

Fakta 2005

FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2005



Norsk petroleumsvirksomhet



FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2005

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.mpe.dep.no (Engelsk)

www.oed.dep.no (Norsk)

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

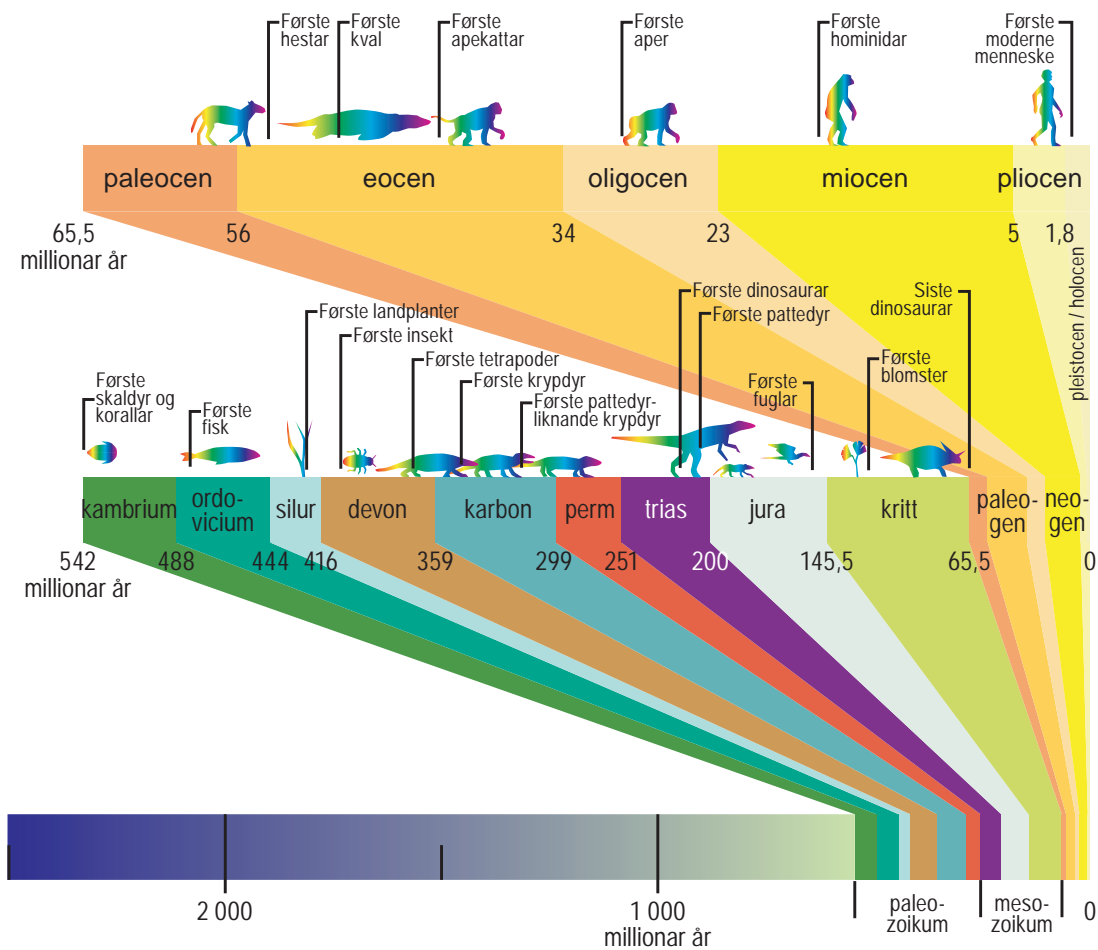
Redaktører: Trude Larstad (OED) og Øystein Dretvik (OD)
Redaksjon avslutta: mars 2005

Layout/design: Janne N'Jai (OD)/PDC Tangen
Framsida: Janne N'Jai (OD)
Papir: omslag: Munken Lynx 240 g, innmat: Uni Matt 115g
Trykk: PDC Tangen
Opplag: 8 000 nynorsk/7 000 engelsk

Heftet er omsett til nynorsk av Åshild Nordstrand og til engelsk av Ink Norge AS ved Vanja Stake

ISSN 1504-3398





Den geologiske tidsskalaen

Forord av olje- og energiminister Thorhild Widvey

Petroleumsverksemda er i dag den største næringa i Noreg, og ho har vore ein viktig bidragsytar til økonomisk vekst og til finansieringa av det norske velferdssamfunnet. Gjennom meir enn 30 år har næringa skapt verdiar for godt over 4000 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag.

Olje- og gassressursane høyrer heile det norske samfunnet til og skal forvaltast til beste for nolevande og komande generasjonar. Målsetjinga for olje- og gasspolitikken som regjeringa fører, er difor å medverka til ei forvaltning av ressursane som sikrar størst mogleg verdiskaping, og slik at mest mogleg av verdiskapinga fell på fellesskapet – innanfor rammene av ei berekraftig utvikling.

Rekordhøg produksjon i 2004

Ved årsskiftet var 48 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel – 42 i Nordsjøen og 6 i Norskehavet, og 2004 var eit rekordår for petroleumsproduksjonen på norsk sokkel. Det blei produsert 3,2 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og 78 milliardar standardkubikkmeter gass. Det gjer Noreg til den tredje største oljeeksportøren og den sjuande største oljeprodusenten i verda.

I 2004 opplevde verda den sterkaste veksten i oljeetterspørselen på mange år. Vi må gå 30 år tilbake for å finna ein liknande vekst. Oljeprisane varierte frå 29 til 52 dollar per fat for Brent i fjoråret.

Regjeringa la i 2004 fram ei stortingsmelding om olje- og gassverksemda, der vi mellom anna sette søkjelyset på kostnadsnivået på kontinentalsokkelen. Reduserte kostnader er ein robust strategi for å sikra framtidig aktivitet på norsk sokkel. Styresmaktene regulerer verksemda og har såleis eit medansvar for kostnadsnivået. Eg samrår meg med kolle-

gaene mine i andre departement for å sikra at desse prosessane og regelverket er utforma med tanke på at verksemda skal vera kostnadseffektiv.

Satsing på forskning og utvikling (FoU)

Som ressurseigar er det nødvendig at staten ser til at ressursane blir utnytta på beste måte. Samarbeid mellom oljeselskap, leverandørindustrielskap og forskingsinstitusjonar har vore viktig for å byggja opp verksemda, og slikt samarbeid vil bli viktig også i framtida. Sterk satsing på FoU, både frå selskapa og frå offentlege styresmakter, har vore og vil vera sentralt framover.

Regjeringa tok eit krafttak for petroleumsforskninga i 2004 og auka midlane til denne forskninga med over 60 prosent i budsjettet for 2005. Røynsler viser at målretta, langsiktig FoU-satsing er ein nødvendig innsatsfaktor i utviklinga av olje- og gassverksemda. Ikkje minst har teknologisatsinga vore avgjerande for å byggja opp ein konkurransedyktig, norskbasert leverandørindustri.

Eg er òg oppteken av at den norske olje- og gassnæringa skal lykkast internasjonalt. Med tanke på den breie kompetansen norsk petroleumsindustri har opparbeidd, bør det vera fullt mogleg å ekspandera vidare i andre marknader enn på norsk kontinentalsokkel. Industriens visjon om å auka omsetninga betydeleg for norsk leverandørindustri utanfor norsk kontinentalsokkel, er ambisjos, men burde absolutt vera oppnåeleg.

Moden sokkel

Viktige delar av norsk sokkel er inne i ein moden fase der produksjonen minkar og driftskostnadene aukar på eksisterande felt, og der ein ventar at stor-



leiken på framtidige funn vil bli mindre. Likevel er det betydelege ressursar att i modne område på sokkelen, og den største utfordringa for styresmaktene på mellomlang sikt er å medverka til at produksjonsfallet blir minst mogleg, og at felta får lengre levetid. Eg vil særleg peika på at tiltak for å auka oljeutvinninga og sikra effektiv drift må til for å realisera dei verdiane som er att. Slike tiltak vil gje større inntekter og lengre levetid for felta. Vi ser no at industrien har fanga opp dette, og at aktivitetsnivået aukar.

Betydelege oljevolum vil bli liggjande att i undergrunnen etter den planlagde nedstenginga av dei store felta i modne område. Det er difor svært viktig å ha fokus på å auka utvinningsgraden slik at det blir størst mogleg verdiskaping frå felta. I 2004 var den gjennomsnittlege utvinningsgraden for olje frå sokkelen på 46 prosent. Basert på godt samarbeid med selskapa og fokus på dette frå industrien si side har eg stor tru på at utvinningsgraden vil auka endå meir.

Når det gjeld umodne område, er det no stor interesse for Barentshavet. Tre interessante leitebrønner vil etter planen bli bora i Barentshavet vintren 2005. Potensialet er stort, men det er òg risikoen. At oljeselskapa får tilgang til nytt prospektivt leiteareal og nye konsesjonar, er vesentleg for utviklinga på kontinentalsokkelen i framtida. På denne tida i fjor handla mykje av diskusjonen om den låge leiteaktiviteten og kva som kunne gjerast for å få fleire leitebrønner. Regjeringa har på si side svara med å betra tilgangen på areal, trekkja til seg fleire aktørar, auka konkurransen og tilpassa konsesjonsvilkåra. Eg nemner at tildelinga av areal i førehandsdefinerte leiteområde i 2004 (TFO 2004) var den største tildelinga i modne delar av kontinentalsokkelen sidan styresmaktene innførte systemet med årlege

tildelingsrundar i 1999. 28 utvinningsløyve vart tildelte, mot 19 i førre runden, og samtidig har det vorte større breidd mellom selskapa.

No er dei fleste indikatorane positive. Vi ventar oss eit høgt aktivitetsnivå med stabil produksjon og at styresmaktene vil behandla rekordmange utbyggingsprosjekt. 2005 ser ut til å bli eit rekordår for investeringar på kontinentalsokkelen, samtidig som samarbeidet med andre petroleumsnasjonar er godt. Med andre ord – dei lyse utsiktene vi har framfor oss, vil vera viktige for framtida til Noreg som petroleumsnasjon!



Olje- og energiminister

Forord av oljedirektør Gunnar Berge

Det er den norske staten som er grunneigar på kontinentalsokkelen, og som eigar må styresmaktene ta hand om sine store interesser. Det overordna målet for Oljedirektoratet (OD) er å gjera sitt til at det blir skapt størst mogleg verdiar for samfunnet frå petroleumsnæringa, gjennom forsvarleg ressursforvaltning, med forankring i tryggleik, beredskap og ytre miljø. For å kunna utføra denne oppgåva må styresmaktene vera engasjerte og ha tilsvarende kompetanse som oljeselskapa – pluss litt til. Selskapa veit mykje om dei felte og dei områda på kontinentalsokkelen dei er spesielt interesserte i. Styresmaktene må vita mykje om heile kontinentalsokkelen. OD er den faglege organisasjonen til Olje- og energidepartementet (OED), med kompetanse innanfor geologi, geofysikk, reservoarteknologi, økonomi og andre fagdisiplinar. Det må til for at styresmaktene skal kunna ta hand om eigarinteressene sine på ein måte som kjem heile samfunnet til gode. OD er rådgjevar og premisleverandør for både departementet og andre styresmakter som gjer vedtak.

Frå kunnskap til verdi

Kunnskap og oversikt er absolutte føresetnader for å medverka til verdiskapinga. Optimal utnytting av olje- og gassressursane på kontinentalsokkelen krev at vi held oss oppdaterte på kor store ressursane er, og kvar dei er. Kvart år utarbeider OD ein ressursrekneskap som viser kva som er produsert og selt, kva som er funne, og kva som står att å finna. Fagfolka i OD oppdaterer jamleg overslag over den totale ressursmengda på kontinentalsokkelen, heile tida basert på dei beste metodane. I tillegg til eigne utrekingar har OD mynde til å krevja at selskapa

informerer om alt som er nødvendig og relevant. Våre data gjev mellom anna grunnlag for å laga prognosar for framtidig produksjon og framtidige investeringar. ODs unike databasar er òg svært nyttige for omverda. Norske styresmakter har som politikk at data skal vera tilgjengelege for dei som er interesserte – og så rimeleg som råd. Slikt ope innsyn finst ikkje andre stader i verda. Det er viktig for å gjera norsk kontinentalsokkel meir attraktiv.

Aktivitetsnivået på kontinentalsokkelen aukar

I 2004 vart det bora 17 leitebrønner på norsk sokkel: ni undersøkingsbrønner og åtte avgrensingsbrønner. Det er altfor få. Vi reknar med at ein tredel av ressursane på norsk sokkel enno ikkje er funne. OD meiner at det bør borast minst 30 leitebrønner på kontinentalsokkelen kvart år for å halda aktiviteten på eit nødvendig nivå. For å få opp leiteaktiviteten, har styresmaktene dei siste åra gjeve industrien tilgang til nye, store leiteareal, og vi ventar at aktiviteten vil auka kraftig. Selskapa har meldt inn at dei vil bora 30–40 leitebrønner i 2005. Tilgangen på boreinnretningar kan no bli ein faktor som avgrensar aktiviteten. Dette er ei stor utfordring for både styresmaktene og næringa.

Men vi ventar òg at aktiviteten omkring funn og felt i produksjon vil auka. For tida er det konkrete planar om å byggja ut 17 funn. I tillegg er det 44 funn som kan byggjast ut på lengre sikt. Det er òg lagt fram planar for å auka oljeutvinninga, og dette gjev grunn til optimisme. Målet for gjennomsnittleg utvinningsgrad av olje på norsk kontinentalsokkel er 50 prosent. OD har fått i oppdrag av OED å vurdere om det er grunnlag for å heva denne målsetjinga.

Sjølv om ikkje alle dei meir enn 100 prosjekta som selskapa har meldt inn, og som skal auka utvinninga, blir realiserte, viser det stor vilje også i industrien til å gjera ein ekstra innsats for å auka utvinningsgraden. Så viktig ser OD arbeidet med å auka utvinninga at vi kvart år deler ut ein eigen pris, IOR-prisen (improved oil recovery) til dei som har gjort ein ekstraordinær innsats.

Kostnadene må ned

Kostnadsnivået på kontinentalsokkelen er ei stor utfordring. Etter kvart som felta blir modne og produksjonen frå eit felt minkar, aukar kostnadene pr. produsert eining olje og gass. Dersom vi ikkje greier å handtera kostnadene betre, risikerer vi at store ressursar blir liggjande att i grunnen. E-drift kan vera ein av måtane å effektivisera drifta av norsk kontinentalsokkel på. I Stortingsmelding nr. 38 om petroleumsvirksemda fekk OD i oppdrag å vera pådrivar for meir bruk av e-drift på kontinentalsokkelen. E-drift inneber å ta i bruk sanntidsdata for å integrera arbeidet mellom organisasjonar og fagområde, og dermed oppnå betre og raskare avgjersler både i leitefasen og i driftfasen. E-drift kan medverka til å auka utvinninga, redusera kostnadene og auka tryggleiken. Hausten 2004 etablerte OD eit e-driftforum med representantar for oljeselskap, leverandørar, fagforeiningar, styresmakter og forskingsinstitusjonar. E-driftforumet skal vera ein pådrivar for å dela kunnskap og røynsler omkring e-drift og diskutera nye alternativ og utfordringar.



Oljedirektør

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Arne B. Blage".

Innhald

Forord av olje- og energiminister	
Thorhild Widvey	6
Forord av oljedirektør	
Gunnar Berge	8
1 Petroleumsverksemda –	
Noregs største næring	14
Petroleumsverksemda i det norske	
samfunnet	15
Norsk petroleumsindustri	16
Utviklinga framover	16
2 Den norske ressursforvaltingsmodellen	18
Rolle- og ansvarsdelinga i dag	20
Stortinget	20
Regjeringa	20
Oljeselskapa	20
Statleg organisering av petroleumsverksemda	21
Samhandling i næringa	22
3 Leiteverksemda	24
Konsesjonssystemet	25
Modne og umodne område	27
Leitepolitikk i modne og umodne område	27
Omstridt område	34
Aktørbiletet	34
4 Utbygging og drift	36
Felt og infrastruktur –	
potensial for effektiv utnytting	37
Vidareutvikling av petroleumsførekomstar	
som er i produksjon	38
Innfasing av funn og leiting etter og	
utvikling av nye førekomstar	40
Ekofisk – eit døme på vellykka samspel	
mellom oljeselskap, leverandørindustrien,	
styremakter og forskingsinstitusjonar	42
5 Opprydding etter at produksjonen er slutt	44
Regelverk	45
Avslutningsplan	45
Ansvar	46
6 Gassforvaltningssystemet	48
Verkemidla til styresmaktene	49
Gassco	51
Gassled	51
Regulert tilgang til transportsystemet	51
Gassled – samla eigarstruktur for	
gasstransport	52
7 Petroleumsinntektene til staten	54
Petroleumsskattesystemet	55
Avgifter	55
Normprisen	56
SDØE	56
Utbyte frå Statoil	56

8 Miljømsyn i norsk petroleumsverksemd	58	Balder	92
Regulering av utslipp til luft	59	Brage	93
Regulering av utslipp til sjø	60	Fram	94
9 Petroleumsressursane	62	Grane	95
Ressursar	63	Gullfaks	96
Reservar	63	Gullfaks Sør	98
Vilkårsressursar	63	Heimdal	100
Uoppdaga ressursar	64	Huldra	101
Nordsjøen	64	Jotun	102
Norskehavet	64	Kvitebjørn	103
Barentshavet	64	Murchison	104
10 Felt i produksjon	66	Oseberg	105
Forklaring til tabellane i kapitla 10–12	67	Oseberg Sør	107
Sørlege Nordsjø	68	Oseberg Øst	108
Ekofisk	70	Skirne	109
Eldfisk	72	Snorre	110
Embla	74	Statfjord	112
Glitne	75	Statfjord Nord	114
Gungne	76	Statfjord Øst	115
Gyda	77	Sygna	116
Hod	78	Tordis	117
Sigyn	79	Troll	118
Sleipner Vest	80	Troll fase I	119
Sleipner Øst	82	Troll fase II	121
Tambar	84	Tune	123
Tor	85	Vale	124
Ula	86	Veslefrikk	125
Valhall	87	Vigdis	126
Varg	89	Visund	127
Nordlege Nordsjø	90	Norskehavet	128
		Draugen	130
		Heidrun	131

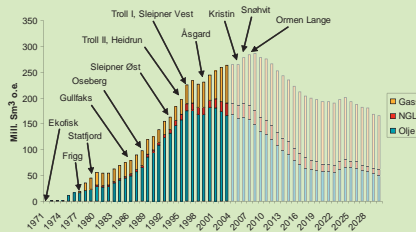
Mikkel	132	12 Utbyggingar i framtida	148
Njord	133	Funn i planleggingsfase	149
Norne	134	Vedteke i utvinningsløyvet	154
Åsgard	135	13 Rørleidningar, landanlegg	
Felt der produksjonen er avslutta	137	og anna infrastruktur	156
Albuskjell	137	Gassledrørleidningar	159
Cod	137	Gassledlandanlegg	162
Edda	137	Andre rør	163
Frigg	138	Andre landanlegg	170
Frøy	138	E-drift på norsk kontinentalsokkel	173
Lille-Frigg	138	14 Operatørar og rettshavarar	174
Mime	138	15 Adresseliste for styresmakter	
Nordøst Frigg	139	og rettshavarar	176
Odin	139	Appendiks	180
Tommeliten Gamma	139	Omgrep og omrekningsfaktorar	194
Vest Ekofisk	139		
Yme	140		
Øst Frigg	140		
11 Felt under utbygging	142		
Alvheim	143		
Kristin	144		
Ormen Lange	145		
Snøhvit	146		
Urd	147		



1

Petroleumsverksemda –
Noregs største næring





Figur 1.1 Total petroleumproduksjon og produksjonsstart for viktige felt
(Kjelde: OD/OED)

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

Med funnet av Ekofisk i 1969 starta det norske oljeeventyret for alvor. Produksjonen frå feltet tok til 9. juni 1971. I åra etterpå vart det gjort ei rekkje store funn. I dag er 48 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel. Produksjonen frå desse felta svarar til om lag 20 gonger det innanlandske forbruket av petroleum, og har etablert Noreg som ein sentral leverandør på den globale oljemarknaden og den europeiske gassmarknaden. I samband med utbygginga av Snøhvitfeltet er det for første gong gjort avtale om å selja gass til marknader utanfor Europa.

2004 var eit rekordår for petroleumproduksjonen på norsk kontinentalsokkel. Det vart produsert 3,2 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og 78 milliardar standardkubikkmeter gass, i alt ein produksjon av salbar petroleum på 263 millionar standardkubikkmeter oljeekvivalentar (Sm³ o.e.). Noreg er rangert som den tredje største

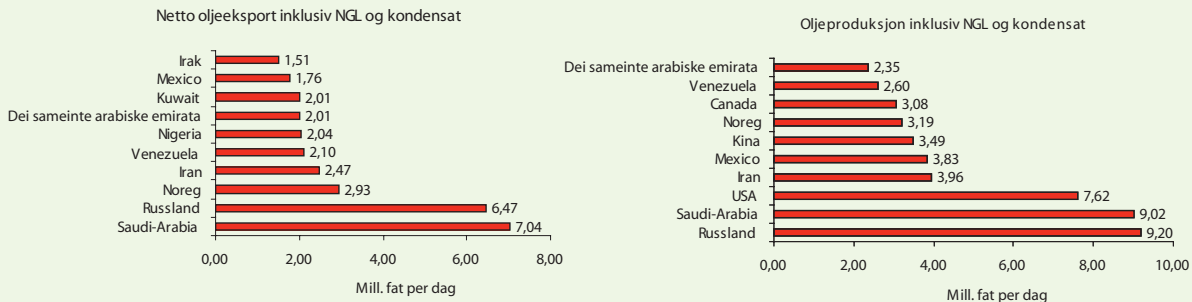
oljeeksportøren og den sjuande største oljeprodusenten i verda. I 2003 var Noreg den tredje største gasseksportøren og den åttande største gassprodusenten i verda.¹

Petroleumsverksemda i det norske samfunnet

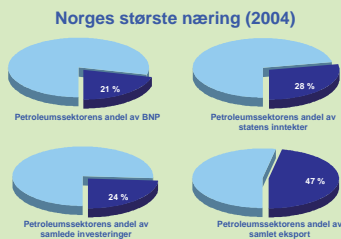
Petroleumsverksemda har hatt svært mykje å seia for den økonomiske veksten i Noreg og finansieringa av det norske velferdssamfunnet. Gjennom meir enn 30 års verksemd har næringa skapt verdiar for godt over 4000 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. Petroleumsverksemda er no den største næringa i Noreg. I 2004 stod petroleumssektoren for 21 prosent av verdiskapinga i landet. Det er dobbelt så mykje som verdiskapinga i landindustrien, eller rundt 15 gonger den samla verdiskapinga i primærnæringane.

Skatt, avgifter og direkte eigarskap sikrar staten ein stor del av verdiane som blir skapte i petroleum-

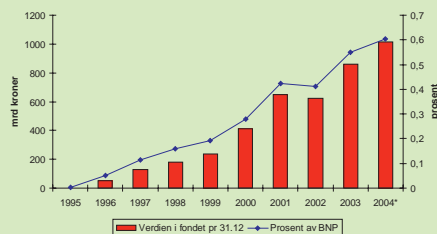
¹ Kjelde: IEA: Key World Energy Statistics 2004 (basert på tal for 2003).



Figur 1.2 Dei største oljeprodusentane og eksportørane i 2004 (inkludert NGL og kondensat)
(Kjelde: Petroleum Economics Ltd)



Figur 1.3 Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)



Figur 1.4 Størleiken på petroleumsfondet per 31.12.2004 og som del av BNP
(Kjelde: Statsrekneskapan, Statistisk sentralbyrå)

verksemda. Netto kontantstrøm til staten frå sektoren utgjorde i 2004 om lag 28 prosent av dei samla inntektene til staten. Gjennom meir enn 30 års produksjon har verksemda skaffa staten bortimot 2000 milliardar kroner i nettoinntekter, målt i pengeverdien i dag. Utover dei midlane som blir nytta til å dekkja det oljekorrigerede budsjettunderskotet på statsbudsjettet, sparer staten inntektene frå petroleumsverksemda i eit eige fond, petroleumsfondet. Ved utgangen av 2004 var verdien av fondet 1 016 milliardar kroner.

I 2004 stod råolje, naturgass og røyrtjenester for 47 prosent av Noregs eksportverdi. Denne delen aukar til knapt 50 prosent når vi inkluderer raffinerte produkt og varer og tenester frå leverandørindustrien. Målt i kroner var petroleumseksporten på 346 milliardar kroner i 2004, og det er 36 gonger meir enn eksportverdien av fisk.

Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på norsk kontinentalsokkel er det investert enorme summer i leiting, utbygging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Per 31.12. 2004 er det investert knapt 1800 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. I 2004 blei det investert 71 milliardar kroner. Det utgjer 24 prosent av dei samla realinvesteringane i landet.

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. Dette gjeld både oljeselskap, leverandørindustri og forskingsinstitusjonar. Næringa gjev sterke impulsar til innovasjon og teknologisk utvikling også innfor anna norsk næringsliv.

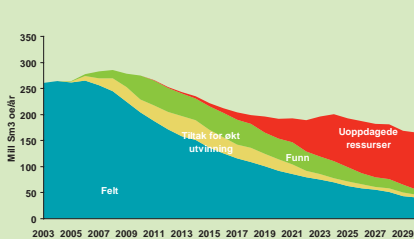
Leverandørbedrifter i Noreg driv verksemd innfor dei fleste ledda i verdikjeda – frå leiteverksemd og utbygging til produksjon og disponering. På fleire område er norske leverandørar no mellom dei leiande i verda. Spesielt gjeld det områda seismikk, undervassanlegg og flytande produksjonsløsningar. Leverandørbedriftene 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. Etter den siste undersøkinga som Aetat har gjort i 2003, var godt og vel 75 000 personar sysselsatte i petroleumsverksemda i Noreg.

Utviklinga framover

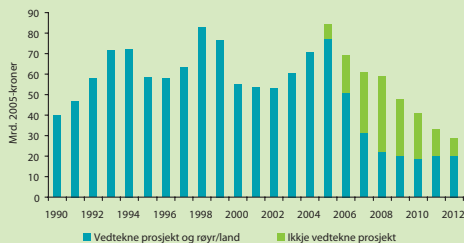
Trass i produksjon i over 30 år er om lag 30 prosent av dei påreknna samla ressursane på norsk kontinentalsokkel produserte. Det er dermed eit stort potensial for ytterlegare verdiskaping på norsk kontinentalsokkel.

Figur 1.5 viser ein prognose for produksjonen frå norsk kontinentalsokkel. Prognosen tek utgangspunkt i eit overslag frå Oljedirektoratet over utvinnbare petroleumsressursar på norsk kontinentalsokkel, 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 oljeproduksjonen vil halda seg relativt konstant fram til 2007, og deretter bli gradvis redusert. Ein ventar òg at gassproduksjonen vil auka fram mot 2010, og så flata ut på eit nivå på 120 milliardar Sm³. Frå å utgjera om lag 30 prosent av den norske petroleumsproduksjonen i 2005 vil gassproduksjonen truleg halda fram med å auka til over 50 prosent i 2014. På lengre sikt vil talet på nye funn og storleiken på dei vera avgjerande for produksjonsnivået.



Figur 1.5 Produksjonsprognose (sjå òg figur 1.1)
(Kjelde: OD/OED)



Figur 1.6 Historiske investeringar og prognose for framtidige investeringar
(Kjelde: OD/OED)

Aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel er framleis høgt. I 2004 vart det investert 71 milliardar kroner i utbygging og drift, medan investeringar i leiteverksemda var 4 milliardar. I 2005 er det venta eit investeringsnivå på 88 milliardar kroner, og det er planlagt bora mellom 30 og 40 leitebrønner. Det skal investerast både i tiltak for å auka oljeutvinninga og i utbygging av nye felt. Dei einskildprosjekta som har størst investeringsomfang er Snøhvit, Ormen Lange og Kristin. Ein ventar at investeringane vil falla etter 2005, men prognosane tyder på etter måten stor aktivitet i industrien i lang tid, jf. figur 1.6. 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 30–35 milliardar kroner per år i fleire år framover.

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



2

Den norske ressursforvaltingsmodellen



Eit av dei viktigaste stega for å sikra Noreg retten til eventuelle olje- og gassressursar utanfor Norskekysten var å avklara retten til kontinentalsokkelen. Først i mai 1963 vart det endeleg slått fast at det vi i dag omtalar som den norske kontinentalsokkelen, faktisk er norsk. På denne tida fanst det ingen norske oljeselskap og svært få institusjonar til å ta hand om norsk petroleumsvirksemd.

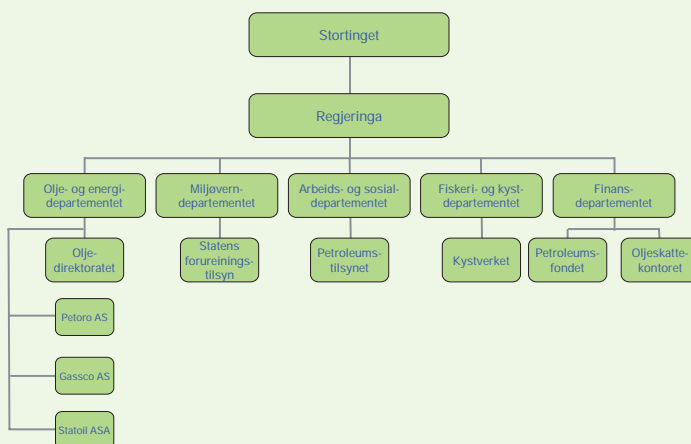
Heilt frå første stund har utgangspunktet vore at olje- og gassressursane høyrer til alle i det norske samfunnet, og at dei skal forvaltast til beste for nolevande og komande generasjonar. Det var tidleg eit ynske frå norske styresmakter om å ha nasjonal

styring og kontroll og byggja opp statlege institusjonar og eit norsk oljemiljø. For å halda eit moderat utviklingstempo vart kontinentalsokkelen opna gradvis, og berre eit avgrensa tal blokker vart utlyste i kvar konsesjonsrunde.

Styresmaktene valde i starten ein modell med utanlandske selskap til å driva petroleumsvirksemd på den norske kontinentalsokkelen. Etter kvart auka det norske engasjementet ved at det vart oppretta eit oljeselskap der staten var eineiegar, Statoil. I tillegg tok Norsk Hydro del i petroleumsvirksemda. Eit privat norsk selskap, Saga Petroleum kom òg til. Samspelet og konkurransen mellom selskapa på

«Vi forstår at dere er interessert i å lete etter olje i Nordsjøen. Det er vi som har rettighetene til dette, og vi akter ikke å gi tillatelse før vi selv vet hva det er vi gjør. Utfordringen til dere er kort og godt denne: Utdann oss!» Slik tok Jens Evensen, formann for det nyopprettede Statens oljeråd, imot representantar frå internasjonale oljeselskap som var inviterte til Utanriksdepartementet til eit av dei første møta om petroleumsvirksemd i Noreg.

Kjelde: Kindingstad og Hagemann (2002), «Norges oljehistorie»



Figur 2.1 Statleg organisering av petroleumsvirksemda

kontinentalsokkelen 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.

Rolle- og ansvarsdelinga i dag



Organiseringa av petroleumsverksemda viser korleis Noreg ser på eigarskap over naturressursar og organiseringa av statsforvaltinga og næringsverksemda. Omsynet til ytre miljø, helse, arbeidsmiljø og tryggleik spel ei viktig rolle. Alle aktørane i den norske petroleumsverksemda har felles interesse av at utvinninga av dei norske petroleumsressursane skapar så store verdiar som råd. Organiseringa av verksemda og rolle- og ansvarsdelinga skal sikra viktige samfunnsomsyn og at verdiskapinga kjem fellesskapet til gode.



Stortinget

Stortinget set rammene for petroleumsverksemda i Noreg. Det skjer mellom anna ved at Stortinget vedtek lover og proposisjonar, og drøftar og gjev si innstilling til stortingsmeldingar om petroleums-

verksemda. Store utbyggingssaker og prinsipielle saker skal drøftast og godkjennast der. Stortinget har òg som oppgåve å kontrollera regjeringa og statsforvaltinga.

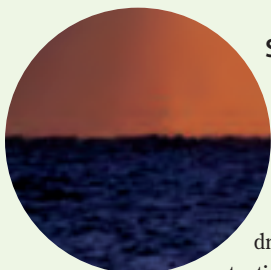
Regjeringa

Regjeringa har den utøvande makta over petroleums politikken og står til ansvar overfor Stortinget for den politikken dei fører. Til å utøva politikken får regjeringa hjelp frå departementa, direktorat og underliggande tilsyn. Ansvaret for dei forskjellige rollene i utøvinga av petroleums politikken er fordelt slik:

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

Oljeselskapa

Nasjonale og internasjonale selskap står for sjølve drifta av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen. Verksemda inneber ei rekkje kompliserte avgjersler av teknisk og kommersiell karakter, og som elles i samfunnet vil samspel og konkurranse mellom kommersielle aktørar ofte gje dei beste resultatata. Styresmaktene prøver så langt som råd å påverka avgjerslene til selskapa gjennom klare og føreseielege rammer for aktivitetane, slik at dei avgjerslene som selskapa tek, òg er dei samfunnet er best tent med.



Statleg organisering av petroleumsverksemda

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Olje- og energidepartementet har det overordna ansvaret for forvaltninga av petroleumsressursane på norsk kontinentalsokkel. 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 selskapet 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 retningslinjer 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.

Statoil ASA

Statoil ASA er eit børsnotert selskap i Oslo og New York. Staten eig 70,9 prosent av aksjane per 1. mars 2005.

ARBEIDS- OG SOSIALDEPARTEMENTET

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

Petroleumstilsynet

Petroleumstilsynet har 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 underlagt Finansdepartementet. Oljeskattekontoret skal først og fremst syta for rett fastsetjing og innbetaling av skattar og avgifter som politiske styresmakter vedtek.

Statens petroleumsfond

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

FISKERI- OG KYSTDEPARTEMENTET

Fiskeri- og kystdepartementet har ansvaret for å sikra ein 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 i Noreg.

Statens forureiningstilsyn

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

Samhandling i næringa

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 desse er organisatoriske, teknologiske eller marknadsmessige utfordringar. Olje- og energidepartementet ser det som viktig å støtta og å vera aktivt med i desse arenaene.

1. Industri og industrisamarbeid knytt til petroleumsverksemda – i Noreg og internasjonalt

Toppleiarforum

For å fremja effektivitet og aktivitet på norsk kontinentalsokkel vart det i 2000 introdusert eit nytt forum for toppleiarar innanfor petroleumsverksemda, leidd av olje- og energiministeren. Toppleiarforum har i dag om lag 30 toppleiarar frå oljeselskap, leverandørindustrien, fagforeiningar og styresmakter. Mandatet til forumet er å styrkja den internasjonale stillinga til norsk kontinentalsokkel og konkurransevna til norsk leverandørindustri heime og ute. Mellom anna er det sett i verk prosjekt og arbeidsprosessar relaterte til kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel og for å betra samarbeidsrelasjonane i næringa.

INTSOK

For å fremja internasjonaliseringa av norsk petroleumsretta industri etablerte i 1997 styresmakterne, i samarbeid med norsk petroleumsindustri, stiftinga INTSOK – Norwegian Oil and Gas Partners. Norske styresmakter ser INTSOK som ein viktig samarbeidspartnar. INTSOK har i dag over 150 medlemsbedrifter. Målsetjinga for INTSOK er at norske petroleumsretta selskap skal auka den

årlege omsetninga i utlandet ein god del frå nivået i dag, som er på om lag 35 milliardar norske kroner.

Petrad

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

2. Kva teknologiu utviklinga har å seia for verdiskaping og konkurransekraft i olje- og gassverksemda

OG21 – Olje og gass i det 21. hundreåret

For å møta dei store verdiskapings- og miljøutfordringane som følgjer med vidareutvikling av norsk kontinentalsokkel og styrking av den internasjonale konkurransevna til norsk industri, vart det i 2001 sett i gang eit breitt samarbeid i olje- og gassnæringa, med det føremål å etablera ein nasjonal strategi for forskning og utvikling. Dette samarbeidet blir kalla OG21 – Olje og gass i det 21. hundreåret.

Eit viktig siktemål med dette initiativet er å sikra eit samordna og meir effektivt samarbeid i olje- og gassnæringa når det gjeld forskning, demonstrasjon og kommersialisering av teknologi. Ein legg vekt på å oppnå effektiviseringsgevinstar i heile verdi- og forskingskjeda og mellom oljeselskap, leverandørindustri og forskingsinstitusjonar.

I lys av dei viktigaste utfordringane petroleumsverksemda står overfor, har ein kome fram til desse fem hovudprioriteringane i OG21-samarbeidet: 1) Miljø, 2) Auka utvinningsgrad, 3) Produksjon på djupt vatn, 4) Industriell utnytting av gass og 5) Utvikling av småfelt.

DEMO 2000

Eit anna viktig verkemiddel for å fremja nye teknologiløysingar i petroleumsnæringa er Demo 2000-samarbeidet. Dette er ei teknologisatsing retta mot tre hovudmål:

- Nye feltutbyggingar på norsk kontinentalsokkel ved hjelp av ny og kostnadseffektiv teknologi og nye gjennomføringsmodellar
- Sikrare gjennomføring innanfor budsjett og plan
- Nye norske industriprodukt for sal på ein global marknad

Gjennom demonstrasjonar og pilotprosjekt skal ny, kostnadseffektiv teknologi kvalifiserast for bruk.

Målet er å skapa nye utbyggingsprosjekt, produkt og arbeidsplassar. Pilotprosjekta inneber eit tett samarbeid mellom leverandørbedrifter, forskingsinstitusjonar og oljeselskap, eit samarbeid som i seg sjølv er med på å utvikla eit framtidsretta, marknadsorientert kompetansenettverk. Programmidlane blir kanaliserte gjennom Noregs forskingsråd.

PETROMAKS

I 2004 vart eit nytt, stort program innanfor petroleumsforskning, PETROMAKS, sett i gang. Det er Noregs forskingsråd som koordinerer dette.

Utgangspunktet for PETROMAKS er teknologimåla som er definerte i OG21. PETROMAKS skal betra utnyttinga av felt i produksjon og auka tilgangen til nye reservar. I den første fasen er dette dei mest sentrale forskingsoppgåvene i det nye programmet:

- Leiting: Utvikling av geofysiske målemetodar, leite- og reservoarmodellar og betre forståing av bassengdanning
- Auka utvinning i eit breitt perspektiv: Utvikling av metodar for stimulert utvinning, reservoarovervaking og -styring, boreteknologi, og nye prosessar, metodar og teknologi for avsetning av gass

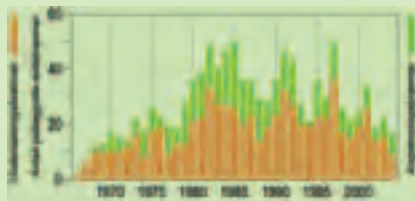
Petropol

Forskningsprogrammet Petropol blir koordinert av Noregs forskingsråd. Målsetjinga å styrkja kompetansen og heva kvaliteten på det norske miljøet innanfor samfunnsfagleg petroleumsforskning.

3

Leiteverksemda





Figur 3.1 Leitebrønner påbegynt på norsk kontinentalsokkel 1966–2004
(Kjelde: OD)

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. For styresmakterne 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. Styresmakterne 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 dei overordna heimlane for konsesjonssystemet som regulerer norsk petroleumsverksemd. Etter lova og forskrif-

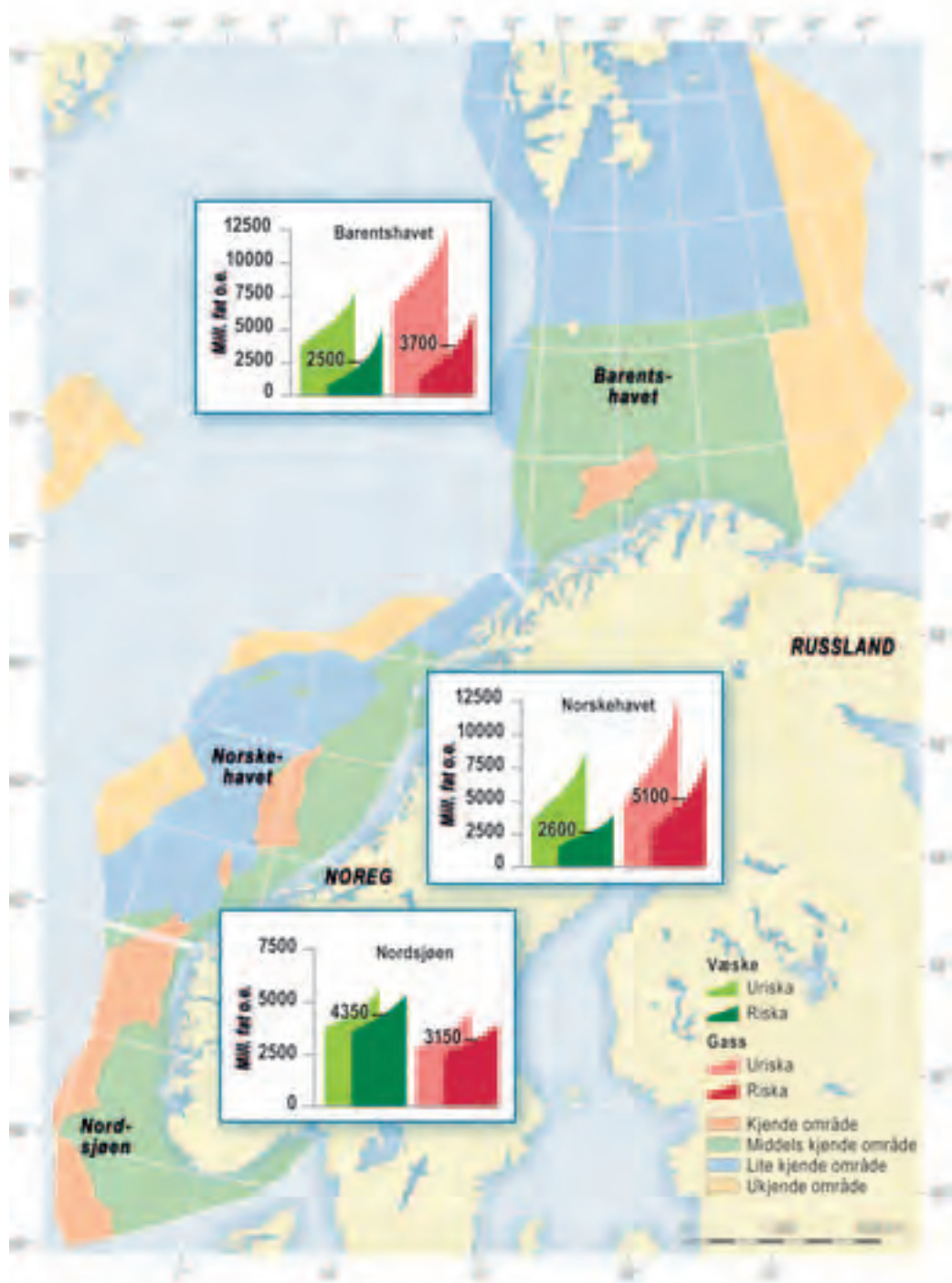
tene til lova kan det tildelast løyve for undersøking etter, utvinning av og transport av petroleum m.m.

Petroleumslova slår fast at det er staten som har eigeomsretten 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 verknader og miljøverknader 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 av 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 som er peika ut i løyvet. Rettshavarane blir eigarar av den petroleummen som blir produsert.

Utvinningsløyvet gjeld i første omgang for ein initiaell periode (leiteperiode) som kan vara i inntil 10 år. I denne perioden skal det utførast ei fastsett arbeidsplikt i form av mellom anna seismisk kartlegging



Figur 3.2 Uoppdaga ressursar
(Kjelde: OD)

og/eller leiteboring. Såframt arbeidsplikta er fullført når perioden er over, kan rettshavarane som hovudregel krevja å få ha inntil halvparten av det området løyvet gjeld for, for ein gitt periode, til vanleg 30. Det skal betalast ei arealavgift per kvadratkilometer etter nærare fastsette reglar. Dersom rettshavarane er samde om å gje opp utvinningsløyvet, kan det leverast tilbake etter at arbeidsplikta er oppfylt.

Modne og umodne område

Dei delane av norsk kontinentalsokkel som Stortinget har opna for petroleumsaktivitetar, er meste parten av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Overslag som Oljedirektoratet har gjort over uoppdaga ressursar i områda på kontinentalsokkelen, er på til saman 3,4 milliardar Sm³ utvinnbare oljeekvivalentar. Det er om lag like mykje som det som til no er produsert på norsk kontinentalsokkel, og ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med 35 prosent i Nordsjøen, 36 prosent i Norskehavet og 29 prosent i Barentshavet. (Sjå figur 3.2). 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, mindre tekniske utfordringar og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Difor er det nokså sannsynleg at ein vil gjera funn når ein borar prospekt, men samtidig er sannsynet for å gjera nye, store funn mindre. I delar av dei modne områda av kontinentalsokkelen har det vore petroleumsaktivitet i meir enn 30 år. Difor er geologien der godt kjend, og mange stader er infrastrukturen godt utbygd.

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

er større her, men det er framleis mogleg å oppdaga nye, store funn. Dette gjer sitt til å avgrensa mangfaldet av aktørar som er eigna til å leita etter slike ressursar. I tillegg til at aktørane må ha brei røynsle og teknisk og geologisk kompetanse, må dei som opererer i desse områda, ha eit solid finansielt fundament.

Leitepolitikk i modne og umodne område

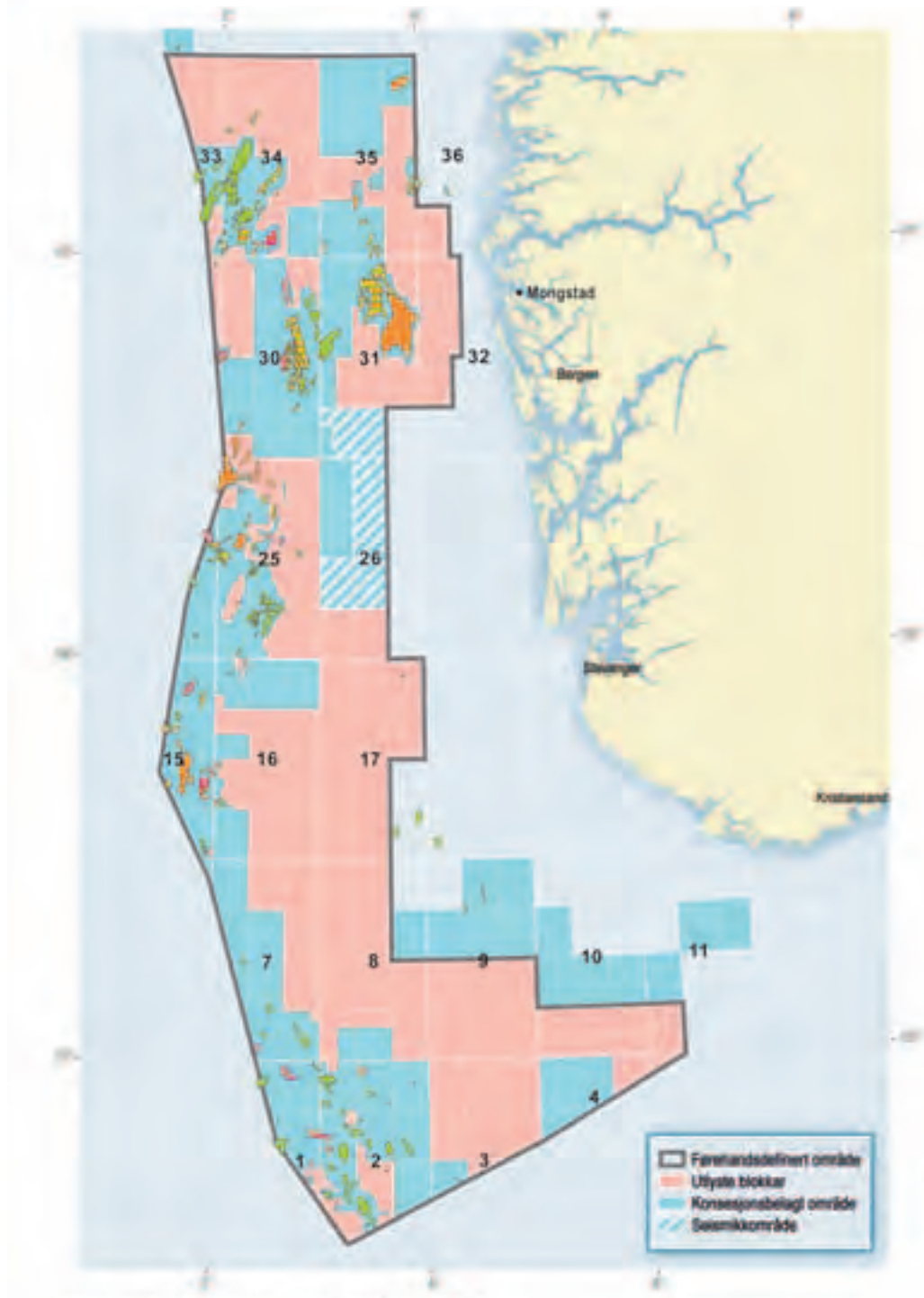
Modne område

Petroleumsverksemda på norsk kontinentalsokkel tok til i Nordsjøen og har med tida 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 mode, er området rundt Snøhvit i Barentshavet. Her er det ingen produksjon enno, men kjennskapen til området er god, og det er planlagt produksjon og infrastruktur med Snøhvitutbygginga som er i gang.

