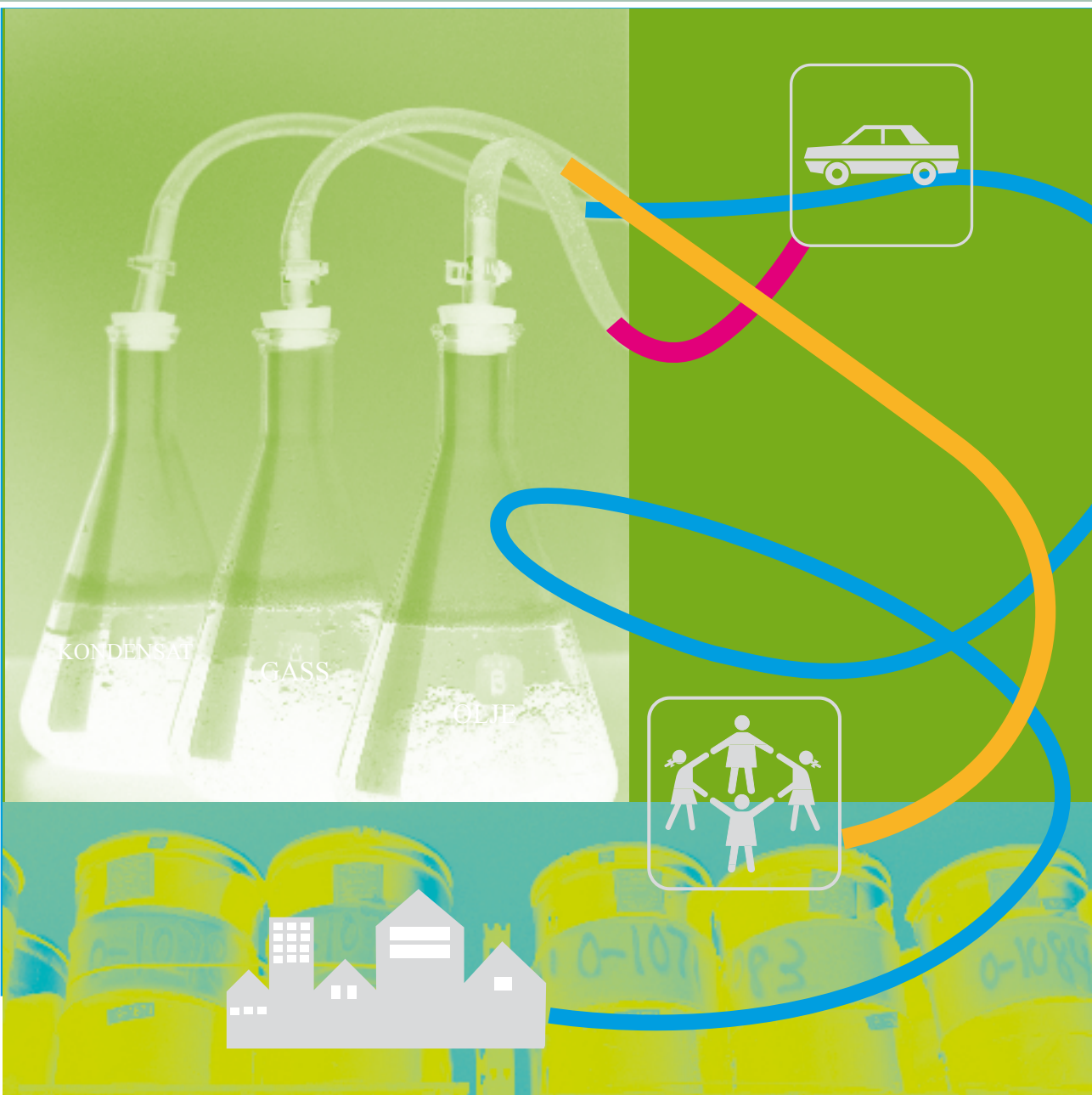
Figur 9.19 Totale oljeutslepp og gjennomsnittlig konsentrasjon av dispergert olje i vatn (mg/liter)
(Kjilde:EnvironmentWeb)

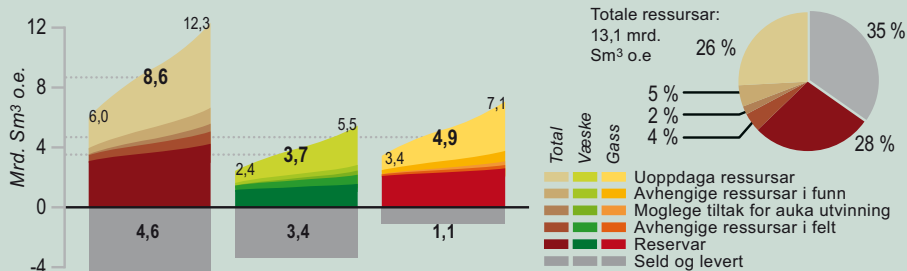
mogleg før det blir sleppt til sjø. Figur 9.17 viser oljeutslepp fordelt på aktiviteter, medan figur 9.18 viser prognosert utvikling i mengda av produsert vatn og utslepp av produsert vatn. Implementerte tiltak har ført til betydelege reduksjonar i utslepp av olje per eining produsert vatn. Tiltaka som er sette i verk til no, overstig likevel ikkje auken i utslepp som skriv seg frå at vassproduksjon aukar etter kvart som felta blir eldre, men tiltaka har stabilisert utsleppa på dagens nivå. Figur 9.19 viser totale oljeutslepp og gjennomsnittleg konsentrasjon av dispergert olje i vatn (mg/liter).

Det er ikkje påvist direkte miljøskade av drifts-utslepp av olje. Nye forskingsresultat viser mellom anna at alkylfenol i produsert vatn ikkje fører til risiko for skade på fiskebestandane i Nordsjøen. Men ein er usikker på moglege langtidsverknader, og det blir difor forska mykje på dette området, mellom anna gjennom forskingsprogrammet "Havet og kysten", med delprogrammet PROOFNy.

10

Petroleumsressursane





Figur 10.1 Petroleumsressursar og usissa i estimata per 31.12.2006
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Oljedirektoratet reknar med at dei totale oppdaga og uoppdaga petroleumsressursane på norsk kontinental-sokkel utgjer om lag 13 milliardar standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Av dette er det produsert i alt 4,6 milliardar Sm^3 o.e., som svarar til 35 prosent av dei totale ressursane. Dei totale attverande utvinnbare ressursane utgjer 8,6 milliardar Sm^3 o.e. Av dette er 5,2 milliardar Sm^3 o.e. påviste ressursar, medan estimatet for dei uoppdaga ressursane er 3,4 milliardar Sm^3 o.e.

Ressurstilveksten frå leiteverksemda i 2006 er liten. Det blei gjort seks nye funn i fire brønnbanar. Samla utvinnbare ressursar frå leiteverksemda er 21 millionar Sm^3 olje og 9 milliardar Sm^3 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 4,6 milliardar Sm^3 o.e. frå 65 felt. I 2006 starta produksjonen på felta Gimle og Ringhorne Øst. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2006/2007, ligg 44 i Nordsjøen og åtte i Norskehavet. PUD for eitt nytt felt, Tyrihans, blei godkjent i 2006. I tillegg blei endra PUD godkjend for Kvitebjørn og Tordis. Gimle og førekomstar i Sleipnerområdet fekk PUD-fritak.

Figur 10.1 viser det totale utvinnbare potensialet på norsk kontinentalsokkel. Mengdene er delte inn etter Oljedirektoratet sin ressursklassifikasjon 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. Klassifikasjonen 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 reservar, avhengige ressursar og uoppdaga ressursar.

Den detaljerte ressursrekneskapen per 31.12.2006 er framstilt i tabell 10.1 og i tabellar i Vedlegg 2.

Reservar

Reservar omfattar attverande, utvinnbare petroleumsressursar i førekomstar som rettshavarane har vedteke å byggja ut, og som styresmaktene har godkjent PUD

for, eller gjeve PUD-fritak for. Reservar omfattar òg petroleumsressursar i førekomstar som rettshavarane har vedteke å vinna ut, men der styresmaktene ikkje har behandla planen i form av ei PUD-godkjenning eller eit PUD-fritak. Reservane er rekna til 3,7 milliardar Sm^3 o.e. Trass i at reservane auka på fleire felt og at ressursar mogna og blei til reservar, minka reservane totalt. Brutto gass- og væskeressursar auka med meir enn 10 millionar Sm^3 o.e. i 2006. Då det blei produsert 249 millionar Sm^3 o.e., viser ressursrekneskapen at det har vore ein netto-reduksjon i attverande reservar på 239 millionar Sm^3 o.e.

Av det nye målet til styresmaktene om å modna fram 800 millionar Sm^3 olje som reservar før 2015, blei 154 millionar Sm^3 olje bokførte som reservar i 2005. I rekneskapen for 2006 er den oppnådde reservetilveksten redusert med 18 millionar Sm^3 olje.

Avhengige ressursar

Avhengige ressursar vil seia oppdaga petroleumsmengder som ein enno ikkje har vedteke å byggja ut. Avhengige ressursar i felt, ikkje medrekna ressursar frå moglege tiltak for auka utvinning, auka i 2006 med 82 millionar Sm^3 o.e. Årsaka til auken er at det i 2006 har vore ei betydeleg modning av prosjekt i felt, og at nye prosjekt er initierte. Mellom anna på felta Balder, Heidrun, Troll, Åsgard, Mikkel og Valhall har rettshavarane initiert nye prosjekt for å kunna auka utvinninga på sikt.

Estimatet for avhengige ressursar i funn er justert ned med 73 millionar Sm^3 o.e., til 654 millionar Sm^3 o.e. Reduksjonen kjem av lite tilfang frå leiting og at ressursar er modna til reservar for funna 15/12-12 Rev, 24/9-5 Volund, 35/8-1 Vega, 35/9-1R Gjå og 6507/3-1 Alve. Potensialet for ressursar frå moglege framtidige tiltak for å auka utvinninga av olje er no estimert til 140 millionar Sm^3 o.e. Estimatet er auka med 3 millionar Sm^3 o.e. i forhold til i fjor. Estimatet for gass er 130 mill Sm^3 o.e., ein auke på 30 millionar Sm^3 o.e. frå i fjor.

Uoppdaga ressursar

Uoppdaga ressursar er 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 Sm^3 o.e. og uendra frå i fjor.

Nordsjøen

I Nordsjøen er det påvist i alt 7,2 milliardar Sm³ o.e., og av dette er det produsert 4,1 milliardar Sm³ o.e. Attverande reservar er 2,5 milliardar Sm³ o.e., der 34 prosent er olje. Produksjonen frå Nordsjøen siste året var på 197 millionar Sm³ o.e. Attverande reservar i Nordsjøen er reduserte med 133 millionar Sm³ o.e. Det er gjort to oljefunn i ein brønnbane i Nordsjøen i 2006. Årsaka til at avhengige ressursar i funn er reduserte med 87 millionar Sm³ o.e., er at rettshavarane har vedteke å levera inn PUD for funna 15/12-12 Rev, 24/9-5 Volund, 35/8-1 Vega og 35/9-1 R Gjøa i 2006, og ressursane er dermed førte som reservar. Ein reknar med at uoppdaga ressursar i Nordsjøen utgjer om lag 1,2 milliardar Sm³ o.e.

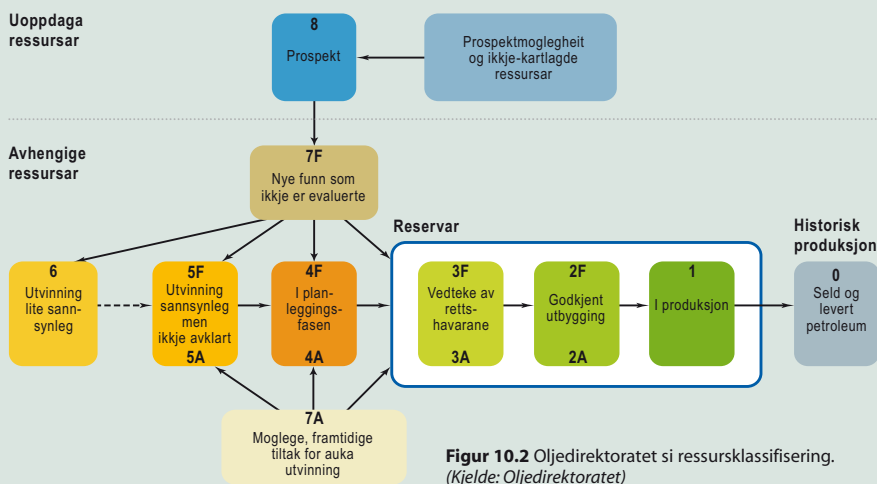
Norskehavet

I Norskehavet er det påvist i alt 2,0 milliardar Sm³ o.e., og av dette er 0,5 milliardar Sm³ o.e. produserte. Attverande reservar utgjer om lag 1,0 milliard Sm³ o.e., der 65 prosent er gass. Produksjonen i 2006 var 52 millionar Sm³ o.e. Estimaten for attverande reservar er redusert fordi reservane i fleire av felta i Norskehavet er justerte ned. Det er gjort eit nytt gassfunn i Norskehavet i 2006. Estimaten for

avhengige ressursar i felt har auka med 42 millionar Sm³ o.e. fordi rettshavarane på fleire felt har initiert mange nye prosjekt for auka utvinning. Estimaten for avhengige ressursar i funn er justert ned med 10 millionar Sm³ o.e. i forhold til rekneskapen i fjor, medan estimaten for uoppdaga ressursar i Norskehavet er redusert med 25 millionar Sm³ o.e.

Barentshavet

I Barentshavet er det påvist 0,25 milliardar Sm³ o.e. Det er ein auke i estimata for avhengige ressursar i felt og funn i Barentshavet siste året. Auken på 19 millionar Sm³ o.e. i avhengige ressursar i felt kjem av at ressursane i Snøhvit Nord og 7121/5-2 Beta no blir rapporterte saman med Snøhvitfeltet og ikkje som avhengige ressursar i funn. I tillegg blir oljesona i Snøhvit vurdert for utbygging. Produksjonen frå Snøhvitfeltet tek til i 2007. Avhengige ressursar i funn er auka som følgje av tre nye oljefunn i to brønnbanar Barentshavet siste året. Estimaten for uoppdaga ressursar i Barentshavet er auka med 40 millionar Sm³ o.e.



Figur 10.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering. (Kjelde: Oljedirektoratet)

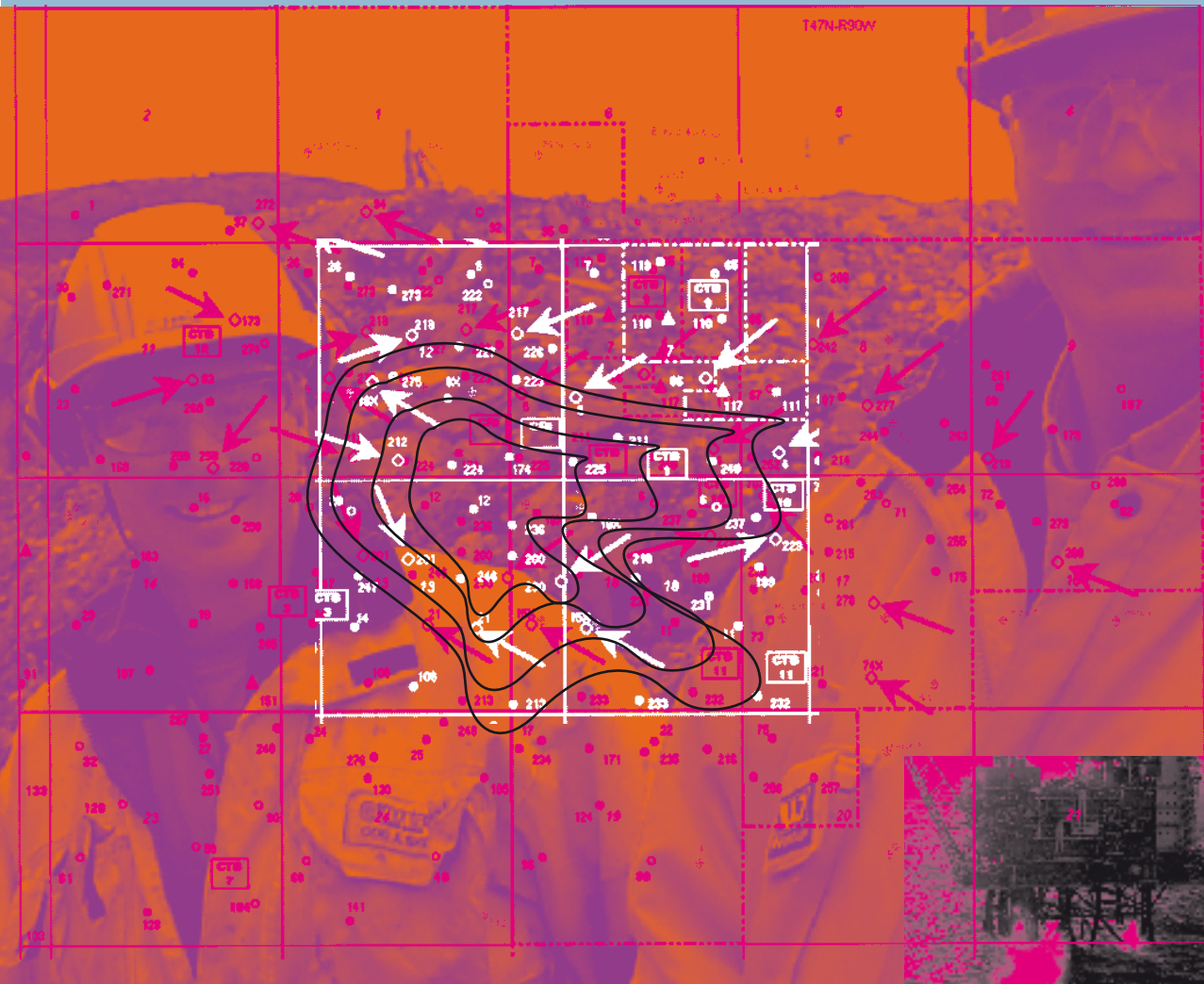
Tabell 10.1 Ressursrekneskapen per 31.12.2006

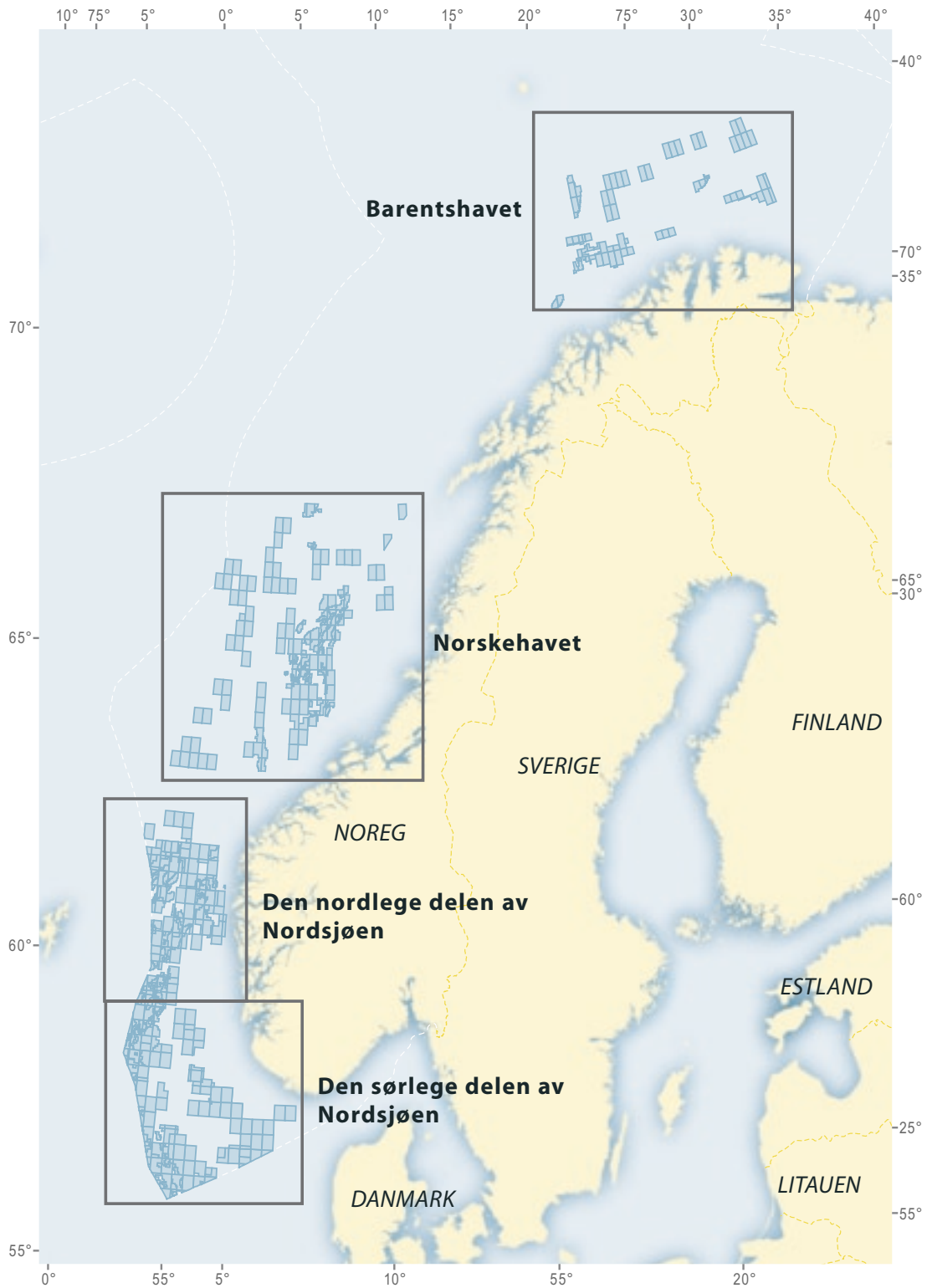
Totalt utvinnbart potensial Prosjektstatuskategori	Ressursrekneskap per 31.12.2006					Endring frå 2005				
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.
Produsert	3155	1142	99	89	4573	137	88	9	8	249
Attverande reservar ¹	1075	2302	123	49	3659	-155	-56	-16	2	-239
Avhengige ressursar i felt	375	166	20	5	585	65	11	3	0	82
Avhengige ressursar i funn	152	424	22	35	654	14	-70	-8	-2	-73
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning	140	130			270	3	30			33
Uoppdaga ressursar	1260	1875		265	3400	100	-25		-75	0
Sum totalt	6158	6040	263	442	13141	164	-23	-12	-67	51
Nordsjøen										
Produsert	2778	1067	85	67	4073	110	73	6	3	197
Attverande reservar ¹	842	1509	71	8	2494	-115	-14	-5	4	-133
Avhengige ressursar i felt	295	108	9	4	425	33	-10	-1	0	20
Avhengige ressursar i funn	66	112	8	14	206	-21	-48	-7	-4	-87
Uoppdaga ressursar	620	500		55	1175	5	0	0	-20	-15
Sum	4601	3297	172	148	8373	12	0	-7	-17	-18
Norskehavet										
Produsert	377	75	14	21	500	27	15	3	5	52
Attverande reservar ¹	233	632	45	22	975	-40	-42	-11	-2	-106
Avhengige ressursar i felt	70	51	11	0	141	22	13	4	0	42
Avhengige ressursar i funn	58	301	15	22	408	13	-24	-1	3	-10
Uoppdaga ressursar	220	825		150	1195	-15	15	0	-25	-25
Sum	958	1884	85	215	3218	7	-23	-5	-20	-46
Barentshavet										
Produsert	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Attverande reservar ¹	0	161	6	18	191	0	0	0	0	0
Avhengige ressursar i felt	10	8	0	1	19	10	8	0	1	19
Avhengige ressursar i funn	29	11	0	0	39	22	3	0	-1	24
Uoppdaga ressursar	420	550		60	1030	110	-40	0	-30	40
Sum	459	729	6	79	1279	142	-29	0	-30	83

¹ Inkluderer ressurskategoriane 1, 2 og 3

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

11 Felt i produksjon

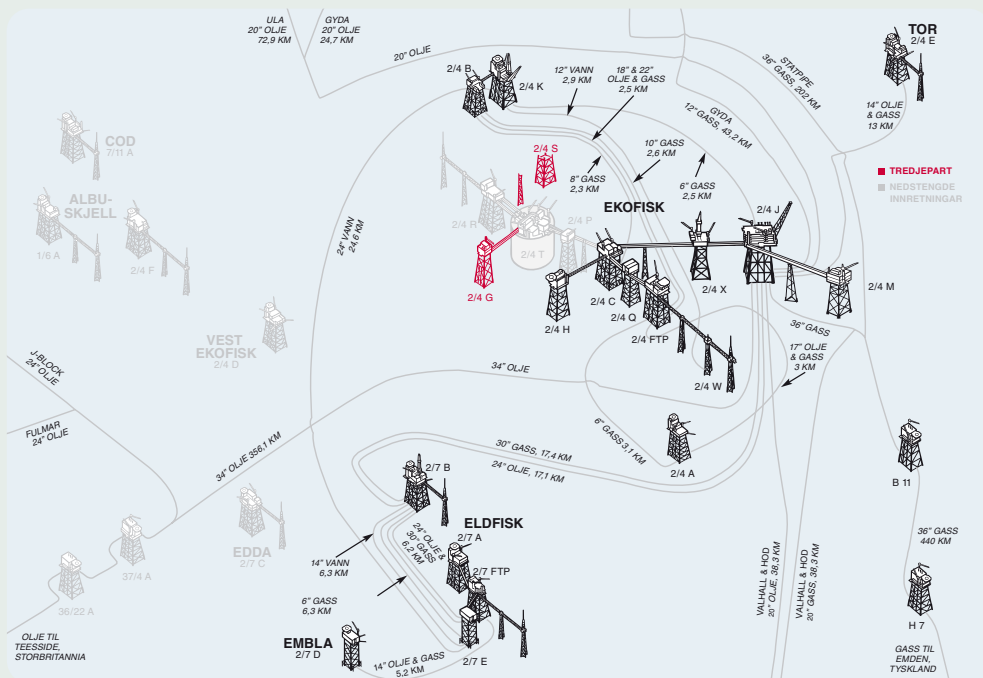




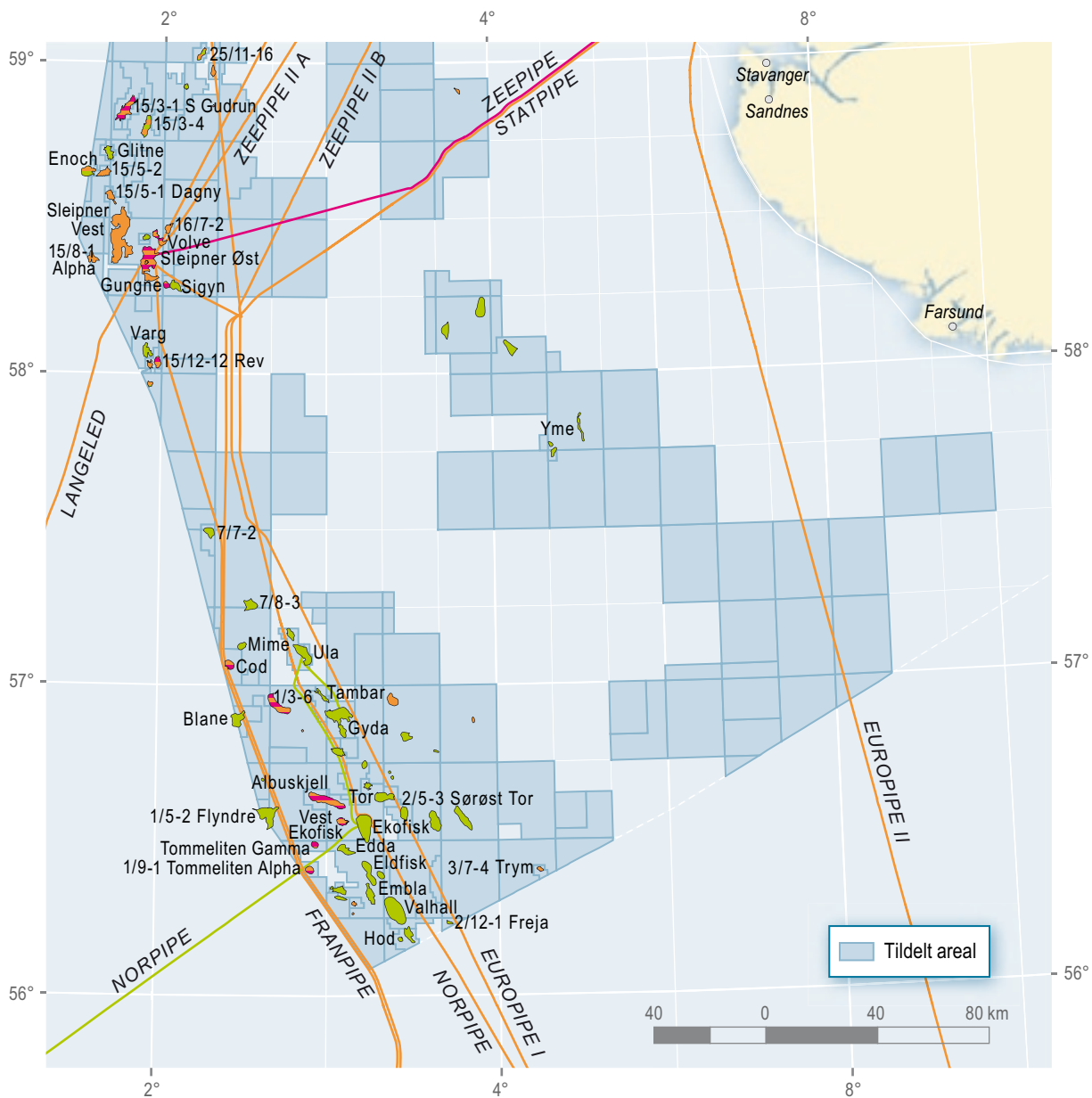
Figur 11.1 Den norske kontinentalsokkelen

Den sørlege delen av Nordsjøen

Den sørlege delen av Nordsjøen blei tidleg viktig for Noreg då Ekofisk, som det første feltet på norsk kontinentalsokkel, kom i produksjon i 1971. I dag er det 25 felt er i området. Mange av felta er stengde ned etter avslutta produksjon, men fleire av dei er no aktuelle å byggje ut på nytt og ta opp att produksjonen, til dømes Yme og Mime. Ekofisk er eit knutepunkt for petroleumsvirksomheita 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 felta i den sørlege delen av Nordsjøen har produsert i mange år, er det framleis store ressurstar 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.