Som nemnt er det sannsynleg at ein vil gjera funn når ein borar prospekt i modne område, men mindre sannsynleg at det vil vera nye, store funn. Den gjennomsnittlege storleiken på funn i modne område vil truleg òg bli mindre. Verdien av kvart funn for oljeselskapa blir då gjerne mindre, og dei største oljeselskapa viser dermed mindre interesse for desse områda. Samtidig er levetida på den eksisterande infrastrukturen 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.

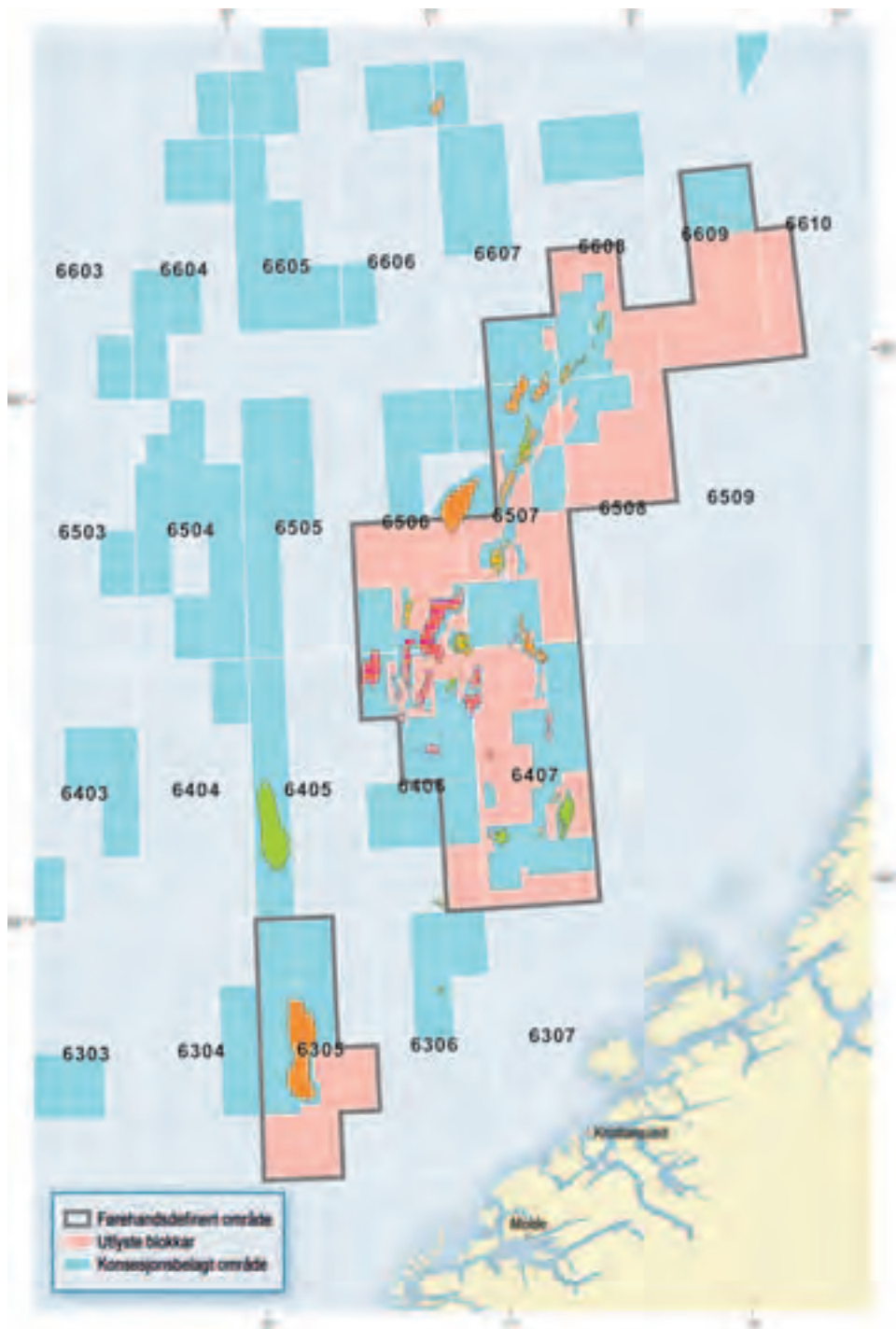
Tidlegare har styresmaktene gjennomført konsepsjonsrundar basert på prinsippet om gradvis utforsking, det vil seia at industrien har fått tilgang til nye

Modne område i Nordsjøen



Figur 3.3 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Nordsjøen 2005
(Kjelde: OD)

Modne område i Norskehavet



Figur 3.4 Tildeling i forehandsdefinerte område – utlysning Norskehavet 2005
(Kjelde: OD)

Modne område i Barentshavet



Figur 3.5 Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Barentshavet 2005
(Kjelde: OD)

område litt etter litt. Typisk har leitinga gradvis gått nordover i takt med meir kunnskap om områda. Den læringseffekten ein har fått ved å byggja systematisk på kunnskap frå utvinningsløyve som er tildelte tidlegare, har ført til at funnfrekvensen på norsk kontinentalsokkel har vore høg.

Etter kvart som kontinentalsokkelen har vorte meir moden, er behovet for slik gradvis tilgang redusert. I modne område er det 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 mode areal på kontinentalsokkelen. Områda vil bli utvida, men ikkje innskrenka, etter kvart som nye område modnast. Det er òg lagt opp til ein fast, årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført to rundar i modne område: TFO 2003 og TFO 2004. Figurane 3.3, 3.4 og 3.5 viser det arealet som er lyst ut for tildeling i TFO 2005.



Areal som ligg innanfor det førehandsdefinerte området, og som blir levert tilbake i perioden frå utlysinga til søknadsfristen er ute, skal inkluderas 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.

Høgare frekvens på konsesjonsrundane og meir utlyst areal i kvar runde har ført til fleire konsesjonsbelagde område. Ved inngangen til 2005 var 16 prosent av arealet som var opna for petroleumsverksemd på norsk kontinentalsokkel, konsesjonsbelagt, ein auke frå 9 prosent eitt 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.

For å møte dei utfordringane som skriv seg frå at større delar av norsk kontinentalsokkel i dag blir rekna som modne, og at større delar er konsesjonsbelagde, er rammeverket vidareutvikla. 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 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 hovudregelen at dei får ha berre dei områda der dei har planar om å starta produksjon.

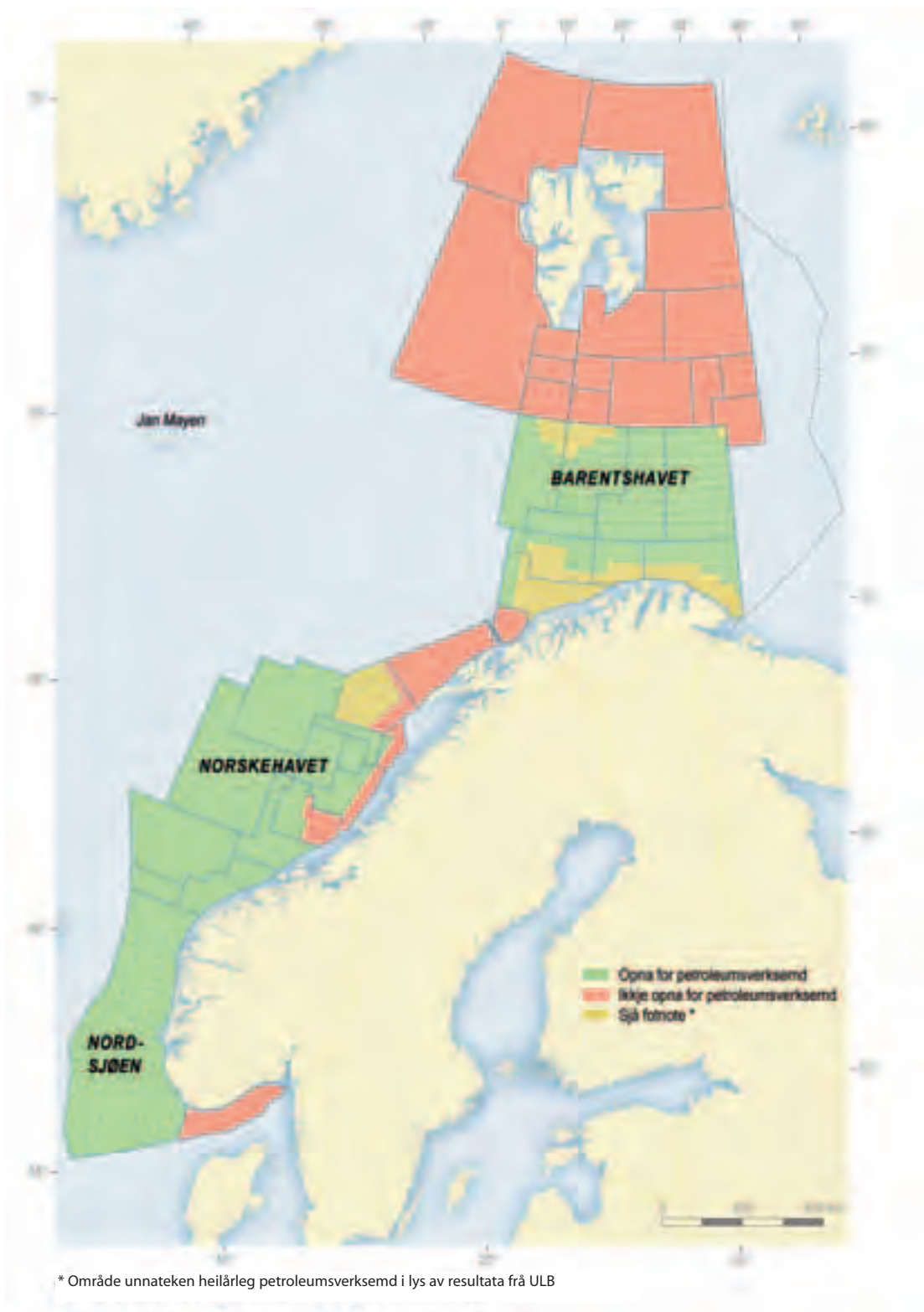
Umodne område

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.

I dei umodne områda av norsk kontinentalsokkel er det framleis mogleg å gjera nye, store funn. Utsiktene til å gjera slike funn i umodne område medverkar til at norsk kontinentalsokkel framleis er konkurransedyktig i eit internasjonalt perspektiv, og områda har framleis potensial til å trekkja til seg interesse frå dei største internasjonale oljeselskapa. Meir og meir av norsk kontinentalsokkel i sør er i dag moden. Det har utløyst eit behov for å avklara vilkåra for petroleumsaktivitetar i dei store umodne områda som står att i dei nordlege delane av kontinentalsokkelen.

Av omsyn til miljøet og fiskeriindustrien sette regjeringa i verk ei utgreiing om konsekvensar av heilårig petroleumsverksemd i området Lofoten–Barentshavet (ULB). Basert på resultatata vedtok regjeringa at det ikkje skal opnast for vidare petroleumsverksemd i tildelt areal i Nordland VI utanfor Lofoten. Dette spørsmålet vil bli vurdert når den samla forvaltingsplanen for Barentshavet ligg føre. 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 sette Olje- og energidepartementet og Fiskeridepartementet ned ei arbeidsgruppe som



Figur 3.6 Opna og ikkje opna område på norsk kontinentalsokkel
(Kjelde: OD)



Figur 3.7 Norsk og russisk del av Barentshavet
(Kjelde: OD)

skulle vurdere sameksistens mellom fiskerinæringa og petroleumsnæringa i området frå Lofoten og nordover, inkludert Barentshavet. Desse institusjonane var med i gruppa: Fiskeri- og kystdepartementet, Olje- og energidepartementet, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet, Oljedirektoratet, Fiskarlaget og Oljeindustriens landsforening. Arbeidsgruppa summerte opp arbeidet sitt i ein rapport som var ferdig i juli 2003.

I Stortingsmelding nr. 38 (2003–2004) sa regjeringa at dei ynskte å føra vidare arbeidet i denne gruppa for å få vurdert spørsmål mellom petroleumss-

sektoren og fiskerisektoren. Olje- og energidepartementet tek sikte på å ta opp att arbeidet i sameksistensgruppa i 2005.

Med utlysinga av 18. konsesjonsrunde i 2003 fekk industrien tilgang til relativt store areal også i umodne område. Denne utlysinga var den største i umodne område sidan 1965. Gjennom 18. konsesjonsrunde kom prinsippa i endringane i reglane for tilbakelevering i modne område og til å gjelda umodne område. Men det er ikkje føremålstenleg at selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område, leverer inn ein utbyggingsplan ved

utgangen av den initielle perioden, så hovudregelen for tilbakelevering i desse områda er knytt til avgrensing av ressursar som er påviste ved boring. I umodne område er det elles gjort dei same endringane som i modne område når det gjeld å skreddarsy områda som skal tildelast.

Uopna område

Framleis er det store område på norsk kontinental-sokkel som Stortinget ikkje har opna for petroleums-verksemd. Det gjeld heile Barentshavet Nord, Troms 2, Nordland VII, delar av Nordland VI, kyst-nære område utanfor Nordlandskysten og Skager-rak. (Sjå figur 3.6 for opna og ikkje opna område på norsk kontinental-sokkel).

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 verk-nader og miljøverknader som verksemda kan ha for andre næringar og distrikta rundt. Spørsmålet om å opna områda skal leggjast fram for lokale styresmak-ter og sentrale interesseorganisasjonar som kan vera særleg interesserte i saka.

I tillegg til dei områda som er nemnde, har den noverande regjeringa valt å ikkje tillata petroleums-aktivitet i visse særleg verdifulle område i Barentsha-vet og Nordland VI. Petroleumsaktivitet i desse områda skal vurderast på nytt når forvaltingsplanen for Barentshavet er klar.

Omstridt område

Grenselina mellom Noreg og Russland er framleis ikkje avklara. Det går føre seg samtalar mellom rus-siske og norske styresmakter om dette. Området er avmerkt på figur 3.7, og er om lag like stort som den norske delen av Nordsjøen.

Aktørbiletet

Talet på og samansetjinga av oljeselskapa som gjennomfører petroleumsaktivitetar på norsk konti-nentalsokkel, blir omtala som aktørbiletet. Dei stør-ste internasjonale aktørane har fått ein sentral plass på norsk kontinental-sokkel, ein naturleg konsekvens av at på kontinental-sokkelen har det vore få, men store og krevjande oppgåver der det har vore mog-leg å realisera store verdiar. Styresmaktene satsa difor mykje på å avgrensa aktørbiletet til dei største internasjonale selskapa. Det er desse selskapa som gjennom brei røynsle og kompetanse har vore best eigna til å utføra dei krevjande oppgåvene som har kjenneteikna norsk kontinental-sokkel. Etter kvart som kontinental-sokkelen har modnast og utfordring-ane der har endra seg og vorte meir diversifiserte, har det vore viktig å tilpassa aktørbiletet til denne endra situasjonen. Difor har ein dei siste åra foku-sert på å få nye kompetente aktørar inn på kontinen-talsokkelen. Det har gjerne vore mindre aktørar med eit spesielt fokus på modne område og haleproduksjon.

Prekvalifisering

For å leggja tilhøva betre til rette for nye aktørar introduserte Stortingsmelding nr. 39 (1999–2000) *Olje- og gassvirksomheten* ei ordning med prekvalifi-sering av nye operatørar og rettshavarar. Sidan ord-ninga vart sett i verk og fram til januar 2005, har 25 selskap gjennomgått prekvalifisering eller vorte rettshavarar på norsk kontinental-sokkel. I tillegg er andre selskap til vurdering eller har indikert at dei ynskjer prekvalifisering.

Figuren under viser prekvalifiserte og nye selskap på norsk kontinentalsokkel sidan 2000. Selskapa som er markert med *, eksisterer i dag ikkje som sjølvstendige selskap.

Prekvalifiserte/nye selskaper sidan 2000:

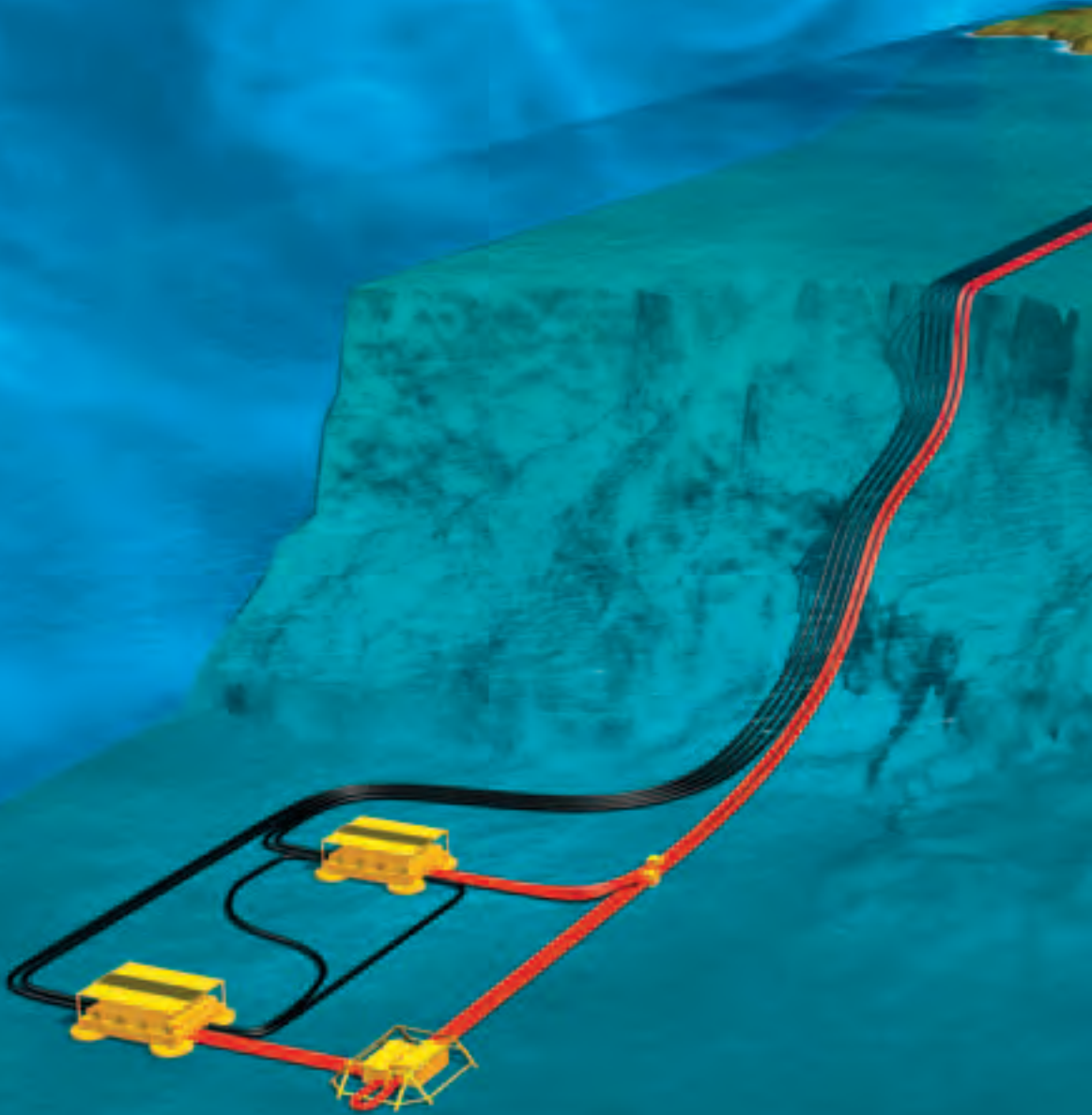
Sumitomo	OER	Petoro
Paladin	Talisman	Mærsk
Aker Energy *	Ruhrgas	Anadarko
Dong	Kerr McGee	CNR
Pelican *	Pertra	Lasmo*
GdF	Oranje Nassau	Revus
Lundin	Endeavour	Centrica
DNO	BG Norge	Wintershall
	Altinex	Noble Energy

* Selskap som ikkje er slått saman med andre

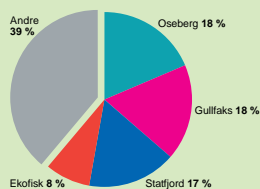


4

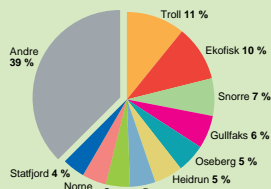
Utbygging og drift



Oljeproduksjonen i 1995 fordelt på felt



Oljeproduksjonen i 2004 fordelt på felt



Figur 4.1 Feltvis fordeling av oljeproduksjonen på norsk kontinentalsokkel
(Kjelde: OD)

I 2004 produserte Noreg meir olje og gass enn nokon gong før. Det vart produsert 3,2 millionar fat olje per dag (inkludert NGL og kondensat) og 78 milliardar standard kubikkmeter gass. Ein ventar at den samla produksjonen av olje og gass vil halda seg på dette nivået dei neste åra, med ein liten auke fram mot eit påreknna toppår i 2008. Framover vil det bli produsert mindre olje og meir gass. For ti år sidan utgjorde gass 15 prosent av totalproduksjonen. I 2004 hadde denne delen auka til 30 prosent, og i 2014 ser det ut til at gassproduksjonen vil bli meir enn 50 prosent av den samla produksjonen. Figur 1.1 på side 15 viser ei oversikt over historisk og framtidig utvikling i petroleumsproduksjon frå norsk kontinentalsokkel.

Før Frigg vart stengt ned i oktober 2004, kom produksjonen frå 49 felt (43 i Nordsjøen og 6 i Norskehavet). Ved årsskiftet kom produksjonen frå 48 felt (42 i Nordsjøen). Når Snøhvitfeltet kjem i produksjon, etter planen i 2006, vil det bli produsert petroleum også frå den norske delen av Barentshavet.

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 oljeverksemd, vart dei områda som såg mest lovande ut, undersøkte først. Det førte til funn i verdensklasse, funn som seinare kom i produksjon og fekk feltnamn som Ekofisk, Frigg, 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. Denne utviklinga er illustrert på figur 4.1.

Figur 4.1 viser at 60 prosent av oljeproduksjonen i 1995 kom frå berre fire felt. I 2004 var ein tilsva-

rande del av produksjonen fordelt på ti felt. I same perioden auka talet på felt som produserer råolje, frå 29 til 37.

Etter kvart som den norske petroleumsverksemda 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 Noregs petroleumsproduksjon.

Talet på felt på norsk kontinentalsokkel aukar, og dei ligg i eit stadig større geografisk område. Fallande produksjon frå store oljefelt kombinert med utvikling av nye felt gjer produksjonen mindre konsentrert enn før, samtidig som gassdelen aukar.

Felt og infrastruktur – potensial for effektiv utnytting

Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift 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 petroleumsverksemda er selskapa forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsførekomstlar. Det inneber at det er selskapa som er ansvarlege for å fremja og gjennomføra nye prosjekt, men det er styresmaktene som avgjer det endelege samtykke til igangsetting. I større saker skal det difor fremjast planar som styresmaktene skal godkjenne. I utbyggingssaker er det

eit vilkår at alle relevante parter har fått høve til å uttala seg om prosjektet. Dette sikrar ressursmessig forsvarlege prosjekt som har akseptable konsekvensar for andre samfunnsinteresser.

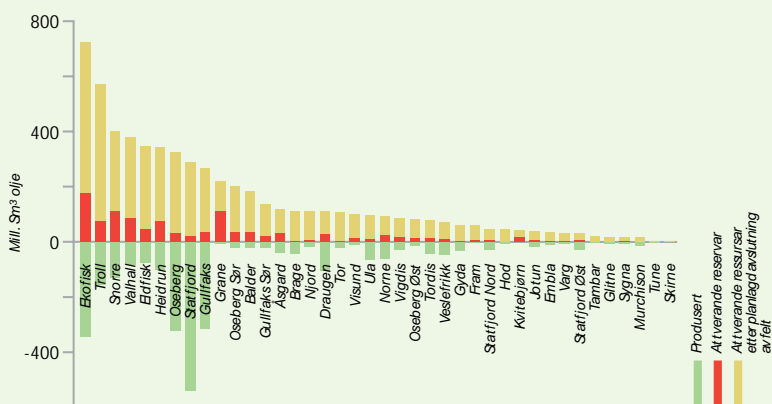
Utbygging av påviste petroleumressursar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsnæringa i dag. Men dei 48 felta på norsk kontinentalsokkel gjev i tillegg høve til å utnytta ressursane i dei områda felta ligg i, endå betre. I sum er det snakk om eit stort potensial som kan generera store verdiar for samfunnet dersom det blir utnytta på ein fornuftig måte. Dette potensialet inneheld fleire element. Grovt sett kan potensialet som er knytt til eksisterande felt og infrastruktur, delast i to kategoriar:

- vidareutvikling av petroleumsførekomstar som er i produksjon
- innfasing av funn og leiting etter og utvikling av nye førekomstar

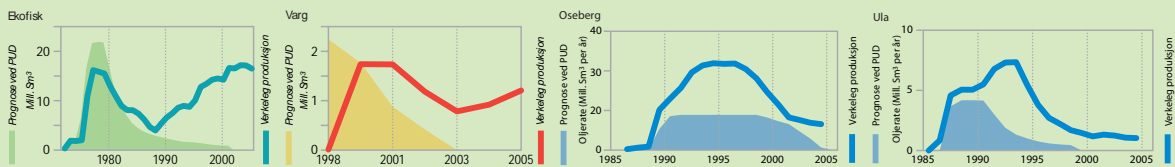
Vidareutvikling av petroleumsførekomstar som er i produksjon

Jamvel om den samla produksjonen av olje og gass aldri har vore større, minkar produksjonen på mange felt. Det gjeld særleg dei store oljefelta som kom i produksjon i 1970- og 1980-åra. Men trass i at produksjonen minkar, er det framleis eit stort potensial for å auka utvinninga frå felt som alt er i produksjon. Figur 4.2 viser ei oversikt over ressursane i slike felt. Som det går fram av figuren, er det ei tredeling av ressursane:

- ressursar som er produserte
- ressursar som det er lagt planar for å vinna ut (reservar)
- ressursar som det ikkje ligg føre vedtekne planar for, og som vil bli liggjande att i grunnen etter den planlagde nedstenginga



Figur 4.2 Ressursfordeling – felt i produksjon
(Kjelde: OD)



Figur 4.3 Produksjonsutvikling for felt Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula (Kjelde: OD)

Denne siste kategorien utgjør eit stort potensial. Basert på tal som selskapa har rapportert inn, vurderer ein tiltak som vil auka uttaket frå felt i produksjon med ca. 230 millionar Sm³ olje. Det svarar til 8 nye Alvheimfelt³. I tillegg reknar Oljedirektoratet med eit potensial for ytterlegare tiltak som gjev eit tilleggsvolum på nær 290 millionar Sm³ olje. I sum er det altså identifisert eit potensial for auka oljeutvinning på over ein halv milliard Sm³ olje. Dette volumet har ein bruttoverdi på om lag 750 milliardar kroner og illustrerer at auka utvinning kan skapa store verdier.⁴

Ei rekke tiltak er nødvendige dersom dette potensialet skal bli utløyst. Tiltaka kan delast i to grupper: *effektiv drift* og *auka ressursuttak*.

Effektiv drift grip inn i kostnadene som knytter seg til produksjon. Difor vil effektiv drift påverka ressursuttaket ved at ein kan halda oppe lønnsam produksjon lenger enn om drifta var mindre effektiv. Med fallande produksjon står mange felt overfor ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å forsvare lønnsam drift på eit lågare produksjonsnivå. Samstundes har kommunikasjonsteknologien opna for nye måtar å arbeida på. Matar å utnytta dette på blir ofte 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. Grunlaget for e-drift er datateknologi som gjer det mogleg å overføra informasjon utan nemnande tidsforseinking over lange avstandar. Personell på land kan difor få same informasjon til same tid som personell offshore. Dermed blir det mogleg å endra måten å arbeida på. Ulik teknologi og kunnskap blir kopla saman til ein heil-

skap som omformar oppgåvedelinga mellom hav og land, oljeselskap og leverandørbedrifter. Reduserte kostnader og e-drift er difor element som er med og gjer drifta effektiv og dermed òg aukar utvinninga.

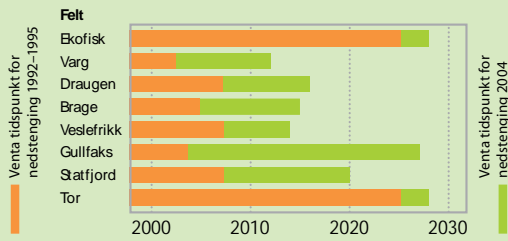
I tillegg til effektiv drift er det mogleg å gjera mange tiltak som påverkar inntektssida meir direkte i form av auka produksjon. Nokre døme er boring av fleire brønner, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønner, injeksjon i reservoaret for å få ut meir petroleum og tilpassingar i prosessanlegg. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore svært viktig for slike tiltak, og er det framleis. Teknologiu utviklinga gjer til dømes at ein kan bora brønner og utvikla felt på måtar som var teknisk umoglege tidlegare.

Figur 4.3 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 feltet no ha vore nedstengde. Men tiltak med sikte på effektiv drift og auka utvinning har resultert i at feltet 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 verdier ved å auka utvinninga. Av figuren 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.

³ Alvheim er eit mellomstort felt som for tida er under utbygging.

⁴ Bruttoværdien tek utgangspunkt i ein oljepris på 230 kroner per fat.



Figur 4.4 Levetida for nokre felt
(Kjelde: OD)

Figur 4.4 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 ein ikkje kunne vedta på utbyggingstidspunktet. Utvikling og bruk av ny teknologi har òg gjort det mogleg å gjennomføra prosjekt som ikkje var lønnsame før.

Innfasing av funn og leiting etter og utvikling av nye førekomstar

Ved utgangen av 2004 er det investert knapt 1800 milliardar kroner på norsk kontinentalsokkel, 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. Difor må ein undersøka om det er mogleg å ta ut ressursar i områda rundt den eksisterande infrastrukturen før ein tek han ut av drift. Elles kan samfunnet gå glipp av store verdjar.

Overslag frå Oljedirektoratet viser at ca. 2/3 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 den eksisterande infrastrukturen, har styresmaktene etablert ein offensiv leitepolitikk for modne område. Styresmaktene har på ein føreseieleg måte gjort store område tilgjengelege for selskapa, men set samstundes 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 tredjepartsbrukarar.

Sjølv om norsk kontinentalsokkel har mange plattformer og eit stort røyrlleidningsnett, står tredjepartsbrukarar av eksisterande infrastruktur ofte overfor ein monopolsituasjon, eller i det minste situasjonar der tilbydaren har marknadsmakt. For å sikra at petroleumsressursane blir utnytta effektivt, skal ikkje eigarar av infrastruktur utnytta ein slik marknadssituasjon. Tredjepartsbruk er eit døme på ein vinn-vinn-situasjon. Moderfeltet kan då fordela faste kostnader på fleire brukarar, og tredjepartsbrukaren kan nytta godt av investeringar som alt er gjorde. Det er ofte positivt for ressursuttaket på både moderfeltet og satellittfeltet.

For å sikra at potensialet i og omkring produserande felt blir utnytta, er det viktig at eigarinteressene 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 petroleumsverksemda har kome inn i ein moden fase, har fått merka at etablerte selskap ikkje prioriterer aktivitet på felt der produksjonen har falle 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

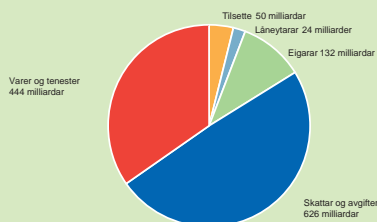
prioriteringar, er positivt når det gjeld å realisera ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel.

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 ramar for ytre miljø, helse, arbeidsmiljø og tryggleik. Ei vidareutvikling av ressursane i og rundt eksisterande felt inneber ofte bruk av eksisterande infrastruktur. 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 reduksjonen i olje- og gassproduksjonen i Noreg blir minst mogleg, og at felta får forlengd levetid. Ut frå dei planane som finst, veit vi at store mengder olje og gass vil liggja att den dagen felta stengjer ned. Per 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 potentialet. I et langsiktig perspektiv der ambisjonen er å produsera olje til 2050 og gass til 2100, minst, er det avgjerande å realisera alle alternativ der petroleum kan utvinnast lønnsamt og innanfor forsvarlege ramar.



Samfunnsrekneskap 1969-2004 for Ekofisk



Total verdiskaping for Ekofisk-området fram til utgangen av 2004 var 1260 milliardar kroner
(Kjelde: ConocoPhillips)

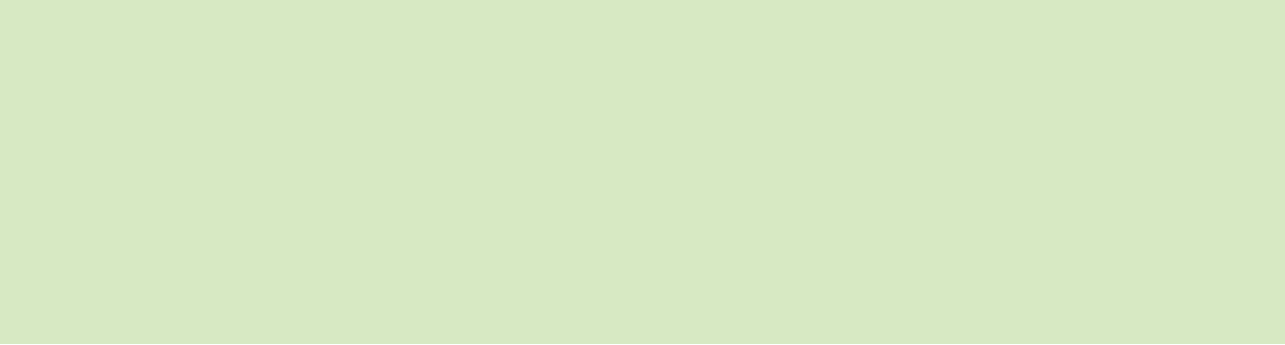
Ekofisk – eit døme på vellykka samspel mellom oljeselskap, leverandørindustrien, styremakter og forskingsinstitusjonar

Halvparten av petroleumsressursane i verda finst i kalksteinsreservoar, som er den reservoartypen Ekofisk er oppbygd av. Generelt kan vi seia at kalkstein har relativt dårlege produksjonsegenskapar og etter måten låg utvinningsgrad. Då feltet skulle byggjast ut, var dette ei svært alvorleg problemstilling. I 1971 rekna ein at utvinningsgraden, altså kor stor del av den totale petroleumsmengda som faktisk kan vinnast ut, var 17 prosent for hovudreservoaret i Ekofisk. Omfattande forskning og teknologiutvikling har ført til at dette estimatet i 2005 er 46 prosent. På Ekofiskområdet er det i dag 29 plattformer, om lag 1100 km interne rørleidningar og to eksportrørleidningar – ein for råolje og NGL til Teesside i Storbritannia og ein for tørrgass til Emden i Tyskland. Ekofisk er etter over 30 års produksjon framleis eit av dei oljefelta som produserar mest på norsk kontinentalsokkel. Ambisjonen er å halda aktiviteten i området ved lag fram mot 2050.

For å få til dette har ein lagt stor vekt på ein kontinuerleg og interaktiv prosess mellom dei operative drifts- og interne forskingsmiljø i oljeselskapa, og eit tett samspel mellom oljeselskap, styresmakter, forskingsinstitusjonar og leverandørindustrien.

Så tidleg som i 1980 sette norske og danske styresmakter i gang forskingsprosjektet Joint Chalk Research i samarbeid med oljeselskapa som var rettshavarar i ulike kalkfelt i Nordsjøen. Dette forskingsarbeidet er ført vidare og held framleis på i 2005. Sidan midten av 1980-åra har rettshavarane på Ekofisk støtta kalkstudiar ved Universitetet i Bergen for å få detaljert forståing av dei fundamentale mekanismane rundt innsprøyting av vatn i oppsproknen kalkstein. Fleire mastergrads- og doktorgradsstudentar har vore med i dette programmet. I samarbeid med Noregs forskingsråd er forskingsprogramma RUTH og SPOR gjennomførte, med injeksjon av gass og vatn i reservoaret som studieområde. Her har óg SINTEF, Rogalandsforskning, Reslab og IKU vore med. Eit eige prosjekt, ThermicAiroil, har sett på luftinjeksjon for å auka utvinninga, saman med både nasjonale og internasjonale forskingsinstitusjonar. Endå eit prosjekt for å auka utvinninga, Corec, er finansiert av rettshavarane og gjennomført i samarbeid med Rogalandsforskning og Høgskolen i Stavanger. I tillegg til å finansiera forskinga gjev oljeselskapa prosjektdata, prioriteringar og ikkje minst praktisk røynsle.

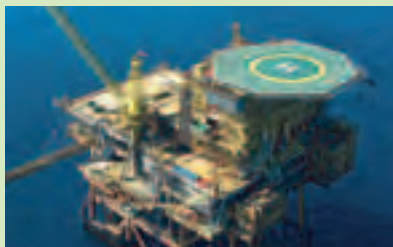
Samfunnsrekneskapan for Ekofiskområdet viser at det ved utgangen av 2004 var skapt verdiar for om lag 1260 milliardar 2004-kroner. Av dette har 444 milliardar gått til varer og tenester, 50 milliardar til lønn og andre ytingar til tilsette og 24 milliardar til långjevarane. Rettshavarane sit att med 132 milliardar, medan staten har mottatt 626 milliardar 2004-kroner i skattar og avgifter.



5

Opprydding etter at produksjonen er slutt





Figur 5.1 Bore- og produksjonsplattforma DP2, som skal fjernast på 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 over 10 avslutningsplanar. I dei fleste av sakene er det bestemt at utrangerte installasjonar skal fjernast og tas til land, til dømes Odin, Nordøst-Frigg, Øst-Frigg og Lille-Frigg. Avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg er dei to siste avslutningsplanane som har vore til behandling. Arbeidet med å fjerna innretningane på Friggfeltet og delar av Ekofisk skal etter planen ta til i 2005. Under behandlinga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg vart det òg gjeve løyve til å etterlata betong-understellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet.

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 9. februar 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 ankerfundamentet 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 offshore-

installasjonar i sjøområdet. Det kan gjerast unntak frå forbodet for somme installasjonar eller delar av installasjonar dersom ei samla vurdering i det aktuelle tilfellet 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 skriv ut eit eventuelt løyve til å gjera 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 til Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet.

For rørleidningar og kablar gjeld retningslinene som står i Stortingsmelding nr. 47 (1999–2000) *Disponering av utrangerte rørledningar og kablar*. Som ein generell regel kan rørleidningar og kablar etterlatast når dei ikkje er til ulempe eller utgjør 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: ein disponeringsdel og ei konsekvensutgreiing. Disponeringsdelen skal vurderast av Olje- og energidepartementet og Arbeids- og sosialdepartementet (tryggleiksspørsmål). Olje- og energidepartementet koordinerer den offentlege høyringa av konsekvensutgreiinga.

På bakgrunn av konsekvensutgreiinga og høyringsfråsegnene, og disponeringsdelen og vurde-

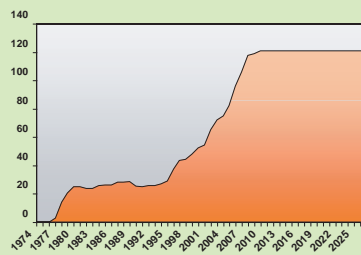
ringa av denne delen, utarbeider Olje- og energi-departementet eit framlegg til kongeleg resolusjon og fremjar det for regjeringa. Når det er søkt om unntak frå OSPAR-vedtaket om ilandføring, skal saka leggjast fram for Stortinget.

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 6.1 Historisk og venta norsk gassseksport
(Kjelde: OD/OED)

Norsk gass er viktig for energiforsyninga i Europa, og blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa. Det er fire mottaksterminalar for norsk gass på kontinentet: to i Tyskland, ein i Belgia og ein i Frankrike. I Storbritannia vil det vera to mottaksterminalar når Langeled-rørleidningen, som skal frakta gassen frå Ormen Lange-feltet, står klar i 2007 (sjå kartet). Det norske gasstransportsystemet er omfattande, med over 6600 km rørleidningar i alt. Det er utarbeidd traktatar som regulerer rettar og plikter mellom Noreg og landa som har landingspunkt for gass. Noreg og Storbritannia vart i januar 2005 samde om ein rammeavtale som mellom anna regulerer ilandføringsrørleidningar frå Noreg til Storbritannia. Denne avtalen vil bli lagd fram for Stortinget i første halvåret av 2005.

Norsk gassseksport dekkjer om lag 14 prosent av det europeiske gassforbruket. Størstedelen av norsk eksport går til Tyskland og Frankrike, der norsk gass utgjer om lag 30 prosent av det samla forbruket. Når Ormen Lange kjem i drift, vil norsk gass ha ein marknadsdel på 15–20 prosent i Storbritannia. Produsentselskap på norsk kontinentalsokkel har gassavtalar med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekkia, Austerrike, Polen og Danmark.

Transportkapasiteten i det norske rørleidningssystemet er i dag 100 milliardar standard kubikk-meter (Sm^3), og vil auka til 120 milliardar Sm^3 når Langeled står ferdig – heile seks gonger så mykje som den samla elektrisitetsproduksjonen i Noreg.

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 gassproduksjon. Samtidig må gassforvaltningssystemet leggja til rette for effektivitet i

alle ledd i gasskjeda – leiting, utbygging og transport.

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 transportløyningar, slik at ein kan velja den løysinga som er mest mogleg robust. Det kostar mykje å byggja rørleidningar, og betydelege stordriftsfordelar er knytte til investeringane i transportsystemet. 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.

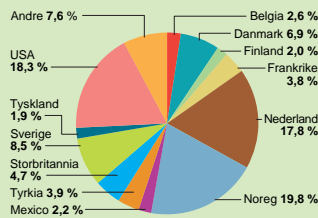
Alle rettshavarar på norsk kontinentalsokkel er ansvarlege for å selja sin eigen gass. Politikken for dette blei endra i 2001, i samband med at Gassforhandlingsutvalet (GFU) vart nedlagt. Tidlegare blei all gass som var produsert på norsk kontinentalsokkel, avsett under oppsyn av styresmaktene gjennom GFU. Statoil sel statens olje og gass saman med sin eigen petroleum, i samsvar med avsetningsinstruksen.

Verkemidla til styresmaktene

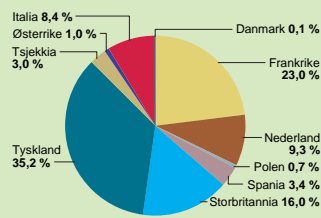
Dei generelle verkemidla innanfor ressursforvaltninga av gass er leitepolitikk, vilkår for godkjenning av utbyggingsplanar og produksjonsløyve for olje og gass (sjå kapitla 3 og 4). Mange av felta på norsk kontinentalsokkel inneheld både gass og olje. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, 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 etablara transportkapasitet og auka kapasiteten i sys-





Figur 6.2 Sal av NGL/kondensat 2004* Totalt 21,1 mill. Sm³ o.e.
* fordelt på første mottakarland
(Kjelde: OD)



Figur 6.3 Norsk naturgasseksport 2004
Totalt 77,7 mrd. Sm³ o.e.
(Kjelde: OD)

temet. Styresmaktene har ansvar for at alternative transportløsningar 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 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 blei oppretta i samband med delprivatiseringa av Statoil i 2001. Operatørskapen omfattar ansvaret for drift (planlegging, overvaking, koordinering og styring av transport frå felta til mottaks-terminalane) og utvikling av transportsystemet. 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 sjølv.

Ein nøytral og uavhengig operatør for gass-transportssystemet er viktig for å sikra at alle brukarane av transportsystemet blir behandla likt, når det gjeld både utnytting av systemet og vurdering av kapasitetsauke. Dette er nødvendig for at ressursane på kontinentalsokkelen skal bli utnytta effektivt. Eit nøytralt selskap sikrar at ein tek omsyn til heilskapen i dei framlagde utviklingsalternativa for infrastrukturen, det gjeld òg utnytting av skalafordelane.

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 (tredjepartsbruk). Det er lagt opp til at nye rørleidningar og transportrelaterte anlegg skal innlemmast i Gassled frå det tidspunktet når ein tredje part tek dei i bruk, og dei såleis blir 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 transport av gass regulerte gjennom ei eiga forskrift fastsett av OED. Det sikrar at forteneista blir teken ut på felta og ikkje i transportsystemet. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for transport av gass. For å sikra god ressursforvaltning kan transportrettane overdragast mellom brukarar når behova endrar seg.

Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport

Eigarfordelinga i Gassled:

Petoro AS*	38,29 %
Statoil ASA	20,38 %
Norsk Hydro Produksjon AS	11,13 %
Total E&P Norge AS	9,04 %
Exxon Mobil Exploration and Production Norway AS	5,18 %
Norske Shell Pipelines AS	4,68 %
Mobil Development Norway AS	4,58 %
Norsea Gas AS	3,02 %
Norske ConocoPhillips AS	2,03 %
Eni Norge AS	1,68 %

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

Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 9,5 prosent med verknad frå 1. januar 2011, og deltakardelen til dei andre rettshavarane skal reduserast proporsjonalt med verknad frå same dato. SDØE-delen i Norsea Gas AS er 40,0 prosent. Når ein tek omsyn til dette, vil staten gjennom SDØE ha 39,5 prosent i 2003–2010, og 49 prosent i Gassled frå 2011. Konsesjonstida for aktuelle anlegg i Gassled er sett til 31. desember 2028.

Ein samla eigarstruktur for den viktigaste gassinfrastrukturen la grunnlaget for ein samordna tilgang til transportsystemet, og lettar administrasjon og dagleg drift av gasstransporten for framtida.

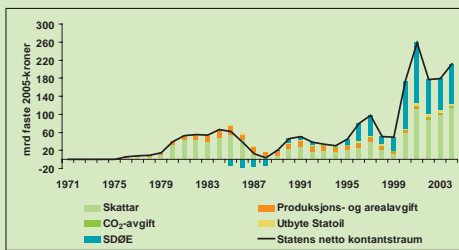




7

Petroleumsinntektene til staten





Figur 7.1 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda (Kjelder: Statsrekneskapen og statsbudsjettet)

Nasjonalbudsjett 2005 anslag:	
	Mrd. kr.
Skattar	112,8
Produksjonsavgift, CO ₂ -avgift og arealavgift	4,5
SDØE	85,9
Utbyte Statoil	5,2
Totalt	208,3

Figur 7.2 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda 2004 (Kjelder: Statsrekneskapen og statsbudsjettet)

Staten får store inntekter frå petroleumsverksemda. I 2004 kom 28 prosent av statsinntektene frå petroleumsaktivitetane. Figur 7.1 viser innbetalingane frå sektoren. Dei har vore spesielt store dei siste åra, og 2004 var eit år med svært høge innbetalingar til staten. Verdien av petroleumsressursane som er att på kontinentalsokkelen, er i nasjonalbudsjettet for 2005 vurdert til 3050 milliardar 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 kontinentalsokkel (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 kontinentalsokkel er fellesskapet sin eigedom, og at oljeselskapa får tilgang til å utnytta 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 på 50 prosent. Når ein reknar ut grunnlaget for ordinær skatt og særskatt, blir investeringane avskrivne lineært over seks år frå det året investeringa skjer. Det er frådrag for alle relevante kostnader, medrekna kostnader til leiting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning (sjå figur

7.2). Det er fullt høve til konsolidering mellom felt. For å skjerma normalavkastinga frå særskatt er det eit ekstra fråtrekk i utrekningsgrunnlaget for særskatt, det som er 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 undersøkingsutgifter 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 lønnsemd etter skatt for selskapa.

Avgifter

Dei viktigaste avgiftene for petroleumsverksemda er CO₂-avgift, arealavgift og produksjonsavgift.

CO₂-avgifta vart innført i 1991 og er det viktigaste verkemiddelet for å redusera utslepp av CO₂ frå petroleumsverksemda. CO₂-avgifta skal betalast per standardkubikkmeter (Sm³) gass som blir forbrend eller sleppt direkte ut og per liter petroleum som blir forbrend. For 2005 er satsen sett til 78 øre per liter petroleum eller standardkubikkmeter gass.