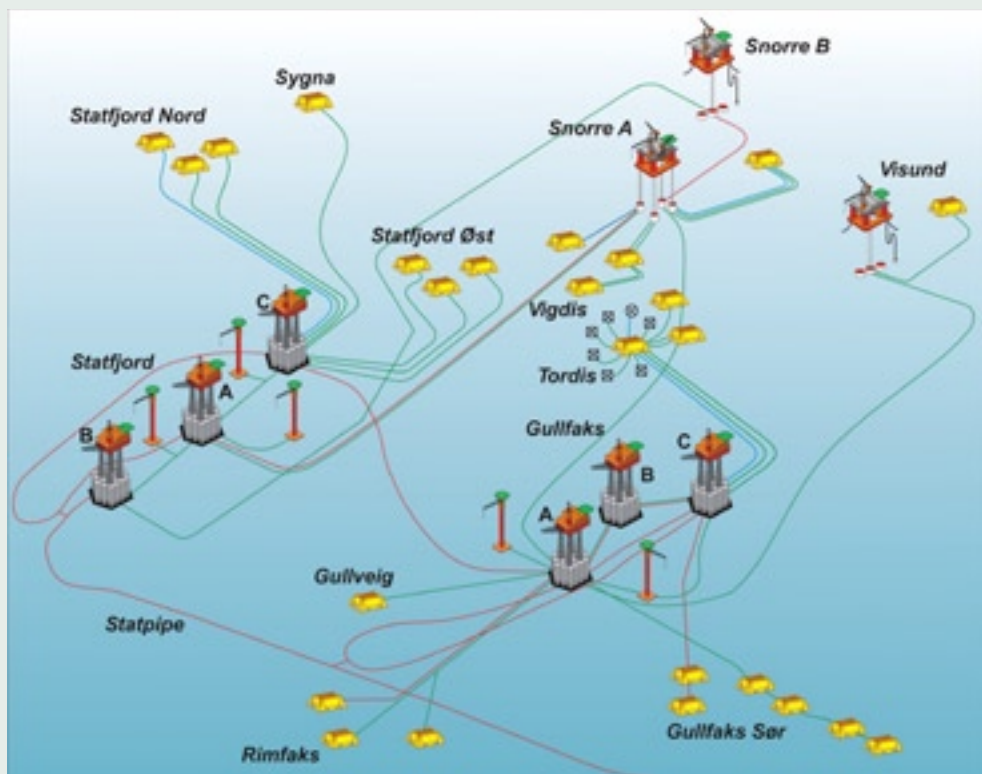
Figur 11.1 Innretningar i Ekofiskområdet
(Kjelde: ConocoPhillips)



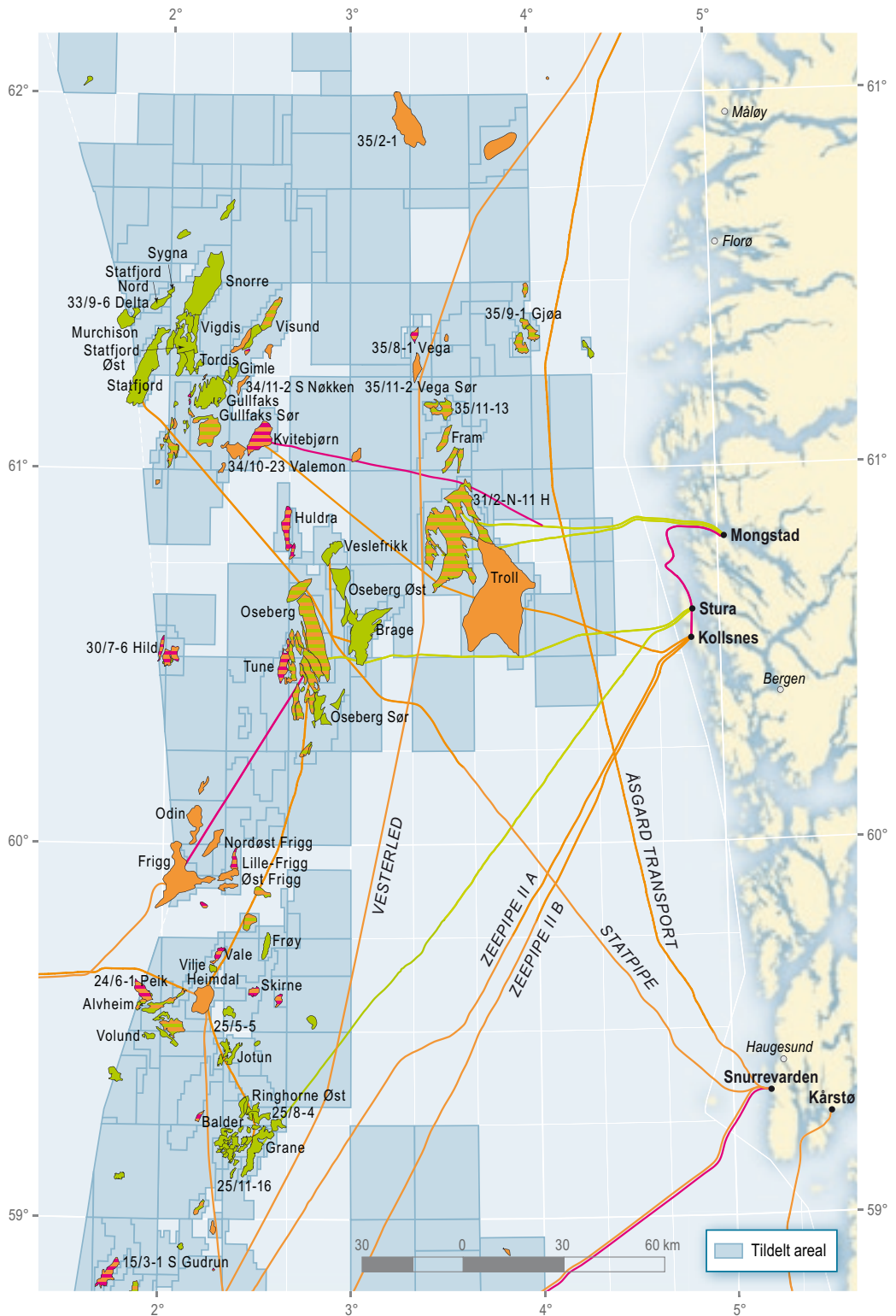
Figur 11.3 Den sørlege delen av Nordsjøen

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 vil bli 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 vera 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 gasseksport i dette hundreåret. Etter kvart er det òg bygt opp ein stor oljeproduksjon på Troll. Osebergområdet omfattar Brage og Veslefrikk i tillegg til Osebergfelta. Oljeproduksjonen frå Osebergområdet minkar, men vil framleis vera viktig i mange år. Heimdal er i første rekkje eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt. Olje og gass frå felta i den nordlege delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.



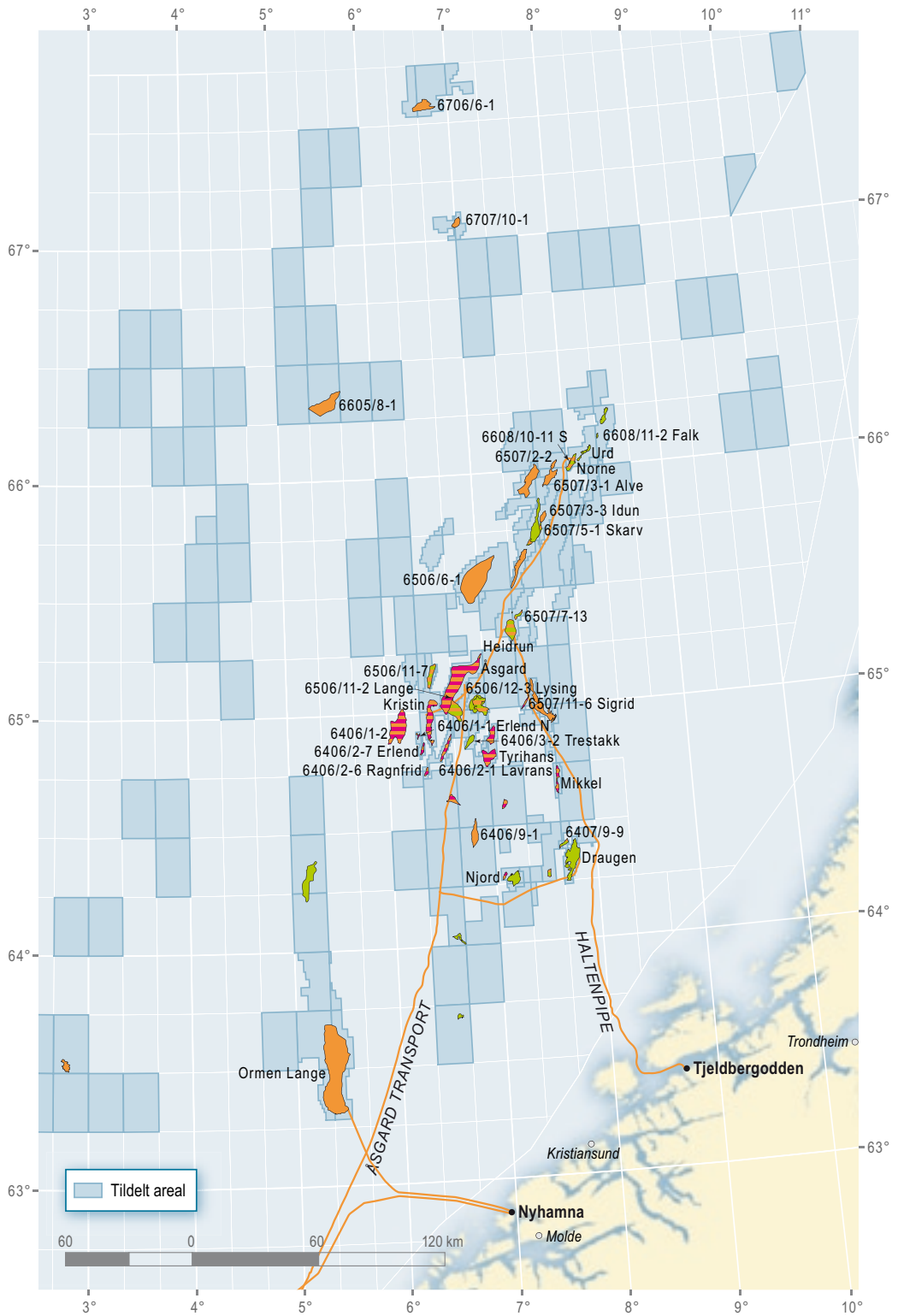
Figur 11.4 Tampenområdet
(Kjelde: Statoil)



Figur 11.5 Den nordlege delen av Nordsjøen

Norskehavet

Norskehavet som petroleumsprovins er meir umogent enn Nordsjøen. Det er no 10 felt i området og fleire vil bli bygt ut dei neste åra. Ingen av felta 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 Åsgard Transport rørleidning til Kårstø i Rogaland, medan gass frå Heidrun blir transportert i Haltenpipe til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Gassen frå Ormen Lange vil gå i ny rørleidning til Nyhamna og derifrå vidare til Easington i Storbritannia. Oljetransporten frå felta i Norskehavet skjer med tankskip.



Figur 11.6 Norskehavet

Om tabellane i kapitla 11–13:

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

Fordi det er brukt berre to desimalar, hender det at deltakardelane for eit felt ikkje blir 100 prosent til saman. Deltakardelane er per 31.12.2006.

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 31.12.2006» 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

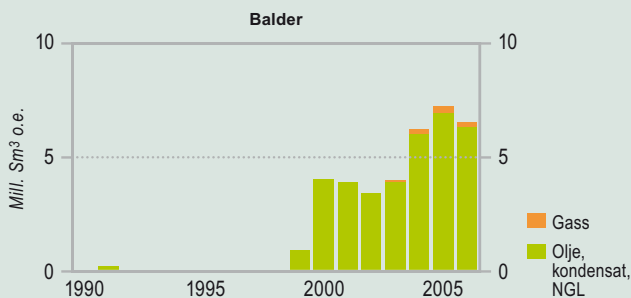
Ressurskategori 2: Reservar med godkjent plan for utbygging og drift

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 - 13

Takk til A/S Norske Shell, BP Norge AS, ConocoPhillips Scandinavia AS, ExxonMobil Exploration and Production Norway AS, Marathon Petroleum Norge AS, Norsk Hydro Produksjon AS, Statoil 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
Rettsshavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 100,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2006 54,7 millionar Sm ³ olje 19,0 millionar Sm ³ olje 2,0 milliardar Sm ³ gass 1,3 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 92 000 fat per dag, Gass: 0,29 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 24,5 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 23,8 milliardar 2007-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 brønner 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 brønnehovudinnretning som er knytt opp til "Balder FPSO", og ei havbotnramme med ein oljeproduksjonsbrønn og ein vassinjeksjonsbrønn. 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:

Balderutbygginga omfattar fleire skilde strukturar, "haugar" med sandstein av tertiær alder. Ringhorneutbygginga omfattar fleire reservoar av same typen som i Balder og i tillegg eit hovudreservoar av jura alder.

Utvinningsstrategi:

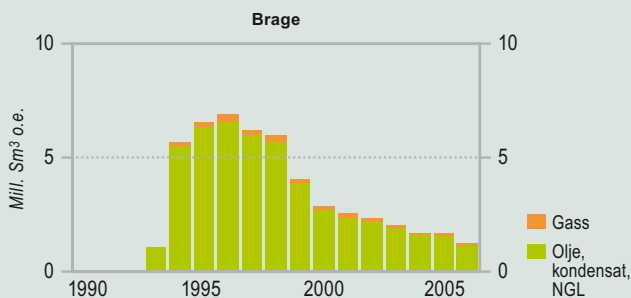
Balder og Ringhorne produserer ved naturleg vassdriv, injeksjon av produsert vatn og dels ved gassinjeksjon.

Transport:

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

Status:

Ein ny produksjonsbrønn blei bora i 2006 og to nye brønner er planlagt frå Ringhorneinnretninga i 2007. Ny seismikk, innsamla i 2006, gir grunnlag for å planleggje nye brønnmål.



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	Norsk Hydro Produksjon AS														
Rettskavarar	<table border="0"> <tr> <td>Altinex Oil 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>Norsk Hydro Produksjon AS</td> <td style="text-align: right;">20,00 %</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>Talisman Energy Norge AS</td> <td style="text-align: right;">33,84 %</td> </tr> </table>	Altinex Oil AS	12,26 %	Endeavour Energy Norge AS	4,44 %	Norsk Hydro Produksjon AS	20,00 %	Petoro AS	14,26 %	Revus Energy ASA	2,50 %	Statoil ASA	12,70 %	Talisman Energy Norge AS	33,84 %
Altinex Oil AS	12,26 %														
Endeavour Energy Norge AS	4,44 %														
Norsk Hydro Produksjon AS	20,00 %														
Petoro AS	14,26 %														
Revus Energy ASA	2,50 %														
Statoil ASA	12,70 %														
Talisman Energy Norge AS	33,84 %														
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 50,8 millionar Sm ³ olje 3,5 millionar Sm³ olje 2,6 milliardar Sm ³ gass 0,2 milliardar Sm³ gass 0,8 millionar tonn NGL														
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 16 000 fat per dag, Gass: 0,13 milliardar Sm ³														
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 19,0 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 18,0 milliardar 2007-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. Det var prøveutvinning frå Sognefjordformasjonen i 1997, og denne førekomsten blei godkjent bygt ut 20.10.1998.

Reservoar:

Brage har sandsteinreservoar i Statfjordformasjonen av tidlegjura alder og i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

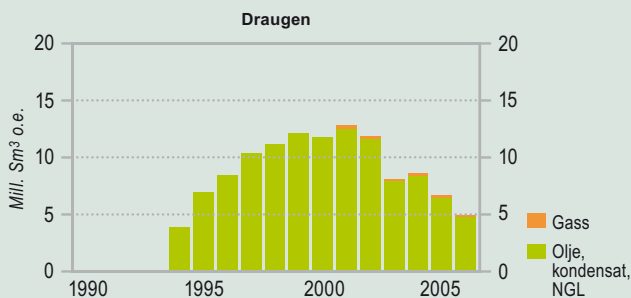
Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon i Statfjordformasjonen og vass- og gassinjeksjon i Fensfjordformasjonen. Brønneane i Fensfjordformasjonen produserer med gasslyft. Sognefjordformasjonen blir produsert ved naturleg trykkavlastning, men det er planlagt å bore ein gassinjeksjonsbrønn i 2008.

Transport:

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

Status:

Brage er i haleproduksjon og ein arbeider med å finne nye løysingar for å auka utvinninga frå feltet. Vassinjeksjonskapasiteten på feltet vil bli utvida og nye brønner er planlagde. Tilsetjing av kjemiske stoff i injeksjonsvatnet for å betre vassflyminga 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	
Rettskavalar		
	A/S Norske Shell	26,20 %
	BP Norge AS	18,36 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
	Petoro AS	47,88 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	138,7 millionar Sm ³ olje	25,1 millionar Sm ³ olje
	1,5 milliardar Sm ³ gass	0,3 milliardar Sm ³ gass
	2,4 millionar tonn NGL	0,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 56 000 fat per dag, Gass: 0,08 milliardar Sm ³ , NGL: 0,12 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 27,5 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 26,5 milliardar 2007-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 bind innretninga saman med ei flytande lastebøye. Garn Vest-førekomsten og Rogn Sør-førekomsten er bygde ut med i alt fem havbotnbrønner knytte til hovudinnretninga på Draugen. Feltet har seks havbotnkompletterte vassinjeksjonsbrønner. Tilleggsressursar i Garn Vest-førekomsten kom i produksjon i desember 2001, medan utbygging av tilleggsressursar i Rogn Sør-førekomsten blei godkjent våren 2001 og kom i produksjon i januar 2003.

Reservoar:

Hovudreservoaret er bygt opp av sandstein i Rognformasjonen av seinjura alder. I tillegg blir det produsert frå Garnformasjonen vest på feltet. Reservoaret er relativt homogent, med gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

Feltet blir produsert ved hjelp av trykkvedlikehald med vassinjeksjon, og gasslyft er installert i brønnane. Storskala gass/CO₂-injeksjon blir vurdert.

Transport:

Oljen blir eksportert via ei flytande lastebøye til tankskip. Den assosierte gassen blir levert gjennom Åsgard Transport til Kårstø.

Status:

Oljeproduksjonen gjekk av platå rundt 2003, og mengda av produsert vatn aukar. Ein vurderer tiltak for å auka oljeutvinninga. Det skal borast nye produksjonsbrønner på Draugen i 2007-2008. Rettskavarane arbeider òg med omfattande planar om CO₂-injeksjon og gassinjeksjon.



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 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	6,65 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil ASA	0,95 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	540,3 millionar Sm ³ olje	162,8 millionar Sm ³ olje
	154,2 milliardar Sm ³ gass	22,9 milliardar Sm ³ gass
	14,6 millionar tonn NGL	2,8 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 236 000 fat per dag, Gass: 2,30 milliardar Sm ³ , NGL: 0,26 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 156,7 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 118,6 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

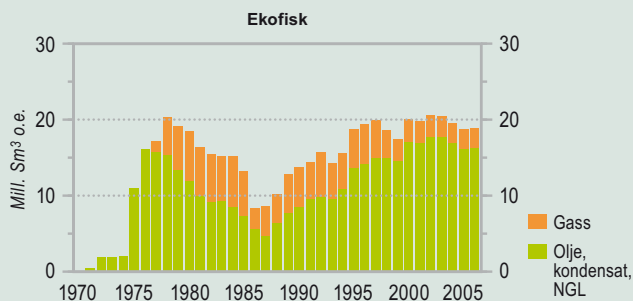
Utbygging:

Ekofisk ligg på 70–75 meters havdyp i den sørlege delen av Nordsjøen. Produksjonen frå Ekofisk tok til i 1971 på innretninga Gulftide. I dei første åra blei feltet produsert til lasteskip frå fire brønner, inntil betongtanken var på plass i 1973. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerørinnetningar for tilknytte felt og eksport-rørleidningar. Fleire av dei tidlegaste 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, brønnhovudinnretninga for vassinjeksjon Ekofisk W, bore- og produksjonsinnretninga Ekofisk X, prosessinnretninga Ekofisk J og produksjons- og prosessinnretninga Ekofisk M. Frå brønnhovudinnretningane Ekofisk A og Ekofisk B sør og nord på feltet går produksjonen i rør til stigerørinnetninga Ekofisk FTP på Ekofisksenteret. Ekofisk B er knytt med bru til Ekofisk K, som er hovudinnretning for vassinjeksjon.

Produksjonen frå Ekofiskfeltet tok offisielt til i 1971. Det blei gjeve prinsipielt samtykke til det tekniske opplegget for utbygging av Ekofisk i 1972. Vassinjeksjon blei godkjent 20.12.1983, Ekofisk II blei godkjent 09.11.1994, og Ekofisk Vekst blei godkjent 06.06.2003.

Reservoar:

Ekofiskfeltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk- og Torformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men gjennomgåande sprekker gjer at olje og vatn strøymar raskare.



Utvinningsstrategi:

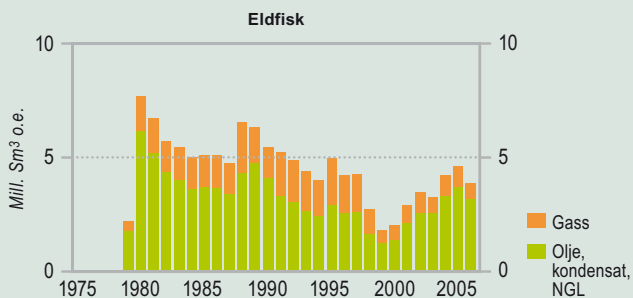
Ekofisk ble opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auka oljeutvinninga mykje. Vassinjeksjon byrja i stor skala i 1987, og i åra etter har området for vassinjeksjon blitt utvida i fleire steg. Røynslene har vist at vatnet fortregner oljen meir effektivt enn venta, og reserveestimatet er oppjustert tilsvarende. 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 krittet.

Transport:

Olje og gass blir ført til eksportørleidningane 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:

Ein ventar at produksjonen frå Ekofisk vil halda seg på dagens høge nivå i nokre år framover. Det kjem først og fremst av fleire brønner og større prosesseringskapasitet med den nye innretninga Ekofisk M. I forhold til planane i dag er det gode utsikter til å auka reservane meir ved å optimalisera vassinjeksjonen. Det er venta stor aktivitet på feltet dei neste åra. Det er vedteke å kople Ekofisk B til Ekofisk M i 2007. Planen er vidare å stenge produksjonen frå Ekofisk A. Tidspunktet for dette er ikkje bestemt. For tida blir to nye innretningar på feltet vurderte. Det gjeld ei ny bustadinnretning og ei ny produksjonsinnretning. Kontinuerleg boring er med dagens strategi nøkkelen til høg utvinning. I tillegg til aktivitetar for å optimalisera produksjonen på kort og lang sikt, går det føre seg arbeid med å reingjera og disponera innretningar som er stengde ned. Til no er dekkсанlegget på Ekofisk T kutta opp og transportert til land.



Eldfisk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Funnår	1970	
Godkjent utbygt	25.04.1975	
Produksjonsstart	08.08.1979	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	6,65 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil ASA	0,95 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	132,6 millionar Sm ³ olje	49,0 millionar Sm ³ olje
	42,6 milliardar Sm ³ gass	6,1 milliardar Sm ³ gass
	4,3 millionar tonn NGL	0,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 46 000 fat per dag, Gass: 0,61 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 86,0 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 48,3 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

Eldfisk ligg på 70–75 meters havdyp i den sørlege delen av Nordsjøen, rett sør av Ekofisk. Feltet blei først bygt ut med tre innretningar. Eldfisk B er ei kombinert bore-, brønnhovud- og prosessinnretning, medan Eldfisk A og Eldfisk FTP er brønnhovud- og prosessinnretning knytte saman med bru. Eldfisk A har òg borefasilitetar. I 1999 kom Eldfisk E, ei innretning for vassinjeksjon, på plass. Innretninga forsyner òg Ekofiskfeltet med ein del injeksjonsvatn gjennom ein rørleidning frå Eldfisk til Ekofisk K. Eldfisk vassinjeksjon blei godkjent 12.12.1997. Oppgraderinga av kapasiteten på Eldfisk blei godkjent 06.06.2003 som ein del av planen for Ekofisk Vekst.

Reservoar:

Eldfiskfeltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men gjennomgåande sprekker gjer at olje og vatn strøymar raskare. Feltet inneheld tre strukturar; Alfa, Bravo og Øst Eldfisk.

Utvinningsstrategi:

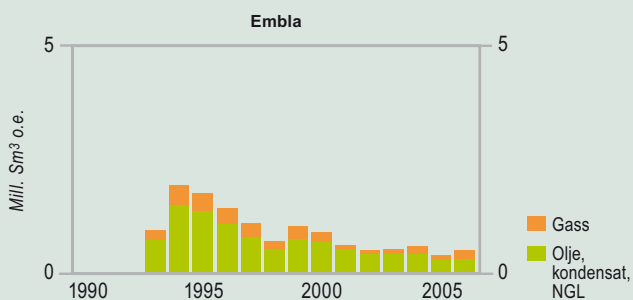
Eldfisk blei opphavleg bygt ut med trykkavlasting som drivmekanisme. I 1999 byrja vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønner. I tillegg blir det i periodar injisert gass.

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:

Det er sett i gang ein studie for å identifisere tiltak som skal auka utvinninga frå Eldfisk. Tiltaka kan omfatte nye innretningar på feltet.



Embla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Funnår	1988	
Godkjent utbyggt	14.12.1990	
Produksjonsstart	12.05.1993	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettsnavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	6,65 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil ASA	0,95 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	11,3 millionar Sm ³ olje	2,1 millionar Sm ³ olje
	5,1 milliardar Sm ³ gass	2,0 milliardar Sm ³ gass
	0,5 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 4,2 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 4,1 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

Embla ligg tett ved Eldfisk i den sørlege delen av Nordsjøen og er bygt ut med ei brønnhovuddinnretning 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 ligg på meir enn 4000 meters djup.

Utvinningsstrategi:

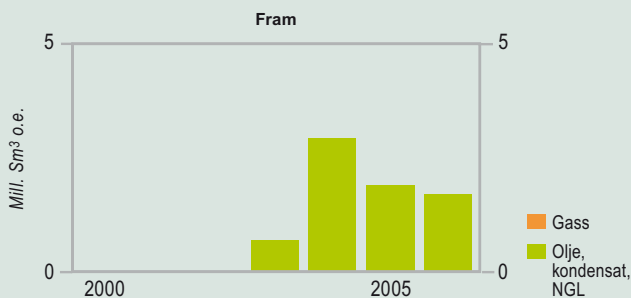
Embla produserer ved trykkavlasing.

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:

Ein ny produksjonsbrønn blei bora i 2005 men gav ikkje venta resultat. Utan nye brønningar vil produksjonen frå Embla minka.



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	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettsshavarar	Gaz de France Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	Mobil Development Norway AS	25,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	25,00 %
	Statoil ASA	20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	21,0 millionar Sm ³ olje	13,9 millionar Sm ³ olje
	9,8 milliardar Sm ³ gass	9,8 milliardar Sm ³ gass
	0,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 37 000 fat per dag, Gass: 0,23 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,7 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 6,4 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

Fram er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen 20 kilometer nord for Troll, på om lag 350 meters havdjup. Utbygginga av Fram Vest-førekosten omfattar to havbotnrammer som er knytte til Troll C. På Troll C blir gassen skild frå væska og injisert tilbake i Fram Vest-reservoaret. Utbygging av Fram Øst-førekosten blei godkjent 22.04.2005. Utbygginga omfattar to havbotnrammer knytt til Troll C. Produksjonen frå Fram Øst starta i oktober 2006.