Arealavgifta kjem på for alle tildelte utvinningsløyve etter at ein initieil periode er over. Ho skal stimulera til tilbakelevering av område som selskapa ikkje ynskjer å utnytta. Spesielle reglar gjeld for dei eldste utvinningsløyva og for utvinningsløyve i Barentshavet.

Produksjonsavgifta held no på å bli fasa ut og skal ikkje betalast etter 2005. I dag er det produksjonsavgift for to felt, Gullfaks og Oseberg.

Driftsinntekter (normpris)
– Driftskostnader
– Avskrivning (lineært over 6 år)
– Leitekostnader
– CO ₂ -avgift og arealavgift
– Netto finanskostnader (tynn kapitalisering: 20 % egenkapital)
= Ordinært skattegrunnlag (skattesats: 28 %)
– Friinntekt (7,5 % av investering i 4 år)
= Særskattegrunnlag (skattesats: 50 %)

Figur 7.3 Utrekning av petroleumsskatt
(Kjelde: OED)

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 er slik som to uavhengige partar ville ha avtalt 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, i staden for den faktiske inntekta frå salet. 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 møtast ein gong i kvartalet for å setja prisane for kvartalet som er gått. Rådet baserer prisane på rapporterte sal frå selskapa som er operatørar på felt, og med månadleg gjennomsnitt for Brent Blend som ein viktig referansepris. Selskapa får skriftleg informasjon om prisane, og dei blir inviterte til å koma med synspunkt før rådet fastset endelege normprisar. Avgjersla kan klagast inn for Olje- og energidepartementet innan 30 dagar etter fastsetjinga. Når PPR ikkje finn det rimeleg å fastsetja ein normpris, blir faktisk oppnådd salspris lagd til grunn ved likninga. Det gjeld for somme råoljar, NGL og gass.

SDØE

I tillegg til skattar og avgifter og avkastning 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, røyr 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 1. januar 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 til Statoil. I samband med delprivatiseringa av Statoil 18. juni 2001 vart forvaltninga av SDØE-porteføljen overført til det statlege forvaltningsselskapet Petoro.

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

Utbyte frå Statoil

Per 1. mars 2005 eig staten 70,9 prosent av aksjane i Statoil. Som eigar i Statoil får staten utbyte som går inn i statens inntekter frå petroleumsvirksomda.

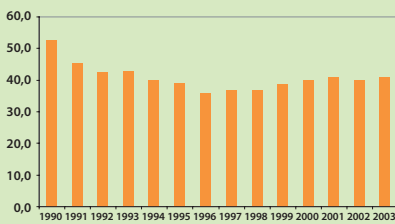


8

Miljøomsyn i norsk petroleumsverksemd

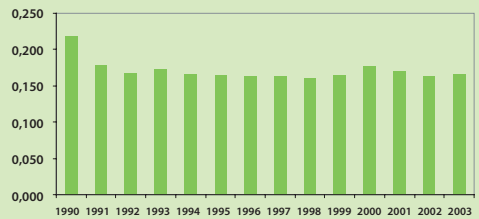


kg CO₂ per netto produsert 5m³ o.e



Figur 8.1 Utslepp av avgiftsbelagt CO₂ per produsert enhet
(Kjelde: OD)

kg NO_x per netto produsert 5m³ o.e



Figur 8.2 Utslepp av avgiftsbelagt NO_x per produsert enhet
(Kjelde: OD, OED)

I 1971 behandla Stortinget framveksten av ein norsk petroleumssktor, og industrikomiteen utforma ei innstilling som inneheldt det som sidan har vore kalla «dei ti oljeboda». Dei peika ut retninga for olje- og energipolitikken i Noreg, og to av desse «boda» skulle få noko å seia for det ytre miljøet:

- Utviklinga av oljeverksemda skal ta omsyn til anna næringsverksemd og til natur og miljøvern.
- Brenning av gass som kan utnyttast, blir ikkje akseptert anna enn i kortare prøveperiodar.

I dag er det eit mål at Noreg som ein stor energinasjon skal vera eit føregangsland på miljøtida. Sidan tidleg i 1970-åra har det litt etter litt kome lover og reglar som tek omsyn til miljøet, og i dag er petroleumsverksemda grundig regulert med tanke på det ytre miljøet.

Det blir teke omsyn til miljøet i alle fasar av petroleumsverksemda. Petroleumslvgjevinga krev konsekvensutgreingar før nye område blir opna for petroleumsverksemd, og det kan setjast vilkår når eit område blir opna. I tillegg skal styresmaktene godkjenna utbyggingsplanar (PUD/PAD), der analysar av miljøkonsekvensar er ein viktig del. Dette sikrar at petroleumsverksemda tek omsyn til miljøet på eit tidleg tidspunkt.

Styresmaktene vurderer òg sider ved miljøet når dei tildeler utvinningsløyve på kontinentalsokkelen, og har høve til å setja særskilte krav til petroleumsverksemd i spesifikke område. Dette er eit treffsikkert verkemiddel som gjer at petroleumsverksemda blir driven på ein miljømessig forsvarleg måte i potensielt sårbare område. Til dømes kan det setjast krav om sesongregulering av somme aktivitetar, eller særskilde avgrensingar for utslepp.

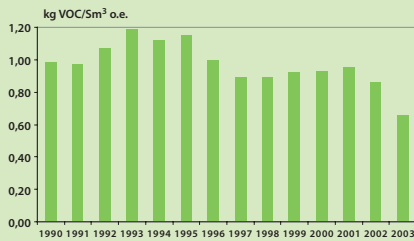
Regulering av utslepp til luft

Dei viktigaste utsleppa til luft frå petroleumsverksemda er utslepp av CO₂ og NO_x frå energiproduksjon og faking, og utslepp av nmVOC frå lasting og lagring av olje. Noreg har forplikta seg til å redusera desse utsleppa i samsvar med internasjonale avtalar, som Kyotoprotokollen og Göteborgprotokollen, og i samsvar med nasjonale mål.

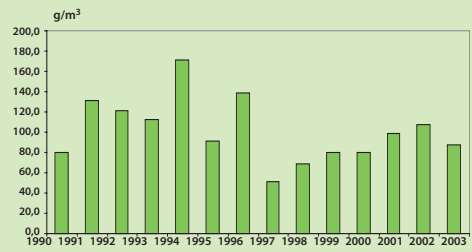
CO₂-avgiftslova har sidan ho vart innført i 1991, vore det viktigaste verkemiddelet for å redusera utslepp av CO₂. Med CO₂-avgifta fekk Noreg ei streng regulering av CO₂-utslepp, og det har ført til stor reduksjon i utsleppa. CO₂-utslepp er dessutan regulert gjennom faklingsløyve frå Olje- og energidepartementet, og heimla i petroleumsløva. Brenning av gass i fakkelløva kan til vanleg tillatast berre dersom det er nødvendig på grunn av tryggleiken.

NO_x-utslepp har fram til i dag ikkje vore regulert, men det vil forandra seg når rådsdirektiv 96/61 EF om integrert førebygging og avgrensing av forureining (IPPC-direktivet) kjem med i norsk lovgjeving. Frå 2007 vil det bli sett spesifikke utsleppskrav for NO_x ut frå krava til beste tilgjengelege teknikkar (BAT). Likevel er det alt no gjennomført mange tiltak som reduserer NO_x-utslepp på norsk kontinentalsokkel, mellom anna er det installert fleire gassturbinar med låg-NO_x-teknologi.

Utslepp av nmVOC frå lasting og lagring av olje offshore er regulert gjennom pålegg frå Statens forureiningstilsyn (SFT), og er heimla i forureiningslova. Som eit resultat av strenge utsleppskrav har sel-skapa på norsk kontinentalsokkel gått saman i eit industrisamarbeid for å installera gjenvinningsutstyr for nmVOC på bøyelastarar. Det vil føra til at nmVOC-utsleppa blir markant reduserte innan 2008.



Figur 8.3 nmVOC utslipp per produsert enhet
(Kjelde: OD, OED)



Figur 8.4 Innhold av produksjons-, injeksjons- og røyleidningskjemikalier i produsert vann (Kjelde: MiljøWeb)

Regulering av utslipp til sjø

Dei viktigaste utslappa til sjø frå petroleumsverksemda er kjemikalieutslipp ved bore- og brønnoperasjonar, og utslipp av olje og kjemiske stoff som førekjem naturleg ved utslipp av produsert vatn. Utslipp til sjø er regulert gjennom utslippsløyve frå SFT og er heimla i forureiningslova.

For å redusera kjemikalieutslappa blir det drive aktiv forskning og utvikling av kjemikal som ikkje har negativ miljøeffekt. Det blir utvikla ny reinseteknologi for å redusera innhaldet av olje og kjemiske stoff som førekjem naturleg i produsert vatn som blir sleppt ut til sjø. På fleire felt har ein dessutan valt å reinjisera produsert vatn ned i reservoara slik at ein unngår utslipp.

I arbeidet med å redusera utslipp til sjø har styresmaktene etablert ein strategi som er definert gjennom dei såkalla nullutslippsmåla. Innan 2005 skal det som hovudregel ikkje sleppast ut miljøfarlege stoff, og det skal vera ingen utslipp eller minimert utslipp av miljøskadelege stoff. For å nå måla arbeider styresmaktene og industrien saman i ei arbeidsgruppe som vurderer utslppsreducerande tiltak. Denne dialogen gjer sitt til at industrien utviklar nye høgteknologiske miljøløysingar.

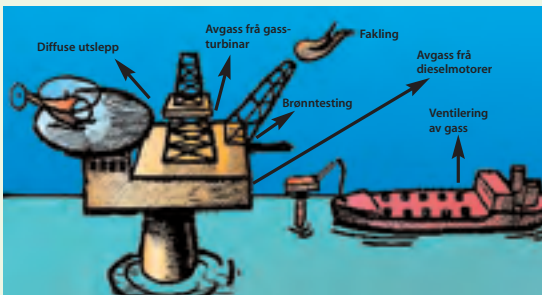
På nye felt er det som regel mogleg å ta i bruk miljøvennlege teknikkar, men på eksisterande felt

kan dette vera vanskeleg av fleire grunnar. I arbeidet med nullutslippsmåla skal det difor vera ei heilskapsvurdering av miljøkonsekvensar, tryggleik, reservoartekniske sider og kostnader. Tilhøva på somme felt kan vera slik at i praksis er det oppnålege målet å minimere utslappa.

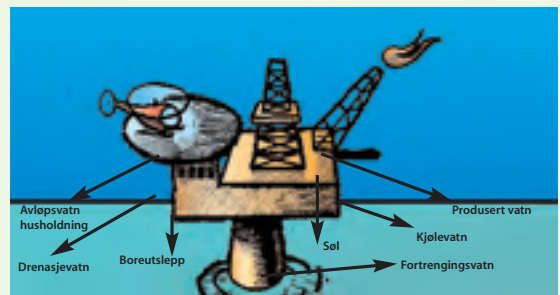
I området Lofoten–Barentshavet har styresmaktene etablert særskilde og strengare krav til utslipp til sjø. Dette inneber at det ved normal drift ikkje skal vera utslipp til sjø av produsert vatn, borekaks eller slam. For petroleumsverksemd i dette området vil det difor vera endå strengare miljøreguleringar enn elles på norsk kontinentalsokkel.

Arbeidet med å redusera utslipp til sjø er viktig av fleire grunnar. I dag er det ikkje vitskapleg semje om eventuelle langtidseffektar av utslipp til sjø. For å auka kunnskapen om dette finansierer Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og petroleumsindustrien eit eige forskingsprogram under Noregs forskingsråd om langtidseffektar av utslipp til sjø frå petroleumsverksemda (PROOF).

Miljøpublikasjonen «Miljø 2005» frå Olje- og energidepartementet inneheld meir detaljert informasjon om korleis olje- og energistyresmaktene tek omsyn til miljøet.



Figur 8.5 Utslipp til luft



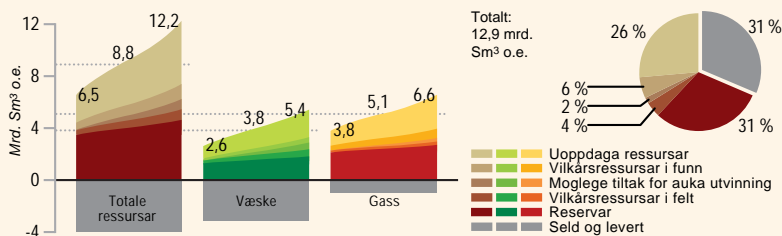
Figur 8.6 Utslipp til sjø



9

Petroleumsressursane





Figur 9.1 Petroleumressursar og uvisna i estimata per 31.12.2004

Oljedirektoratet reknar med at dei totale oppdaga og uoppdaga petroleumressursane på norsk kontinentalsokkel utgjer til saman 12,9 milliardar Sm³ oljeekvivalentar (o.e.). Av dette er det produsert i alt 4,0 milliardar Sm³ o.e., som svarar til 31 prosent av dei totale ressursane. Dei totale utvinnbare ressursane som er att, utgjer 8,8 milliardar Sm³ o.e., av dette er 5,2 milliardar Sm³ o.e. påviste ressursar, og estimatet for dei uoppdaga ressursane utgjer 3,4 milliardar Sm³ o.e. I tillegg reknar ein med at ressursar frå moglege framtidige tiltak for å auka utvinninga utgjer til saman 0,225 milliardar Sm³ o.e.

Ressurstilveksten frå leiteverksemda i 2004 er låg. Det vart gjort fire nye funn med samla ressursar på 17–22 mill. Sm³ utvinnbar olje. Nokre av funna er ikkje ferdig evaluerte, og estimata er difor enno svært usikre.

Sidan produksjonen av petroleum tok til på norsk kontinentalsokkel i 1971, er det produsert i alt 4,0 milliardar Sm³ o.e. frå 61 felt. I 2004 starta produksjonen på felta Kvitebjørn og Skirne. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2004/2005, ligg 42 i Nordsjøen og 6 i Norskehavet. Felta Kristin, Alvheim, Ormen Lange, Snøhvit og Urd har godkjende planar for utbygging og drift (PUD), men produksjonen er ikkje i gang enno. PUD for tre nye felt, Alvheim, Ormen Lange og Urd, vart godkjende i 2004.

Figur 9.1 viser det totale utvinnbare potensialet på norsk kontinentalsokkel. Mengdene er klassifiserte etter Oljedirektoratets ressursklassifiseringssystem og syner totale ressursar, væske og gass.

Ressursar

Ressursar er eit samleomgrep for teknisk utvinnbare mengder av petroleum. Ressursane blir klassifiserte etter kor langt prosjektet må vera kome, for at ein

skal kunna vinna ut ressursane. Hovudklassane er reservar, vilkårsressursar og uoppdaga ressursar.

Den detaljerte ressursrekneskapen per 31.12.2004 er framstilt i tabell 9.1 og i tabellar i vedlegg.

Reservar

Reservar omfattar det som er att av utvinnbare, salbare petroleumressursar i petroleumsførekomstar som rettshavarane har vedteke å byggja ut, og som styresmaktene har godkjent PUD eller gjeve PUD-fritak for. Reservar omfattar òg petroleumressursar 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 3,9 milliardar Sm³ o.e., og er siste året reduserte med 4 prosent, frå 4,1 til 3,9 milliardar Sm³ o.e. Utbyggingsplanar for Alvheim, Urd, Vilje og Skinfaks og endra PUD for Rimfaks tilførte reservebeholdninga 54 mill. Sm³ o.e. I tillegg vart det vedteke fleire prosjekt som skulle auka utvinninga på eksisterande felt med til saman 66 mill. Sm³ o.e. Samtidig vart det produsert 265 mill. Sm³ o.e. Netto reduksjonen av reservar var dermed 144 mill. Sm³ o.e. i 2004.

Vilkårsressursar

Vilkårsressursar vil seia oppdaga petroleumsmengder som ein enno ikkje har vedteke å byggja ut. Vilkårsressursar i felt auka i 2004 med 38 mill. Sm³ o.e. Vilkårsressursar i planleggingsfasen står for ca. 80 prosent av denne auken, som skriv seg frå prosjekt for å auka utvinninga på fleire felt, først og fremst på Ekofisk, Gullfaks, Åsgard og Gungne.

Estimatet for vilkårsressursar i funn er justert ned med 17 mill. Sm³ o.e., til 746 mill. Sm³ o.e. Reduksjonen kjem av at det i år er gjort berre fire nye funn på norsk kontinentalsokkel, at ressursar er

overførte til lågare ressurskategoriar, og at ressurspotensialet i funna 6405/7-1 og 6406/1-2 er justert ned.

Potensialet for ressursar frå moglege framtidige tiltak for å auka utvinninga er i år redusert med 175 mill. Sm³ olje. Estimatet for olje er i år sett til 125 mill. Sm³, medan estimatet for gass er på 100 mrd. Sm³ og uendra frå i fjor. Moglege tiltak for å auka utvinninga blir rekna ut med basis i målsetjinga til styresmaktene om å oppnå ein gjennomsnittleg utvinningsgrad for olje frå oljefelt på 50 prosent og for gass frå gassfelt på 75 prosent. Reduksjonen i potensialet for olje siste året kjem av at fleire prosjekt for å auka utvinninga har vorte konkretiserte i år, og er difor rapporterte i lågare ressurskategoriar.

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 på 3,4 milliardar Sm³ o.e. og er uendra frå estimatet i fjor.

Nordsjøen

I Nordsjøen er det oppdaga totalt 7,1 milliardar Sm³ o. e., og av dette er det produsert 3,6 milliardar Sm³ o.e. Reservane som er att, utgjer 2,7 milliardar Sm³ o.e., der 38 prosent er olje. Produksjonen frå Nordsjøen siste året var på 211 mill. Sm³ o.e., men på grunn av auka reservar på felta som er i produksjon, og nye reservar som skriv seg frå innleverte utbyggingsplanar, er ikkje reservane som er att i Nordsjøen, reduserte med meir enn 110 mill. Sm³ o.e. frå året før.

Det er ingen store endringar i estimata for vilkårsressursar og uoppdaga ressursar i Nordsjøen. Ein reknar med at uoppdaga ressursar utgjer om lag 1,2 milliardar Sm³ o.e.

Norskehavet

I Norskehavet er det oppdaga i alt 2,0 milliardar Sm³ o.e., og av dette er 0,4 milliardar Sm³ o.e. produsert. Reservane som er att, utgjer om lag 1,1 milliardar Sm³ o.e., og 64 prosent av dette er gass. Produksjonen i 2004 var 55 mill. Sm³ o.e. Dette førte til ein reduksjon i reservar som er att, på 33 mill. Sm³ o.e., samanlikna med rekneskapan frå i fjor, trass i auka reservar i nokre av felta i produksjon og tilførsel av nye reservar frå Urd, som har fått godkjent planen for utbygging og drift. Det er ingen store endringar i estimata for vilkårsressursar og uoppdaga ressursar i Norskehavet.

Barentshavet

I Barentshavet er det oppdaga 0,2 milliardar Sm³ o.e. Produksjonen frå Barentshavet tek til i 2006 frå Snøhvitfeltet. Det er lite endring i estimata for vilkårsressursar i felt og funn i Barentshavet siste året.

Tabell 9.1 Ressursrekneskap per 31.12.2004

Totalt utvinnbart potensial	Status per 31.12.2004					Endring frå 2003				
	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Totalt	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Totalt
Prosjektstatuskategori	mill. Sm ³	mrd. Sm ³	mill. tonn	mill. Sm ³	mill. Sm ³ o.e.	mill. Sm ³	mrd. Sm ³	mill. tonn	mill. Sm ³	mill. Sm ³ o.e.
Produsert	2870	948	81	72	4044	162	78	13	1	265
Attverande reservar*	1225	2386	123	86	3930	-10	-75	-2	-56	-144
Vilkårsressursar i felt	278	190	31	13	539	10	23	1	3	38
Vilkårsressursar i funn	179	483	21	44	746	-50	23	-1	12	-17
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning**	125	100			225	-175	0	0	0	-175
Uoppdaga	1160	1900		340	3400	0	0	0	0	0
Sum	5837	6007	255	556	12885	-63	48	12	-41	-33
Nordsjøen										
Produsert	2546	902	73	60	3647	132	64	9	-3	211
Attverande reservar*	1014	1579	65	6	2723	-27	-65	0	-18	-110
Vilkårsressursar i felt	220	137	24	7	409	5	11	1	0	18
Vilkårsressursar i funn	103	168	8	26	312	-17	14	3	6	9
Uoppdaga	615	500		75	1190	0	0	0	0	0
Sum	4498	3286	170	173	8281	92	24	13	-14	128
Norskehavet										
Produsert	324	46	8	12	398	31	14	4	3	55
Attverande reservar*	210	646	52	62	1019	16	-9	-2	-38	-33
Vilkårsressursar i felt	51	49	7	6	119	8	12	0	2	23
Vilkårsressursar i funn	66	308	13	18	417	-32	9	-4	5	-25
Uoppdaga	235	810		175	1220	0	0	0	0	0
Sum	886	1860	80	274	3172	24	26	-2	-27	19
Barentshavet										
Produsert	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Attverande reservar*	0	160	5	18	188	0	-1	0	0	-1
Vilkårsressursar i felt	7	4	0	1	12	-3	0	0	0	-3
Vilkårsressursar i funn	10	7	0	0	17	-1	0	0	0	-1
Uoppdaga	310	590		90	990	0	0	0	0	0
Sum	327	761	5	109	1207	-4	-1	0	0	-5

* Inkluderer ressurskategoriane 1, 2 og 3.

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

10

Felt i produksjon



Forklaring til tabellane i kapitla 10–12

Deltakardelane som er oppgjevne for felt, er ikkje alltid dei same som deltakardelane i det enskilde utvinningsløyvet (samordna felt eller felt der det er utøvd glideskala for førekomsten, har andre deltakardelar enn i utvinningsløyvet). Fordi det er brukt opptil to desimalar for delane, hender det at deltakardelane for eit felt ikkje blir 100 prosent til saman. Deltakardelane er per 1. januar 2005.

Under «Utvinnbare reservar, Opphavleg» er det teke med reservar i ressurskategoriane 0, 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratets klassifiseringssystem (sjå definisjonen nedanfor).

Under «Utvinnbare reservar, Att per 31.12.2004» er det teke med reservar i ressurskategoriane 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratets klassifiseringssystem (sjå definisjonen nedanfor).