Reservoar:

Reservoara i Fram Vest og Fram Øst er bygde opp dels av turbidittsandstein i Draupneformasjonen og grunnmarine sandsteinar i Sognefjordformasjonen av seinjura alder, og dels av sandstein i Etiveformasjonen av mellomjura alder. Reservoara ligg i mange isolerte roterte forkastingsblokker og inneheld olje med overliggjande gasskappe.

Utvinningsstrategi:

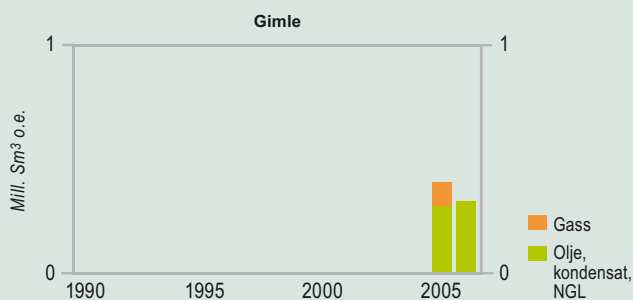
Produksjonen frå Fram Vest-førekosten går føre seg med injeksjon av gass som trykkstøtte i nokre år til. Men gassgjennombrøt i ein produksjonsbrønn har ført til at gassinjeksjonsstrategien vil bli vurdert på ny. Fram Øst-førekosten i Sognefjordformasjonen blir produsert med vassinjeksjon som trykkstøtte og med gasslyft, medan Fram Øst-førekosten i Etiveformasjonen vil produsere 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:

Fleire utvinningsbrønner vil bli bora på Fram Øst-førekosten, og ein ekstra brønn i Fram Vest-førekosten blir vurdert. Produksjonsperioden for Fram er avhengig av levetida for Troll C.



Gimle

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 34/7 - utvinningsløyve 120 B, tildelt 2006 Blokk 34/8 - utvinningsløyve 120 B, tildelt 2006 Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 DS, tildelt 2006	
Funnår	2004	
Godkjent utbygt	18.05.2006	
Produksjonsstart	19.05.2006	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsghavarar		
	Norsk Hydro Produksjon AS	17,90 %
	Norske ConocoPhillips AS	5,79 %
	Petoro AS	24,19 %
	Statoil ASA	47,23 %
	Total E&P Norge AS	4,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	4,0 millionar Sm ³ olje	3,5 millionar Sm ³ olje
	0,8 milliardar Sm ³ gass	0,7 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 10 000 fat per dag, Gass: 0,11 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,8 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 0,4 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Utbygging:

Gimle er eit lite oljefelt som ligg rett nord for Gullfaksfeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Gimle blei påvist i 2004 ved brønn 34/10-48 S bora frå Gullfaks C-innretninga. Gimle hadde prøveproduksjon i 2005 før utbygging blei vedteke.

Reservoar:

Reservoaret i Gimle inneheld sandstein i Tarbertformasjonen av mellomjura alder i ein nedforkasta struktur på nordaustsida av Gullfaks. Reservoareigenskapane er svært gode med berre nokre få mindre forkastingar.

Utvinningsstrategi:

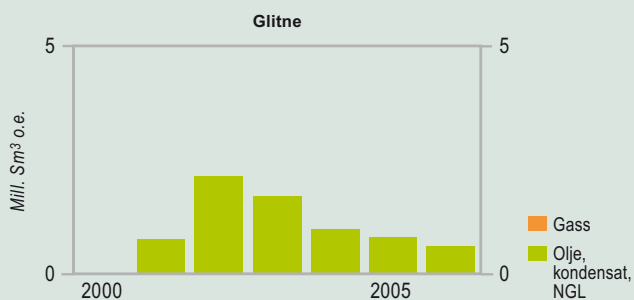
Utvinninga vil gå føre seg med injeksjon av vatn.

Transport:

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

Status:

Gimlefeltet blei frådelt i eigne utvinningsløyve i 2006. Etter planen skal det borast ein vassinjeksjonsbrønn tidleg i 2007 og ein ny produksjonsbrønn i 2007/2008.



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	Statoil ASA	
Rettsshavarar	DONG E&P Norge AS	9,30 %
	Det Norske Oljeselskap AS	10,00 %
	Statoil ASA	58,90 %
	Total E&P Norge AS	21,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	8,3 millionar Sm ³ olje	1,3 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 8 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,6 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 2,2 milliardar 2007-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. Med i utbyggingsløyvinga er produksjons- og lagerskipet "Petrojarl 1", som er knytt til fire produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av fleire skilde sandkroppar av djupmarine vifteavsetjingar i den øvre delen av Heimdalformasjonen.

Utvinningsstrategi:

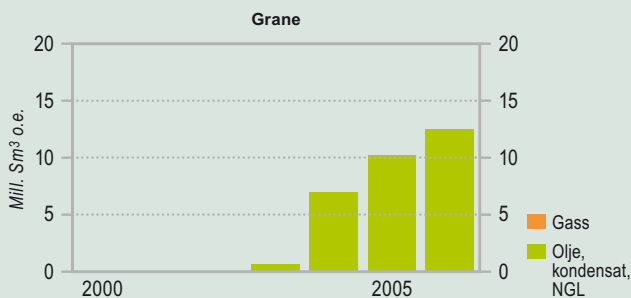
Glitne produserer med trykkstøtte dels frå reinjeksjon av produsert vatn i ein brønn, og dels frå eit stort naturleg vassbasseng. I tillegg blir assosiert gass frå feltet nytta til gasslyft i brønnane, medan overskotsgass blir injisert i Utsiraformasjonen over reservoaret.

Transport:

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

Status:

Det vil bli bora ein ny brønn på flanken av Glitne i 2007, og ytterlegare ein brønn vil bli vurdert. Reserveauking kan forlengje levetida for feltet.



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	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 25,60 % Norsk Hydro Produksjon AS 38,00 % Norske ConocoPhillips AS 6,40 % Petoro AS 30,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 112,4 millionar Sm ³ olje 81,6 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 200 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 21,4 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 15,6 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

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

Reservoar:

Feltet har ein hovudstruktur og nokre tilleggsstrukturar. Reservoaret inneheld sandstein i Heimdalformasjonen av tertær alder med gode reservoareigenskapar. Oljen har høg viskositet. Det er òg mindre mengder olje i Listaformasjonen over hovudstrukturen.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg med gassinjeksjon i toppen av strukturen og langtrekkande horisontale produksjonsbrønner i botnen av oljesona. Oljen i Listareservoaret 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 bora fleire nye brønner på Grane i 2006 og fleire nye brønner er planlagde, alle som greinbrønner. Ein studie som er gjennomført, syner at det er potensial for å akselerera den planlagde vassinjeksjonen i reservoaret. Den første vassinjeksjonsbrønnen er planlagt i 2008.



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	Statoil ASA
Rettskavarar	Norsk Hydro Produksjon AS 9,00 % Petoro AS 30,00 % Statoil ASA 61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 356,6 millionar Sm ³ olje 27,4 millionar Sm ³ olje 24,3 milliardar Sm ³ gass 2,1 milliardar Sm ³ gass 2,7 millionar tonn NGL 0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 111 000 fat per dag, Gass: 0,45 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn
Investeringar	Totalt investeringar vil venteleg bli 118,7 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 109,9 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

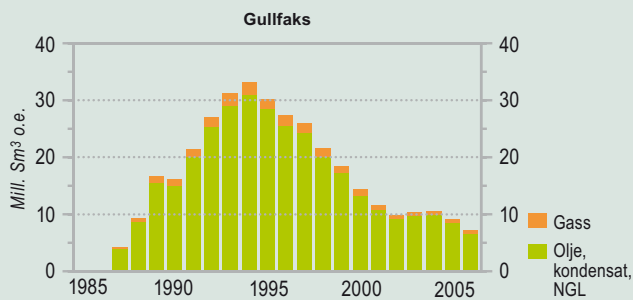
Gullfaks ligg i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på eit havdjup frå 130 til 220 meter. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekkstramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg med berre førstestegseparasjon. 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 Lundeforvasjonen 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 inneheld sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og sandstein i Cook-, Statfjord- og Lundeforvasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 1700-2000 meters djup. Gullfaksreservoara er bygde opp av roterte forkastingsblokker i vest og ein strukturell horst i aust, med eit sterkt forkasta område imellom.

Utvinningsstrategi:

Gullfaks er eit oljefelt og 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 Gullfaks A og Gullfaks 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 Gullfaksfeltet er i avtrappingsfasen. Det blir arbeid med å auka utvinninga, dels ved å kartleggje og bora opp lommer med olje som er att i vassføynde område, og dels gjennom massiv vassirkulering. Det er òg starta eit prosjekt, Gullfaks mot 2030, for å vurdere behovet for oppgraderingar ved ei forlenga levetid fram mot 2030.



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	Statoil ASA
Rettsshavarar	Norsk Hydro Produksjon AS 9,00 % Petoro AS 30,00 % Statoil ASA 61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 47,9 millionar Sm ³ olje 20,7 millionar Sm ³ olje 42,6 milliardar Sm ³ gass 26,4 milliardar Sm ³ gass 5,1 millionar tonn NGL 3,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 63 000 fat per dag, Gass: 2,94 milliardar Sm ³ , NGL: 0,38 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 33,3 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 29,0 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

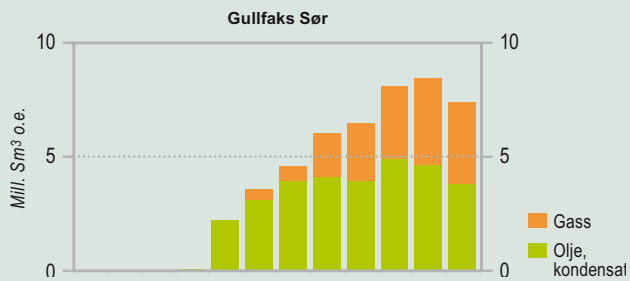
Gullfaks Sør ligg rett sør for Gullfaks i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med til saman 11 havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 omfattar utvinning av olje og kondensat frå førekomstane 34/10-2 Gullfaks 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 brønnsatellitt. Skinfaksfunnet er no innlemma i Gullfaks Sør, og produksjonen tek til i 2007.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks Sør er bygde opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Utvinning går føre seg frå reservoara i Brent og Statfjord. Reservoara ligg på 2400–3400 meters djup i rotete forkastingsblokker. Reservoara i Gullfaks Sør-førekomsten er kraftig segmenterte av mange forkastingar, og Statfjordformasjonen har dårlege strøymingsegenskapar. Førekomstane Skinfaks, Rimfaks, Gullveig og Gulltopp har til dels gode reservoareigenskapar.

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 Statfjordformasjonen i Rimfaks, har avgrensa gassinjeksjon. Gullveig blir produsert med trykkavlastning, og produksjonen herifrå blir òg påverka av produksjonen frå Tordis og Gullfaks. Gulltopp og Skinfaks skal produsere ved hjelp av gasslyft.

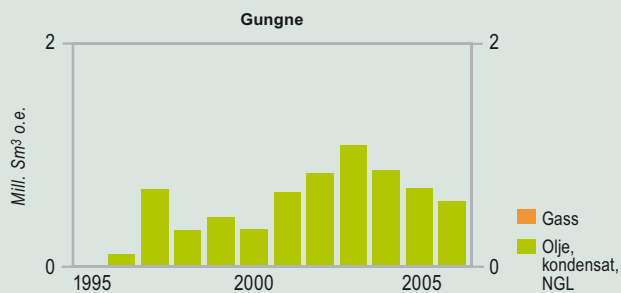


Transport:

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 tørrgass til kontinentet.

Status:

Nye utvinningsbrønner dei siste åra har vist at meir reservar kan utvinnast frå Gullfaks Sør-førekostane. Det er sett i gang eit prosjekt, Gullfaks Satellitt Seinfase, som skal leggje planar for ein framtidig gassfase for dei førekostane som no primært produserer olje.



Gungne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976	
Funnår	1982	
Godkjent utbyggt	29.08.1995 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	21.04.1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	28,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,40 %
	Statoil ASA	52,60 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006*
	12,5 milliardar Sm ³ gass	12,5 milliardar Sm ³ gass
	1,6 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
	4,4 millionar Sm ³ kondensat	0,4 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Gass: 1,29 milliardar Sm ³ , NGL: 0,15 millionar tonn, Kondensat: 0,35 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,4 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 1,3 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

*Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst er målt samla, og difor er dei attverande gassreservane lik dei opphaglege.

Utbygging:

Gungne er eit gassfelt som ligg i Sleipnerområdet i den sørlege delen av Nordsjøen, på 83 meters havdjup. Gungne blir produsert via to brønner bora frå Sleipner A.

Reservoar:

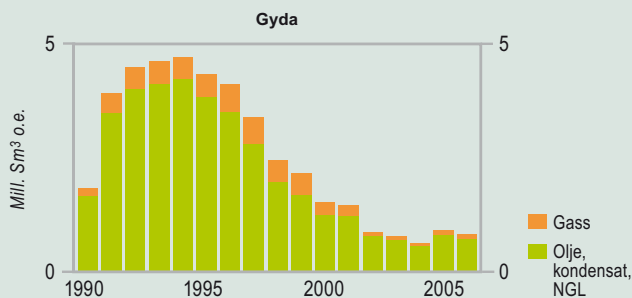
Gungne produserer hovudsakleg frå sandsteinreservoar i Skagerrakformasjonen av trias alder. Reservoareigenskapane er generelt gode, men reservoaret er segmentert, og laterale, kontinuerlege skiferlag verkar som interne barrierar.

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.



Gyda

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977	
Funnår	1980	
Godkjent utbyggt	02.06.1987 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.06.1990	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavalar	DONG E&P Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	38,6 millionar Sm ³ olje	5,1 millionar Sm ³ olje
	6,2 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
	1,9 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 0,17 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 15,8 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 14,7 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

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

Reservoar:

Gyda omfattar tre områder med reservoar bygt opp av sandstein av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

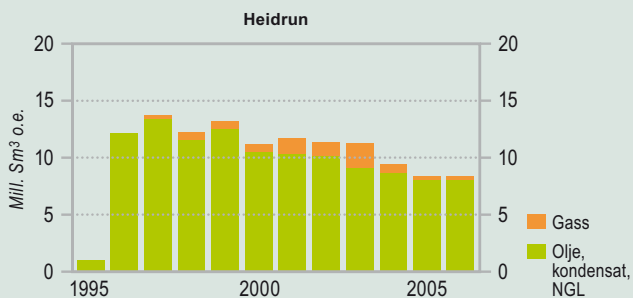
Feltet produserer med vassinjeksjon som drivmekanisme for mesteparten av feltet. Frå og med 2006 blir òg produsert vatn injisert tilbake i reservoaret for trykkstøtte.

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 har hatt lågare produksjon enn prognosert på grunn av brønnproblem som igjen har ført til forseinkingar i bore-programmet. For å forlenge produksjonen frå Gyda er fleire nye brønner planlagt bora. Ein pilot for å vurdere potensialet i gasslyft blir starta i 2007.



Heidrun

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6507/8 - utvinningsløyve 124, tildelt 1986 Blokk 6707/7 - utvinningsløyve 095, tildelt 1986	
Funnår	1985	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	
Produksjonsstart	18.10.1995	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsghavarar	Eni Norge AS	5,12 %
	Norske ConocoPhillips AS	24,31 %
	Petoro AS	58,16 %
	Statoil ASA	12,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	180,0 millionar Sm ³ olje	64,3 millionar Sm ³ olje
	41,8 milliardar Sm ³ gass	33,5 milliardar Sm ³ gass
	2,3 millionar tonn NGL	1,9 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 125 000 fat per dag, Gass: 0,11 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 72,2 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 58,9 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stjørdal	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging:

Heidrun ligg på Haltenbanken i Norskehavet utanfor Midt-Noreg, på 350 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei flytande strekkstagninnetning i betong over ei havbotnramme med 56 brønnsliisar. Den nordlege delen av feltet blir produsert via havbotninnetningar. PUD for Heidrun nordflanke blei godkjent 12.05.2000.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein av tidlegjura og mellomjura alder. Strukturen er sterkt forkasta.

Utvinningsstrategi:

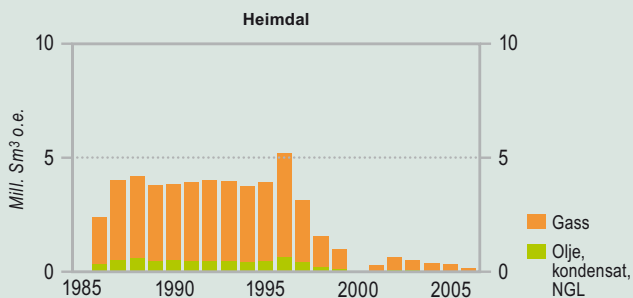
Utvinningsstrategien for feltet er trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon og injeksjon av overskots-gass.

Transport:

Oljen på 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 Kårsto.

Status:

Ein arbeider aktivt for å finne nye metodar som kan auka utvinningsgraden og påvise nye førekomstar.



Heimdal

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036 BS, tildelt 2003	
Funnår	1972	
Godkjent utbyggt	10.06.1981 i Stortinget	
Produksjonsstart	13.12.1985	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Marathon Petroleum Norge AS	23,80 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	19,44 %
	Petoro AS	20,00 %
	Statoil ASA	20,00 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	7,2 millionar Sm ³ olje	0,8 millionar Sm ³ olje
	42,7 milliardar Sm ³ gass	
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Gass: 0,15 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 19,5 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 19,4 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

Heimdal er eit gassfelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 120 meters havdjup. 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 nå 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 bygt opp av tertiar sandstein i Heimdalformasjonen, avsett som djupmarine turbidittar.

Utvinningsstrategi:

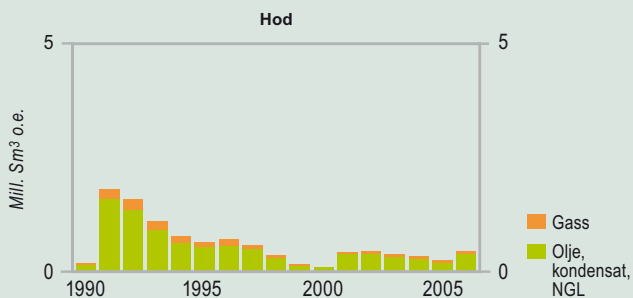
Produksjonen har gått føre seg ved naturleg trykkavlastning og er nå på det næraste avslutta. Når det er ledig kapasitet i prosessanlegget, blir det produsert gass frå Heimdalreservoaret.

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 knytt til eksisterande gassrørleidning frå Frigg til St. Fergus. Det er òg lagt ein gassrørleidning frå Heimdal til Grane for gassinjeksjon der. Kondensatet blir transportert i ein rørleidning til Brae i britisk sektor.

Status:

Rettskavarane arbeider for å finne nye gassressursar som kan bli knytt til Heimdal for å forlengje 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 31.12.2006
	10,3 millionar Sm ³ olje	1,8 millionar Sm ³ olje
	1,8 milliardar Sm ³ gass	0,3 milliardar Sm ³ gass
	0,4 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 5 000 fat per dag, Gass: 0,06 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,6 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 2,5 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

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

Reservoar:

Hod produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane. Feltet inneheld dei tre strukturane Hod Vest, Hod Øst og Hod sadel.

Utvinningsstrategi:

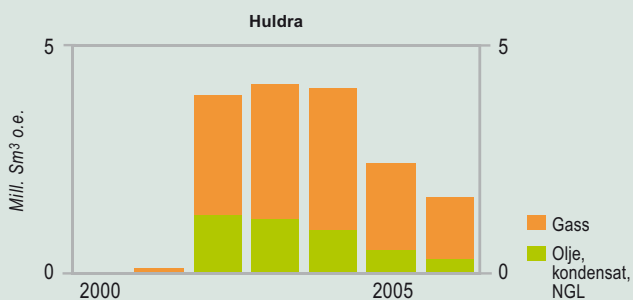
Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning. Sidan 2001 er det nytta gasslyft i den viktigaste brønnen på feltet for å auka produksjonen. I 2006 blei det sett i gang ein pilot for vassinjeksjon, for å teste om dette kan vere ein strategi for å auka reservane frå feltet.

Transport:

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

Status:

Produksjonen frå Hod Øst og Hod Vest er stabil på eit lågt nivå. Feltet er i ein sein fase med den utvinningsstrategien som blir nytta i dag. Fleire brønner i sadelområdet er bora frå ei innretning sør på Valhallfeltet, slik at produksjonen frå Hod aukar. Pilotprosjektet for vassinjeksjon vil halda fram i 2007.



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	Statoil ASA
Rettskavarar	Norske ConocoPhillips AS 23,34 % Petoro AS 31,96 % Statoil ASA 19,88 % Talisman Energy Norge AS 0,50 % Total E&P Norge AS 24,33 %
Utvinnbare reservar	Opphøvelg: Att per 31.12.2006 4,9 millionar Sm ³ olje 0,7 millionar Sm ³ olje 15,7 milliardar Sm ³ gass 3,7 milliardar Sm ³ gass 0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,95 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,2 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 8,0 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

Huldra er eit gass- og kondensatfelt som ligg nord for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 125 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnhovudinnretning i stål med eit enkelt prosessanlegg. Gass og kondensat blir transportert i separate rørleidningar. Innretninga er fjernstyrt frå Veslefrikk B, 16 kilometer unna.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

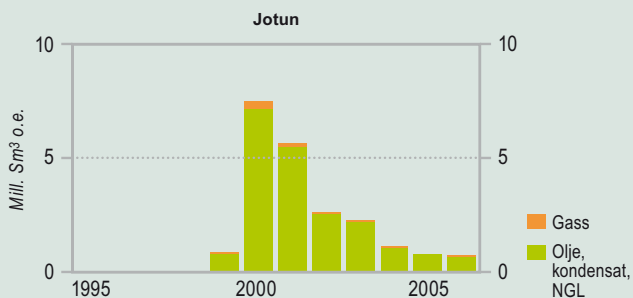
Huldra blir produsert ved naturleg trykkavlasting. Feltet gjekk av platå hausten 2004.

Transport:

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

Status:

Ein gasskompressor blei installert på Huldra i 2006 og kom i drift i januar 2007. Kompressoren vil auka utvinninga ved redusert brønnhovudtrykk. Det er planar om å bore ein ny brønn i 2007 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	Ener Petroleum ASA 45,00 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 45,00 % Lundin Norway AS 7,00 % Petoro AS 3,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 24,6 millionar Sm ³ olje 3,7 millionar Sm ³ olje 0,9 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 12 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 11,5 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 11,4 milliardar 2007-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, på 126 meters havdjup. Det er bygt ut med eit bustad-, produksjons- og lagerskip, "Jotun A", og ei brønnehovudinnretning, Jotun B. Jotun er integrert med Balder, og prosesserer òg gass frå Balder og olje frå jurareservoaret i Ringhorneførekomsten.

Reservoar:

Jotun har tre strukturar, og den austlegaste har ei gasskappe. Reservoara ligg i eit submarint viftesystem. Dei tre strukturane er relativt flate, og berre mindre nedsenka områder skil dei. I vest har sanden god reservoarkvalitet, medan skiferinnhaldet aukar mot aust.

Utvinningsstrategi:

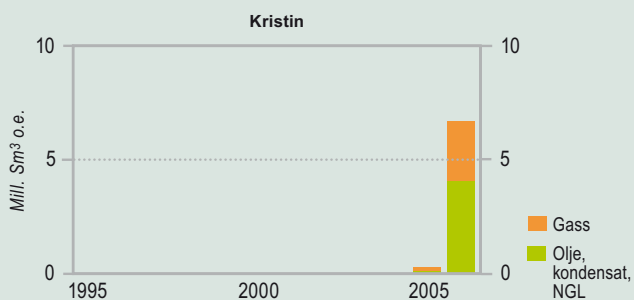
Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå naturleg vassdriv kombinert med reinjeksjon av ein del av det produserte vatnet.

Transport:

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

Status:

To nye produksjonsbrønner blei bora på Jotun seint i 2006. Skuffande resultat frå desse har gitt reduserte reservar.



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	Statoil ASA
Rettskavalar	Eni Norge AS 8,25 % Mobil Development Norway AS 10,88 % Norsk Hydro Produksjon AS 14,00 % Petoro AS 19,58 % Statoil ASA 41,30 % Total E&P Norge AS 6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 33,7 millionar Sm ³ olje 32,6 millionar Sm ³ olje 31,1 milliardar Sm ³ gass 28,3 milliardar Sm ³ gass 6,8 millionar tonn NGL 6,2 millionar tonn NGL 2,1 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 96 000 fat per dag, Gass: 4,43 milliardar Sm ³ , NGL: 1,03 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,4 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 21,4 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Sjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

Kristin er eit gassfelt i Norskehavet som er bygt ut med eit havbotnanlegg og ei halvt nedsenkbar produksjonsinnretning for prosessering. Havgjupet ved innretninga er om lag 370 meter. Det er lagt til rette for å fase inn og prosessere andre forekomstar i området når Kristin går av platå. Tyrhans blir nå knytt til Kristin.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein av mellomjura alder og ligg på om lag 4600 meters djup. Reservoara ligg i Garnformasjonen, Ilefomasjonen og Tofteformasjonen, og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur.

Utvinningsstrategi:

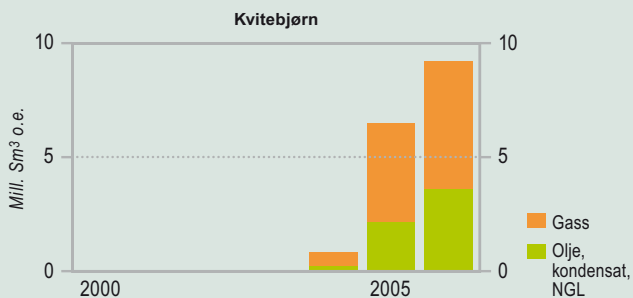
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlastning.

Transport:

Riksgassen 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 utskipping. Kondensat frå Kristin blir seld som olje (Halten Blend).

Status:

Boring av utvinningsbrønner har teke lengre tid enn planlagt, og produksjonen er difor førebels lågare enn venta.



Kvitebjørn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/11 - utvinningsløyve 193, tildelt 1993	
Funnår	1994	
Godkjent utbyggt	14.06.2000 i Stortinget	
Produksjonsstart	26.09.2004	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalarar	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	15,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil ASA	43,55 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	18,0 millionar Sm ³ olje	12,7 millionar Sm ³ olje
	51,9 milliardar Sm ³ gass	41,3 milliardar Sm ³ gass
	2,3 millionar tonn NGL	1,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 49 000 fat per dag, Gass: 7,31 milliardar Sm ³ , NGL: 0,26 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 12,1 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 10,6 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

Kvitebjørn er eit gass- og kondensatfelt aust i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Havdjupet er 190 meter. 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 bygt opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4000 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur.

Utvinningsstrategi:

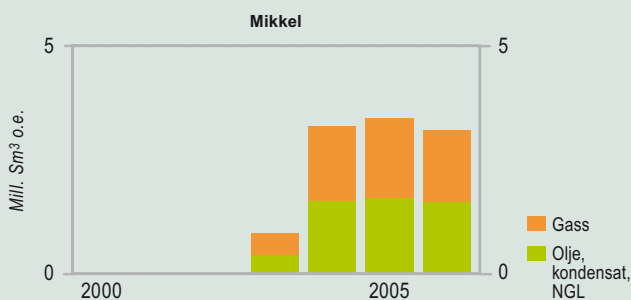
Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning.

Transport:

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

Status:

Frå desember 2006 blei produksjonen frå Kvitebjørn mellombels redusert. Reduksjonen skal gjere det mogleg å bore fleire brønner for å få høgare produksjon seinare og auka utvinning totalt.



Mikkell

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	Statoil ASA
Rettskavalar	Eni Norge AS 14,90 % Mobil Development Norway AS 33,48 % Norsk Hydro Produksjon AS 10,00 % Statoil ASA 33,97 % Total E&P Norge AS 7,65 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 4,6 millionar Sm ³ olje 4,4 millionar Sm ³ olje 23,1 milliardar Sm ³ gass 17,7 milliardar Sm ³ gass 4,6 millionar tonn NGL 3,1 millionar tonn NGL 2,1 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 11 000 fat per dag, Gass: 1,6 milliardar Sm ³ , NGL: 0,35 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,4 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 2,0 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Sjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

Mikkell er eit gass- og kondensatfelt som ligg aust i Norskehavet, om lag 30 kilometer nord for Draugen, på 220 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg med to brønnrammer knytt til Åsgard B.

Reservoar:

Mikkell har ein 300 meter tjukk gass- og kondensatkolonne og ei tynn underliggjande oljesone. Reservoara er bygt opp av sandstein av mellomjura alder i seks strukturar som er skilde av forkastingar, alle med god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi:

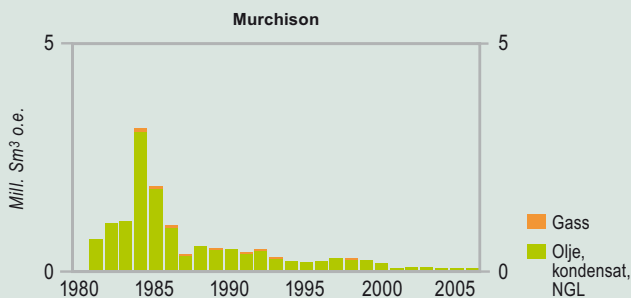
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlasting.