Ressurskategori 0: Seld og levert petroleum

Ressurskategori 1: Reservar i produksjon

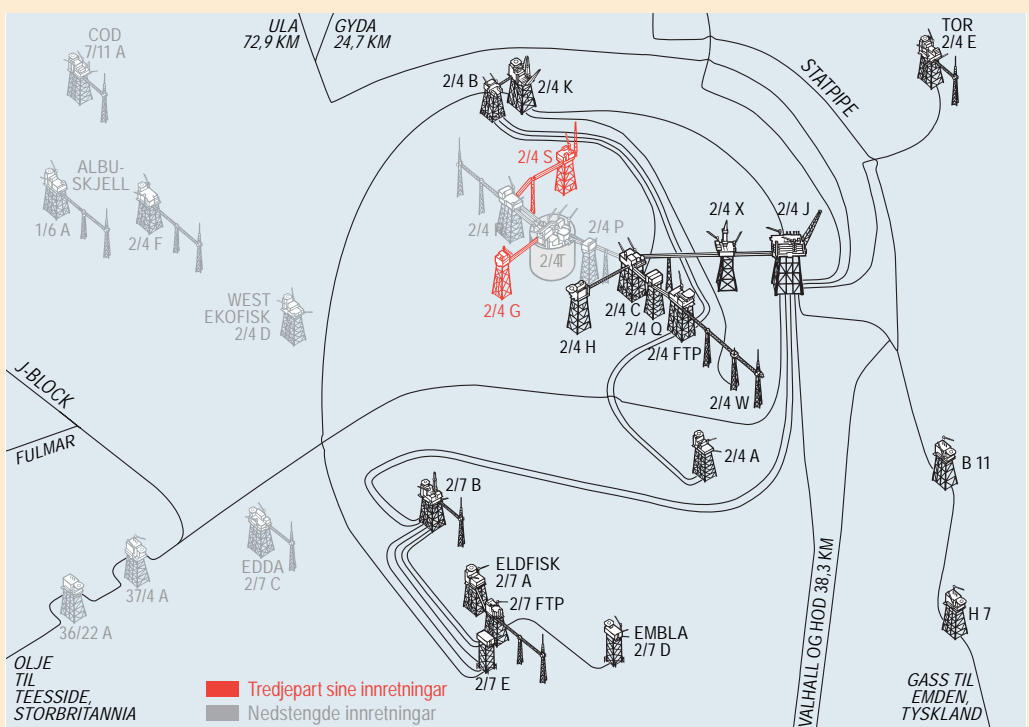
Ressurskategori 2: Reservar med godkjend plan for utbygging og drift

Ressurskategori 3: Reservar som rettshavarane har bestemt seg for å vinna ut

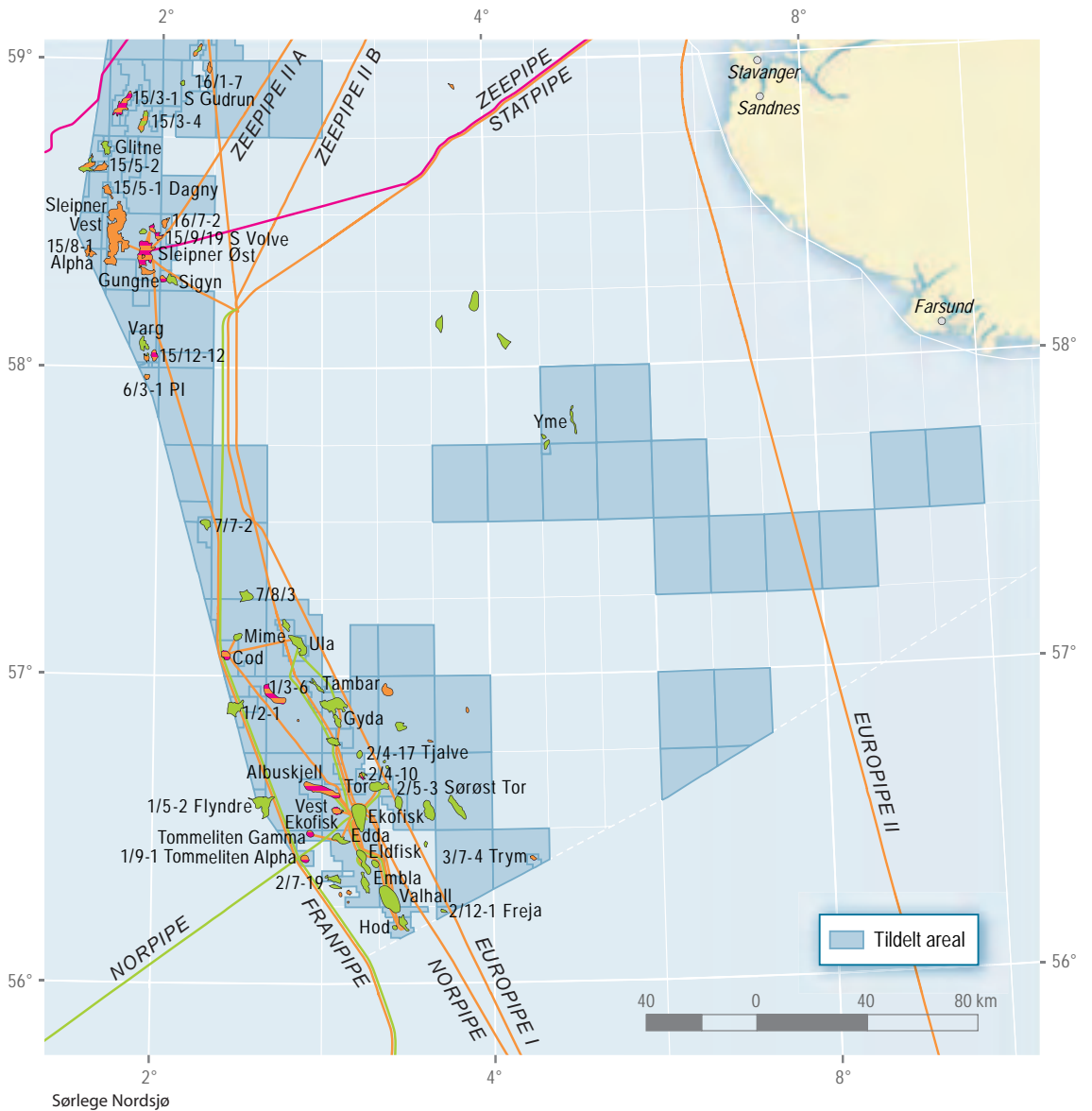


Sørlege Nordsjø

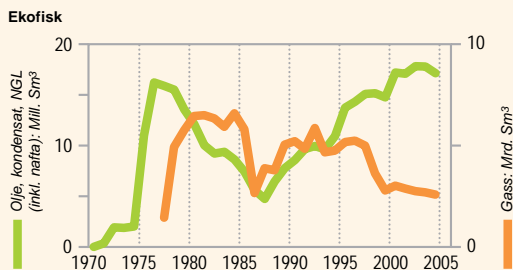
Den sørlege delen av Nordsjøen vart tidleg viktig for Noreg då Ekofisk, som det første feltet på norsk kontinentalsokkel, kom i produksjon for meir enn 30 år sidan. Ekofisk fungerer som eit knutepunkt for petroleumsaktiviteten i Sørlege Nordsjø ved at felta omkring nyttar seg av infrastrukturen som knyter Ekofisk til kontinentet og Storbritannia. Frå Ekofisk blir olje og gass frå norsk kontinentalsokkel eksportert til høvesvis Teesside i Storbritannia og Emden i Tyskland. Nord for Ekofisk ligg Sleipnerfelta. Sleipner Øst kom i produksjon i 1993, og Sleipner Vest følgde etter i 1996. Felta produserer store mengder gass og kondensat. I tillegg utgjer Sleipner eit knutepunkt i gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Trass i at produksjonen frå Sørlege Nordsjø har vart i mange år, er det framleis store ressursar att i området. Ein ventar difor at det vil bli produsert olje og gass derifrå i meir enn 30 år til.



Innretningar i Ekofiskområdet



Sørlege Nordsjø



Ekofisk

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/4 – utvinningsløype 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 reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	524,1 mill. Sm ³ olje	178,3 mill. Sm ³ olje
	184,9 milliardar Sm ³ gass	58,7 milliardar Sm ³ gass
	14,3 mill. tonn NGL	3,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 281 000 fat per dag. Gass: 2,71 milliardar Sm ³ . NGL: 0,29 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 134,2 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 103,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyising:

Produksjonen frå Ekofisk tok til i 1971 på innretninga Gullfide. Havet i området er 70–75 meter djupt. I dei første åra vart feltet produsert til lasteskip frå fire brønner, inntil betongtanken var på plass i 1973. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerørsinnretningar for tilknytte felt og eksportrørleidningar. Fleire av dei er tekne ut av drift og ventar på disponering. Dei operative delane av Ekofisksenteret er i dag bustadinnretninga 2/4-H, produksjonsinnretninga 2/4-C, bore- og produksjonsinnretninga 2/4-X og prosessinnretninga 2/4-J. Av dei andre innretningane på senteret er 2/4-FTP og 2/4-W framleis i bruk, høvesvis som stigerørsinnretning for produksjonen frå brønnehovudinnretningane 2/4-A i sør og 2/4-B i nord og som brønnehovudinnretning for vassinjeksjon. I tillegg er 2/4-K i bruk nord på feltet som hovudinnretning for vassinjeksjon. 2/4-K er bunden saman med 2/4-B med bru. Prøveutvinninga frå Ekofiskfeltet vart formelt starta 09.06.1971. Det vart gjeve prinsipielt samtykke til det tekniske opplegget for utbygging av Ekofisk 01.03.1972. Vassinjeksjon vart godkjend 20.12.1983, Ekofisk II vart godkjent 09.11.1994, Ekofisk Vekst vart godkjent 06.06.2003.

Reservoar:

Ekofiskfeltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk- og Torformasjonane.

Utvinningsstrategi:

Ekofisk vart opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auka utvinninga for olje mykje. Ein byrja med vassinjeksjon i stor skala i 1987, og i åra etter har området for vassinjeksjon vorte utvida i fleire steg. Røynslene har vist at vatnet fortrengrer oljen meir effektivt enn venta, og reserveestimatet er oppjustert tilsvarande. I tillegg til vassinjeksjon gjev kompaksjonen av dei mjuke kritbergartane ekstra driv til dreneringa av feltet. Dette blir forsterka av at det injiserte vatnet gjer sitt til å svekkja krittet.

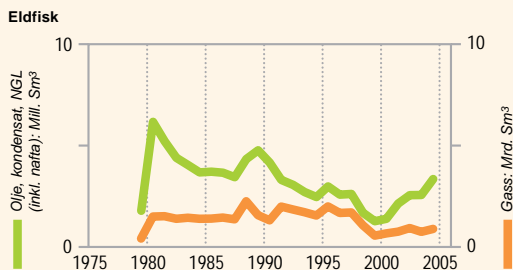
Transportløysing:

Olje og gass blir ført til eksportrørleidningane via prosessanlegget på 2/4-J på Ekofisk.

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 og til dels auka frå det høge nivået i dag. Det kjem først og fremst av at det blir fleire brønner og større prosesseringskapasitet når ein ny innretning, brønn hovudinnretningar 2/4-M, startar opp i 2005. I høve 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. Understellet til 2/4-M er installert, og boreoperasjonane er i gang. Dekksanlegget er planlagt installert i 2005. Ein held framleis på å greia ut om det er mogleg å leggja om produksjonen frå 2/4-A og 2/4-B, og det er venta avgjersle om det i 2005. Kontinuerleg boring er med dagens strategi nøkkelen til høg utvinning. I tillegg går det føre seg arbeid med å reingjera og disponera innretningar som er stengde ned.



Eldfisk

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/7 – utvinningsløype 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 31.12.2004:
	124,7 mill. Sm ³ olje	47,6 mill. Sm ³ olje
	50,6 milliardar Sm ³ gass	15,6 milliardar Sm ³ gass
	4,4 mill. tonn NGL	1,0 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 52 000 fat per dag. Gass: 1,14 milliardar Sm ³ . NGL: 0,09 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 53,6 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 42,5 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløysing:

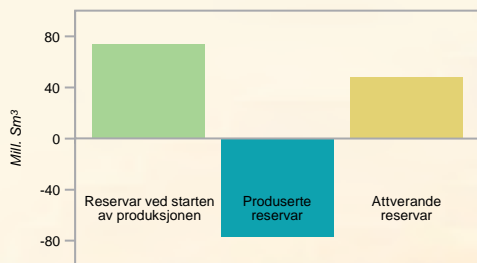
Eldfisk vart opphavleg bygt ut med tre innretningar. Havet i området er 70–75 meter djupt. Eldfisk B er ei kombinert bore-, brønnhovud- og prosessinnretning på Bravo-strukturen, medan Eldfisk A og 2/7-FTP er brønnhovud- og prosessinnretning knytt saman med bru på Alfa-strukturen. Eldfisk A har borefasilitetar. Olje og gass blir transportert i to røyrleidningar til Ekofisksenteret og derifrå vidare til Teesside og Emden. Det er gjort modifikasjonar på Eldfisk og Ekofisk slik at oljen frå Eldfisk kan gå direkte til eksportpumpene på 2/4-J. I 1999 vart ei ny innretning for vassinjeksjon, 2/7-E, installert på Alfa-strukturen. Innretninga forsyner òg Ekofiskfeltet med ein del injeksjonsvatn gjennom ein ny røyrleidning frå Eldfisk til Ekofisk 2/4-K. Eldfisk vart godkjent som fase IV av Ekofisk-utbygginga ved kgl.res. 25.04.1975. Eldfisk vassinjeksjon vart godkjend 12.12.1997. Oppgraderinga av kapasiteten på Eldfisk vart godkjend 06.06.2003 som ein del av planen for Ekofisk Vekst.

Reservoar:

Eldfiskfeltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane. Feltet inneheld tre strukturar: Alfa, Bravo og Øst Eldfisk.

Utvinningsstrategi:

Eldfisk vart opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. I 1999 byrja vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønner. I tillegg blir det injisert gass som ein ikkje sel av omsyn til kapasiteten eller marknaden.

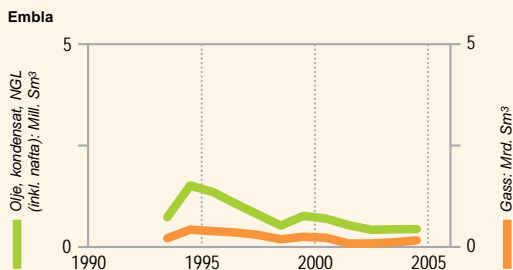


Transportløsning:

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

Status:

Utan spesielle tiltak ventar ein at produksjonen frå Eldfisk blir konstant i åra framover. Etter planane som ligg føre i dag, er det gode utsikter til å auka reservane ved å bora fleire brønner og optimalisera vassinjeksjonen. Det er i gang ein studie for å konkretisera tiltak som skal auka utvinninga frå Eldfisk. Tiltaka kan innebera nye innretningar på feltet. Det kjem truleg ein konklusjon hausten 2005. Figuren over viser reserveutviklinga for feltet.



Embla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965	
Funnår	1988	
Godkjent utbygt	14.12.1990	
Produksjonsstart	12.05.1993	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavarar	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 31.12.2004:
	13,3 mill. Sm ³ olje	4,7 mill. Sm ³ olje
	4,1 milliardar Sm ³ gass	1,3 milliardar Sm ³ gass
	0,5 mill. tonn NGL	0,2 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 6000 fat per dag. Gass: 0,19 milliardar Sm ³ . NGL: 0,02 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 3,5 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløyving:

Embla er bygt ut med ei ubemannna brønnhovudinnretning som er fjernstyrt frå Eldfisk. Havet i området er 70–75 meter djupt. PUD for Embla vart godkjend 14.12.1990. Endra PUD vart godkjend 25.04.1995.

Reservoar:

Emblafeltet produserer frå eit segmentert sandsteinsreservoar av devon og jura alder. Reservoaret ligg på over 4000 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Embla produserer ved trykkavlastning.

Transportløyving:

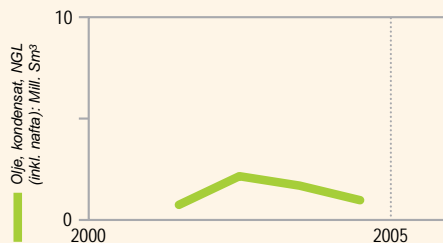
Olje og gass blir transportert til Eldfisk og vidare til Ekofisksenteret for eksport. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i røyrleidning til Emden, medan oljen, som òg inneheld NGL-fraksjonane, går i røyrleidning til Teesside.

Status:

Dersom det ikkje blir bora fleire brønner, eller dei som finst ikkje blir stimulerte, vil produksjonen frå Embla minka framover.



Glitne



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
Rettskavarar	DONG 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 31.12.2004: 7,2 mill. Sm ³ olje 1,7 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 16 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,6 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,6 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbyggingsløyving:

Glitne er eit oljefelt som ligg 40 km nordvest 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 oppbygt av fleire skilde sandkropper av djupmarine viteavsetningar i den øvre delen av Heimdalformasjonen.

Utvinningsstrategi:

Assosiert gass blir nytta til gasslyft, medan overskotsgass blir reinjisert.

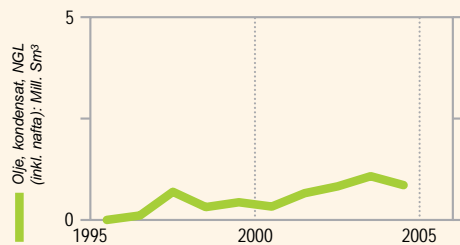
Transportløyving:

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

Status:

Produksjonen frå Glitne skulle opphavleg vara i vel to år, men ein reknar no med at han vil vara om lag dobbelt så lenge, mellom anna på grunn av god brønnplassering og god trykkstøtte. Vassproduksjonen er no ca. 70 prosent av vessebehandlingskapasiteten, og det er venta at han vil auka til ca. 90 prosent i 2005.

Gungne



Gungne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 – utvinningsløyve 046. Tildelt 1976	
Funnår	1982	
Godkjent utbygt	29.08.1995 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	21.04.1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration and 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 31.12.2004¹:
	9,9 milliardar Sm ³ gass	9,9 milliardar Sm ³ gass
	1,3 mill. tonn NGL	0,3 mill. tonn NGL
	3,1 mill. Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Gass: 1,51 milliardar Sm ³ . NGL: 0,22 mill. tonn. Kondensat: 0,49 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,0 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,0 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

¹Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst er målt samla og difor er attverande gassreservar lik opphavelege

Utbyggingsløyving:

Gungne er eit gassfelt som ligg på 83 meters havdjup og blir produsert via to brønner frå Sleipner A.

Reservoar:

Gungne produserer gass og kondensat hovudsakleg frå sandsteinsreservoar i Skagerrakformasjonen av trias alder.

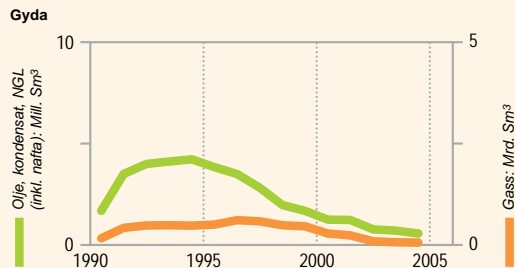
Reservoarsandstein av tidlegjura alder overlappar strukturen i sør, men manglar over dei høgaste delane av strukturen i nord. Feltet er kraftig påverka av salttektonikk. Reservoareigenskapane er generelt gode, med unntak av permeabiliteten. Reservoaret er forkasta, og laterale kontinuerlege skiferlag verkar som barrierar.

Utvinningsstrategi:

Gungne produserer ved trykkavlastning.

Transportløyving:

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 via Draupner til Zeebrugge.



Gyda

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/1 – utvinningsløype 019 B. Tildelt 1977	
Funnår	1980	
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.06.1990	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavarar	DONG Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	36,8 mill. Sm ³ olje	4,6 mill. Sm ³ olje
	5,9 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
	1,9 mill. tonn NGL	0,2 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 14 000 fat per dag. Gass: 0,16 milliardar Sm ³ . NGL: 0,03 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 14,2 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 13,4 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløysing:

Gydafeltet ligg på 66 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei kombinert bore-, bustad- og prosessinnretning med stålunderstell.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

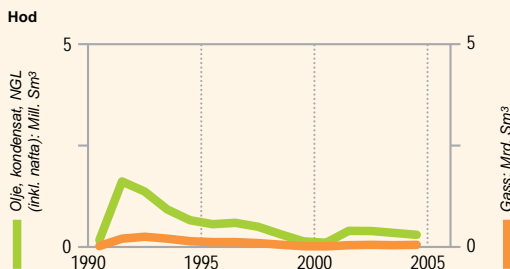
Feltet produserer med vassinjeksjon som drivmekanisme.

Transportløysing:

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

Status:

Vassproduksjonen aukar, og ein vurderer heile tida tiltak for å redusera vassproduksjonen.



Hod

Blokk og utvinningsløype	Blokk 2/11 – utvinningsløype 033. Tildelt 1969	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	26.06.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	30.09.1990	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	Amerada Hess Norge AS	25,00 %
	BP Norge AS	25,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	25,00 %
	Total E&P Norge AS	25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	8,3 mill. Sm ³ olje	0,5 mill. Sm ³ olje
	1,4 milliardar Sm ³ gass	
	0,2 mill. tonn NGL	
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 4000 fat per dag. Gass: 0,04 milliardar Sm ³ . NGL: 0,01 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 2,1 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløysing:

Hod er eit oljefelt som ligg på 72 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei ubemanna produksjonsinnretning som blir fjernstyrt frå Valhallfeltet, 13 kilometer lenger nord. PUD for Hod vart godkjend 26.06.1988. PUD for Hod Sadel vart godkjend 20.06.1994.

Reservoar:

Feltet produserer frå kritbergartar i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane. Det 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.

Transportløysing:

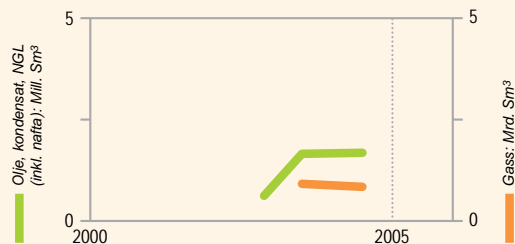
Ei separasjonseining på produksjonsinnretninga skil oljen og gassen, som så går i ein felles røyrleidning til Valhall, der det går føre seg ytterlegare prosessering. Eksporten vidare går i transportsystema til Teesside og Emden.

Status:

Produksjonen frå Hod er relativt stabil på eit lågt nivå. Feltet er i ein sein fase med den utvinningsstrategien som blir nytta i dag. For tida vurderer ein om vassinjeksjon kan gje betre ressursutnytting frå Hod Øst-strukturen. Det kan bli aktuelt å gjennomføra eit pilotprosjekt for vassinjeksjon i feltet.



Sigyn



Sigyn

Blokk og utvinningløype	Blokk 16/7 – utvinningløype 072. Tildelt 1981	
Funnår	1982	
Godkjent utbygt	31.08.2001 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	22.12.2002	
Operatør	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	40,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Statoil ASA	50,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	6,1 milliardar Sm ³ gass	4,4 milliardar Sm ³ gass
	3,0 mill. tonn NGL	2,3 mill. tonn NGL
	4,6 mill. Sm ³ kondensat	2,6 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Gass: 0,96 milliardar Sm ³ . NGL: 0,29 mill. tonn. Kondensat: 0,80 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,2 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 2,2 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbyggingsløysing:

Sigyn ligg i Sleipnerområdet, på ca. 70 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme, som ein satellitt til Sleipner Øst. Produksjonen er styrt frå Sleipner Øst. Brønnstraumen går gjennom to røyrleidningar til Sleipner A-innretninga. PUD for Sigyn vart godkjend ved kgl.res. 31.08.2001. På Sigyn Øst-førekosten vart det gjennomført prøveutvinning i desember 1997.

Reservoar:

Til feltet høyrer førekostane Sigyn Vest, som inneheld gass og kondensat, og Sigyn Øst, som inneheld lettolje. Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen.

Utvinningsstrategi:

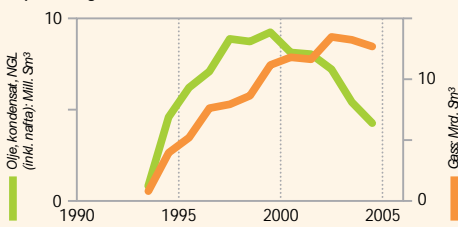
Feltet produserer ved trykkavlastning.

Transportløysing:

Gassen blir eksportert via tørrgasssystemet på Sleipner. Kondensatet går via Sleipnerkondensatrøyrleidningen til Kårstø.



Sleipner Vest og Øst



Sleipner Vest inkluderer samla produksjon frå Sleipner Øst og Sleipner Vest

Sleipner Vest

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 15/6 – utvinningsløyve 029. Tildelt 1969 Blokk 15/9 – utvinningsløyve 046. Tildelt 1976	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	14.12.1992 i Stortinget	
Produksjonsstart	29.08.1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettshavarar i Sleipner Vest	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS Norsk Hydro Produksjon AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	32,24 % 8,85 % 49,50 % 9,41 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 108,1 milliardar Sm ³ gass 8,1 mill. tonn NGL 28,1 mill. Sm ³ kondensat	Att per 31.12.2004¹: 65,7 milliardar Sm ³ gass 5,0 mill. tonn NGL 6,2 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Gass: 9,23 milliardar Sm ³ . NGL: 0,45 mill. tonn. Kondensat: 1,70 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 23,3 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 22,2 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

¹ Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla. Reservane som er att, viser Sleipner Øst og Vest samla.

Utbyggingsløyving:

Sleipner Vest er eit gassfelt som ligg på 110 meters havdjup. Det har ei brønnhovuddinnretning som til vanleg er ubemanna, Sleipner B og ei prosessinnretning, Sleipner T. Alfa Nord-segmentet er bygt ut med ei havbotnramme og fire produksjonsbrønner. Havbotnramma er knytt til Sleipner T.

Reservoar:

Sleipner Vest produserer frå Sleipner- og Huginformasjonane av mellomjura alder. Herifrå blir det hovudsakleg produsert gass og kondensat. Ein har observert lokale samlingar av olje, men dei er ikkje produserte. Hovuddelen av reservane finst i Huginformasjonen, som er delt inn i ein øvre og ein nedre del. Huginreservoaret er oppbygt av ein serie strandsoneavsetningar. Sleipnerformasjonen ligg under Huginformasjonen og er oppbygt av ein sekvens med fluviale avsetningar. Salttektonisk aktivitet av trias alder kompliserer strukturen endå meir. Forkastingane på feltet er generelt ikkje forseglende, og kommunikasjonen mellom dei geologiske sandavsetingane er generelt god.