Transport:

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

Status:

Nye utvinningsbrønner vil bli vurdert etter nokre år med produksjonserfaring.



Murchison

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037 C, tildelt 2000 Den norske delen av feltet er 22,2%, den britiske 77,8%	
Funnår	1975	
Godkjent utbygt	15.12.1976	
Produksjonsstart	28.09.1980	
Operatør	CNR International (UK) Limited	
Rettskavalar	Revus Energy ASA	10,68 %
	Statoil ASA	11,52 %
	CNR International (UK) Limited	77,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
(den norske delen)	13,7 millionar Sm ³ olje	0,3 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 2 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,5 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 7,5 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Aberdeen, Skottland	
Hovudforsyningsbase	Peterhead, Skottland	

Utbygging:

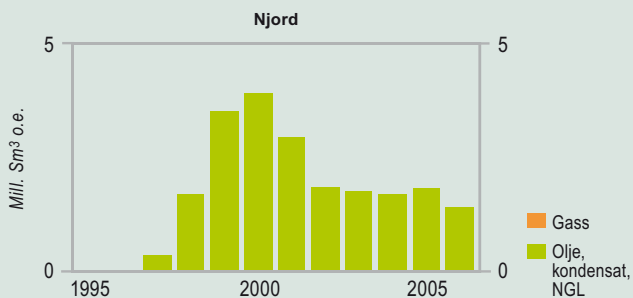
Murchison ligg på begge sider av grenselina mellom norsk og britisk kontinentalsokkel, i den nordlege delen av Nord-sjøen. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og produksjonsinnretning med stålunderstell som står i britisk sektor. Dei britiske og norske rettskavarane gjorde i 1979 ein avtale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

Transport:

Både dei norske og dei britiske rettskavarane sine delar av produksjonen blir ført til land gjennom Brentsystemet til Sullom Voe på Shetland.

Status:

Produksjonen frå Murchison er i halefasen. Ein brønn i 2006 mot norsk sokkel gav ikkje grunnlag for ny produksjon, men nye moglegheiter blir vurdert.



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	Norsk Hydro Produksjon 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 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	20,00 %
	Petoro AS	7,50 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	24,0 millionar Sm ³ olje	24,0 millionar Sm ³ olje
	10,5 milliardar Sm ³ gass	10,5 milliardar Sm ³ gass
	1,4 millionar tonn NGL	1,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 17 000 fat per dag, Gass: 0,44 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 14,4 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 12,5 milliardar 2007-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 halvt 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 stigerør. PUD for Njord gass-eksport blei godkjent 21.01.2005.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein i Tilje- og Ilefomasjonane av jura alder. Feltet har eit komplisert forkastingsmønster med berre delvis kommunikasjon mellom segmenta.

Utvinningsstrategi:

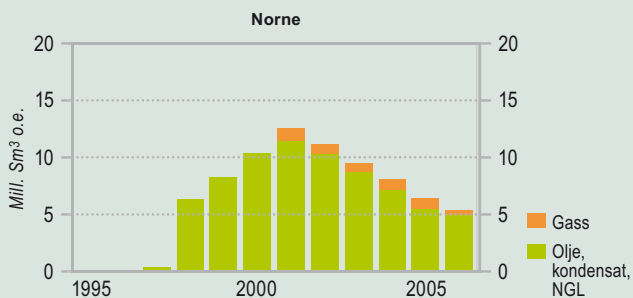
Mesteparten av gassen som blir produsert på Njord, blir reinjisert for å gje trykkstøtte og auka oljeutvinning frå delar av feltet. Dei vestlege og nordlege segmenta blir produserte ved trykkavlastering.

Transport:

Oljen blir lasta over frå lagerskipet til tankskip og transportert til marknaden.

Status:

Det er bora to nye produksjonsbrønningar i Njord siste året. Gasseksporten frå feltet tek til i oktober 2007.



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	Statoil ASA
Rettskavarar	Eni Norge AS 6,90 % Norsk Hydro Produksjon AS 8,10 % Petoro AS 54,00 % Statoil ASA 31,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 90,0 millionar Sm ³ olje 17,3 millionar Sm ³ olje 10,7 milliardar Sm ³ gass 5,7 milliardar Sm ³ gass 1,2 millionar tonn NGL 0,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 64 000 fat per dag, Gass: 0,54 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 24,5 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 20,1 milliardar 2007-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. 6507/3-1 Alve vil bli knytt til Norne for prosessering og transport.

Reservoar:

Nornereservoaret 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.

Utvinningsstrategi:

Oljen blir produsert ved hjelp av vassinjeksjon. Gassinjeksjonen blei avslutta i 2005 og all gass var planlagt eksportert. For å unngå for raskt trykkfall i gasskappa, vil gass likevel bli injisert i ein periode.

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:

Det er sett i verk tiltak for å auka utvinninga, mellom anna ved å ta i bruk ny brønnteologi. Ein greinbrønn vil bli bora i 2007. Det er fleire funn og prospekt i området som blir vurdert fasa inn mot Norne, mellom anna 6507/3-1 Alve. Det blir arbeida aktivt med å auka levetida til feltet.



Oseberg

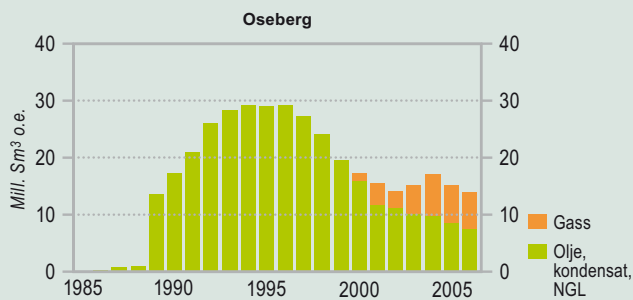
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979 Blokk 30/9 - utvinningsløyve 079, tildelt 1982
Funnår	1979
Godkjent utbygt	05.06.1984 i Stortinget
Produksjonsstart	01.12.1988
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettskavalar	Mobil Development Norway AS 4,70 % Norsk Hydro Produksjon AS 34,00 % Norske ConocoPhillips AS 2,40 % Petoro AS 33,60 % Statoil ASA 15,30 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2006 353,7 millionar Sm ³ olje 19,0 millionar Sm ³ olje 108,6 milliardar Sm ³ gass 92,6 milliardar Sm ³ gass 7,4 millionar tonn NGL 3,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 89 000 fat per dag, Gass: 2,89 milliardar Sm ³ , NGL: 0,58 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 91,9 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 82,3 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet ved innretninga er 100 meter. 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. Hovudreservoaret ligg i Oseberg- og Tarbertformasjonane, men det blir òg produsert frå Etive- og Nessformasjonane. Feltet har generelt gode reservoareigenskapar.



Utvinningsstrategi:

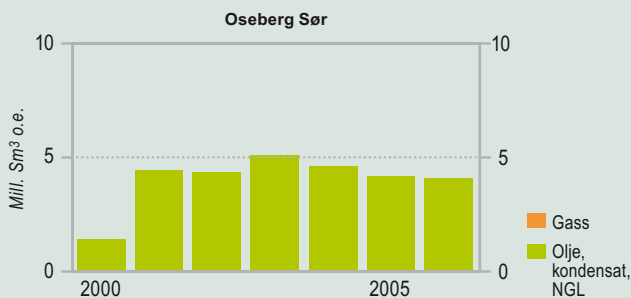
Osebergfeltet produserer ved trykkvedlikehald med injeksjon av både gass og vatn og med alternerande vass- og gass-injeksjon (VAG). Massiv gassinjeksjon høgt oppe på strukturen har ført til svært god fortrenging av oljen, og det er no danna ei stor gasskappe som skal bli produsert i åra framover. Injeksjonsgass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

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:

Utfordringa på Oseberg er å produsere oljen som ligg att under gasskappa, og å balansere gassuttaket ved å ta omsyn til oljeproduksjonen frå feltet. Det er planar om igangsetting av prøveutvinning frå eit overleggjande kalkreservoar på Osebergfeltet i løpet av 2007. Oseberg Delta skal setjast i produksjon i 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	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavalar	Mobil Development Norway AS	4,70 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	34,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,40 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil ASA	15,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	49,2 millionar Sm ³ olje	21,1 millionar Sm ³ olje
	11,0 milliardar Sm ³ gass	6,7 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 54 000 fat per dag, Gass: 0,77 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 19,5 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 16,7 milliardar 2007-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 kopla til Oseberg Sør-innretninga. Ferdigprosesseringa av olje og gass går føre seg på Oseberg feltsenter. Endra PUD for ein del av utbygginga, Oseberg Sør J-strukturen, blei godkjent 15.05.2003.

Reservoar:

Oseberg Sør omfattar ti førekomstar med reservoarsandstein av jura alder i skilde strukturar.

Utvinningsstrategi:

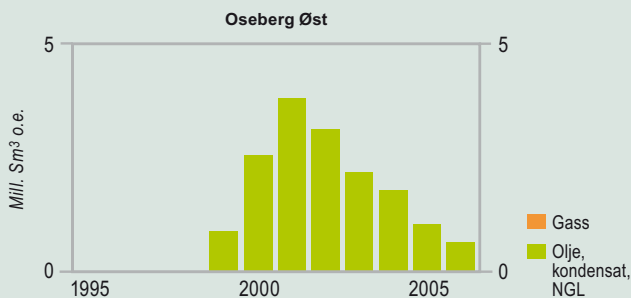
Utvinninga går hovudsakleg føre seg ved hjelp av injeksjon av vatn, men det er òg alternanderande vass- og gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet.

Transport:

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

Status:

Ein vurderer å fase inn fleire små førekomstar i området til Oseberg Sør-innretninga.



Oseberg Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	11.10.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	03.05.1999	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettsnavarar	Mobil Development Norway AS	4,70 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	34,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,40 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil ASA	15,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	27,8 millionar Sm ³ olje	11,7 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,2 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 10 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,2 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 8,3 milliardar 2007-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. Havdjupe ved innretninga er om lag 160 meter.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

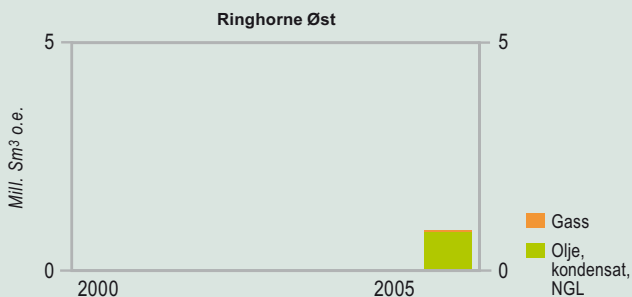
Feltet produserer ved hjelp av trykkvedlikehald med både vassinjeksjon og alternierende vassinjeksjon og gassinjeksjon (VAG).

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:

Ein vurderer stadig tiltak for å auka oljeutvinninga. Ein ny borekampanje vil venteleg gje auka produksjon. Den første brønnen i den nye borekampanjen er planlagt sett i produksjon i februar 2008.



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
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 77,38 % Norsk Hydro Produksjon AS 11,70 % Petro AS 7,80 % Statoil ASA 3,12 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 5,8 millionar Sm ³ olje 4,8 millionar Sm ³ olje 0,2 milliardar Sm ³ gass 0,2 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 19 000 fat per dag, Gass: 0,06 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,0 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 0,6 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger

Utbygging:

Ringhorne Øst ligg rett nord av Balder i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 130 meters havdjup. Feltet blir produsert gjennom tre produksjonsbrønner bora frå Ringhorneinnretninga.

Reservoar:

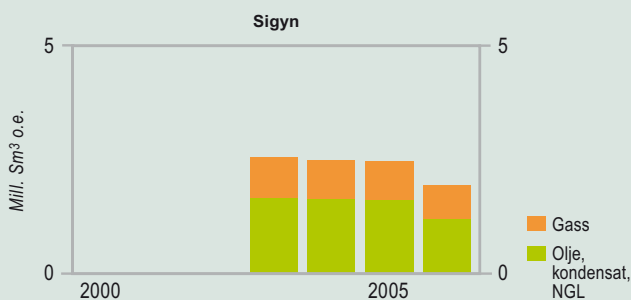
Reservoaret inneheld olje med assosiert gass tilsvarande jurareservoaret i Ringhorneforekomsten.

Utvinningsstrategi:

Ein reknar med at naturleg vassdriv skal vere drivmekanismen. Dersom det trengst meir trykkstøtte, kan det bli aktuelt med to vassinjeksjonsbrønner.

Transport:

Produksjonen frå Ringhorne Øst går til Balderskipet for prosessering 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	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	40,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Statoil ASA	50,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	6,6 milliardar Sm ³ gass	3,3 milliardar Sm ³ gass
	3,0 millionar tonn NGL	1,7 millionar tonn NGL
	5,6 millionar Sm ³ kondensat	1,8 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Gass: 0,71 milliardar Sm ³ , NGL: 0,27 millionar tonn, Kondensat: 0,50 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,3 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 2,3 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbygging:

Sigyn ligg i Sleipnerområdet i den sørlege delen av Nordsjøen, på om lag 70 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme, som ein satellitt til Sleipner Øst. Brønnstraumen er styrt frå Sleipner Øst og går gjennom to rørleidningar til Sleipner A-innretninga.

Reservoar:

Til feltet høyrer førekomstane Sigyn Vest, som inneheld gass og kondensat, og Sigyn Øst, som inneheld lettölje. Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen av trias alder.

Utvinningsstrategi:

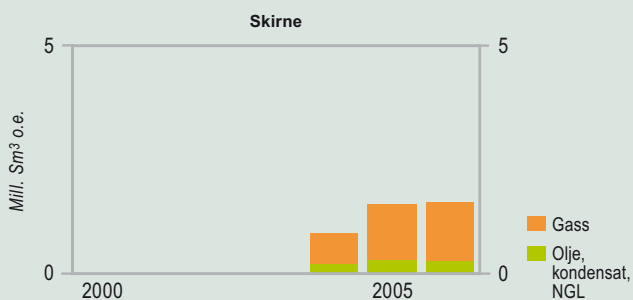
Feltet produserer ved trykkavlastning.

Transport:

Gassen blir eksportert via tørrgasssystemet på Sleipner A. Kondensatet går via kondensatrørleidningen frå Sleipner A til Kårstø.

Status:

Prosjektet Sleipner superlavtrykk blei sett i gang i juni 2006 og har auka brønnproduksjonen frå Sigyn Vest-førekomsten. Produksjonen frå Sigyn Øst-førekomsten er flytta til tredjetrinnsseparatoren på Sleipner og gir auka produksjon.



Skirne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/5 - utvinningsløyve 102, tildelt 1985	
Funnår	1990	
Godkjent utbyggt	05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	03.03.2004	
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettsnavarar	Marathon Petroleum Norge AS	20,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	2,1 millionar Sm ³ olje	1,3 millionar Sm ³ olje
	8,8 milliardar Sm ³ gass	5,7 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 5 000 fat per dag, Gass: 1,17 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,5 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 2,4 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbygging:

Skirne, som inkluderar Byggveførekosten, inneheld gass og kondensat og ligg aust for Heimdal i den nordlege delen av Nordsjøen, på 120 meters havdjup. Fellet er bygt ut med to brønnrammer på havbotnen og knytt til Heimdal med ein rørleidning.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved naturleg trykkavlastning.

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.



Sleipner Vest

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/6 - utvinningsløype 029, tildelt 1969 Blokk 15/9 - utvinningsløype 046, tildelt 1976	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	14.12.1992 i Stortinget	
Produksjonsstart	29.08.1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	32,24 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	8,85 %
	Statoil ASA	49,50 %
	Total E&P Norge AS	9,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006*
	117,8 milliardar Sm ³ gass	50,1 milliardar Sm ³ gass
	8,1 millionar tonn NGL	3,9 millionar tonn NGL
	29,6 millionar Sm ³ kondensat	3,5 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Gass: 9,65 milliardar Sm ³ , NGL: 0,46 millionar tonn, Kondensat: 1,53 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 26,8 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 23,7 milliardar 2007-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:

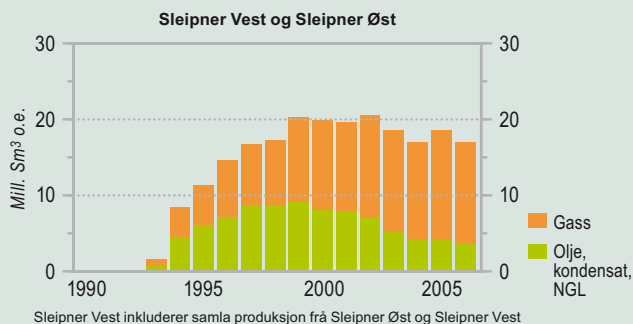
Sleipner Vest er eit gassfelt i den sørlege delen av Nordsjøen, på om lag 110 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnhovudinnretning, Sleipner B som er fjernstyrt frå Sleipner A-innretninga på Sleipner Øst-feltet, og ei prosessinnretning, Sleipner T, som er knytt saman med Sleipner A med gangbru. Alfa Nord-segmentet blei bygt ut i 2004 med ei havbotramme knytt til Sleipner T gjennom ein 18 kilometer rørleidning.

Reservoar:

Sleipner Vest produserer frå Sleipner- og Huginformasjonane av mellomjura alder. Storparten av reservane finst i Huginformasjonen, som er bygd opp av ein serie strandsoneavsetjingar. Sleipnerformasjonen, som ligg under Huginformasjonen, har fluviale avsetjingar. Forkastingane på feltet er normalt ikkje forseglende, og kommunikasjonen mellom dei geologiske sandavsetjingane er god.

Utvinningsstrategi:

Sleipner Vest produserer ved trykkavlasting.



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. Ustabil kondensat frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir blanda på Sleipner A og går til Kårstø for prosessering til stabil kondensat og NGL-produkt.

Status:

For å halda produksjonsnivået oppe når feltet går av platå frå 2007, blei det i 2006 vedteke å installere ein ny kompressor på Sleipner B. Denne vil vere i produksjon frå oktober 2008. Det er òg aktuelt å bore opp og byggje ut fleire førekomst i nærleiken i åra framover, og ein borerigg vil bli installert på Sleipner B i 2008.



Sleipner Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046, tildelt 1976	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.08.1993	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Statoil ASA	49,60 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2006*
	68,1 milliardar Sm ³ gass	50,1 milliardar Sm ³ gass
	13,1 millionar tonn NGL	3,9 millionar tonn NGL
	27,9 millionar Sm ³ kondensat	3,5 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Gass: 2,70 milliardar Sm ³ , NGL: 0,38 millionar tonn, Kondensat: 0,66 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 39,6 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 36,1 milliardar 2007-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 Øst er eit gass- og kondensatfelt 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 stigerørrinnretning, Sleipner R, med brusamband til Sleipner A. Sleipner R knyter Sleipner A til rørleidningane for gass-transport, to botnrammer og faklingstårnet Sleipner F. Det er installert ei botnramme for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av førekomsten Loke. I tillegg er tre brønner frå Sigyn knytte til Sleipner A. PUD for Loke blei godkjent i 1991, og produksjonen tok til i 1993. Utbygging av Loke Trias blei godkjent 29.08.1995, og produksjonen tok til 19.06.1998.

Reservoar:

Ressursane i Sleipner Øst og Loke finst hovudsakleg i sandstein i Tyformasjonen av tertiær alder og i sandstein i Huginformasjonen av mellomjura alder. Det er ingen trykkommunikasjon mellom dei to reservoarsonene. Huginformasjonen inneheld grunnmarine avsetjingar og kystnære, landavsette sediment. Tyreservoaret inneheld grunnmarine vifte-avsetjingar. Under Huginformasjonen ligg Skagerrakformasjonen av trias alder. Skagerrakformasjonen, som utgjør hovudreservoaret på Loke, er bygd opp av alluviale avsetjingar og har moderate til dårlege reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

Huginreservoaret produserer ved trykkavlastning. 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 og med 2007 vil gass frå Ormen Lange bli eksportert i rørleidningen Langeled frå Nyhamna via Sleipner R til Storbritannia.

Status:

Ingen nye brønner blei bora på Sleipner Øst i 2006, men i 2007 er det planlagt nye boringar.



Snorre

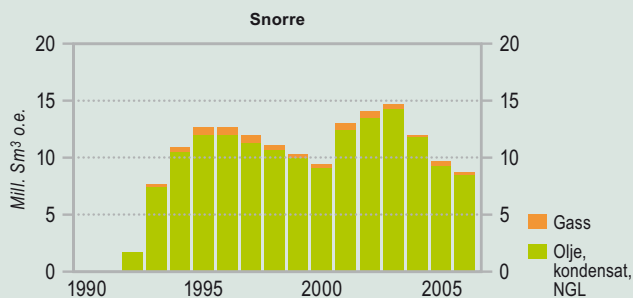
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 34/4 - utvinningsløyve 057, tildelt 1979 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984	
Funnår	1979	
Godkjent utbygt	27.05.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.08.1992	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	11,58 %
	Hess Norge AS	1,04 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	17,77 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	8,28 %
	Statoil ASA	15,55 %
	Total E&P Norge AS	6,18 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	234,0 millionar Sm ³ olje	87,4 millionar Sm ³ olje
	6,5 milliardar Sm ³ gass	0,9 milliardar Sm ³ gass
	4,6 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 140 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 90,8 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 64,8 milliardar 2007-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 med bustad- og prosessanlegg. Snorre A har òg eit eige prosessanlegg for produksjonen frå Vigdisfeltet. Ei havbotnramme, Snorre UPA, med ti brønnsliassar 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. Sandsteinreservoaret høyrer til Stafford- og Lundeforماسjonane av tidlegjura og trias alder, og er avsett på elvesletter. Reservoaret har ei kompleks oppbygging med mange kanalar og interne strøymingsbarrierar.



Utvinningsstrategi:

Snorre produserer med trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerande vassinjeksjon 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, når det trengst, òg transporterast via rørleidning til Snorre A.

Status:

Snorre har store attverande ressursar i feltet. I 2007 er det planlagt vedtak om utvida prosesskapasitetar for auka produksjon og injeksjon av vatn og gass. Det blir arbeida med å finne nye metodar for å auke utvinningsgraden for Snorre.



Statfjord

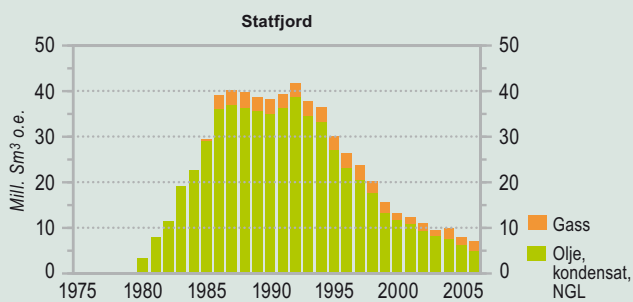
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Den norske delen av feltet er 85,47, den britiske er 14,53%	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	16.06.1976 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.11.1979	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	A/S Norske Shell	8,55 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,89 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	21,37 %
	Norske ConocoPhillips AS	10,33 %
	Statoil ASA	44,34 %
	BP Petroleum Development Ltd	4,84 %
	Centrica Resources Limited	4,84 %
	ConocoPhillips (U.K.) Limited.	4,84 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	565,0 millionar Sm ³ olje	13,6 millionar Sm ³ olje
	79,4 milliardar Sm ³ gass	25,7 milliardar Sm ³ gass
	25,6 millionar tonn NGL	11,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 68 000 fat per dag, Gass: 1,6 milliardar Sm ³ , NGL: 0,71 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 127,9 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 117,3 milliardar 2007-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:

Statfjordfeltet er bygt opp av ei stor forkastingsblokk med fall mot vest og mange mindre forkastingsblokker langs austflanken. Reservoara er bygde opp av sandstein i Brentgruppa, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen.



Utvinningsstrategi:

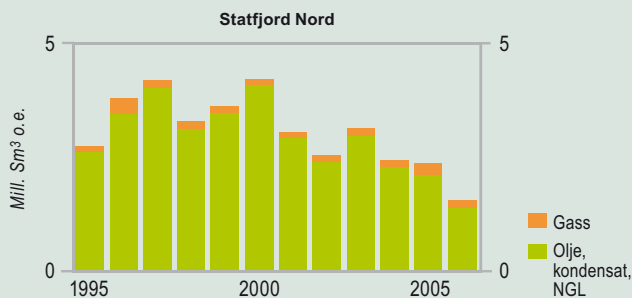
Brentreservoaret produserer med trykkstøtte frå alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Statfjordformasjonen produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon og supplerande gassinjeksjon i den øvre delen og VAG-injeksjon i den nedre delen. Utvinningsstrategien for Cookformasjonen er basert på å fase inn 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.

Transport:

Stabilisert olje blir lagra i lagerceller på kvar innretning. Oljen blir lasta via eitt av dei tre oljelastingssystema på feltet. Gass går gjennom Statpiperørleidningen til Kårstø, der ein tek ut NGL før tørrgass blir transportert vidare til Emden. Storbritannia tek ut sin del av gassen gjennom rørleidningen Far North Liquids and 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.

Status:

Plan for nedblåsing av reservoara i Statfjordfeltet (Statfjord Seinfase) inneber ti år lengre levetid for feltet og auka utvinning av både gass og olje. Arbeidet med å modifisere innretningane starta i 2006. Det blei i 2006 vedteke å optimalisere prosjektet ved å utsetje trykkavlastinga av Brentreservoaret i førebels eitt år, frå 2007 til 2008. 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	Statoil ASA	
Rettskavalar	A/S Norske Shell	10,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	1,04 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	12,08 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil ASA	21,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	42,1 millionar Sm ³ olje	8,6 millionar Sm ³ olje
	2,7 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
	0,9 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 17 000 fat per dag, Gass: 0,08 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,4 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 7,7 milliardar 2007-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 kopla til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. Ein brønnsliste er nytta til ein vassinjeksjonsbrønn på Sygnafeltet.

Reservoar:

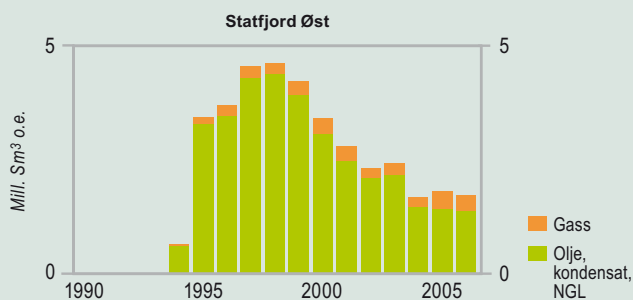
Reservoaret på Statfjord Nord er bygt opp av sandstein som høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder og sandstein i Muninformasjonen av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon. Det blir vurdert om vass- og alternerande gassinjeksjon (VAG) kan vere ein metode for å auka utvinninga.

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.



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	Statoil ASA
Rettskavalar	A/S Norske Shell 5,00 % Enterprise Oil Norge AS 0,52 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 17,75 % Idemitsu Petroleum Norge AS 4,80 % Norsk Hydro Produksjon AS 6,64 % Norske ConocoPhillips AS 6,04 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 1,40 % Statoil ASA 25,05 % Total E&P Norge AS 2,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 37,4 millionar Sm ³ olje 5,5 millionar Sm ³ olje 4,1 milliardar Sm ³ gass 0,9 milliardar Sm ³ gass 1,5 millionar tonn NGL 0,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 22 000 fat per dag, Gass: 0,28 milliardar Sm ³ , NGL: 0,11 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,8 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 6,9 milliardar 2007-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 kopla til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon.

Reservoar:

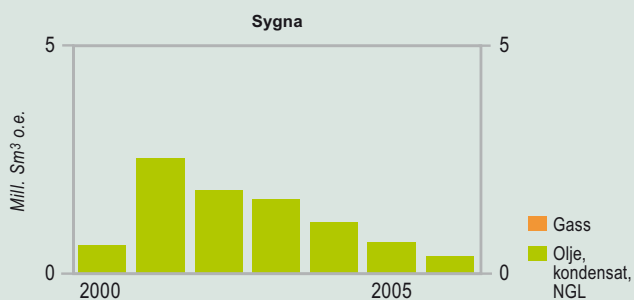
Reservoaret på Statfjord Øst er bygt opp av sandstein av mellomjura alder i øvre og nedre delen av Brentgruppa.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon. Når nedblåsinga av Statfjordfeltet tek til, vil trykket òg minka i Statfjord Øst. For å bøta på dette er det i 2006 bora ein langtreakkande produksjonsbrønn frå Statfjord C for å akselerere utvinninga. Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) blir vurdert som ein metode for auka oljeutvinning. Gasslyft i brønnane kan bli aktuelt.

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.



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	Statoil ASA
Rettskavarer	A/S Norske Shell 5,50 % Enterprise Oil Norge AS 0,57 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 18,48 % Idemitsu Petroleum Norge AS 4,32 % Norsk Hydro Produksjon AS 5,98 % Norske ConocoPhillips AS 6,65 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 1,26 % Statoil ASA 24,73 % Total E&P Norge AS 2,52 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 12,7 millionar Sm ³ olje 3,8 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 7 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,7 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 2,3 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Florø

Utbygging:

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

Reservoar:

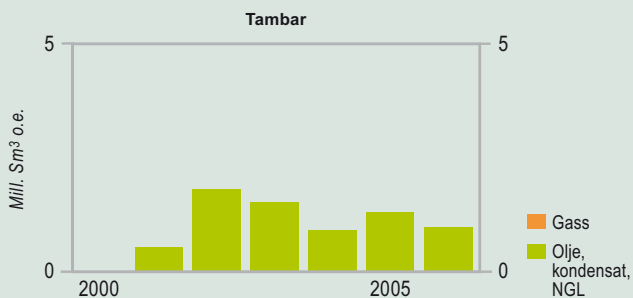
Reservoaret på Sygna er bygt opp av sandstein som høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med vassinjeksjon 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.