Utvinningsstrategi:

Sleipner Vest produserer ved trykkavlastning.

Transportløsning:

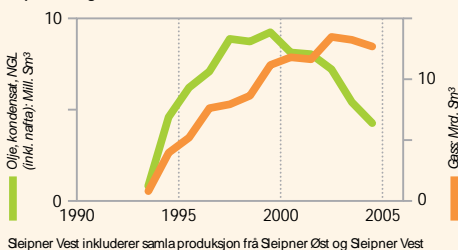
Gass og kondensat frå Sleipner Vest blir prosessert på Sleipner T og CO₂ fjerna frå gassen. Prosessert gass frå Sleipner Vest blir injisert i Tyformasjonen i Sleipner Øst. Gass, som ikkje blir reinjisert, går til Sleipner Øst for eksport. CO₂ blir reinjisert frå Sleipner A i Utsiraformasjonen via ein eigen injeksjonsbrønn. Ustabilt kondensat frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir blanda ved Sleipner A og går til Kårstø for prosessering til stabilt kondensat og NGL-produkt.

Status:

Feltet er delt i fem segment: Epsilon, Delta, Beta, Alfa Sør og Alfa Nord. Alfa Nord kom i produksjon i oktober 2004. Eksportkapasiteten for gass svarar til 110 prosent av designbasis for begge innretningane. Sleipner T vart modifisert for lågtrykksproduksjon i 2002, og lågtrykksproduksjon er iverksett på Sleipner B. Om det skal borast brønner til Delta og Beta Vest i Sleipner Vest, vil ein vurdere i lys av den nye 3D-seismikken.



Sleipner Vest og Øst



Sleipner Vest inkluderer samla produksjon frå Sleipner Øst og Sleipner Vest

Sleipner Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/9 – utvinningsløyve 046. Tildelt 1976	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.08.1993	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsghavarar i Sleipner Øst	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Statoil ASA	49,60 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004¹:
	65,8 milliardar Sm ³ gass	65,7 milliardar Sm ³ gass
	12,5 mill. tonn NGL	5,0 mill. tonn NGL
	27,1 mill. Sm ³ kondensat	6,2 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Gass: 2,24 milliardar Sm ³ . NGL: 0,34 mill. tonn.	
	Kondensat: 0,64 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 33,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 32,5 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

¹ Gassproduksjonen for Gungne, Sleipner Vest og Sleipner Øst blir målt samla.

Reservane som er att, viser Sleipner Øst og Vest samla.

Utbyggingsløyving:

Sleipner Øst er eit gasskondensatfelt som ligg 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 bygt ei eiga stigerøyrinnretning, Sleipner R, med brusaband til Sleipner A. Sleipner R knyter Sleipner A til røyrleidningane for gasstransport, to botnrammer og falkingsstårnet Sleipner F. Det er installert ei botnramme for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av Løke. I tillegg er tre brønner frå Sigyn knytte til Sleipner A. PUD for Sleipner Øst vart godkjend 15.12.1986. PUD for Løke vart godkjend i 1991, og produksjonen tok til i 1993. Utbygging av Løke Trias vart godkjend i 29.08.1995, og produksjonen tok til 19.06.1998.

Reservoar:

Ressursane i Sleipner Øst og Løke finst hovudsakleg i sandstein i Tyformasjonen av tertiær alder og i sandstein i Huginformasjonen av mellomjura alder. Det er ingen trykkommunikasjon mellom dei to reservoarane. Huginformasjonen inneheld grunnmarine avsetningar og kystnære, landavsette sediment. Tyreservoaret inneheld grunnmarine vifteavsetningar. Under Huginformasjonen ligg Skagerrakformasjonen av trias alder. Skagerrakformasjonen, som utgjer hovudreservoaret på Løke, er oppbygd av alluviale avsetningar og har moderate til dårlege reservoareigenskapar. Den sandige Skagerrakformasjonen finst ikkje på hovudfeltet til Sleipner Øst. Draupneformasjonen av seinjura alder ligg over Huginformasjonen, og er stort sett oppbygd av djupmarin skifer i Sleipner Øst-området, men ein sekvens med skifer og sandstein er lokalisert i Løke. Forkastingar segmenterer Huginreservoaret.

Utvinningsstrategi:

Huginreservoaret på Sleipner Øst og Loke produserer ved trykkavlastning, medan Tyreservoaret får trykkstøtte frå gassinjeksjon for å akselerera og auka kondensatproduksjonen. Injektorane er plasserte på reservoarflankane for å unngå at tørr gass skal bryta gjennom i produsentane. For å akselerera gass- og kondensatutvinninga og forlengja brønnanes platåproduksjon har ein redusert trykket i separator B på Sleipner A.

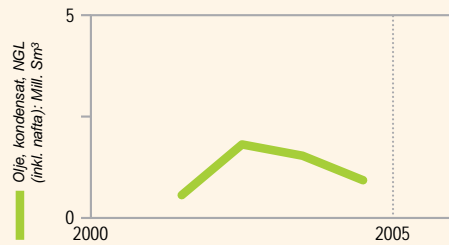
Transportløysing:

Gass og ustabil kondensat frå Sleipner Øst, Loke, Sigyn og Gungne blir prosessert på Sleipner A. Prosessert gass frå Sleipner A og Sleipner T (prosessinnretning for Sleipner Vest) blir blanda med gass frå Troll og eksportert via Draupner til Zeebrugge. Ustabil kondensat frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir blanda ved Sleipner A og sendt til Kårstø for prosessering til stabil kondensat og NGL-produkt.

Status: Det er i alt 17 produksjonsbrønner på Sleipner Øst. For tida er brønncapasiteten større enn prosesseringskapasiteten. Produsert gass, som ikkje blir eksportert, blir injisert i Tyreservoaret for å gje trykkstøtte via fem injektorbrønner. Gassinjeksjon i Tyreservoaret vil halda fram til 2005–2006. Då skal det setjast i gang ei massiv nedblåsing av reservoaret. I 2007 skal gass frå Ormen Lange eksporterast til Storbritannia via Sleipner A. Det er planlagt å bora brønner frå Sleipner A til segmenta My2 og My3 på Sleipner Øst og til eit isolert segment på Gungne i 2005.



Tambar



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
Rettskshavarar	BP Norge AS 55,00 % DONG Norge AS 45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 6,7 mill. Sm ³ olje 2,1 mill. Sm ³ olje 1,8 milliardar Sm ³ gass 1,8 milliardar Sm ³ gass 0,2 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 15 000 fat per dag. Gass: 0,28 milliardar Sm ³ . NGL: 0,02 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,5 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbyggingsløyving:

Tambar er eit oljefelt som ligg på 68 meters havdjup ca. 16 km søraust for Ulafeltet og ca. 12 km nordvest for Gydafeltet. Feltet er bygt ut med ei ubemannar brønnhovudinnretning utan prosesseringsanlegg.

Reservoar:

Reservoaret inneheld sandstein av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Hydrokarbonfella er ei forkastingsfelle (fall) med to antiklinalar som er skilde med eit salområde. Reservoarkvaliteten er heterogen, og reservoaret er delt inn i soner etter kvaliteten på sanden.

Utvinningsstrategi:

Det er bora tre brønningar som produserer frå C-sanden ved trykkavlastning. Det er utført studiar om potensialet for ulike måtar å auka oljeutvinninga på, men på grunn av kompleksiteten i reservoaret ser det ikkje ut til at vassinjeksjon eller gassinjeksjon kan forsvare økonomisk.

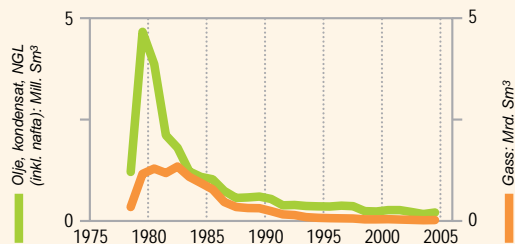
Transportløyving:

Produksjonen blir ført til Ula, der ein skil ut oljen og eksporterer han i eksisterande rørleidningssystem til Teesside via Ekofisk. Gassen blir injisert i Ulareservoaret for å auka oljeutvinninga.

Status: Ein vurderer å installera fleirfasepumpe ved overføring til Ula og å bora tilleggsbrønningar for å auka oljeutvinninga. I juni 2004 vart det oppdaga ein lekkasje på eksportrøret til Ula, og Tambar vart nedstengt. Frå midten av desember 2004 kom produksjonen i gang att, med Ula Gyda Interconnector Pipeline (UGIP) som eksportrør til Ula. UGIP er ei mellombels løyving til eit nytt rør er på plass.



Tor



Tor

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 2/4 – utvinningsløyve 018. Tildelt 1965 Blokk 2/5 – utvinningsløyve 006. Tildelt 1965	
Funnår	1970	
Godkjent utbygt	04.05.1973	
Produksjonsstart	28.06.1978	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavarar i Tor	ConocoPhillips Skandinavia AS Eni Norge AS Norsk Hydro Produksjon AS Petoro AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	30,66 % 10,82 % 5,81 % 3,69 % 0,83 % 48,20 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 26,7 mill. Sm ³ olje 11,6 milliardar Sm ³ gass 1,2 mill. tonn NGL	Att per 31.12.2004: 4,7 mill. Sm ³ olje 0,9 milliardar Sm ³ gass 0,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 3 000 fat per dag. Gass: 0,03 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 8,0 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløysing:

Tor er eit oljefelt som ligg på om lag 70 meters havdjup og er bygt ut med ei kombinert brønnehovud- og prosessinnretning med transport gjennom rørleidningar til Ekofisksenteret og eksport derifrå. Torfeltet vart godkjent utbygt som eit ledd i Ekofiskutbygginga.

Reservoar:

Hovudreservoaret i Tor ligg på rundt 3200 meters djup og er oppbygt av oppsprokne kritbergartar som høyrer til Torformasjonen. Ekofiskformasjonen inneheld òg olje, men har dårlege produksjonsegenskapar.

Utvinningsstrategi:

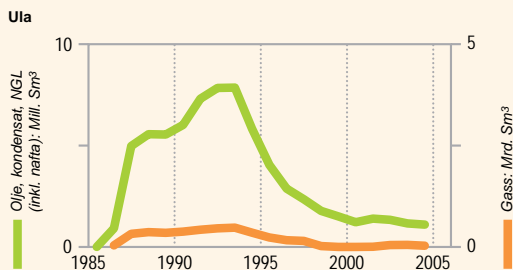
Tor produserte opphavleg ved trykkavlastning. I 1992 byrja ein med avgrensa vassinjeksjon. Anlegget er seinare oppgradert.

Transportløysing:

Olje og gass blir ført til eksportrørleidningane via prosessanlegget på 2/4-J på Ekofisk. 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 utsiktene for Tor framover, og som ein del av dette arbeidet skal nye seismikkdata liggja føre i 2005.



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
Rettskavarar	BP Norge AS 80,00 % DONG Norge AS 5,00 % Svenska Petroleum Exploration AS 15,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 78,2 mill. Sm ³ olje 12,5 mill. Sm ³ olje 3,8 milliardar Sm ³ gass 0,4 mill. tonn NGL 2,9 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 28 000 fat per dag. NGL: 0,04 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 19,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 18,9 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbyggingsløyving:

Ula er eit oljefelt som ligg på ca. 70 meters havdjup. Feltet har tre konvensjonelle stålinnretningar for høvesvis produksjon, boring og bustadkvarter. Innretningane er knytte saman med bruer.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

Feltet produserte i utgangspunktet ved trykkavlastning, men etter nokre år tok ein i bruk vassinjeksjon for å auka utvinninga. VAG (alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon) tok til i 1998. Etter som tilgangen på gass auka ved å prosessera produksjonen frå Tambar på Ula, er VAG-programmet utvida meir. Operatøren meiner at VAG har ein svært gunstig effekt på dreneringa av reservoaret, og ynskjer å utvida VAG-programmet. Det er i dag i alt 15 brønningar på feltet: åtte produksjonsbrønningar, tre vassinjeksjonsbrønningar og fire VAG-brønningar. Brønnane i VAG-programmet er plasserte slik at injeksjonen går føre seg på flankane av feltet, medan ein produserer frå toppen av reservoaret.

Transportløyving:

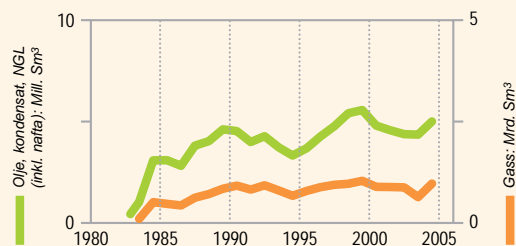
Oljen blir transportert i røyr via Ekofisk til Teesside. All gass blir reinjisert i reservoaret for å auka oljeutvinninga.

Status:

Avhengig av tilgangen på injeksjonsgass vil omfanget av VAG-programmet bli fastsett i slutten av 2005.



Valhall



Valhall

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 2/11 – utvinningsløyve 033 B. Tildelt 2001 Blokk 2/8 – utvinningsløyve 006 B. Tildelt 2000	
Funnår	1975	
Godkjent utbygt	02.06.1977 i Stortinget	
Produksjonsstart	02.10.1982	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavalarar i Valhall	Amerada Hess Norge AS BP Norge AS Enterprise Oil Norge AS Total E&P Norge AS	28,09 % 28,09 % 28,09 % 15,72 %
Utvinnbare reservar	Opphavgleg: 171,5 mill. Sm ³ olje 29,2 milliardar Sm ³ gass 4,4 mill. tonn NGL	Att per 31.12.2004: 87,6 mill. Sm ³ olje 12,6 milliardar Sm ³ gass 1,6 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 110 000 fat per dag. Gass: 1,37 milliardar Sm ³ . NGL: 0,14 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 53,6 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 41,2 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbyggingsløysing:

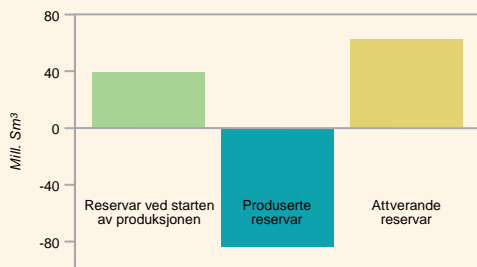
Valhall er eit oljefelt som ligg på 70 meters havdjup. Feltet vart opphavgleg bygt ut med tre innretningar, bustad-, bore- og produksjonsinnretning. To separasjonseiningar skil oljen frå gassen på Valhall. Dei tyngre gassfraksjonane, NGL, blir skilde gjennom eit fraksjoneringstårn og deretter transporterte hovudsakleg i oljestraumen. I mai 1996 vart det installert ei stigerøyrinnretning (WP) med plass til 19 brønner. Dei fire innretningane har brusamband med kvarandre. Ei vassinjeksjonsinnretning vart installert sentralt på feltet sommaren 2003 og fekk brusamband med WP. Boreriggen på denne innretninga skal òg nyttast på WP. Flankeutbygginga er to brønnhovudinnretningar nord og sør på feltet. Innretninga i sør vart installert i oktober 2002, med produksjonsstart i mai 2003. Innretninga i nord vart installert sommaren 2003, med produksjonsstart i januar 2004. Valhall behandlar produksjonen frå Hod og leverer gass for gasslyft i brønnane til Hod. Stortinget godkjende utbygginga av Valhall i 1977. PUD for Valhall WP vart godkjend 02.06.1995. PUD for Valhall vassinjeksjon vart godkjend 03.11.2000. PUD for Valhall flankeutbygging vart godkjend 09.11.2001.

Reservoar:

Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane.

Utvinningsstrategi:

Opphavgleg gjekk utvinninga føre seg ved trykkavlastning med kompaksjonsdriv. Vassinjeksjon sentralt på feltet tok til januar 2004 i ein konvertert produksjonsbrønn.



Transportløysing:

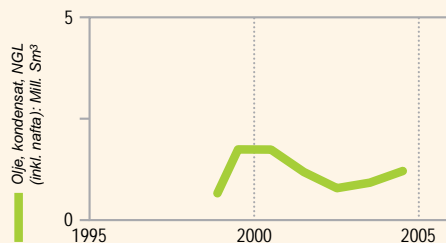
Olje og NGL blir transportert i røyrleidning til Ekofisk og derifrå til Teesside. Gass går i røyrleidning til Norpipe og derifrå til Emden.

Status:

Ein ventar at produksjonen frå Valhall vil auka frå nivået i dag. Det kjem hovudsakleg av fleire brønningar og oppstart av vassinjeksjon. I høve til dagens planar er det gode utsikter til å auka reservane endå meir ved å nytta alle brønnsliissar og optimalisera vassinjeksjonen. Vassinjeksjonsprosjektet har vore forseinka, men boring frå injeksjonsinnretninga er i gang i januar 2005. Fordi havbotnen søkk inn sentralt på feltet, og fordi dei opphavlege innretningane aldri er planlegg rettshavarane ei ny utbygging. Truleg vil det bli ei ny innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Det er venta ei avgjersle i 2005. Det blir òg nytta faste kablar på havbotnen for at ein skal kunna overvaka reservoaret betre. Figuren over viser reserveutviklinga for feltet.



Varg



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	Pertra AS
Rettsshavarar	Pertra AS 70,00 % Petoro AS 30,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavgleg: Att per 31.12.2004: 12,1 mill. Sm ³ olje 4,5 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 21 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 5,8 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Trondheim
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbyggingsløyving:

Varg er eit oljefelt som ligg sør for Sleipner Øst, på 84 meters havdyp. Feltet produserer med eit inneleigt produksjonsskip (Petrojarl Varg) med integrert oljelager som er knytt til ei brønnhovudinnretning kalla Varg A. Produksjonsskipet vart i 1999 selt til Petroleum Geo Services (PGS), som òg overtok ansvaret for drifta av skipet. Brønnhovudinnretninga og produksjonsskipet er knytte saman med fleksible røyrleidningar for oljeproduksjon, vass- og gassinjeksjon og kablar for kraft og styring.

Reservoar:

Feltet inneheld olje i sandsteinsreservoar av seinjura alder. Strukturen er forkasta og segmentert. I 2003 vart det bora ein avgrensingsbrønn som påviste tilleggsolje i eit segment i den vestlege delen av Vargfeltet (Varg Vest-segmentet). Produksjonen frå dette segmentet tok til i januar 2004 og har hatt mykje å seia for forlengd drift på Varg.

Utvinningsstrategi:

For tida skjer utvinninga ved injeksjon av gass i reservoaret for trykkvedlikehald via tre injeksjonsbrønningar som er lokaliserte høvesvis lengst sør og lengst nord på feltet og i Varg Vest-segmentet.

Transportløyving:

Oljen blir lossa frå produksjonsskipet til skytteltankarar.

Status:

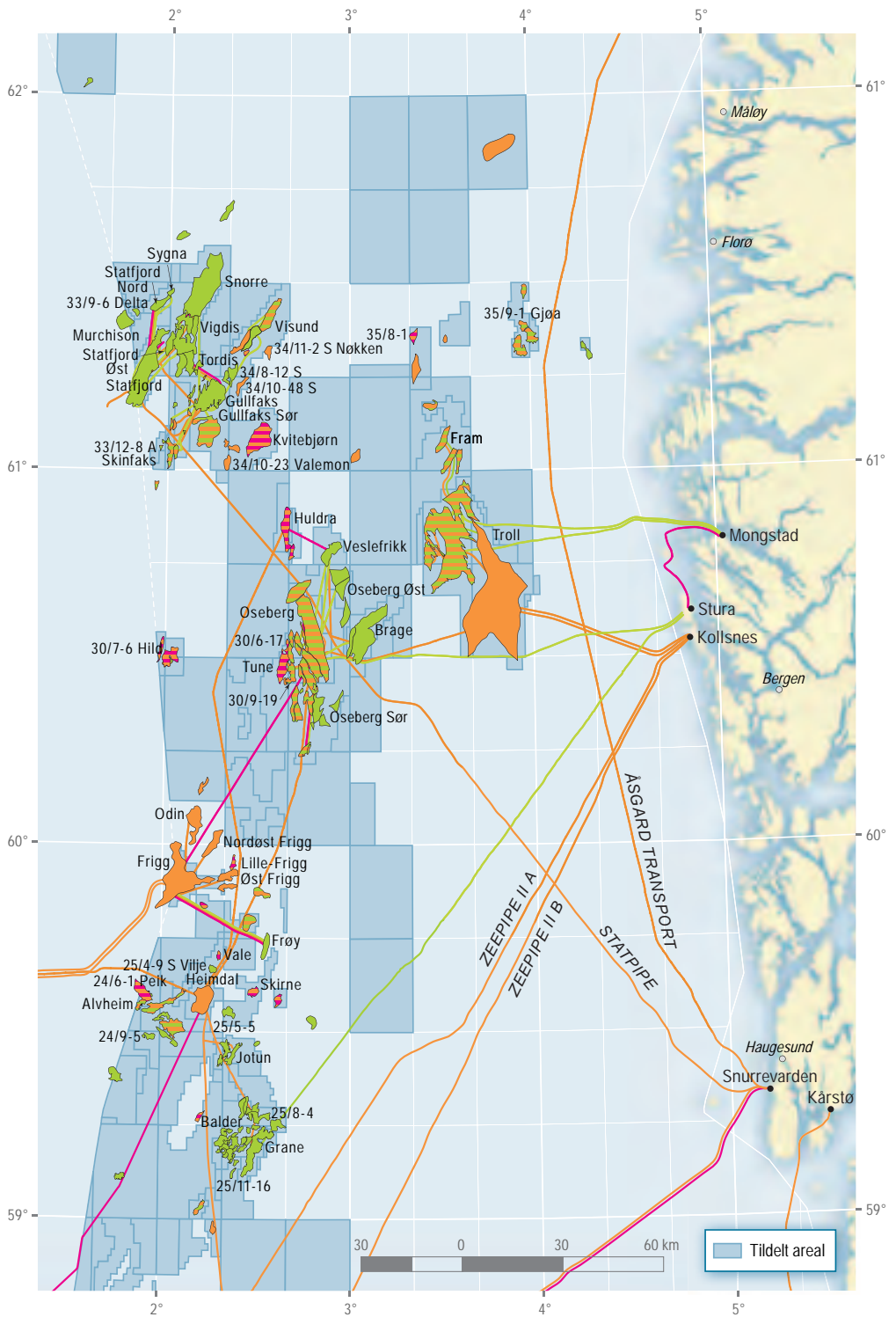
Avslutningsplanen for feltet vart godkjend i 2001. Planen var å produsera fram til sommaren 2002. Men operatøren har lykkast i arbeidet med å auka reservane på feltet og har òg gjennomført tiltak for å påvise tilleggsressursar. I 2001 vart det påvist eit olje- og gassfunn i undersøkingsbrønn 15/12-12, som vart bora på ein struktur sør for Varg (Varg Sør). Ein avgrensingsbrønn vart bora på strukturen i 2003, og han påviste gass og mindre mengder olje. Det blir arbeidd med planar for å vinna ut Varg Sør-strukturen.

Nordlege Nordsjø

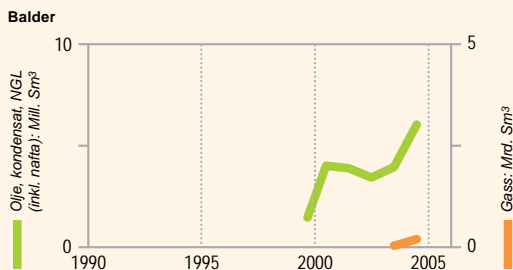
Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar hovudområda Tampen, Troll/Oseberg og Frigg/Heimdal. Tampenområdet inneheld mange felt, mellom anna Statfjord, Snorre, Gullfaks, Visund, Vigdis og Tordis. Fleire av dei høyrer til dei største oljefelta på kontinentalsokkelen. Sjølv om Tampen er ein moden petroleumspровins, er ressurspotensialet framleis stort. Troll har ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, men har etter kvart òg bygt opp ein stor oljeproduksjon. Osebergområdet omfattar, i tillegg til Oseberg, felta Brage og Veslefrikk. Oljeproduksjonen frå Osebergområdet minkar, men vil framleis vera etter måten stor i mange år. Gassleveransane frå Oseberg vil auka i tida framover. Heimdal har etter kvart utvikla seg til eit gassenter som utfører prosesseringstenester for felta omkring. Friggfeltet, som var eit av dei første og største gassfelt i Nordsjøen, vart stengt ned hausten 2004.