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 31.12.2006 8,6 millionar Sm ³ olje 1,8 millionar Sm ³ olje 2,7 milliardar Sm ³ gass 2,7 milliardar Sm ³ gass 0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 14 000 fat per dag, Gass: 0,21 milliardar Sm ³
Investeringar	Totalt investeringar vil venteleg bli 2,3 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 1,9 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret inneheld sandstein av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoareigenskapane er vekslande, og reservoaret er delt inn i soner etter kvaliteten på sanden.

Utvinningsstrategi:

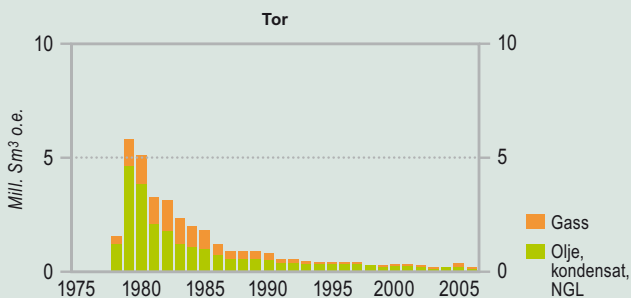
Det er bora tre brønner som produserer ved trykkavlastning.

Transport:

Produksjonen blir ført til Ula gjennom Ula Gyda Interconnector Pipeline (UGIP). UGIP er ei mellombels løysing til eit nytt rør er på plass innan 01.09.2007. Oljen blir eksportert i eksisterande rørleidningssystem til Teesside via Ekofisk, medan gassen blir injisert i Ulareservoaret for å auka oljeutvinninga der.

Status:

Ei multifasepumpe som vil auka utvinninga frå Tambar, blir installert med oppstart i 4. kvartal 2007. Ein studie for å vurdere potensialet for vassinjeksjon og nye brønner blir utført i 2006/2007 med mogleg oppstart av dette i 2009.



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
Rettsshavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS 30,66 % Eni Norge AS 10,82 % Norsk Hydro Produksjon AS 5,81 % Petoro AS 3,69 % Statoil ASA 0,83 % Total E&P Norge AS 48,20 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 23,9 millionar Sm ³ olje 1,6 millionar Sm ³ olje 11,0 milliardar Sm ³ gass 0,3 milliardar Sm ³ gass 1,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 9,1 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 8,9 milliardar 2007-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. Torfeltet blei godkjent utbygt som eit ledd i Ekofiskutbygginga.

Reservoar:

Hovudreservoaret i Tor ligg på rundt 3200 meters djup og er bygt opp av oppsprokne kritbergartar i Torformasjonen. Ekofiskformasjonen inneheld òg olje, men har dårlegare produksjonsegenskapar.

Utvinningsstrategi:

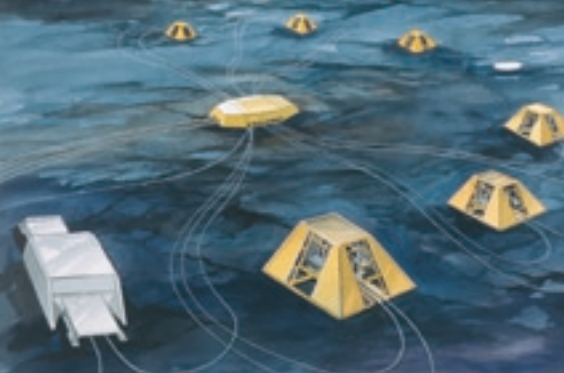
Tor produserte opphavleg ved trykkavlasting. I 1992 byrja ein med avgrensa vassinjeksjon. Anlegget er seinare oppgradert og omfanget av vassinjeksjonen utvida.

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 er i gang ein studie som vurderer framtida for Torfeltet. Som ein del av dette arbeidet blei ein ny produksjonsbrønn bora i 2006. Denne har ført til ein dobling av produksjonen frå Tor.



Tordis

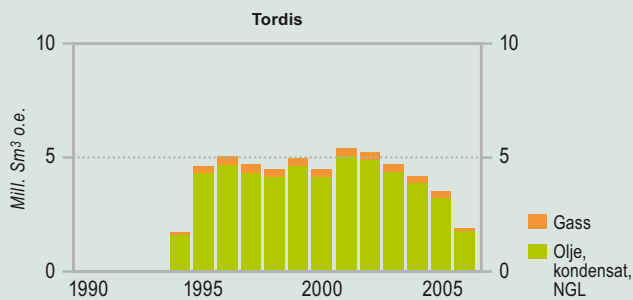
Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.06.1994	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	13,28 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil ASA	28,22 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	64,5 millionar Sm ³ olje	15,9 millionar Sm ³ olje
	5,6 milliardar Sm ³ gass	1,9 milliardar Sm ³ gass
	1,8 millionar tonn NGL	0,5 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 46 000 fat per dag, Gass: 0,20 milliardar Sm ³ , NGL: 0,08 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 11,8 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 10,6 milliardar 2007-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 satellittbrønner 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 bygde opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret i Borg er bygt opp av sandstein av seinjura alder, og reservoaret i 34/7-25 S er bygt opp av sandstein frå Brentgruppa og sandstein frå seinjura alder. Reservoara på Tordis ligg på 2000–2500 meters djup.



Utvinningsstrategi:

Utvinninga av Tordis 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:

Ein ny produksjonsbrønn blei bora i 2006. Tordis IOR omfattar nye brønner, havbotnseparasjon med injeksjon av produsert vatn, og modifikasjonar på Gullfaks C for lågtrykksproduksjon. Havbotnseparatoren vil bli installert på feltet i 2007.



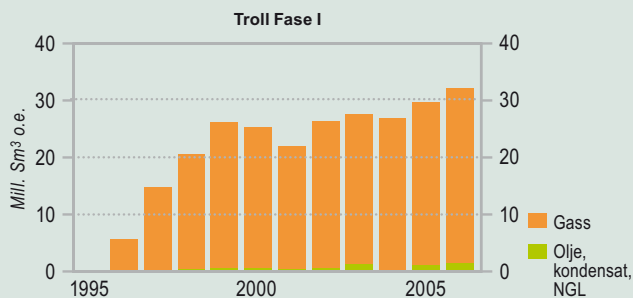
Troll

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 kontinentalsokkel. Feltet har to hovudstrukturar, Troll Øst og Troll Vest. Ein reknar at om lag to tredelar av dei utvinnbare gassreservane ligg i Troll Øst. Under gassen i heile Trollfeltet ligg eit tynt oljeførande lag, men berre i Troll Vest er dette laget så tjukt at det så langt er funne drivverdig; 11 til 27 meter. 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	Statoil ASA	
Rettshavarar	A/S Norske Shell	8,10 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,78 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,62 %
	Petoro AS	56,00 %
	Statoil ASA	20,80 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
Utvinnbare reservar*	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	1332,1 milliardar Sm ³ gass	1061,9 milliardar Sm ³ gass
	25,7 millionar tonn NGL	23,8 millionar tonn NGL
	1,6 millionar Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Gass: 30,00 milliardar Sm ³ , NGL: 0,64 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 76,3 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 55,1 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Ågotnes	

* Reservar inkluderer TOGI gass



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 vore 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 Sognefjordformasjonen som er bygt opp av grunnmarin sandstein av jura alder. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet er bygt opp av tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Den austlegaste av desse utgjer Troll Øst. Det er påvist trykkkommunikasjon mellom Troll Øst og Troll Vest. Oljekolonna i Troll Øst er frå null til fire meter tjukk.

Utvinningsstrategi:

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:

Rettskavarene gjer no studiar for å evaluera auka eksportkapasitet for gass basert på akselerasjon av gassuttaket frå Troll Øst.



Troll II

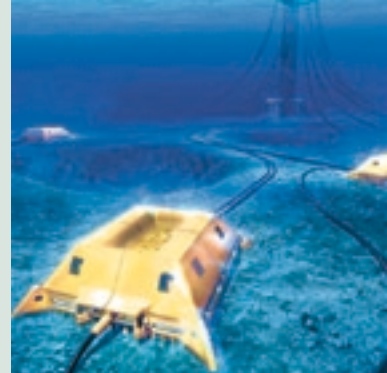
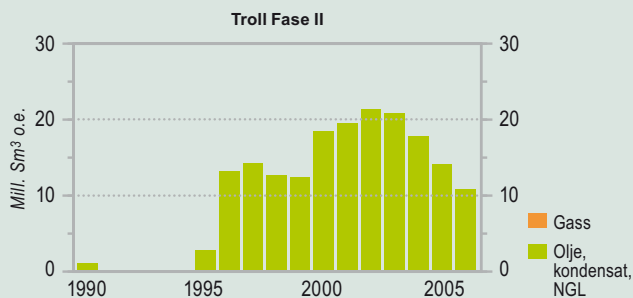
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 31/2 - utvinningsløyve 054. Tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085C. Tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 D. Tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085C. Tildelt 2002	
Funnår	1979	
Godkjent utbygt	18.05.1992 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.09.1995	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavalarar	A/S Norske Shell	8,10 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,78 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,62 %
	Petoro AS	56,00 %
	Statoil ASA	20,80 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	231,7 millionar Sm ³ olje	50,6 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 162 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 80,7 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 71,2 milliardar 2007-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 halv nedsenkbar bustad- og produksjonsinnretning i stål. Oljen i Troll Vest blir produsert via mange havbotnrammer som er kopla til Troll B og Troll C med rørleidningar. Troll Pilot, som blei installert i 2000 på 340 meters havdjupe, er eit anlegg på havbotnen for separasjon og reinjeksjon av produsert vatn. Troll C-innretninga blir òg nytta i produksjonen frå Framfeltet. Utbygging av Troll C blei 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 er bygt opp av tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Oljen i Troll Vest oljeprovins har ein 22–26 meter tjukk oljekolonne under ei lita gasskappe. I Troll Vest gassprovins er det ein oljekolonne på 12–14 meter og ein gasskolonne på opp til 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 som ligg djupare enn oljen i hovudreservoaret.



Utvinningsstrategi:

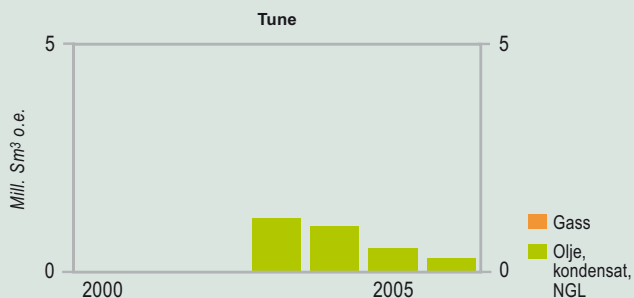
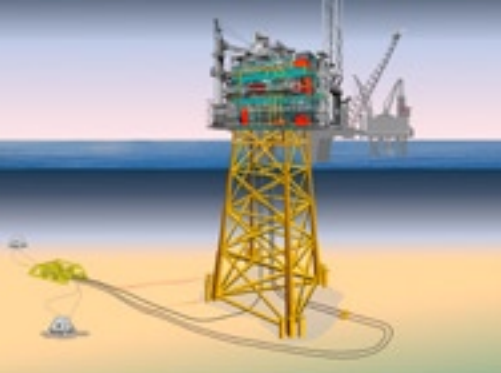
Oljen i Troll Vest blir produsert gjennom lange horisontale brønner som er bora i den tynne oljesona, like over kontakten mellom olje og vatn. Også her er utvinningsstrategien hovudsakleg trykkavlasting, men samtidig ekspanderer gasskappa over og vassona under oljen. I Troll Vest oljeprovins har ein 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. Torr-gassen 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 bore-innretningar samtidig. I alt er det bora godt over 100 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 fleirgreinsbrønner med opptil seks greiner i same brønnen. Rettshavarane evaluerar no nye tiltak 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	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettskavarar	Norsk Hydro Produksjon AS 40,00 % Petro AS 40,00 % Statoil ASA 10,00 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 3,2 millionar Sm ³ olje 0,2 millionar Sm ³ olje 15,6 milliardar Sm ³ gass 3,2 milliardar Sm ³ gass 0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 1,82 milliardar Sm ³
Investeringar	Totalt investeringar vil venteleg bli 4,9 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 4,4 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

Tunefeltet er eit gass- og gasskondensatfelt som ligg om lag ti kilometer vest for Oseberg feltcenter 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 prospekter rundt Tunefeltet som kan bli knytt til Tune-brønneramma.

Reservoar:

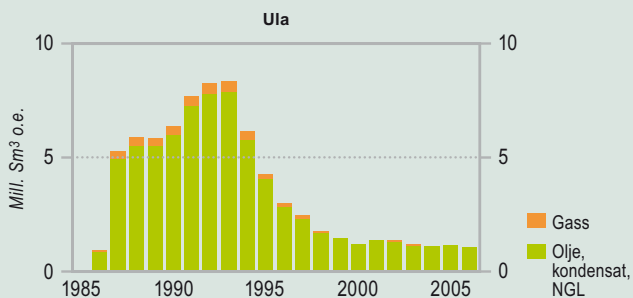
Reservoaret er bygt opp av sandstein av mellomjura alder, og er delt opp i fleire skråstilte forkastingsblokker.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning. Det er nå vedteke lågtrykkproduksjon for å auka utvinninga frå feltet.

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 feltcenter og transportert til Stureterminalen gjennom Oseberg Transport System (OTS). Gassen frå Tune blir injisert i Osebergfeltet, medan rettskavarane til feltet får levert tilbake salsgass frå Osebergfeltet.



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 % SE Svenska Petroleum Exploration AS 15,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2006 80,0 millionar Sm ³ olje 12,3 millionar Sm ³ olje 3,8 milliardar Sm ³ gass 0,6 millionar tonn NGL 3,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 16 000 fat per dag, NGL: 0,03 millionar tonn
Investeringar	Totalt investeringar vil venteleg bli 22,1 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 21,0 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

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

Reservoar:

Hovudreservoaret er i sandstein av seinjura alder avsett i eit grunnmarint miljø. Permeabiliteten er frå god til svært god, men minkar ut mot flankane.

Utvinningsstrategi:

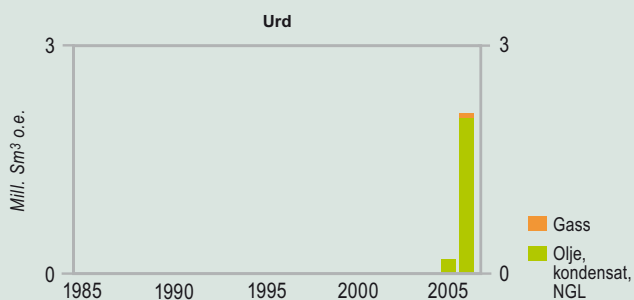
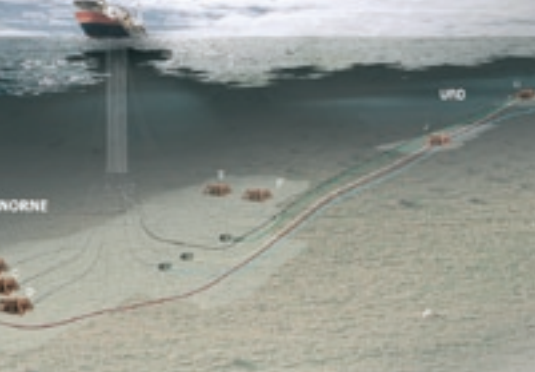
Feltet produserte opphavleg ved trykkavlasting, men etter nokre år tok ein i bruk vassinjeksjon for å auka utvinninga. Alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon (VAG) tok til i 1998. Eitersom tilgangen på gass auka ved å prosessera produksjonen frå Tambar på Ula, har VAG-programmet blitt utvida.

Transport:

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

Status:

Blanefeltet blir knytt til Ulafeltet for prosessering. Gass frå Blane skal nyttast til injeksjon i Ula. Gasskapasiteten på Ula blir samstundes oppgradert. På basis av god effekt på oljeutvinninga blir det vurdert å utvida VAG-programmet ved å bore fleire brønner og importera 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	Statoil ASA	
Rettsshavarar	Eni Norge AS	11,50 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	13,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	Statoil ASA	50,45 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	10,5 millionar Sm ³ olje	8,3 millionar Sm ³ olje
	0,1 milliardar Sm ³ gass	
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 29 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,0 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 4,0 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Harstad	

Utbygging:

Urd ligg i Norskehavet like nordaust for Norne, på om lag 380 meters havdjup, Feltet omfattar tre oljefylte strukturar i funna 6608/10-6 Svale, 6608/10-8 Stær og 6608/10-9 Lerke. Urd er bygt ut med brønnrammer knytte opp mot Norne-skipet. Feltet har åtte utvinningsbrønner; tre produsentar og to vassinjektorar i Svaleførekomsten og to produsentar og ein vassinjektorar i Stærførekomsten. Brønnrammene har ledige slissar for ekstra brønner eller innfasing av tilleggsressursar.

Reservoar:

Førekomstane ligg i roterte forkastingsblokker i den nordlege delen av Dønnterrassen. Reservoara er av tidlegjura til mellomjura alder og er bygde opp av sandstein i Åre-, Tilje- og Ileforsjonane.

Utvinningsstrategi:

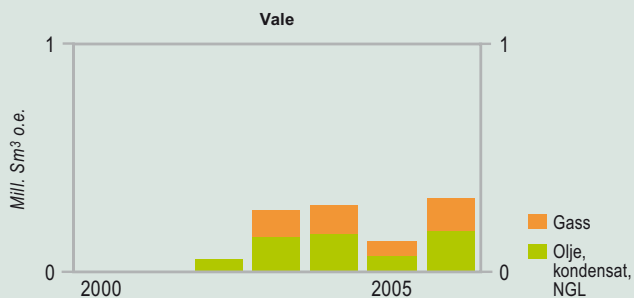
Oljen i Svaleførekomsten er tung, viskøs og undermetta, medan oljen i Stærførekomsten er lettare og meir lik oljen i Norne. Begge reservoara har lågare gassolje forhold enn Norne. Svale og Stær blir drenert med vassinjeksjon. I tillegg er brønnane utstyrte med gasslyft for å handtere lågt trykk og høgt vasskutt.

Transport:

Brønnstraumen blir prosessert på Norne-skipet og olje/kondensat blir stabilisert og bøyelasta saman med olje eller kondensat frå Nornefeltet. Riggassen blir eksportert saman med gass frå Nornefeltet i Åsgard Transport og behandla på Kårstø.

Status:

Den siste av dei planlagde brønnane blei komplettert i august 2006. Utbyggingsprosjektet er gjennomført i tråd med opphavleg estimat for kostnader og tid.



Vale

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036, tildelt 1971	
Funnår	1991	
Godkjent utbyggt	23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	31.05.2002	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavalar	Marathon Petroleum Norge AS	46,90 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	1,7 millionar Sm ³ olje	1,1 millionar Sm ³ olje
	2,2 milliardar Sm ³ gass	1,7 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,20 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,4 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 2,2 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Utbygging:

Vale ligg 16 kilometer nord for Heimdal i den nordlege delen av Nordsjøen, og er bygt ut med ei innretning på havbotnen, knytt til Heimdal. Havdjupe ved innretninga er om lag 115 meter.

Reservoar:

Reservoaret er bygt opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting.

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
Rettskavarer	BP Norge AS 28,09 % Enterprise Oil Norge AS 28,09 % Hess Norge AS 28,09 % Total E&P Norge AS 15,72 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2006 143,1 millionar Sm ³ olje 50,4 millionar Sm ³ olje 25,8 milliardar Sm ³ gass 7,4 milliardar Sm ³ gass 5,1 millionar tonn NGL 2,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 65 000 fat per dag, Gass: 0,73 milliardar Sm ³ , NGL: 0,08 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 65,4 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 47,6 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

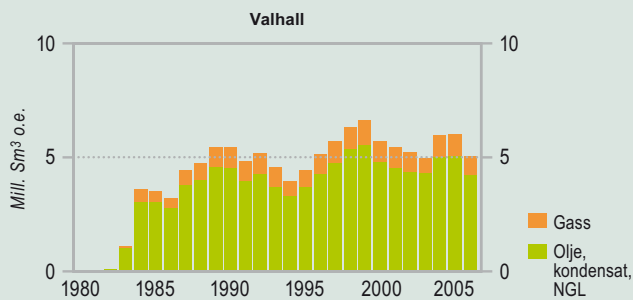
Valhall er eit oljefelt som ligg i den sørlige delen av Nordsjøen på 70 meters havdjup. Feltet blei opphavleg bygt ut med bustadinnretning, boreinnretning og produksjonsinnretning. I 1996 blei det installert ei stigerørrinnretning (Valhall WP) med plass til 19 ekstra brønner. Dei fire innretningane er knytte saman med gangbruer. Ei vassinjeksjonsinnretning blei installert sentralt på feltet sommaren 2003 og fekk brusaband med Valhall WP. Boreriggen på denne innretninga skal òg nyttast på Valhall WP. Flankeutbygginga omfattar to brønnhovudinnretningar, ei 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. PUD for Valhall flankeutbygging blei godkjent 09.11.2001.

Reservoar:

Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane av seinkrit alder. Kriet i Torformasjonen er finkorna og mjukt, med gjennomgåande sprekkar som gjer at olje og vatn strøymer lettare. Som følgje av trykkavlastinga frå produksjonen har kriet blitt pakka tettare slik at havbotnen på Valhallfeltet søkk inn.

Utvinningsstrategi:

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

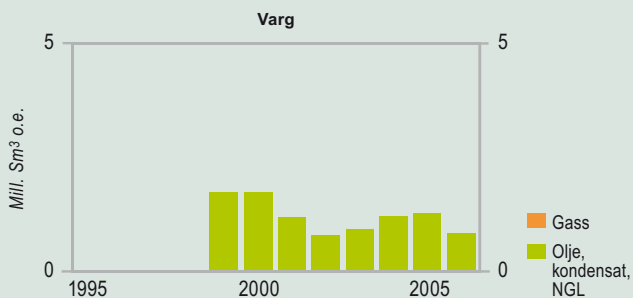


Transport:

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

Status:

Ein ventar at produksjonen frå Valhall vil vere stabil framover, men med stor uvisse med omsyn til talet på nye brønner og effekten av vassinjeksjon. I forhold til planane for produksjonen i dag er det gode utsikter til å auka reservane ved å utnytte alle brønsslissar og optimalisere vassinjeksjonen. Fordi havbotnen søkk inn på feltet, og fordi dei opphavlege innretningane aldrast, planlegg rettshavarane ei ny innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Det er vedteke at denne innretninga skal få straumforsyning frå land. PUD er venta i 2007.



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	
Rettskavarar	Pertra ASA	5,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	15,1 millionar Sm ³ olje	5,4 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 14 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,2 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 7,1 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Trondheim	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

Varg er eit oljefelt som ligg sør for Sleipner Øst i den sørlege delen av Nordsjøen, på 84 meters havdjup. Feltet produserer med eit produksjonsskip, "Petrojarl Varg", med integrert oljelager som er knytt til brønnehovudinnretninga Varg A. Avslutningsplanen for feltet blei godkjent i 2001, då planen var å produsere fram til sommaren 2002.

Reservoar:

Feltet inneheld olje i sandsteinar av seinjura alder. Struktura er segmentert og omfattar fleire isolerte delstrukturar.

Utvinningsstrategi:

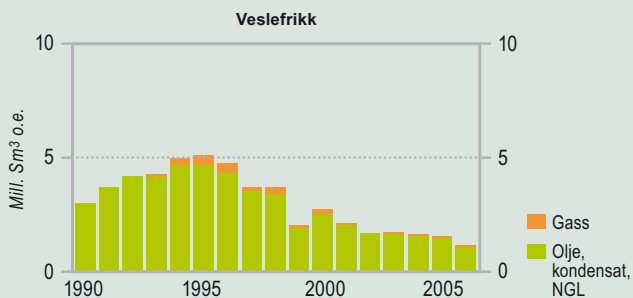
Utvinninga går føre seg ved vass- og gassinjeksjon. I tillegg er gasslyft installert i dei fleste brønnane i 2006. Dei mindre strukturane blir produsert med trykkavlastning.

Transport:

Oljen blir lossa frå produksjonsskipet til tankskip.

Status:

Produksjonen frå Varg Vest-segmetet, som tok til i 2004, har hatt mykje å seia for at drifta på Varg er forlenga. To nye brønner blei bora i 2006. Produksjonen i 2006 var lågare enn venta, mellom anna som følgje av vassgjennombrot i produksjonsbrønner. Fleire funn og prospekt blir vurdert fasa inn mot Varg.



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	Statoil ASA
Rettskavalar	Petoro AS 37,00 % RWE Dea Norge AS 13,50 % Revus Energy ASA 4,50 % Statoil ASA 18,00 % Talisman Energy Norge AS 27,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2006 56,2 millionar Sm ³ olje 8,4 millionar Sm ³ olje 2,8 milliardar Sm ³ gass 0,6 milliardar Sm ³ gass 1,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007: Olje: 19 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 20,3 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 17,8 milliardar 2007-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

Oljefeltet Veslefrikk ligg nord for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen. Havgjupet er om lag 185 meter. Feltet er bygt ut med to innretningar, Veslefrikk A og Veslefrikk B. Veslefrikk A er ei stålinnretning med boreanlegg og brusamband til Veslefrikk B. Veslefrikk B er ei halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Innretninga blei oppgradert i 1999 for å kunna ta imot kondensat frå Huldrafeltet. PUD for Statfjordformasjonen blei godkjent 11.06.1994. PUD for reservoar i Øvre Brent og I-områda blei godkjent 16.12.1994.

Reservoar:

Hovudreservoaret er bygt opp av sandstein i Brentgruppa av jura alder og er ei forkastingsblokk som er heva (horst). Det er òg reservoar i Intra Dunlin sand og i Statfjordformasjonen.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå vassinjeksjon og frå 1997 vass- og alternerande gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet.

Transport:

Ein oljerørleidning 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. Det er nå sett i gang eit prosjekt for å forlengje levetida på Veslefrikk. Mange metodar for å auka 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	Statoil ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	13,28 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil ASA	28,22 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	57,0 millionar Sm ³ olje	20,3 millionar Sm ³ olje
	1,8 milliardar Sm ³ gass	1,1 milliardar Sm ³ gass
	1,0 millionar tonn NGL	0,6 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 67 000 fat per dag, Gass: 0,26 milliardar Sm ³ , NGL: 0,14 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 13,0 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 11,8 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

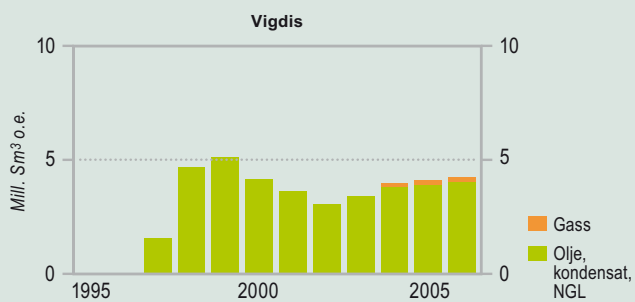
Vigdis er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, mellom felta Snorre og Gullfaks i Tampenområdet, på 280 meters havdyp. Feltet er bygt ut med havbotnrammer som er knytte til Snorre A. Brønnstraumen blir overført til Snorre A i to rørleidningar. Vatn til injeksjon kjem i ein rørleidning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

Reservoar:

Reservoara er bygde opp av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. I tillegg inneheld feltet reservoar som er bygde opp av sandstein i Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder, og reservoar av sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen av seinjura alder. Reservoara ligg på 2200–2600 meters djup.

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. Auka vassinjeksjon med vatn frå Statfjord C er under planlegging.

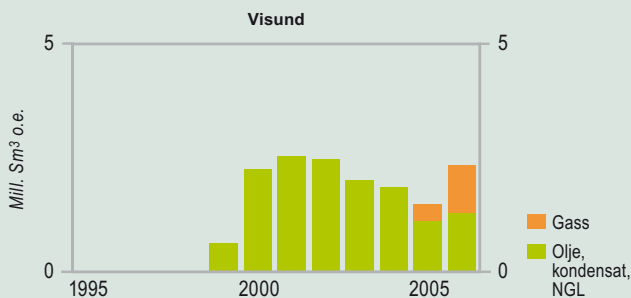


Transport:

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 blei bora og sett i produksjon ein brønn til M5-førekomsten i 2006. Ei ny havbotnramme blei installert på Vigdis Øst-førekomsten i 2006, og to nye brønner for produksjon og vassinjeksjon blir bora i 2007.



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	Statoil ASA	
Rettsshavarar	Norsk Hydro Produksjon AS	20,30 %
	Norske ConocoPhillips AS	9,10 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil ASA	32,90 %
	Total E&P Norge AS	7,70 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	27,8 millionar Sm ³ olje	13,7 millionar Sm ³ olje
	49,6 milliardar Sm ³ gass	48,2 milliardar Sm ³ gass
	6,4 millionar tonn NGL	6,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 32 000 fat per dag, Gass: 1,49 milliardar Sm ³ , NGL: 0,23 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,3 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 19,6 milliardar 2007-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). Havet er 335 meter djupt ved Visund A. I tillegg er den nordlege delen av Visund bygd 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 skråstilte forkastingsblokker med ulike trykk- og væskesystem. Reservoara finst i sandstein i Brentgruppa og Statfjordformasjonen av jura og trias alder.

Utvinningsstrategi:

Oljeutvinninga går føre seg ved hjelp av gassinjeksjon og alternerande vass og gassinjeksjon (VAG). I eitt av reservoara blir det òg injisert tilbake produsert vatn. Hausten 2005 byrja ein å eksportera 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:

Utfordringa for Visund framover blir å oppretthalde reservoartrykket og optimalisere oljeutvinninga før gasseskportnivået aukar. Mellom anna vurderer ein å skaffe meir vatn for å auka vassinjeksjonen.



Åsgard

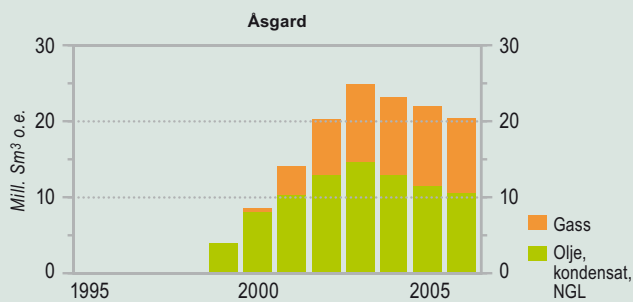
Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 094 B, tildelt 2002 Blokk 6407/2 - utvinningsløyve 074, tildelt 1982 Blokk 6407/3 - utvinningsløyve 237, tildelt 1998 Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134, tildelt 1987 Blokk 6506/12 - utvinningsløyve 094, tildelt 1984 Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 062, tildelt 1981	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	14.06.1996 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.05.1999	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsshavarar	Eni Norge AS	14,82 %
	Mobil Development Norway AS	7,24 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,61 %
	Petoro AS	35,69 %
	Statoil ASA	24,96 %
	Total E&P Norge AS	7,68 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2006
	99,5 millionar Sm ³ olje	49,1 millionar Sm ³ olje
	178,3 milliardar Sm ³ gass	126,0 milliardar Sm ³ gass
	34,7 millionar tonn NGL	25,7 millionar tonn NGL
	16,0 millionar Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2007:	
	Olje: 128 000 fat per dag, Gass: 10,27 milliardar Sm ³ , NGL: 2,22 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 68,0 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 61,6 milliardar 2007-kroner	
Driftsorganisasjon	Stjørdal	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging:

Åsgard ligg sentralt i Norskehavet, på 240–300 meters havdjupe. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte brønner som er knytte til eit produksjons- og lagerskip, "Åsgard A", som produserer og lagrar olje, og ei flytande, halvt nedsenkbar innretning, Åsgard B, som behandlar gass og kondensat. Til gassenteret er det knytt eit lagerskip for kondensat, Åsgard C. Innretningane på Åsgard 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 Åreformasjonane er av jura alder og inneheld gass, kondensat og olje. Reservoaret ligg på djup ned mot 4850 meter. 6506/12-3 Smørbuk Sør, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljeformasjonane, er av tidlegjura til mellomjura alder og inneheld olje, gass og kondensat. Midgardfunnet er delt inn i fire strukturelle segment med hovudreservoar i Garn- og Ileformasjonane av mellomjura alder.



Utvinningsstrategi:

I 6506/12-1 Smørbukk og 6506/12-3 Smørbukk Sør går utvinninga føre seg ved hjelp av gassinjeksjon. 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 Midgard til Åsgard på eit optimalt nivå for å sikre at ein stabil tilførsel av låg-CO₂ gass frå Mikkel og 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. Frå hausten 2006 blir kondensat frå Åsgard selt som olje (Halten Blend).

Status:

Dei fleste av produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auka utvinninga frå feltet.

Felt der produksjonen er avslutta

Felta i denne oversikta er per 31.12.2006 ikkje i produksjon. For nokre av desse felta ligg det føre planar om ny 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
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. Slutttdisponeringa er planlagt til 2007/2008.

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
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. Slutttdisponeringa er planlagt til 2007.

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
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. Slutttdisponeringa skjer i 2006 og i 2013.

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
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 116,2 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,5 millionar Sm ³ .

Status: Sluttdisponeringa av innretningane er 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
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: Ingen aktivitet.

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
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 1,3 millionar Sm ³ . Gass: 2,2 milliardar Sm ³ . NGL: 0,0 millionar tonn.

Status: Ingen aktivitet.

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
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 0,4 millionar Sm ³ . Gass: 0,1 milliardar Sm ³ . NGL: 0,0 millionar tonn.

Status: Utvinning av attverande ressursar blir vurdert. Planen er å bore ein avgrensingsbrønn i 2007.

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
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 11,6 milliardar Sm ³ . NGL: 0,0 millionar tonn. Kondensat: 0,1 millionar Sm ³ .

Status: Ingen aktivitet.

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
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 27,3 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,2 millionar Sm ³ .

Status: Ingen aktivitet.

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
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
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 konkrete planar om å utvinna attverande ressursar gjennom ny havbotnutbygging knytt til Ekofisk.

Yme

Blokk	9/2 og 9/5
Godkjent utbygt	06.01.1995
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 4. mai 2001
Produksjonsstart	27.02.1996
Produksjonsslutt	17.04.2001
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 7,9 millionar Sm ³ .

Status: Dei nye rettshavarane i utvinningsløyve 316 med Talisman som operatør, har vedteke å utvinna attverande ressursar med ei ny produksjonsinnretning. Planlagt utbyggingsløyving er ei oppjekkbar produksjonsinnretning installert over ein lagringstank for olje på havbotnen. PUD blei sendt til styresmaktene i desember 2006.

Øst Frigg

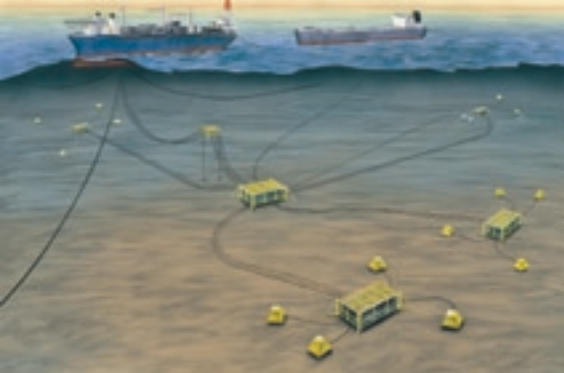
Blokk	25/1 og 25/2
Godkjent utbygt	14.12.1984
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 8 (1998–1999) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.10.1988
Produksjonsslutt	22.12.1997
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 9,2 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,1 millionar Sm ³ .

Status: Ingen aktivitet.

12

Felt under utbygging





Alvheim

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 24/6 - utvinningsløyve 088 BS, tildelt 2003 Blokk 24/6 - utvinningsløyve 203, tildelt 1996 Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036 C, tildelt 2003 Blokk 25/4 - utvinningsløyve 203, tildelt 1996
Funnår	1998
Godkjent utbygt	06.10.2004 av Kongen i statsråd
Operatør	Marathon Petroleum Norge AS
Rettskaverar	Lundin Norway AS 15,00 % Marathon Petroleum Norge AS 65,00 % Norske ConocoPhillips AS 20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 25,5 millionar Sm ³ olje 5,6 milliardar Sm ³ gass
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,2 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 7,3 milliardar 2007-kroner

Utbygging:

Alvheim er eit olje- og gassfelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen nær grensa til britisk sektor. Feltet omfattar dei tre funna 24/6-2, 24/6-4 og 25/4-7. Havgjupet 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 i Alvheim er bygt opp av sandsteinar avsett som turbidittar frå Shetlandplattforma i tidleg tertiar alder.

Utvinningsstrategi:

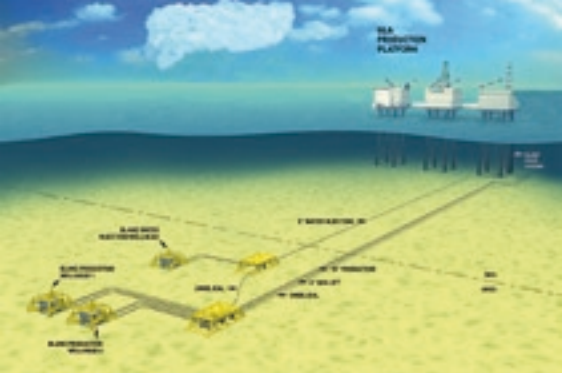
Alvheim skal produserast med naturleg vassdriv.

Transport:

Oljen vil bli eksportert med tankskip. Prosessert rikgass 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 2007.



Blane

Blokk og utvinningsløype	Blokk 1/2 - utvinningsløype 143 BS, tildelt 2003 Den norske delen av feltet er 18,00 %, den britiske er 82,00%	
Funnår	1989	
Godkjent utbygt	01.07.2005	
Operatør	Talisman Expro Limited	
Rettskaverar	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 Expro Limited	25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	
(den norske delen)	0,8 millionar Sm ³ olje	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,4 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 0,4 milliardar 2007-kroner	

Utbygging:

Blane ligg i den sørlege delen av Nordsjøen på grensa til britisk sektor sørvest av Ula. Feltet er bygt ut med eit havbotn-anlegg knytt opp til Ulafeltet. Innretningane på havbotnen er plasserte på den britiske kontinentalsokkelen. Havdjupet i området er om lag 70 meter.

Reservoar:

Reservoaret er i marine sandsteinsbergartar av paleocen alder.

Utvinningsstrategi:

Produsert vatn frå Blane, Ula og Tambar vil bli blanda på Ula og nytta som injeksjonsvatn for trykkvedlikehald på Blane. Gasslyft kan òg bli aktuelt etter oppgradering av gassprosesskapasiteten på Ula.

Transport:

Brønnstraumen vil gå i rør til Ula for prosessering og måling. Oljen vil bli eksportert i eksisterande rørledning til Teeside, medan gassen vil bli seld til Ula for injeksjon i Ulareservoaret.

Status:

Produksjonen vil venteleg ta til første halvår i 2007.



Enoch

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 048 B, tildelt 2001 Den norske delen av feltet er 20,00%, den britiske er 80,00%	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	01.07.2005	
Operatør	Talisman Expro Limited	
Rettskaverar	DONG E&P Norge AS	1,86 %
	Det Norske Oljeselskap AS	2,00 %
	Statoil ASA	11,78 %
	Total E&P Norge AS	4,36 %
	Bow Valley Petroleum (UK) Limited	12,00 %
	Dana Petroleum (E & P) Limited	8,80 %
	Dyas UK Limited	14,00 %
	Lundin North Sea Limited	1,20 %
	Petro-Canada UK Limited	8,00 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,00 %
	Talisman Expro Limited	24,00 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg: 0,3 millionar Sm ³ olje 0,1 milliardar Sm ³ gass	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,2 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 0,2 milliardar 2007-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 plassert på den britiske kontinentalsokkelen, og er knytt til det britiske feltet Brae.

Utvinningsstrategi:

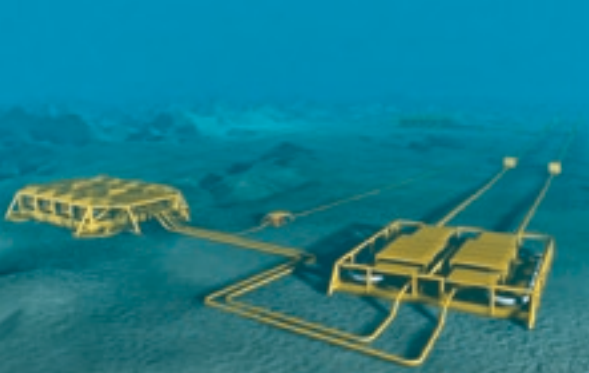
Utvinninga vil skje ved trykkavlastning, men vassinjeksjon kan bli implementert seinare om det trengst.

Transport:

Brønnstraumen frå Enoch vil gå til Brae A-innretninga på britisk sokkel for prosessering og vidare transport i eksisterande rørleidning til Cruden Bay. Gassen vil bli seld til Brae.

Status:

Produksjonen vil venteleg ta til i 2007.



Ormen Lange

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6305/4 - utvinningsløype 209, tildelt 1996 Blokk 6305/5 - utvinningsløype 209, tildelt 1996 Blokk 6305/7 - utvinningsløype 208, tildelt 1996 Blokk 6305/8 - utvinningsløype 250, tildelt 1999	
Funnår	1997	
Godkjent utbygt	02.04.2004 i Stortinget	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettsghaverar	A/S Norske Shell	17,04 %
	DONG E&P Norge AS	10,34 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	7,23 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	18,07 %
	Petoro AS	36,48 %
	Statoil ASA	10,84 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 375,2 milliardar Sm ³ gass 22,1 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 45,4 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 12,2 milliardar 2007-kroner*	

*Totale investeringar, inkludert landanlegg, vil venteleg bli 64,7 milliardar 2007-kroner.

Utbygging:

Ormen Lange ligg i Mørebasenget i den sørlege delen av Norskehavet. Feltet inneheld gass og noko kondensat. Havdjupet i området varierer frå 800 til 1100 meter. Ormen Lange blir bygt ut med 24 brønnar frå tre havbotnrammer. Fire av produksjonsbrønnane skal vera klare til produksjonsstarten 01.10.2007. Ettersom utbyggingsområdet ligg i rasgropa til Storeggaskredet, som gjekk for rundt 8100 år sidan, er det store utfordringar knytt til plassering av rammer og rørleidningar på den ujamne havbotnen. Det store havdjupet gjer òg utbygginga komplisert og krev utvikling av ny teknologi.

Reservoar:

Hovudreservoaret er i sandsteinsbergartar av tidleg tertær alder, om lag 2700 – 2900 meter under havflata.

Utvinningsstrategi:

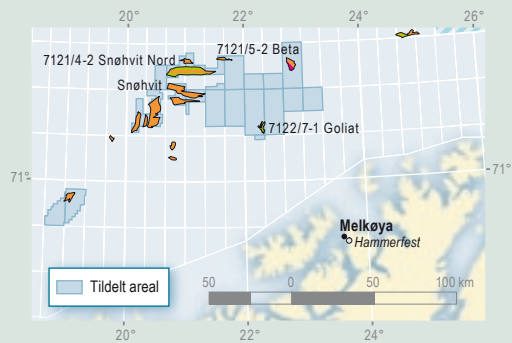
Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon ved trykkavlastning og seinare gasskompresjon.

Transport:

Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld gass og kondensat, skal førast gjennom to fleirfaserørleidningar til eit landanlegg på Nyhamna i Aukra kommune i Møre og Romsdal. På landanlegget i Nyhamna skal gassen tørkast og komprimerast før han blir sendt i det nye gassespørtrøret, Langeled, sørover via Slepnerområdet til Storbritannia.

Status:

Etter planen skal gassproduksjonen frå Ormen Lange ta til i oktober 2007.



Snøhvit

Blokk 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	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsshaverar	Gaz de France Norge AS	12,00 %
	Hess Norge AS	3,26 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,81 %
	Statoil ASA	33,53 %
	Total E&P Norge AS	18,40 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 160,6 milliardar Sm ³ gass 6,3 millionar tonn NGL 18,1 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 16,7 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 8,1 milliardar 2007-kroner	

*Totale investeringar, inkludert landanlegg, vil venteleg bli 60,1 milliardar 2007-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 oljesone. Snøhvitfeltet omfattar fleire funn og førekomstar i Askeladd- og Albatross-strukturane i tillegg til Snøhvit. Godkjent utbyggingsplan for gassressursane omfattar havbotrammer for 19 produksjonsbrønner og ein injeksjonsbrønn for CO₂. Produksjonsstarten er planlagt til 3. kvartal 2007, med full produksjon frå 1. kvartal 2008.

Reservoar:

Reservoara i Snøhvit inneheld gass, kondensat og olje i sandstein av tidlegjura til mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

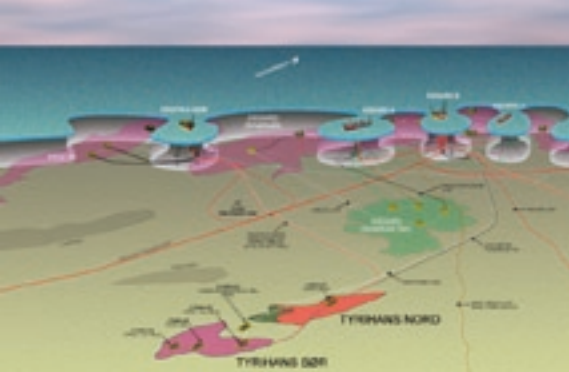
Utvinning av gassressursane vil gå føre seg ved trykkavlastning. Utbygginga omfattar førebels ikkje utvinning av oljesona.

Transport:

Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld naturgass inklusiv CO₂, NGL og kondensat, skal først gjennom eit 160 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På Melkøya vil gassen bli prosessert og kjølt ned til flytande form (LNG). CO₂-innhaldet i gassen skal skiljast ut i anlegget på Melkøya og sendast i retur til feltet. CO₂ skal injiserast i ein formasjon under oljen og gassen. LNG skal gå med skip til marknaden.

Status:

Rettsshavarane har vedteke å bora ein avgrensingsbrønn i den vestlege delen av Snøhvitfeltet for å samle meir informasjon om oljesona. Brønnen er planlagt medio 2007.



Tyrihans

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 073 B, tildelt 2004 Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 091, tildelt 1984 Blokk 6407/1 - utvinningsløyve 073, tildelt 1982
Funnår	1983
Godkjent utbygt	16.02.2006 i Stortinget
Operatør	Statoil ASA
Rettsghaverar	Eni Norge AS 6,23 % Mobil Development Norway AS 11,75 % Norsk Hydro Produksjon AS 12,00 % Statoil ASA 46,84 % Total E&P Norge AS 23,18 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 29,0 millionar Sm ³ olje 29,3 milliardar Sm ³ gass 5,0 millionar tonn NGL
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 15,1 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 2,4 milliardar 2007-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 og 6407/1-3 Tyrihans Nord. Rettsghavarane har valt knyting til Kristin og prosessering der som utbyggingsløyving.

Reservoar:

Tyrihans Sør har ein oljekolonne med ei gasskappe som er rik på kondensat. Tyrihans Nord inneheld gasskondensat med ein underliggjande oljekolonne. Garnformasjonen er hovudreservoaret for begge.

Utvinningsstrategi:

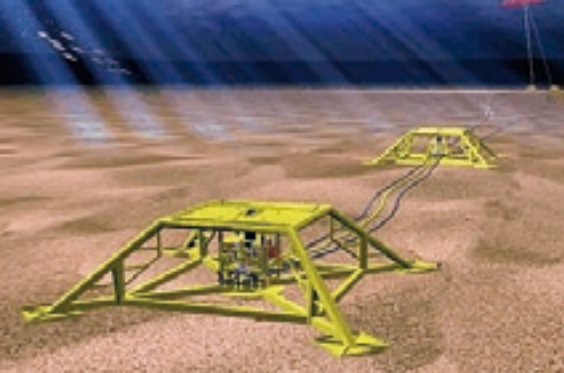
Utvinninga baserer seg på gassinjeksjon frå Åsgard B i Tyrihans Sør dei fyrste åra. I tillegg vil ein nytta havbotnpumper til injeksjon av sjøvattn for å auka utvinninga meir. Det er òg vedteke å vinna ut oljesona i Tyrihans Nord.

Transport:

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

Status:

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



Vilje

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036, tildelt 1971	
Funnår	2003	
Godkjent utbygt	18.03.2005 av Kongen i statsråd	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettsshaverar	Marathon Petroleum Norge AS	46,90 %
	Norsk Hydro Produksjon 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 2,6 milliardar 2007-kroner	
	Per 31.12.2006 er det investert totalt 1,5 milliardar 2007-kroner	

Utbygging:

Vilje er eit lite oljefelt som ligg 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 turbidittsandstein av paleocen (tidleg tertiær) alder og ligg om lag 2150 meter under havflata. I funnbrønnen blei det påvist ei 65 meter høg oljekolonne i sand tilhøyrande Heimdalfomasjonen.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga av ressursane 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 september 2007.

Volve

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046 BS, tildelt 2006	
Funnår	1993	
Godkjent utbygt	22.04.2005 av Kronprinsregenten i statsråd	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsshaverar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	PA Resources Norway AS	10,00 %
	Statoil ASA	49,60 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 12,4 millionar Sm ³ olje 1,3 milliardar Sm ³ gass 0,2 millionar tonn NGL 0,1 millionar Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,3 milliardar 2007-kroner Per 31.12.2006 er det investert totalt 0,9 milliardar 2007-kroner	

Utbygging:

Volve er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen om lag åtte kilometer nord for Sleipner Øst. Havgjupet i området er om lag 80 meter. Utbyggingskonseptet er ei oppjekkbare prosess- og boreinnretning og skip for lagring av stabilisert olje.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

Volve vil bli produsert med vassinjeksjon som drivmekanisme.

Transport:

Rikkgassen vil bli sendt til Sleipner A og eksportert vidare derifrå.

Status:

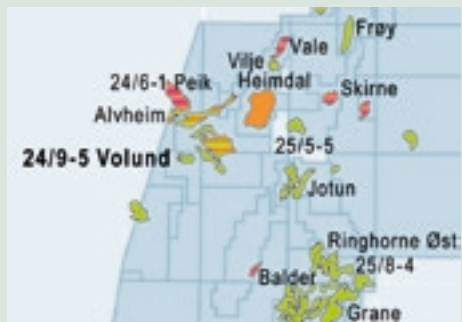
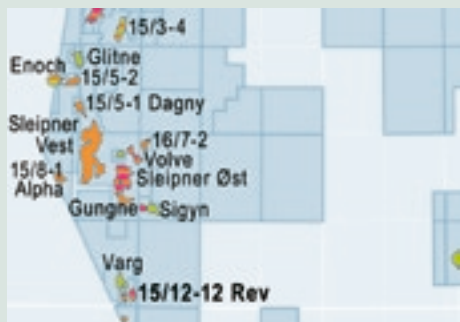
Etter planen skal produksjonen ta til i 2007.

13

Utbyggingar i framtida



2010 → 2020 → 2030



Utbygging vedteke av rettshavarane

15/12-12 Rev	Utvinningsløyve 038C, Operatør: Talisman Energy Norge AS
Ressursar	Gass: 3,9 milliardar Sm ³ Kondensat: 0,6 millionar Sm ³

15/12-12 Rev blei påvist i 2000 nær grenselina mellom norsk og britisk sektor, fire kilometer sør for Vargfeltet. Havdjupe er 90–110 meter. Reservoaret ligg rundt ein saltstruktur på om lag 3000 meters djup og er bygt opp av sandsteinsbergartar av seinjura alder. Funnet har ei oljesone med gasskappe. Trykkmålingar har vist at reservoaret er i trykkkommunikasjon med Vargfeltet.

PUD blei levert til styresmaktene i juli 2006. Utbygginga vil vera havbotninnretningar som skal knytast til Armadafeltet på britisk kontinentalsokkel. Ein avgrensingsbrønn bora på austflanken tidleg i 2007 påviste tilleggsressursar. Brønnen kan seinare bli nytta som produksjonsbrønn.

24/9-5 Volund	Utvinningsløyve 150, Operatør: Marathon Petroleum Norge AS
Ressursar	Olje: 7,2 millionar Sm ³ Gass: 0,8 milliardar Sm ³

24/9-5 Volund ligg rett sør av Alvheim. Det er eit oljefunn som blei gjort i 1994. Reservoaret er sandstein av paleogen alder.

Funnet er planlagt bygt ut med havbotnbrønner (tre produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn) knytt opp mot Alvheiminnretninga (FPSO), som er under bygging. PUD blei godkjent av styresmaktene 18.01.2007, og produksjonen vil etter planen ta til våren 2009.

35/8-1 Vega	Utvinningsløyve 248. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS
Ressursar	Gass: 11,2 milliardar Sm ³ NGL: 0,6 millionar tonn Kondensat: 2,0 millionar Sm ³ .

35/8-1 Vega ligg rett nord av Framfeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupe er om lag 370 meter. Funnet omfattar to separate gass/kondensatførekomstar, påvist i brønn 35/8-1 i 1981 og 35/8-2 i 1982. Reservoara høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder og har høg temperatur, høgt trykk og relativt låg permeabilitet. Forkastingar og skiferlag kan vera forseglende. Funna vil bli bygde ut med to havbotnrammar knytt til den planlagde prosessinnretninga på Gjøa. Ein samla PUD for 35/8-1 Vega og 35/11-2 Vega Sør blei levert til styresmaktene i desember 2006. Produksjonen vil etter planen ta til i oktober 2010.



35/9-1 Gjøa	Utvinningsløyve 153. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 11,1 millionar Sm ³ Gass: 32,6 milliardar Sm ³ NGL: 5,6 millionar tonn

35/9-1 Gjøa blei påvist i 1989 og ligg om lag 40 kilometer nord for Framfeltet, på 360 meters havdjup. Reservoaret inneheld gass over ei relativt tynn oljesone i sandsteinar i Vikinggruppa av mellomjura og seinjura alder og Brent- og Dulingruppene av mellomjura alder. Funnet er bygt opp av fleire skrårstilte forkastingssegment med delvis usikker kommunikasjon og vekslende reservoarkvalitet. Drivmekanisme vil vera naturleg trykkavlastning.

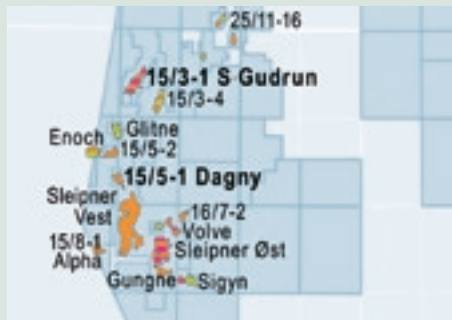
Statoil er operatør i utbyggingsfasen, medan Gaz de France skal overta operatoransvaret når feltet kjem i produksjon. Utbygginga vil omfatta fem havbotnrammer knytt til ei halvt nedsenkbar produksjons- og prosessinnretning. Stabil olje vil bli eksportert i ein ny 55 kilometer lang rørleidning som skal koplatt 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. PUD blei levert til styresmaktene i desember 2006.

35/11-2 Vega Sør	Utvinningsløyve 090C, Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS
Ressursar	Olje: 0,9 millionar Sm ³ Gass: 9,1 milliardar Sm ³ NGL: 0,5 millionar tonn Kondensat: 2,9 millionar Sm ³

35/11-2 Vega Sør blei påvist i 1987 ved Framfeltet. Havdjupet i området er om lag 370 meter. Funnet er ein gass/kondensatførekomst med ei oljesone i øvre Brent. Utbyggingsløyvinga for gass/kondensat er ei havbotnramme knytt saman med Vega og den planlagte innretninga på Gjøa. Ein samla PUD for 35/8-1 Vega og 35/11-2 Vega Sør blei levert til styresmaktene i desember 2006. 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 35/11-2 Vega Sør.

6507/3-1 Alve	Utvinningsløyve 159B, Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Gass: 5,8 milliardar Sm ³ NGL: 0,9 millionar tonn Kondensat: 1,4 millionar Sm ³

6507/3-1 Alve blei påvist i 1990 og ligg om lag 16 kilometer sørvest av Norne. Havdjupet i området er 370 meter. Reservoaret er sandstein i Garn- og Notformasjonane av mellomjura alder. Funnet inneheld gass og kondensat. Ein kombinert leite- og produksjonsbrønn vil bli bora i 2007 for å påvisa moglege tilleggsressursar i dei underliggjande Ile- og Tiljefor- masjonane. Brønnen vil bli nytta som gassproducent for drenering av reservoaret i Garn- og Notformasjonane. Alve vil bli knytt til Norneskippet med ein rørleidning. Gassen vil bli transportert via Nornerørleidningen til Åsgard Transport og vidare til Kårstø for eksport. PUD blei levert til styresmaktene i januar 2007 og blei godkjent 16.03.2007. Produksjonen vil etter planen ta til i desember 2008 og er venta å halde fram til 2020 dersom levetid for Norneskippet blir forlenga. Moglege funn i Ile- og Tiljefor- masjonane kan bli bygt ut seinare, med produksjonsstart 2009/2010.



Funn i planleggingsfase

Opplistinga tek ikkje med funn som er inkludert i eksisterande felt.

1/9-1 Tommeliten Alpha	Utvinningsløyve 044, Operatør: ConocoPhillips Skandinavia AS
Ressursar	Olje: 6,7 millionar Sm ³ Gass: 13,9 milliardar Sm ³

1/9-1 Tommeliten Alpha blei påvist i 1976. 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. Tre avgrensingsbrønner er bora på funnet, den siste, 1/9-7, i 2003. Rettshavarane vurderer ressursgrunnlaget og alternative utbyggingsløyningar. Utvinninga kan ta til tidlegast i 2010.

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 1986, mellom ein og to kilometer frå grenselina mellom dansk og norsk sektor, på 70 meters havdjup. Reservoaret er i sandsteinsbergartar 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 Fedagraben i vest og Gertrudgraben i aust. Ein reknar med at reservoaret er delt i separate forkastingsblokker. Det er òg påvist olje i førekomsten Gert på dansk side av delelina. Mest sannsynleg utbyggingsløyning er ei brønnhovudinnretning eller havbotnrammar knytt til ei innretning i dansk sektor.

15/3-1 S Gudrun	Utvinningsløyve 025, Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 15,6 millionar Sm ³ Gass: 11,7 milliardar Sm ³ NGL: 4,9 millionar tonn Kondensat: 0,7 millionar Sm ³

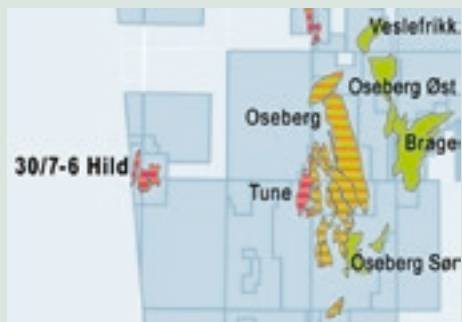
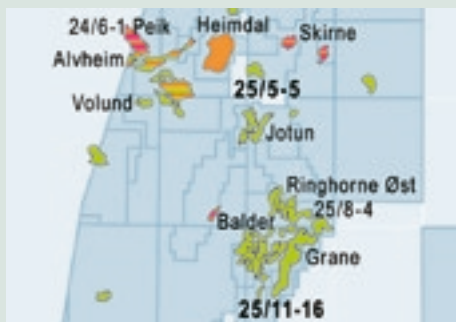
15/3-1 S Gudrun blei påvist i 1975 om lag 40 kilometer nord for Sleipnerområdet. Havdjupet er om lag 110 meter. Funnet inneheld olje og gass i sandsteinsbergartar av seinjura alder, på 4000–4500 meters djup. Avgrensingsbrønn 15/3-8 som blei bora i 2006, førte til nedjustert ressurstemat. 15/3-1 S Gudrun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

Utbygginga vil mest sannsynleg bli med havbotninnretningar knytte til eksisterande infrastruktur. PUD skal etter planen leverast til styresmaktene i desember 2008. 15/3-1 S Gudrun kan koma i produksjon i 2012 og 15/3-4 i 2013.

15/5-1 Dagny	Utvinningsløyve 029, 048, Operatør: Statoil 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 1977. Funnet er delt mellom to utvinningsløyve, 048 og 029. Reservoaret er bygt opp av sandstein i Huginformasjonen av mellomjura alder. Utvinnbare ressursar er oppjusterte på basis av ny kartlegging og reservoarmodell.

Utbygginga vil mest sannsynleg bli basert på ei havbotninnretning knytt til eksisterande infrastruktur på Sleipner A eller til Sleipner T via Alfa Nord-segmentet. Arbeidet med utbyggingsløyning er førebels stansa medan ein vurderar ressurspotensialet i området.



25/5-5	Utvinningsløyve 102, Operatør: Total E&P Norge AS
Ressursar	Olje: 3,5 millionar Sm ³ Gass: 0,1 milliard Sm ³

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

Funnet ligg nær eksisterande infrastruktur i eit område med fleire andre funn, og kan bli bygt ut på lengre sikt.

25/11-16	Utvinningsløyve 169, Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS
Ressursar	Olje: 3,6 millionar Sm ³ Gass: 0,1 milliardar Sm ³

25/11-16-funnet blei gjort i 1992 like vest av Granefeltet. Havdjupe er 120 meter. Brønnen påviste olje og assosiert gass på om lag 1750 meters djup i eit sandsteinsreservoar i Heimdalformasjonen av paleocen alder. Funnet ligg i eit område med eit utbreidd sandreservoar i eit submarint viftesystem.

Utbyggingsløysinga blir mest sannsynleg havbotnrammer knytte til Grane.

30/7-6 Hild	Utvinningsløyve 040, 043, Operatør: Total E&P Norge AS
Ressursar	Olje: 5,0 millionar Sm ³ Gass: 15,6 milliardar Sm ³ Kondensat: 1,9 millionar Sm ³

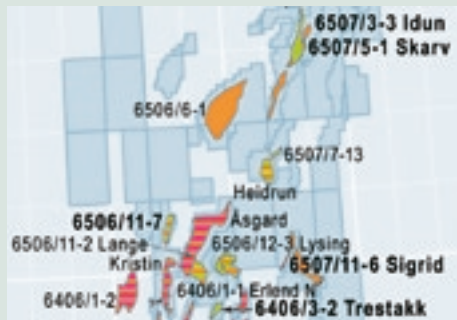
30/7-6 Hild blei påvist i 1979 nær grenselina til britisk kontinentalsokkel. Havdjupe er om lag 100–120 meter, Reservoaret er komplisert, med gass og kondensat ved høg temperatur og høgt trykk. Rettshavarane vurderer ei utbygging i fleire fasar.

Utbyggingsløysinga for fase 1 blir ein havbotnbrønn kopla opp mot næraste infrastruktur på den britiske kontinentalsokkelen. PUD for fase 1 skal etter planen leverast til styresmaktene 3.kvartal 2007. For fase 2 er det fleire moglege utbyggingsløysingar.

34/10-23 Valemon	Utvinningsløyve 050, 193, Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Gass: 16,3 millionar Sm ³ NGL: 0,7 millionar tonn Kondensat: 5,4 millionar Sm ³ .

34/10-23 Valemon ligg i blokkene 34/11 og 34/10 rett vest av Kvitebjørnfeltet. Havdjupe 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 bygt opp av sandstein i Brentgruppa og Cookformasjonen av mellomjura alder og ligg på eit djup på om lag 4000 meter med høgt trykk og høg temperatur. Avgrensingsbrønne 34/11-5 S blei i 2006 bora frå Kvitebjørninnretninga. Denne brønne påviste hydrokarbonar i Brentgruppa, og gav viktig informasjon om utstrekning og eigenskapar til reservoaret.

Operatøren arbeidar nå med ny kartlegging av funnet. Basert på oppdatering av ressursgrunnlaget vil rettshavarane vurdere ulike utbyggingsløysingar og tilknytingspunkt. Ei botnfast innretning synest for tida mest aktuell.



35/11-13	Utvinningsløyve 090B, Operatør Norsk Hydro Produksjon AS
Ressursar	Olje: 6,4 millionar Sm ³ Gass: 2,8 millionar Sm ³

35/11-13 blei påvist i 2005 rett nord av Framfeltet, på 390 meters havdjupe. Reservoaret inneheld olje med gasskappe i sandstein i Vikinggruppa av seinjura alder. Avgrensingsbrønnen 35/11-14 S som blei bora hausten 2006, påviste olje og gass i eit nytt forkastingssegment og gav viktig tilleggsinformasjon om funnet.

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

6406/3-2 Trestakk	Utvinningsløyve 091, 091B, Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 11,3 millionar Sm ³ Gass: 2,0 millionar Sm ³ NGL: 0,6 millionar tonn

6407/3-2 Trestakk ligg sentralt på Haltenterrassen. Havdjupe i området er om lag 300 meter. Leitebrønn 6406/3-2 blei bora i 1984 og påviste olje i sandstein av mellomjura alder i Garnformasjonen. Avgrensingsbrønn 6406/3-4, bora i 1986, penetrerte vassona i Garnformasjonen. Stor forskjell i reservoarkvaliteten 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, oppknytting til Åsgard A, Åsgard B eller Kristin. Gass for injeksjon kan bli levert frå Åsgard A. Ei samla utbygging av 6407/3-2 Trestakk og 6507/11-7 blir vurdert.

6506/11-7	Utvinningsløyve 134B Operatør Statoil ASA
Ressursar	Olje: 8,3 millionar Sm ³ Gass: 3,1 millionar Sm ³ NGL: 0,8 millionar tonn

6506/11-7 ligg i den nordvestlege delen av Haltenterrassen, om lag 20 kilometer nord for Kristinfeltet og 15 kilometer vest for Åsgardfeltet. Havdjupe er 350 meter. Reservoaret er bygt opp av ein rotert og skråstilt forkastingsblokk. Funnbrønnen blei bora i 2001 og påviste olje i sandstein av mellomjura alder i Garn- og Ileformasjonane. Reservoaret i Garnformasjonen er bygt opp av relativt homogene avsetjingar, medan reservoaret i Ileformasjonen er meir heterogent. Operatøren arbeider med planar for utbygging og drift av funnet. Ei havbotnutbygging med oppknytting til Åsgard-innretningane er mest sannsynleg. Ei samordna utbygging av 6507/11-7 og 6407/3-2 Trestakk blir vurdert.

6507/3-3 Idun	Utvinningsløyve 159 Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Gass: 11,9 milliardar Sm ³ NGL: 1,2 millionar tonn Kondensat: 0,3 millionar Sm ³

6507/3-3 Idun blei påvist i 1998. Funnet ligg mellom Heidrun og Norne. Havdjupe er om lag 390 meter. Reservoaret inneheld gass og er bygt opp av sandsteinsbergartar av mellomjura alder. Førekomsten ligg i eit strukturelt forkasta område i Nordland II-området, med toppen av reservoaret på om lag 3330 meters djupe.

Rettshavarane i 6507/3-3 Idun og 6507/5-1 Skarv har valt å arbeida vidare med ei utbyggingsløyving basert på produksjonsskip. Idun vil bli bygt ut med ei havbotninnretning knytt opp mot dette produksjonsskipet. PUD skal etter planen leverast til styresmaktene sommaren 2007.



6507/5-1 Skarv	Utvinningsløyve 159, 212, 212B, 262 Operatør: BP Norge AS
Ressursar	Olje: 16,4 millionar Sm ³ Gass: 34,5 milliardar Sm ³ NGL: 4,5 millionar tonn. Kondensat: 4,0 millionar Sm ³

6507/5-1 Skarv blei påvist i 1998 og ligg om lag 30 kilometer sørvest av Nornefeltet og 40 kilometer nord for Heidrun, hovudsakleg i utvinningsløyve 212. Havgjupet er om lag 400 meter. Funnet inneheld olje og gass i sandstein av jura og krit alder i tre forkastingssegment.

Rettskavarane har planar om ei utbygging basert på produksjonsskip og gasseksport gjennom Åsgard Transport. Dei første åra planlegg ein injeksjon av gass for å auka oljeutvinninga. Etter planen skal PUD leverast til styresmaktene sommaren 2007.

6507/11-6 Sigrid	Utvinningsløyve 263, 263B, Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS
Ressursar	Gass: 1,9 milliardar Sm ³ NGL: 0,3 millionar tonn Kondensat: 0,4 millionar Sm ³

6507/11-6 Sigrid er eit lite gassfunn i Åsgardområdet. Havgjupet er om lag 290 meter. Funnet vil venteleg bli bygt ut med ei havbotnramme med transport via Midgard til Åsgard B. Rettskavarane hadde som mål å levere PUD ved årsskiftet 2006/2007 men dette er nå utsett. Produksjonsstart for funnet er avhengig av planane for Åsgard.

7122/7-1 Goliat	Utvinningsløyve 229, Operatør: Eni Norge AS
Ressursar	Olje: 28,0 millionar Sm ³ Gass: 10,6 milliardar Sm ³

7122/7-1 Goliat blei påvist i 2000 og ligg om lag 50 kilometer søraust av Snøhvit og 85 kilometer nordvest av Hammerfest. Havgjupet er om lag 370 meter. Den første leitebrønnen påviste olje i sandstein av seintrias til tidlegjura alder, om lag 1100 meter under havflata. Brønn 7122/7-3, som blei ferdigstilt ved årsskiftet 2005/2006, påviste hydrokarbonar i tre ulike nivå i sandsteinar av trias alder. Olje og gass blei påvist i hovudreservoaret i Realgrunnen undergruppe av sein trias alder. I tillegg blei det påvist olje i Snaddformasjonen av same alder og ei oljekolonne i Kobbeformasjonen av midtre trias alder. Vidare avgrensingsboring blei gjennomført hausten 2006.

Rettskavarane vurderar ulike utbyggingsløyvingar. Hovudalternativa er ei flytande produksjonsinnretning eller havbotn-utbygging med tilknytning til land. Det er òg planar om vidare boring hausten 2007.

14

Rørledningar og landanlegg





Figur 14.1 Eksisterende og planlagde rørledninger
(Kjelde: Oljedirektoratet)

I dei oppgitte transportkapasitetane er det lagt til grunn standardføresetnader for trykkforholda, energiinnhald i gassen og vedlikehaldsdagar og fleksibilitet i drifta.

Gassled-rørleidningar

Operatør: Gassco AS

Rettskavarar:

Petoro AS ¹	38,245 %
Statoil ASA	20,180 %
Norsk Hydro Produksjon AS	11,620 %
Total E&P Norge AS	8,086 %
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	5,298 %
Mobil Development Norway AS	4,267 %
Norske Shell Pipelines AS	4,140 %
Norsea Gas AS	2,839 %
Norske ConocoPhillips AS	1,946 %
Eni Norge AS	1,574 %
A/S Norske Shell	1,115 %
DONG E&P Norge AS	0,690 %

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 eigarskapane 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.

Desse anlegga er med i Gassled: Europipe I, Europipe II, Franpipe, Norpipe, Oseberg Gasstransport, Statpipe (inkludert dei transportrelaterte anlegga på Kårstø), Vesterled, Zeepipe og Åsgard Transport. 01.09.2006 blei Langeled ein del av Gassled. 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 marknadene.

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 standard kubikkmeter (Sm³) per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 21,7 milliardar 2007-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, terminalen i Dornum og Europipe Measuring Station 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. Rørleidningen blei sett i drift i 1999. Europipe II har ein diameter på 42 tommar, han 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 9,8 milliardar 2007-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", han 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 10,1 milliardar 2007-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 for å pumpa gassen sørover. Kompressorane på den eine av dei er no tekne ut av drift. Transportkapasiteten er om lag 35 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. Den tekniske levetida blir jamleg vurdert. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 27 milliardar 2007-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofiskfeltet og område 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. 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 2,0 milliardar 2007-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 stigerørinnretninga på Heimdal 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 strøyning. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 46,7 milliardar 2007-kroner (eksklusiv gassbehandlingsanlegget på Kårstø).

Vesterled

Rørleidningen Vesterled startar på stigerørrinnretninga på Heimdal og endar 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 milliardar 2007-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 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 og Draupner S. Zeepipe II A startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på stigerørrinnretninga 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 24,7 milliardar 2007-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 10,7 milliardar 2007-kroner.

Langeled

Gasstransportssystemet Langeled skal transportera gass frå landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via eit tilknytingspunkt på stigerørrinnretninga på Sleipner til ein ny mottaksterminal i Easington på austkysten av England. Transportssystemet er ein 42 tommar rørleidning frå Nyhamna til stigerørrinnretninga på Sleipner (nordleg rørleidning) og ein 44 tommar rørleidning vidare til Easington (sørleg rørleidning). Kapasiteten i den nordlege rørleidningen blir rundt 80 millionar Sm³ per dag, og kapasiteten i den sørlege rørleidningen blir om lag 70 millionar Sm³ per dag.

Transportssystemet skal ha 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 hele transportssystemet. Langeled blei etter planen inkludert i Gassled hausten 2006. Totale investeringar ved oppstarten er venta å bli om lag 17,4 milliardar 2007-kroner.

Kollsnes gassbehandlingsanlegg

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes i Øygarden kommune i Hordaland 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 omgjevnadene. Propan blir lagra nedkjølt i store fjellhallar. Skip transporterer desse produkta i flytande form frå Kårstø.

Anlegga på Kårstø er fire ekstraksjons- og fraksjoneringslinjer for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline for stabilisering av kondensat. Kapasiteten på gassbehandlingsanlegget før den siste utvidinga i 2005 var 70 millionar Sm³ rikgass per dag. 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 frå 620 000 tonn til 950 000 tonn i året. Gassbehandlingsanlegget blei samtidig oppgradert til å handtera 88 millionar Sm³ rikgass per dag.

Andre rørleidningar

Draugen Gasseksport

Operatør	A/S Norske Shell	
Rettskavarar	Petoro AS ¹	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 1,15 milliard 2007-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år.	
Kapasitet	Om lag 2 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidningen knytter Draugenfeltet til Åsgard Transport og gjer det mogleg å knyta til andre felt i området. Lengda er 78 kilometer, og dimensjonen er 16 tomnar. Rørleidningen blei sett i drift i november 2000.

Grane Gassrør

Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Som for Granefeltet	
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,31 milliardar 2007-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år.	
Kapasitet	Om lag 3,6 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidningen 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. Rørleidningen går frå stigerørinnretninga på Heimdal til Grane og er 50 kilometer lang med ein dimensjon på 18 tomnar.

Grane Oljerør

Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Petoro AS	43,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	25,60 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	24,40 %
	Norske ConocoPhillips AS	6,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,65 milliardar 2007-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år.	
Kapasitet	34 000 Sm ³ olje per dag	

Rørleidningen kom i drift samtidig med Granefeltet, i september 2003. Han knytter Granefeltet til Stureterminalen. Grane Oljerør er 220 kilometer langt og har ein diameter på 29 tomnar.

Haltenpipe

Operatør	Gassco AS	
Rettskavarar	Petoro AS	57,81 %
	Statoil ASA	19,06 %
	Norske ConocoPhillips AS	18,13 %
	Eni Norge AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,9 milliardar 2007-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 på Haltenbanken til Tjeldbergodden i Aure kommune i Møre og Romsdal. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 250 kilometer. Statoil ASA og Norske ConocoPhillips 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	Statoil ASA ¹	
Rettskavarar	Petoro AS	58,16 %
	Norske ConocoPhillips AS	24,31 %
	Statoil ASA	12,41 %
	Eni Norge AS	5,12 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,95 milliardar 2007-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	Statoil ASA	
Rettskavalar	Statoil ASA	43,55 %
	Petoro AS	30,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	15,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,52 milliardar 2007-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 %
	Statoil ASA	31,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	8,10 %
	Eni Norge AS	6,90 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,25 milliardar 2007-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år.	
Kapasitet	Om lag 3,6 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidningen knytter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda er 126 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Rørleidningen kom i drift i februar 2001.

Tampen Link

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	Statoil ASA	43,9 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	18,2 %
	A/S Norske Shell	12,2 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,5 %
	Norske ConocoPhillips AS	8,2 %
	Petoro AS	7 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten er estimert til om lag 1,9 milliardar 2007-kroner. Dette talet inkluderer òg nødvendige modifikasjonar på Statfjord B.	
Kapasitet	Om lag 11 milliardar Sm ³ per år	

Som ein del av Statfjord seinfase-prosjektet skal det leggjast ein ny 23,2 kilometer 32 tommar gassrørleidning mellom Statfjordfeltet og eit punkt på FLAGS-rørleidningen 1,4 kilometer sør for Brent Alpha-innretninga. Om lag 15,5 kilometer av den nye gasseksportørleidningen vil liggia på britisk side av delelina. Rørleidningen vil i tillegg til å ha kapasitet til å transportera all gass som blir produsert på Statfjord, bli dimensjonert for å kunna eksportera gassmengder opp mot kapasiteten i FLAGS-røret. Datoen for ferdigstilling for Tampen Link er planlagt til oktober 2007. Plan for anlegg og drift (PAD) blei godkjent i 2005.

Norpipe Oljerørleidning

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 %
	Statoil ASA	15,00 %
	Eni Norge AS	6,52 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	3,50 %
	SDØE	5,0 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 16,7 milliardar 2007-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 om lag 810 000 fat per dag.	

Norpipe Oljerørleidning 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 feltet, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 kilometer nedstraums Ekofisk er det eit innkoplingspunkt for britiske felt.

To stigerørrørleidningar 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 Ekofiskfeltene (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå feltene Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar og frå fleire britiske felt.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om levering av petroleum gjennom ein rørleidning 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	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Petoro AS	48,38 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	22,24 %
	Statoil ASA	14,00 %
	Total E&P Norge AS	8,65 %
	Mobil Development Norway AS	4,33 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10 milliardar 2007-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 rørleidning 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 kondensatrørleidning

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	Statoil ASA	49,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,65 milliardar 2007-kroner.	
Kapasitet	200 000 fat per dag	

Rørleidningen transporterer ustabilisert kondensat frå Sleipner A til Kårstø. Han har ein diameter på 20 tommar.

Troll Oljerør I

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	Petoro AS	55,77 %
	Statoil ASA	20,85 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,25 milliardar 2007-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. Rørleidningen 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 rørleidningen. Troll Oljerør I stod klar då oljeproduksjonen frå Troll B tok til i september 1995.

Troll Oljerør II

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	Petoro AS	55,77 %
	Statoil ASA	20,85 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,1 milliardar 2007-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 rørleidningen blei godkjent i mars 1998. Rørleidningen 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 rørleidningen varer til 2023.

Andre landanlegg

Mongstadterminalen

Eigarar	Statoil 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 lagra og omlasta på Mongstad kan Statoil avsetja oljen i fjernare område. Mongstad er òg ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Troll Blend (Fram), Kvitebjørn og bøyelastarar frå Heidrun.

Stureterminalen

Eigarar	Stureanlegget er med i interessentskapet for Oseberg Transportsystem (OTS), og eigartilhøva er dei same som i OTS. Unntaket er eksportanlegget for flytande gass (LPG) som Norsk Hydro Produksjon AS eig (LPG-kjølelager og eksportanlegg til skip) og Vestprosess DA (eksportanlegg mot Vestprosess).
---------	--

Stureterminalen på Stura i Øygarden kommune tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Han 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.

I mars 1998 gav Olje- og energidepartementet løyve til å oppgradera Stureanlegget. 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	Statoil ASA	81,70 %
	Norske ConocoPhillips AS	18,30 %

Stortinget behandla i 1992 planane om å utnytta gass frå Heidrunfeltet til produksjon av metanol på Tjeldbergodden i Aure kommune på Nordmøre. Metanolfabrikken 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 %
	Statoil ASA	17,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	17,00 %
	Mobil Exploration Norway Inc.	10,00 %
	A/S Norske Shell	8,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	Norske ConocoPhillips 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 gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukta, propan og butan, blir lagra i kaverner og seinare eksportert. Vestprosess-anlegget nyttar overskotsenergi og hjelpetenester frå raffineriet.

Vedlegg

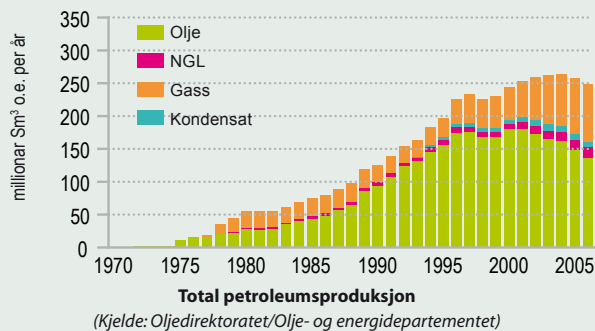


Vedlegg 1 Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter fra petroleumsverksemda (mill. kr)

År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjonsavgift	Arealavgift	CO ₂ -avgift	Netto kontantstrøm SDØE	Utbytte Statoil
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	7 558	7 265	8 129	614	1 916	3 623	1 400
1993	6 411	9 528	7 852	553	2 271	159	1 250
1994	6 238	8 967	6 595	139	2 557	5	1 075
1995	7 854	10 789	5 884	552	2 559	9 259	1 614
1996	9 940	12 890	6 301	1 159	2 787	34 959	1 850
1997	15 489	19 582	6 220	617	3 043	40 404	1 600
1998	9 089	11 001	3 755	527	3 229	14 572	2 940
1999	5 540	6 151	3 222	561	3 261	25 769	135
2000	21 921	32 901	3 463	122	3 047	98 219	1 702
2001	41 465	64 316	2 481	983	2 862	125 439	5 746
2002	32 512	52 410	1 320	447	3 012	74 785	5 045
2003	36 819	60 280	766	460	3 056	67 482	5 133
2004	43 177	70 443	717	496	3 309	80 166	5 222
2005	61 589	103 294	360	224	3 351	98 602	8 139
2006	78 200	133 700	0	500	3 400	126 700	14 000

(Kjelde: Statsrekneskap, 2006 frå Nasjonalbudsjettet for 2007 og førebelse rekneskapstal)



Tabell 1.2 Petroleumproduksjon på norsk sokkel, millionar standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalentar

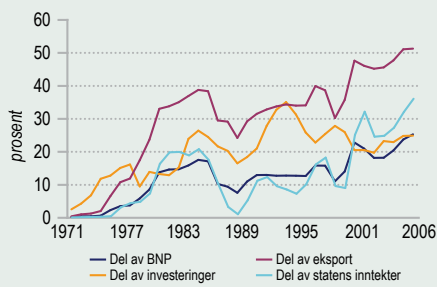
År	Olje	Gass	Kondensat	NGL	Total produksjon
1971	0,357	0,000	0,000	0,000	0,357
1972	1,927	0,000	0,000	0,000	1,927
1973	1,870	0,000	0,000	0,000	1,870
1974	2,014	0,000	0,000	0,000	2,014
1975	10,995	0,000	0,000	0,000	10,995
1976	16,227	0,000	0,000	0,000	16,227
1977	16,643	2,655	0,002	0,000	19,300
1978	20,644	14,201	0,021	0,000	34,866
1979	22,478	20,670	0,044	1,128	44,319
1980	28,221	25,088	0,048	2,440	55,798
1981	27,485	24,951	0,048	2,168	54,652
1982	28,528	23,960	0,043	2,286	54,817
1983	35,645	23,613	0,041	2,680	61,979
1984	41,093	25,963	0,064	2,642	69,762
1985	44,758	26,186	0,076	2,968	73,987
1986	48,771	26,090	0,061	3,845	78,767
1987	56,959	28,151	0,055	4,117	89,281
1988	64,723	28,330	0,047	4,846	97,945
1989	85,983	28,738	0,053	4,898	119,672
1990	94,542	25,479	0,048	5,011	125,081
1991	108,510	25,027	0,057	4,897	138,492
1992	123,999	25,834	0,054	4,959	154,846
1993	131,843	24,804	0,554	5,518	162,720
1994	146,282	26,842	2,830	7,122	183,075
1995	156,776	27,814	3,726	7,942	196,257
1996	175,422	37,407	4,442	8,232	225,503
1997	175,914	42,950	6,401	8,074	233,338
1998	168,744	44,190	5,999	7,390	226,322
1999	168,690	48,479	6,497	6,992	230,658
2000	181,181	49,748	6,277	7,225	244,431
2001	180,884	53,895	6,561	10,924	252,264
2002	173,649	65,501	8,020	11,798	258,968
2003	165,475	73,124	11,060	12,878	262,537
2004	162,777	78,465	9,142	13,621	264,006
2005	148,137	84,963	8,422	15,735	257,257
2006	136,574	87,614	7,989	16,671	248,848

(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	205	314	200	1 192	
1973	242	504	300	2 326	
1974	589	1 089	900	5 138	
1975	3 557	3 943	2 200	7 291	
1976	6 362	7 438	2 700	9 270	
1977	7 693	8 852	4 000	10 589	
1978	13 575	15 117	6 100	9 228	
1979	22 229	24 788	7 900	9 061	
1980	42 722	44 638	9 700	10 119	
1981	52 003	52 432	12 200	14 462	4 133
1982	57 799	57 623	13 100	15 909	5 519
1983	69 427	68 082	13 900	27 028	5 884
1984	86 313	82 504	15 800	32 244	7 491
1985	93 384	90 098	17 700	32 839	7 830
1986	57 174	57 239	18 000	33 155	6 654
1987	57 136	58 301	17 800	35 247	4 951
1988	47 784	51 720	18 700	29 680	4 151
1989	74 692	76 681	18 600	31 957	5 008
1990	93 530	92 451	19 200	32 223	5 137
1991	98 904	101 015	19 700	43 065	8 137
1992	99 787	101 187	20 900	49 512	7 680
1993	105 139	108 463	22 300	57 579	5 433
1994	109 989	113 099	22 500	54 653	5 011
1995	117 226	121 169	21 700	48 583	4 647
1996	161 247	167 200	23 000	47 878	5 455
1997	174 205	177 825	24 000	62 494	8 300
1998	123 564	128 807	28 000	79 216	7 577
1999	171 381	173 428	27 000	69 096	4 993
2000	334 632	326 658	29 000	53 589	5 274
2001	318 408	322 291	32 000	57 144	6 815
2002	274 915	283 343	31 000	54 000	4 476
2003	286 206	291 220	29 000	64 362	4 134
2004	351 669	347 926	30 000	71 473	4 010
2005	456 660	439 899	32 000	88 478	7 537
2006	538 484	509 189	31 000	95 740	11 718

(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	12,70	31,28	20,76	11,14
1991	12,75	32,60	27,65	12,25
1992	12,52	33,51	32,53	9,49
1993	12,54	34,12	34,84	8,50
1994	12,52	33,76	31,08	7,24
1995	12,43	33,83	25,64	10,06
1996	15,61	39,69	22,60	16,14
1997	15,57	38,42	25,13	18,15
1998	10,84	30,00	27,62	9,56
1999	13,82	35,49	25,74	8,93
2000	22,59	47,39	20,31	25,07
2001	20,72	45,82	20,28	32,07
2002	17,94	44,96	19,49	24,49
2003	17,96	45,35	23,03	24,80
2004	20,18	47,49	22,68	27,25
2005	23,50	50,84	24,57	32,01
2006	25,07	51,07	24,66	36,00

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet (Nasjonalbudsjettet 2007), Olje- og energidepartementet)

Vedlegg 2 Petroleumsressursane

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
Yme	7.9				7.9	1987
Øst Frigg		9.2		0.1	9.3	1973
Historisk produksjon	46.2	228.6	3.7	0.9	282.9	
Balder ^{a)}	35.7	0.7			36.4	1967
Brage	47.3	2.3	0.9		51.4	1980
Draugen	113.7	1.2	1.8		118.2	1984
Ekofisk	377.4	131.3	11.8		531.2	1969
Eldfisk	83.6	36.5	3.6		126.9	1970
Embla	9.2	3.1	0.4		13.0	1988
Fram	7.2				7.2	1992
Gimle	0.6	0.1	0.0		0.7	2004
Glitne	7.0				7.0	1995
Grane	30.8				30.8	1991
Gullfaks ^{b)}	329.2	22.2	2.5		356.1	1978
Gullfaks Sør ^{c)}	27.2	16.2	1.9		47.0	1978
Gungne ³⁾			1.3	4.0	6.6	1982
Gyda ^{d)}	33.5	5.6	1.8		42.6	1980
Heidrun	115.7	8.3	0.4		124.8	1985
Heimdal	6.4	44.4			50.8	1972
Hod	8.5	1.5	0.2		10.4	1974
Huldra	4.2	12.0	0.1		16.4	1982
Jotun	20.9	0.8			21.6	1994
Kristin	1.1	2.8	0.6	2.1	7.1	1997
Kvitebjørn	5.3	10.5	0.9		17.6	1994
Mikkjel	0.2	5.5	1.5	2.2	10.6	1987
Murchison	13.5	0.3	0.3	0.0	14.4	1975
Njord	21.0				21.0	1986

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³	Funnår ²⁾
Norne	72.7	5.0	0.6		78.7	1992
Oseberg ^{e)}	334.8	16.0	4.3		358.8	1979
Oseberg Sør	28.1	4.3			32.5	1984
Oseberg Øst	16.1	0.2			16.3	1981
Ringhorne Øst	0.9	0.0			1.0	2003
Sigyn		3.3	1.3	3.8	9.5	1982
Skirne	0.8	3.1			3.9	1990
Sleipner Vest og Sleipner Øst ^{3) 1)}		135.8	17.3	54.0	222.6	1974
Snorre	146.6	5.6	4.3		160.5	1979
Statfjord	551.5	53.6	14.2	0.1	632.3	1974
Statfjord Nord	33.5	2.1	0.7		37.0	1977
Statfjord Øst	31.9	3.2	1.1		37.2	1976
Sygna	8.9				8.9	1996
Tambar	6.8		0.2		7.1	1983
Tor	22.3	10.7	1.2		35.2	1970
Tordis ^{g)}	48.6	3.7	1.4		54.8	1987
Troll ^{h)}	181.1	270.2	1.9	4.3	459.3	1979
Tune	2.9	12.5	0.1		15.6	1996
Ula	67.8	3.8	2.5		76.4	1976
Urd	2.2	0.1	0.0		2.3	2000
Vale	0.6	0.5			1.1	1991
Valhall	92.7	18.4	3.0		116.8	1975
Varg	9.7				9.7	1984
Veslefrikk	47.8	2.2	1.2		52.3	1981
Vigdis	36.7	0.6	0.5		38.2	1986
Visund	14.1	1.4	0.1		15.7	1986
Åsgard	50.4	52.2	9.0	17.1	136.8	1981
Produksjon fra produserande felt	3108.5	913.8	94.8	87.7	4290.1	
Sum sold og levert	3154.7	1142.4	98.5	88.7	4572.9	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

3) Gassproduksjonen på 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 Skinnfaks

d) Gyda omfattar og Gyda Sør

e) Oseberg omfattar og Oseberg Vest

f) Sleipner Øst omfattar og Løke

g) Tordis omfattar og Tordis Øst og Borg

h) Troll omfattar og TOGI

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.2 Reserver i felt i produksjon og felt med godkjent plan for utbygging og drift

Felt	Reserver mill. Sm³ o.e.	Funnår¹⁾	Operatør per 31.12.2006	Utvinningsløyve/ avtalebaseret område
Alvheim ¹⁾	31.1	1998	Marathon Petroleum Norge AS	036 C, 088 BS, 203
Balder	56.7	1967	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	001
Blane ¹⁾	0.9	1989	Talisman Expro Limited	Blane
Brage	55.0	1980	Norsk Hydro Produksjon AS	Brage
Draugen	144.8	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	722.2	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	183.4	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	17.4	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Enoch ¹⁾	0.5	1991	Talisman Expro Limited	Enoch
Fram	31.2	1992	Norsk Hydro Produksjon AS	090
Gimle	5.0	2004	Statoil ASA	Gimle
Glitne	8.3	1995	Statoil ASA	048 B
Grane	112.4	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	Grane
Gullfaks	386.1	1978	Statoil ASA	050
Gullfaks Sør	100.2	1978	Statoil ASA	050
Gungne	20.0	1982	Statoil ASA	046
Gyda	48.5	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	226.1	1985	Statoil ASA	Heidrun
Heimdal	49.9	1972	Norsk Hydro Produksjon AS	036 BS
Hod	12.9	1974	BP Norge AS	033
Huldra	20.9	1982	Statoil ASA	Huldra
Jotun	25.5	1994	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	Jotun
Kristin	79.8	1997	Statoil ASA	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	74.1	1994	Statoil ASA	193
Mikkel	38.6	1987	Statoil ASA	Mikkel
Murchison	14.1	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	37.1	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Njord
Norne	103.0	1992	Statoil ASA	Norne
Ormen Lange ¹⁾	397.3	1997	Norsk Hydro Produksjon AS	Ormen Lange
Oseberg	476.4	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Sør	60.2	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg Sør
Oseberg Øst	28.2	1981	Norsk Hydro Produksjon AS	053
Ringhorne Øst	6.0	2003	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	Ringhorne Øst

Felt	Reservar mill. Sm ³ o.e.	Funnår ⁴⁾	Operatør per 31.12.2006	Utvinningsløyve/ avtalebaseret område
Sigyn	17.8	1982	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	072
Skirne	10.9	1990	Total E&P Norge AS	102
Sleipner Vest	162.7	1974	Statoil ASA	Sleipner Vest
Sleipner Øst	120.9	1981	Statoil ASA	Sleipner Øst
Snorre	249.3	1979	Statoil ASA	Snorre
Snøhvit ¹⁾	190.7	1984	Statoil ASA	Snøhvit
Statfjord	693.0	1974	Statoil ASA	Statfjord
Statfjord Nord	46.6	1977	Statoil ASA	037
Statfjord Øst	44.2	1976	Statoil ASA	Statfjord Øst
Sygna	12.7	1996	Statoil ASA	Sygna
Tambar	11.7	1983	BP Norge AS	065
Tor	37.2	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	73.6	1987	Statoil ASA	089
Troll ²⁾	1614.3	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Troll
Troll ³⁾		1983	Statoil ASA	Troll
Tune	19.0	1996	Norsk Hydro Produksjon AS	190
Tyrihans ¹⁾	67.8	1983	Statoil ASA	Tyrihans
Ula	89.8	1976	BP Norge AS	019
Urd	10.6	2000	Statoil ASA	128
Vale	3.8	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	036
Valhall	178.6	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	15.1	1984	Talisman Energy Norge AS	038
Veslefrikk	61.1	1981	Statoil ASA	052
Vigdis	60.8	1986	Statoil ASA	089
Vilje ¹⁾	8.7	2003	Norsk Hydro Produksjon AS	36
Visund	89.6	1986	Statoil ASA	Visund
Volve ¹⁾	14.3	1993	Statoil ASA	046 BS
Åsgard	360.1	1981	Statoil ASA	Åsgard

1) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var i gang per 31.12.2006

2) Ressursane omfattar dei totale ressursane på Troll, også den delen som blir operert av Statoil ASA

3) Ressursane er inkludert i rada ovanfor

4) Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår i feltet

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.3 Opphavlge og attverande reservar i felt

	Opphavlge reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Olje kv. ²⁾ mill. Sm ³	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mrd. Sm ³	Kondensat mill. Sm ³	Olje kv. ²⁾ mill. Sm ³
Alvheim ³⁾	25.5	5.6	0.0	0.0	31.1	25.5	5.6	0.0	0.0	31.1
Balder ⁴⁾	54.7	2.0	0.0	0.0	56.7	19.0	1.3	0.0	0.0	20.3
Blane ³⁾	0.8	0.0	0.0	0.0	0.9	0.8	0.0	0.0	0.0	0.9
Brage	50.8	2.6	0.8	0.0	55.0	3.5	0.2	0.0	0.0	3.7
Draugen	138.7	1.5	2.4	0.0	144.8	25.1	0.3	0.7	0.0	26.6
Ekofisk	540.3	154.2	14.6	0.0	722.2	162.8	22.9	2.8	0.0	191.0
Eldfisk	132.6	42.6	4.3	0.0	183.4	49.0	6.1	0.7	0.0	56.5
Embla	11.3	5.1	0.5	0.0	17.4	2.1	2.0	0.2	0.0	4.5
Enoch ³⁾	0.3	0.1	0.0	0.0	0.5	0.3	0.1	0.0	0.0	0.5
Fram	21.0	9.8	0.2	0.0	31.2	13.9	9.8	0.2	0.0	24.0
Gimle	4.0	0.8	0.1	0.0	5.0	3.5	0.7	0.1	0.0	4.4
Glitne	8.3	0.0	0.0	0.0	8.3	1.3	0.0	0.0	0.0	1.3
Grane	112.4	0.0	0.0	0.0	112.4	81.6	0.0	0.0	0.0	81.6
Gullfaks ^{b)}	356.6	24.3	2.7	0.0	386.1	27.4	2.1	0.2	0.0	30.0
Gullfaks Sør ^{c)}	47.9	42.6	5.1	0.0	100.2	20.7	26.4	3.2	0.0	53.2
Gungne	0.0	12.5	1.6	4.4	20.0	0.0	12.5	0.3	0.4	13.4
Gyda ^{d)}	38.6	6.2	1.9	0.0	48.5	5.1	0.6	0.1	0.0	5.9
Heidrun	180.0	41.8	2.3	0.0	226.1	64.3	33.5	1.9	0.0	101.4
Heimdal	7.2	42.7	0.0	0.0	49.9	0.8	0.0	0.0	0.0	0.8
Hod	10.3	1.8	0.4	0.0	12.9	1.8	0.3	0.2	0.0	2.4
Huldra	4.9	15.7	0.1	0.0	20.9	0.7	3.7	0.0	0.0	4.5
Jotun	24.6	0.9	0.0	0.0	25.5	3.7	0.1	0.0	0.0	3.8
Kristin	33.7	31.1	6.8	2.1	79.8	32.6	28.3	6.2	0.0	72.7
Kvitebjørn	18.0	51.9	2.3	0.0	74.1	12.7	41.3	1.3	0.0	56.6
Mikkel	4.6	23.1	4.6	2.1	38.6	4.4	17.7	3.1	0.0	28.0
Murchison	13.7	0.4	0.0	0.0	14.1	0.3	0.1	0.0	0.0	0.3
Njord	24.0	10.5	1.4	0.0	37.1	3.0	10.5	1.4	0.0	16.1
Norne	90.0	10.7	1.2	0.0	103.0	17.3	5.7	0.7	0.0	24.3
Ormen Lange ³⁾	0.0	375.2	0.0	22.1	397.3	0.0	375.2	0.0	22.1	397.3
Oseberg ^{c)}	353.7	108.6	7.4	0.0	476.4	19.0	92.6	3.2	0.0	117.5
Oseberg Sør	49.2	11.0	0.0	0.0	60.2	21.1	6.7	0.0	0.0	27.8
Oseberg Øst	27.8	0.4	0.0	0.0	28.2	11.7	0.2	0.0	0.0	11.9
Ringhorne Øst	5.8	0.2	0.0	0.0	6.0	4.8	0.2	0.0	0.0	5.0
Sigyn	0.0	6.6	3.0	5.6	17.8	0.0	3.3	1.7	1.8	8.3
Skirne	2.1	8.8	0.0	0.0	10.9	1.3	5.7	0.0	0.0	7.0
Sleipner Vest	0.0	117.8	8.1	29.6	162.7					

	Opphavelge reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mrd. Sm ³	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³
Sleipner Øst ⁶⁾	0.0	68.1	13.1	27.9	120.9					
Sleipner Vest og Sleipner Øst ⁶⁾						0.0	50.1	3.9	3.5	60.9
Snorre	234.0	6.5	4.6	0.0	249.3	87.4	0.9	0.3	0.0	88.8
Snøhvit ³⁾	0.0	160.6	6.3	18.1	190.7	0.0	160.6	6.3	18.1	190.7
Statfjord	565.0	79.4	25.6	0.0	693.0	13.6	25.7	11.4	0.0	60.9
Statfjord Nord	42.1	2.7	0.9	0.0	46.6	8.6	0.6	0.2	0.0	9.6
Statfjord Øst	37.4	4.1	1.5	0.0	44.2	5.5	0.9	0.3	0.0	7.0
Sygna	12.7	0.0	0.0	0.0	12.7	3.8	0.0	0.0	0.0	3.8
Tambar	8.6	2.7	0.2	0.0	11.7	1.8	2.7	0.0	0.0	4.6
Tor	23.9	11.0	1.2	0.0	37.2	1.6	0.3	0.0	0.0	2.0
Tordis ⁸⁾	64.5	5.6	1.8	0.0	73.6	15.9	1.9	0.5	0.0	18.7
Troll ^{h)}	231.7	1332.1	25.7	1.6	1614.3	50.7	1061.9	23.8	-2.7	1155.0
Tune ⁶⁾	3.2	15.6	0.1	0.0	19.0	0.2	3.2	0.0	0.0	3.5
Tyrihans ³⁾	29.0	29.3	5.0	0.0	67.8	29.0	29.3	5.0	0.0	67.8
Ula	80.0	3.8	3.1	0.0	89.8	12.3	0.0	0.6	0.0	13.4
Urd	10.5	0.1	0.0	0.0	10.6	8.3	0.0	0.0	0.0	8.3
Vale	1.7	2.2	0.0	0.0	3.8	1.1	1.7	0.0	0.0	2.8
Valhall	143.1	25.8	5.1	0.0	178.6	50.4	7.4	2.2	0.0	61.8
Varg	15.1	0.0	0.0	0.0	15.1	5.4	0.0	0.0	0.0	5.4
Veslefrikk	56.2	2.8	1.1	0.0	61.1	8.4	0.6	0.0	0.0	9.0
Vigdis	57.0	1.8	1.0	0.0	60.8	20.3	1.1	0.6	0.0	22.5
Vilje ³⁾	8.3	0.4	0.0	0.0	8.7	8.3	0.4	0.0	0.0	8.7
Visund	27.8	49.6	6.4	0.0	89.6	13.7	48.2	6.3	0.0	73.9
Volve ³⁾	12.4	1.3	0.2	0.1	14.3	12.4	1.3	0.2	0.1	14.3
Åsgard	99.8	178.3	34.7	16.0	360.1	49.5	126.0	25.7	-1.1	223.2
Sum	4157.8	3152.8	209.7	129.7	7838.7	1049.3	2240.7	115.4	42.2	3551.4

1) Tabellen viser forventningsverdier og estimata er difor usikre

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

3) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2006

4) Årsaka til negative tal for attverande reservar på enkelte felt er at produkta NGL og kondensat ikkje er rapportert under opphavelge reservar.

5) Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla

a) Balder omfattar òg Ringhorne

b) Gullfaks omfattar òg Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfattar òg Gulltopp, Gullveig, Rimfaks og Skinfaks

d) Gyda omfattar òg Gyda Sør

e) Oseberg omfattar òg Oseberg Vest

f) Sleipner Øst omfattar òg Loke

g) Tordis omfattar òg Tordis Øst og Borg

h) Troll omfattar òg TOGI

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.4 Reserver i funn og felt der rettshavarane har vedteke utbygging

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
Yme ³⁾	7.8	0.0	0.0	0.0	7.8	1987
15/12-12 Rev		3.9		0.6	4.5	2001
24/9-5 Volund	7.2	0.8	0.0	0.0	8.0	1994
35/8-1 Vega		19.9	1.1	4.9	26.8	1981
35/9-1 Gjøa	11.1	32.6	5.6		54.5	1989
6507/3-1 Alve	0.0	5.8	0.9	1.4	8.9	1990
Sum	26.1	63.1	7.6	6.8	110.5	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønne som inngår

3) Rettshavarane har vedteke utbygging av restressursar i Ymefeltet.

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.5 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	6.7	13.9			20.6	1977
15/3-1S Gudrun	15.6	9.0	4.9		33.9	1975
15/5-1 Dagny		5.2	0.7	1.7	8.1	1978
2/12-1 Freja	2.9	0.6	0.0		3.5	1987
25/11-16	3.6	0.1	0.0		3.7	1992
25/5-5	3.5	0.1			3.6	1995
30/7-6 Hild ³⁾	5.0	15.6		1.9	22.5	1978
34/10-23 Valemon ⁴⁾		18.1	0.7	5.6	25.0	1985
35/11-13	6.4	2.8			9.2	2005
6406/3-2 Trestakk	11.3	2.0	0.6		14.3	1986
6506/11-7	8.3	3.1	0.8		12.9	2001
6507/11-6 Sigrid		1.9	0.3	0.36	2.9	2001
6507/3-3 Idun		11.9	1.2	0.3	14.4	1999
6507/5-1 Skarv ⁵⁾	16.4	34.4	4.5	4.0	63.4	1998
7122/7-1 Goliat ⁶⁾	28.0	10.6	0.0	0.0	38.6	2000
Sum	107.9	129.2	13.6	13.8	276.8	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønne 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 7

5) 6507/5-1 Skarv har ressursar i kategori 4 og 5

6) 7122/7-1 Goliat har ressursar i kategori 4 og 5

(Kjelde: Oljedirektoratet)

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

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
1/3-6	3.2	2.8			6.0	1991
1/5-2 Flyndre	3.1	0.9			4.1	1974
15/3-4	3.3	1.6	0.8		6.4	1982
15/5-2		4.9	0.0	0.4	5.3	1978
15/8-1 Alpha		4.1	0.5	1.0	6.1	1982
16/7-2		1.6		0.7	2.3	1982
2/5-3 Sørøst Tor	3.1	0.9			3.9	1972
24/6-1 Peik		2.0		0.3	2.3	1985
25/8-4	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1992
3/7-4 Trym		3.4		0.7	4.2	1990
33/9-6 Delta	0.1	0.0			0.2	1976
34/11-2 S Nøkken		2.7		1.2	3.9	1996
35/2-1		21.5			21.5	2005
35/8-1 Vega	0.9	0.4			1.3	1981
6406/1-1 Erlend N		1.1		0.3	1.4	2001
6406/1-2		2.3	0.4	0.9	3.8	2003
6406/2-1 Lavrans	5.1	12.6	3.2		23.7	1995
6406/2-6 Ragnfrid		2.5		1.7	4.2	1998
6406/2-7 Erlend		1.0		0.6	1.6	1999
6406/9-1		40.8		1.4	42.2	2005
6407/9-9	0.2	1.2		0.2	1.5	1999
6506/11-2 Lange	0.4	0.2			0.6	1991
6506/12-3 Lysing	1.5	0.3			1.8	1985
6506/6-1	0.0	89.3	2.8	5.0	99.6	2000
6605/8-1		26.0		2.6	28.6	2005
6507/2-2		6.0	1.0	0.4	8.3	1992
6507/7-13	0.9	0.0	0.0	0.0	1.0	2001
6608/11-2 Falk	13.5	0.3			13.8	2000
6706/6-1		25.0		2.5	27.5	2003
6707/10-1		38.3		1.4	39.7	1997
7/7-2	3.4	0.1			3.5	1992
7/8-3	2.4	0.1		0.2	2.7	1983
Sum	42.1	294.1	8.6	21.5	374.1	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønningen som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.7 Ressursar i nye 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⁾
31/2-N-11 H	1.5				1.5	2005
6608/10-11 S	0.1	0.4			0.5	2006
7122/7-4 S Klappmys	0.7				0.7	2006
SUM	8,45	46,8	0,0	0,0	55,3	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Vedlegg 3 Operatører og rettshavarar

Tabellen under viser operatører og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på norsk kontinentalsokkel. Det er 337 aktive utvinningsløyve, men 339 operatørskap. Både Statoil ASA og Norsk Hydro Produksjon AS er operatører i utvinningsløyva 085 og 085B. I tillegg er Gassco AS operatør for store deler av gassrørleidningsnett. Fleire fakta om petroleumsværksemda finn du på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no. Ulike rapportar om utvinningsløyve og rettshavarar kan hentast frå www.npd.no/rappporter.

Tabell 3.1 Operatører og rettshavarar

	Operatør	Utvinningsløyve	Felt
A/S Norske Shell	10	23	7
BG Norge AS	14	23	
BP Norge AS	10	15	5
Centrica Resources Norge AS	3	4	
Chevron Norge AS	1	7	1
ConocoPhillips Scandinavia AS	10	12	9
DONG E & P Norge AS	5	32	7
Det Norske Oljeselskap AS	8	23	4
E.ON Ruhrgas Norge AS	1	10	1
Endeavour Energy Norge AS	3	17	2
Eni Norge AS	12	47	16
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	9	24	16
Gaz de France Norge AS	1	28	3
Hess Norge AS	1	12	4
Idemitsu Petroleum Norge AS	1	13	6
Lundin Norway AS	14	24	2
Maersk Oil Exploration Norway AS	2	3	
Marathon Petroleum Norge AS	8	16	6
Nexen Exploration Norge AS	3	4	
Norsk Hydro Produksjon AS	68	135	49
Norske ConocoPhillips AS	2	26	14
Norwegian Energy Company AS	2	17	
OMV Norge AS	2	2	
Pertra ASA	7	13	3
Petro-Canada Norge AS	4	12	
Premier Oil Norge AS	1	10	1
RWE Dea Norge AS	5	28	7
Revus Energy ASA	4	48	4
Statoil ASA	100	173	50
Talisman Energy Norge AS	15	48	8
Total E&P Norge AS	13	72	40

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Andre rettshavarar:	Utvinningløyve	Felt
Aker Exploration ASA	1	
Altinex Oil AS	9	1
Brigde Energy AS	1	
Discover Petroleum AS	1	
Edison International Spa	5	
Ener Petroleum ASA	1	
Enterprise Oil Norge AS	10	7
Faroe Petroleum Norge AS	6	
Mobil Development Norway AS	26	9
Noble Energy Limited	3	
Norske AEDC A/S	1	1
PA Resources Norway AS	12	1
Petoro AS	112	41
Rocksource ASA	1	
Serica Energy (UK) Ltd	2	
Svenska Petroleum Exploration AS	4	3
Wintershall 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
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.com

Det Norske Oljeselskap AS

Postboks 1345 Vika, 0113 Oslo
Tlf. 23 23 84 80, faks 23 23 84 81
www.dno.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. 51 57 48 00, faks 51 57 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.ruhrgas.no

**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. 22 94 00 00, faks 22 42 63 27
www.hess.com

Idemitsu Petroleum Norge AS

Postboks 1844 Vika, 0123 Oslo
Tlf. 23 23 85 00, faks 23 23 85 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 Exploration Norway AS

Postboks 244, 1326 Lysaker
Tlf. 67 10 76 00, faks 67 10 76 01
www.maerskoil.com

Nexen Exploration Norge AS

Postboks 6641 St Olavs Plass
c/o Simonsen Føyen Advokatfirma DA
0129 OSLO
Tlf. 21 95 55 00, faks 21 95 55 01

Norsk Hydro Produksjon AS

0240 Oslo
Tlf. 22 53 81 00, faks 22 53 27 25
www.hydro.com

Norske ConocoPhillips AS

Postboks 220, 4098 Tananger
Tlf. 52 02 00 00, faks 52 02 66 00
www.conocophillips.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

c/o OMV Exploration & Production GmbH
Gerasdorfer Strasse 151
1210 Wien
Østerrike
www.omv.com

Pertra ASA

Nedre Bakklandet 58 C, 7014 Trondheim
Tlf. 90 70 60 00, faks 73 53 05 00
www.pertra.no

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,
www.premieroil.co.uk

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

Statoil ASA

4035 Stavanger
Tlf. 51 99 00 00, faks 51 99 00 50
www.statoil.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

ANDRE RETTSHAVARAR**Aker Exploration ASA**

Fjordalleen 16
0115 Oslo
Tlf. 24 13 00 00, faks 24 13 01 06
www.akerasa.com

Altinex Oil AS

Postboks 3162, 9498 Harstad
Tlf. 77 05 93 00
www.altinex.no

Bridge Energy AS

Postboks 229, 1377 Billingstad
Tlf. 66 77 96 30, fax 66 77 96 39

Discover Petroleum AS

Skogstøstraen 37, 4029 Stavanger
Tlf. 414 40 075, faks 51 20 16 19

Edison International

c/o Edison S.pA
Foro Buonaparte 31
20121 Milano
Italia

Ener Petroleum ASA

Postboks 128, 1325 Lysaker
Tlf. 67 52 90 20, faks 67 52 90 30
www.1petro.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

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.com

Noble Energy (Europe) Limited

Suffolk House, 154 High Street, Sevenoaks,
Kent, TN13 1XE
Tlf. +44 1732 741 999, faks +44 1732 464 140
www.nobleenergyinc.com

Norske AEDC A/S

Postboks 207 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 91 70 40, faks 51 91 70 41
www.aoc.co.jp

PA Resources Norway AS

Munkedamsveien 45 E, 0250 Oslo
Tlf. 21 56 76 00, faks 21 56 76 01
www.paresources.se

Petoro AS

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 20 00, faks 51 50 20 01
www.petoro.no

Rocksource ASA

Postboks 2144 Postterminalen, 3103 Tønsberg
Tlf. 22 94 77 70, faks 22 94 77 01
www.rocksource.com

Serica Energy (UK) Ltd

52 Bedford Row
London WC1R 4LR
UK

Svenska Petroleum Exploration AS

Postboks 53, 0283 Oslo
Tlf. 21 50 84 01, faks 51 81 48 00
www.spe.se

Wintershall Norge AS

Postboks 775 Sentrum, 0106 Oslo
Tlf: 23 31 59 90, faks 23 31 59 99
www.wintershall.biz

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 summere 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

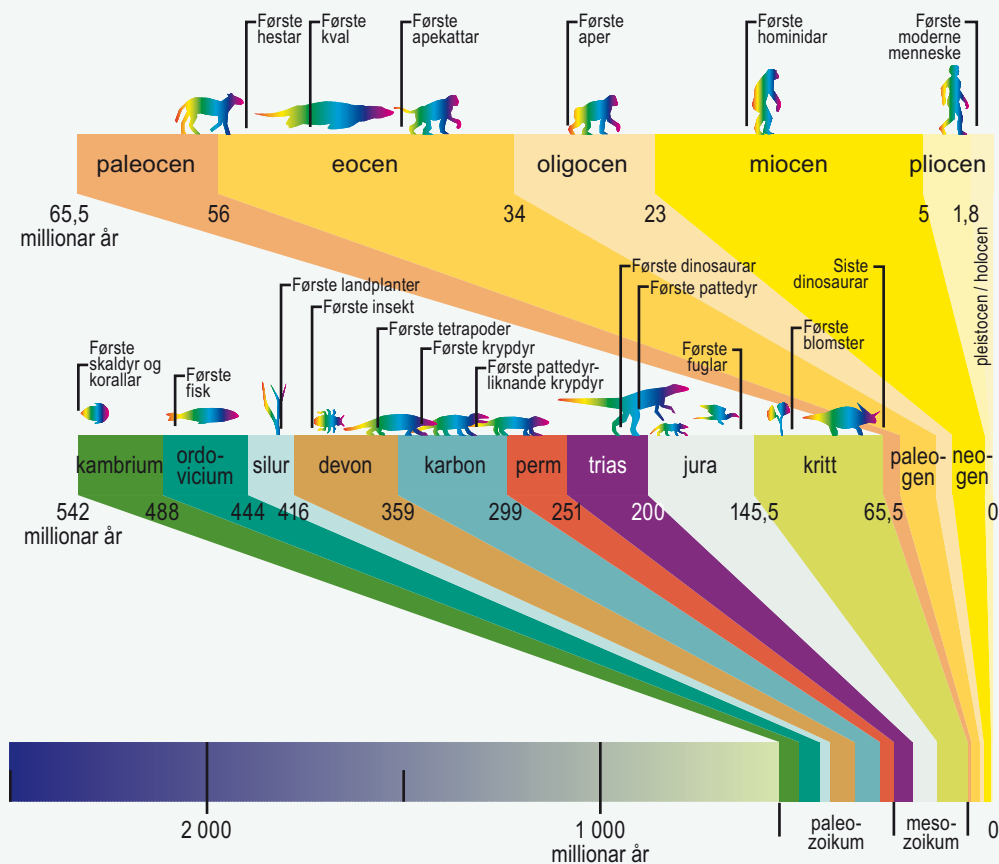
Omrekningsfaktorar for volum

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





OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Einar Gerhardsens plass 1 (R4)
Postboks 8148 Dep, NO-0033 Oslo
www.regjeringen.no/oed



OLJEDIREKTORATET



Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600, NO-4003 Stavanger
www.npd.no