Tampenområdet



Nordlege Norsjø



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 and Production Norway AS
Rettsshavar	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS 100,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavg: 58,9 mill. Sm ³ olje 1,6 milliardar Sm ³ gass Att per 31.12.2004: 36,5 mill. Sm ³ olje 1,4 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 119 000 fat per dag. Gass: 0,30 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,2 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 22,1 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbyggingsløyving:

Balderfeltet er eit oljefelt som ligg 190 km vest for Stavanger, på 125 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte brønningar som er knytte opp til produksjons- og lagerskipet Balder FPSO, der oljen og gassen blir prosessert. Ringhornefunnet er bygt ut med ei kombinert bustad-, bore- og brønnhovudinnretning som òg er knytt opp til Balder FPSO, og ei havbotnramme med ein oljeproduksjonsbrønn og ein vassinjeksjonsbrønn. PUD for Balder vart godkjend 02.02.1996. PUD for Ringhorne vart godkjend 11.05.2000, og produksjonen tok til 21.05.2001. Produksjonen frå Ringhorneninnretninga tok til 11.02.2003. Ringhorne er no ein del av Balder. Endra PUD for Ringhorne og PAD for overføring av olje frå jurareservoaret på Ringhorne til Jotun og gass frå Balder til Jotun vart godkjende 14.02.2003. 14.11.2003 vart det gjeve fritak for PUD for utbygging av Ringhorne Vest-reservoaret i Tyformasjonen.

Reservoar:

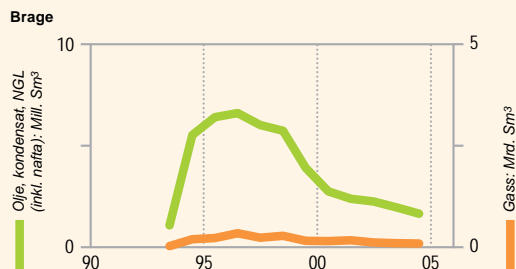
Balderutbygginga omfattar fleire skilde strukturar med sandstein av tertiar alder. Ringhorneutbygginga omfattar fleire reservoar av same typen som i det opphavlege Balder og eit reservoar av jura alder.

Utvinningsstrategi:

Balder produserer ved naturleg vassdriv, vassinjeksjon og gassinjeksjon.

Transportløyving:

Olje og gass frå jurareservoaret på Ringhorne blir overført til Jotun for endeleg prosessering. Overskotsgass frå Balder vart opphavg injisert tilbake i reservoaret.



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																
Rettsnavarar i Brage	<table border="0"> <tr> <td>Endeavour Energy Norge AS</td> <td>4,44 %</td> </tr> <tr> <td>Eni Norge AS</td> <td>12,26 %</td> </tr> <tr> <td>ExxonMobil Exploration and Production Norway AS</td> <td>13,84 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon AS</td> <td>20,00 %</td> </tr> <tr> <td>Paladin Resources Norge AS</td> <td>20,00 %</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS</td> <td>14,26 %</td> </tr> <tr> <td>Revus Energy AS</td> <td>2,50 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>12,70 %</td> </tr> </table>	Endeavour Energy Norge AS	4,44 %	Eni Norge AS	12,26 %	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	13,84 %	Norsk Hydro Produksjon AS	20,00 %	Paladin Resources Norge AS	20,00 %	Petoro AS	14,26 %	Revus Energy AS	2,50 %	Statoil ASA	12,70 %
Endeavour Energy Norge AS	4,44 %																
Eni Norge AS	12,26 %																
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	13,84 %																
Norsk Hydro Produksjon AS	20,00 %																
Paladin Resources Norge AS	20,00 %																
Petoro AS	14,26 %																
Revus Energy AS	2,50 %																
Statoil ASA	12,70 %																
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 48,5 mill. Sm ³ olje 2,9 milliardar Sm ³ gass 0,8 mill. tonn NGL Att per 31.12.2004: 3,8 mill. Sm ³ olje 0,8 milliardar Sm ³ gass																
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 29 000 fat per dag. Gass: 0,08 milliardar Sm ³ . NGL: 0,02 mill. tonn																
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 16,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 16,5 milliardar 2005-kroner.																
Driftsorganisasjon	Bergen																
Hovudforsyningsbase	Mongstad																

Utbyggingsløysing:

Bragefeltet er eit oljefelt som ligg på 140 meters havdyp og er bygt ut med ei botnfast integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning med stålunderstell. Utbygginga vart godkjend 29.03.1990, og feltet byrja produksjonen 23.09.1993. Det var prøveutvinning frå Sognefjordformasjonen hausten 1997, og denne førekomsten vart godkjent utbygd ved kgl.res. 20.10.1998.

Reservoar:

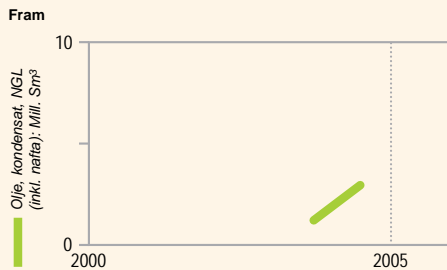
Bragefeltet har sandsteinsreservoar av jura alder; i Statfjordformasjonen av tidlegjura alder og i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det olje og gass i Sognefjordformasjonen av seinjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved vassinjeksjon i Statfjordformasjonen og ved vass- og gassinjeksjon i Fensfjordformasjonen. Sognefjordformasjonen blir produsert ved naturleg trykkavlastning.

Transportløysing:

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



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	
Rettskavarar	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 31.12.2004:
	11,2 mill. Sm ³ olje	7,6 mill. Sm ³ olje
	4,3 milliardar Sm ³ gass	4,3 milliardar Sm ³ gass
	0,1 mill. tonn NGL	0,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 29 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 3,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbyggingsløyving:

Fram er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, om lag 22 km nord for Troll. Utbygginga til no (Fram Vest) omfattar to havbotnrammer som er knytte til Troll C. På Troll C blir gassen skild frå væska og injisert tilbake i Fram Vest-reservoaret. Utbygginga av Fram Vest-førekomsten vart godkjend ved kgl.res. 23.03.2001.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein av seinjura alder og ligg på ei forkasta blokk som er rotert og nedsenka.

Utvinningsstrategi:

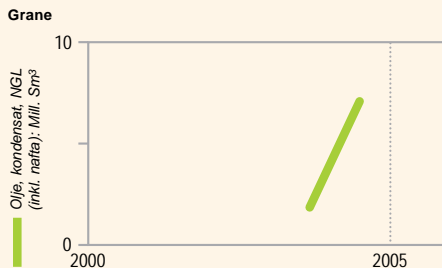
Utvinninga skjer ved hjelp av injeksjon av gass.

Transportløyving:

Brønnstraumen frå Fram blir transportert i røyr til Troll C og prosessert der. Oljen går deretter til Mongstad gjennom Troll Oljerøyr II. Når ein sluttar med å injisera gass, vil gassen bli eksportert via Troll A til Kollsnes.

Status:

Det blir arbeidd med å byggja ut andre strukturar i området. PUD for dei austre delane (Fram Øst), vart sendt inn til styresmaktene i februar 2005 og vil ventelig bli behandla i løpet av våren.



Grane

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 25/11 – utvinningsløyve 001. Tildelt 1965 Blokk 25/11 – utvinningsløyve 169 B1. Tildelt 2000 Blokk 25/11 – utvinningsløyve 169 B2. Tildelt 2000	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	
Produksjonsstart	23.09.2003	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettsghavarar i Grane	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS Norsk Hydro Produksjon AS Norske ConocoPhillips AS Petro AS	25,60 % 38,00 % 6,40 % 30,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 120,3 mill. Sm ³ olje	Att per 31.12.2004: 112,5 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 176 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 18,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 13,4 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbyggingsløyving:

Grane er eit oljefelt som ligg aust for Balderfeltet i Nordsjøen, på 127 meters havdjup. Det er bygt ut med ei integrert bustad-, bore- og prosessinnretning med eit botnfast stålunderstell. Innretninga har 40 brønnsliissar.

Reservoar:

Feltet har ein hovudstruktur og nokre tilleggssstrukturar. Reservoaret inneheld sandstein av tertierær alder med gode reservoareigenskapar. Oljen har høg viskositet.

Utvinningsstrategi:

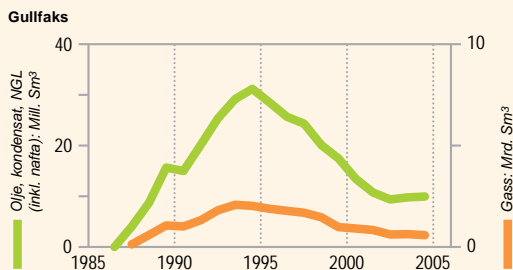
Utvinninga går føre seg med gassinjeksjon på toppen av strukturen og langtrekkande horisontale produksjonsbrønningar i botnen av oljesona.

Transportløyving:

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

Status:

Ni oljeproducentar og to gassinjektorar vart forbora, i tillegg til ein brønn for injeksjon av borekaks. Ein held på med å bora fleire produksjonsbrønningar.



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 % Petro AS 30,00 % Statoil ASA 61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 351,9 mill. Sm ³ olje 37,5 mill. Sm ³ olje 22,6 milliardar Sm ³ gass 1,3 milliardar Sm ³ gass 2,6 mill. tonn NGL 0,3 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 151 000 fat per dag. Gass: 0,53 milliardar Sm ³ . NGL: 0,06 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 107,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 101,7 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbyggingsløyving:

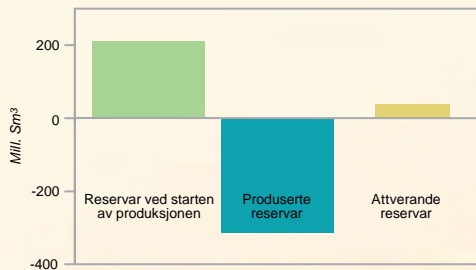
Gullfaks er eit oljefelt med havdjup frå 130 til 220 meter. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekkstramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg med berre førstestegsseparesjon. Gullfaks A og C er dei siste åra bygde om for å ta imot og behandla olje og gass frå Gullfaks Sør. Gasskapasiteten på Gullfaks A vart utvida våren 2003. I tillegg til behandling av petroleum frå Gullfaks og Gullfaks Sør, 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 og vart godkjend 09.10.1981. Produksjonen tok til 22.12.1986. PUD for den austlege delen (Gullfaks C) vart godkjend 01.06.1985. Utbyggingsplanen for førekomsten Gullfaks Vest vart godkjend 15.01.1993 og utvinninga frå Lundeformasjonen 03.11.1995.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks inneheld sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder, og sandstein i Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2800–3400 meters djup. Gullfaks er oppbygt av roterte forkastingsblokker i vest og ein strukturell horst i aust, med eit sterkt forkasta område imellom.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga frå Gullfaks går i regelen føre seg med full trykkstøtte ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon eller alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Drivmekanismen varierer mellom ulike dreneringsområde på feltet. Somme mindre forkastingsblokker blir produserte ved trykkavlastning.



Transportløsning:

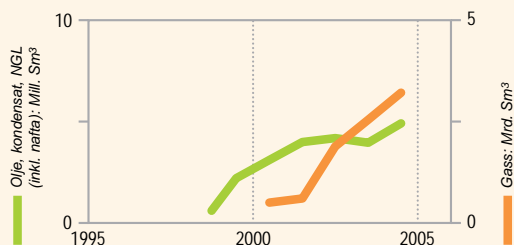
Oljen blir eksportert frå Gullfaks A og C via lastebøyer til tankskip. Prosessert rikgass går i eksportrørleidning direkte til Statpipe for vidare behandling på Kårstø og eksport i Norpipe/Europipe til kontinentet. Når det trengst, kan delar av gassen òg eksporterast via Statfjordfeltet.

Status:

Produksjonen frå Gullfaks er i avtrappingsfasen. Det er mogleg å produsera meir frå Gullfaks, dels ved å kartleggja og drenera lommer med olje som er att i vassfløynde område, og dels gjennom massiv vassirkulering. Det er òg gjennomført eit omfattande analysearbeid for å rekna ut potensialet ved å injisera CO₂ i reservoaret. I randområda rundt Gullfaks er det ei mengd små førekomstar som ein kan bora med langtrekkande brønnar. Nokre av dei er fritekne frå PUD og er no i produksjon. Figuren over viser reserveutviklinga for feltet.



Gullfaks Sør



Gullfaks Sør

Blokker og utvinningsløype	Blokk 33/12 – utvinningsløype 037 B. Tildelt 1998 Blokk 34/10 – utvinningsløype 050. Tildelt 1978 Blokk 34/10 – utvinningsløype 050 B. Tildelt 1995
Funnår	1978
Godkjent utbyggt	29.03.1996 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	10.10.1998
Operatør	Statoil ASA
Rettsnavarar	Norsk Hydro Produksjon AS 9,00 % Petoro AS 30,00 % Statoil ASA 61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 43,8 mill. Sm ³ olje 39,1 milliardar Sm ³ gass 4,5 mill. tonn NGL Att per 31.12.2004: 23,4 mill. Sm ³ olje 30,4 milliardar Sm ³ gass 3,4 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 75 000 fat per dag. Gass: 3,34 milliardar Sm ³ . NGL: 0,38 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 22,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 19,0 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbyggingsløyising:

Gullfaks Sør er bygt ut med havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør-førekomsten er bygd ut med fire havbotnrammer knytte til Gullfaks A for fase 1 og to havbotnrammer knytte til Gullfaks C for fase 2. I tillegg er det bora ein produksjonsbrønn frå Gullfaks A til Gullfaks Sør. Gullveig og Rimfaks er bygde ut med høvesvis ei og tre havbotnrammer som er knytte til Gullfaks A. Brønnstraumen frå fase 1 blir behandla på Gullfaks A. Gassen frå fase 1 blir reinjisert i Gullfaks Sør og Rimfaks. Brønnstraumen frå fase 2 blir behandla på Gullfaks C.

Gulltopp skal produserast gjennom ein langtrekkande produksjonsbrønn frå Gullfaks A. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 vart godkjend 29.03.1996 og 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 vart godkjend 08.06.1998 og omfattar utvinning av gass frå Brentgruppa i Gullfaks Sør-førekomsten. I januar 2004 vart det gjeve fritak for PUD for funnet 34/10-47 Gulltopp, og Gulltopp vart inkludert i Gullfaks Sør.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks Sør er oppbygde av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2400–3400 meters djup i vestleg roterte forkastingsblokker. Gullveig ligg grunnast av dei tre førekomstane, med toppen av reservoaret på 2400 meter. Reservoara i Gullfaks Sør-førekomsten er kraftig segmenterte av mange interne forkastingar, og Statfjordformasjonen har dårlege strøymingseigenskapar. Rimfaks, Gullveig og Gulltopp har gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

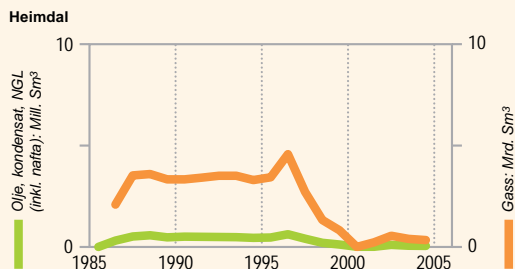
Utvinninga av olje og kondensat frå Gullfaks Sør går føre seg med delvis trykkvedlikehald ved hjelp av reinjeksjon av gass i Brentgruppa, og ved trykkavlastning i Statfjordformasjonen. Utvinninga av gass går føre seg ved trykkavlastning. Rimfaks produserer med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av reinjeksjon av gass. Utvinninga av olje frå Gullveig går føre seg ved trykkavlastning, og produksjonen herifrå blir påverka av produksjon frå Tordis og Gullfaks. Gulltopp skal produsera ved hjelp av gasslyft i produksjonsbrønnen frå Gullfaks A.

Transportløsning:

Oljen blir eksportert frå Gullfaks A via lastebøyer til tankskip. Rikgassen frå fase 2 blir eksportert via Statpipe til Kårstø, behandla der og eksportert til kontinentet. Ein røyrleidning for gasseksport bind saman Gullfaks A og Gullfaks C med Statpipe.

Status:

Reservoara i Gullfaks Sør har ulik produktivitet og trykkutvikling. Reserveestimatet i Gullfaks Sør-førekosten har vorte justert ned i høve til opphavelge planar, særleg for Statfjordformasjonen, på grunn av at produktiviteten er lågare enn ein opphavelg gjekk ut frå. Gullveig og Rimfaks har vist seg å ha betre produksjonsegenskapar enn venta i dei opphavelge planane, og innretningane på Rimfaks har for liten kapasitet til å produsera ressursane i Rimfaks. For å auka brønncapasiteten på Rimfaks planlegg ein å installera ei ekstra havbotnramme i Gullfaks Sør-området. Ein endra PUD for Rimfaks vart godkjent i februar 2005.



Heimdal

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036 BS. Tildelt 2003	
Funnår	1972	
Godkjent utbygt	10.06.1981 i Stortinget	
Produksjonsstart	13.12.1985	
Operatør	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 31.12.2004:
	7,1 mill. Sm ³ olje	0,8 mill. Sm ³ olje
	42,1 milliardar Sm ³ gass	
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Gass: 0,1 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 18,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 18,4 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbyggingsløyving:

Heimdal er eit gassfelt som ligg på 120 meters havdjupe. Feltet er bygt ut med ei integrert bore-, produksjons- og bustadinnretning med stålunderstell (HMP1). PUD for Heimdal vart godkjend 10.06.1981. Produksjonen tok til 13.12.1985. Heimdal Jura-utbygginga vart godkjend 02.10.1992. PUD for Heimdal Gassenter (HGS) vart godkjend 15.01.1999, og senteret og kom i drift i 2000. Denne planen innebar at det skulle byggjast ei ny stigerøyrinnretning (HRP), og modifikasjonar og oppgraderingar av HMP1. HRP er ei innretning med stålunderstell knytt til HMP1 med bru.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av tertier sandstein i Heimdalformasjonen, avsett som djupmarine turbidittar.

Utvinningsstrategi:

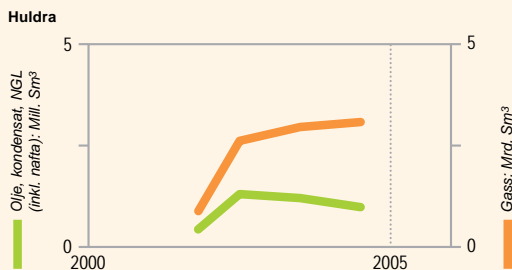
Heimdal produserer ved naturleg trykkavlastning.

Transportløyving:

Opphavleg gjekk gasstransporten frå Heimdal berre i ein røyrleidning til Statpipe, men kan no òg transporterast i andre røyrssystem. Kondensatet blir transportert i ein røyrleidning til Brae i den britiske sektoren. Etter at HGS vart realisert, er det bygt ein ny gassrøyrleidning (Vesterled) inn på gassrøyrleidningen frå Frigg til St. Fergus. Det er lagt ein gassrøyrleidning for gassinjeksjon frå HRP til Grane. Huldra, Vale og Skirne er knytte med ein felles røyrleidning til Heimdal for prosessering.

Status:

Produksjonsanlegget blir først og fremst nytta til prosessering av gassen frå Huldra, Vale og Skirne. Når det er ledig kapasitet i anlegget, blir det i tillegg produsert gass frå Heimdalreservoaret.



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
Rettskavalarar i Huldra	Norske ConocoPhillips AS 23,34 % Paladin Resources Norge AS 0,50 % Petoro AS 31,96 % Statoil ASA 19,88 % Total E&P Norge AS 24,33 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 4,3 mill. Sm ³ olje 0,9 mill. Sm ³ olje 12,9 milliardar Sm ³ gass 4,2 milliardar Sm ³ gass 0,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 8000 fat per dag. Gass: 1,92 milliardar Sm ³ . NGL: 0,01 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 7,0 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbyggingsløysing:

Huldra er eit gassfelt som ligg på 125 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei brønnhovudinnretning i stål, med eit enkelt prosessanlegg som separerer gass og kondensat for transport i separate røyrleidningar. Innretninga er til vanleg ubemannad og blir fjernstyrt frå Veslefrikk B, 16 km unna.

Reservoar:

Reservoaret ligg i ei rotert forkastingsblokk som hallar mot aust, og det er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av jura alder. Huldrereservoaret har høgt trykk og høg temperatur. Kommunikasjonen i reservoaret er usikker, men produksjonshistoria indikerer to hovudsegment utan trykkkommunikasjon. Det er mange små forkastingar i feltet.

Utvinningsstrategi:

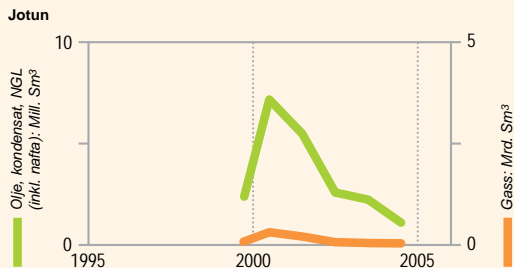
Utvinningsstrategien på feltet er trykkavlastning.

Transportløysing:

Etter førstestegsseparatoring blir våtgassen transportert til Heimdal for vidare prosessering. Ein del av gassen blir kaldventilert. Kondensatet går til Veslefrikk for prosessering.

Status:

Feltet er ferdig oppbora og produserer gass og kondensat frå i alt seks produksjonsbrønner. Huldra produserer nå i overkant av den prognoserte platåraten. Ein reknar at feltet vil vera på platå i underkant av tre år, før produksjonsraten minkar litt etter litt.



Jotun

Blokker og utvinningsløype	Blokk 25/7 – utvinningsløype 103 B. Tildelt 1998 Blokk 25/8 – utvinningsløype 027 B. Tildelt 1999
Funnår	1994
Godkjent utbyggt	10.06.1997 i Stortinget
Produksjonsstart	25.10.1999
Operatør	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS
Rettskavalar i Jotun	Enterprise Oil Norge AS 45,00 % ExxonMobil Exploration and Production Norway AS 45,00 % Lundin Norway AS 7,00 % Petoro AS 3,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 25,4 mill. Sm ³ olje 6,0 mill. Sm ³ olje 0,7 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 14 000 fat per dag. Gass: 0,01 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 10,3 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbyggingsløysing:

Jotun er eit oljefelt som ligg ca. 25 km nord for Balder og 165 km vest for Haugesund, på 126 meters havdjup. Det er bygt ut med eit produksjonsskip, Jotun A (FPSO), og ei brønnehovudinnretning med boremodul og bustadkvarter (Jotun B). Jotun behandlar òg gass frå Balder og olje frå jurareservoaret i Ringhorneførekosten av Balder.

Reservoar:

Jotun er eit oljefelt med tre strukturar. Den austlegaste strukturen har i tillegg ei gasskappe. Reservoara er lokaliserte distalt i eit submarint viftesystem. Dei tre strukturane er relativt flate og er skilde berre av mindre nedsenka område. Mellom dei tre strukturane er det nokre få meter i skilnad på olje/vatn-kontakten. I vest er sanden mest homogen og har best reservoarkvalitet, medan skiferinnhaldet aukar mot aust i reservoaret.

Utvinningsstrategi:

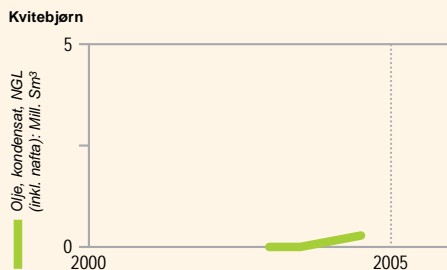
Utvinninga går føre seg ved reinjeksjon av produsert vatn.

Transportløysing:

Oljen blir eksportert via lastebøyer til tankskip. Prosessert rikgass går via Statpipe til Kårstøanlegget. Innretninga og skipet er knytte saman med røyrleidningar for olje- og gassproduksjon og vassinjeksjon og med kablar for kraftoverføring og styring.

Status:

Produksjonen frå Jotun gjekk av platå tidlegare enn venta, og produksjonsfallet har vore større enn ein rekna med. Frå 2004 har Jotun fått olje og gass frå Balder for prosessering og transport vidare.



Kvitebjørn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/11 – utvinningsløyve 193. Tildelt 1993	
Funnår	1994	
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget	
Produksjonsstart	26.09.2004	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	Norsk Hydro Produksjon a.s	15,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil ASA	50,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	18,0 mill. Sm ³ olje	17,7 mill. Sm ³ olje
	51,8 milliardar Sm ³ gass	51,3 milliardar Sm ³ gass
	2,2 mill. tonn NGL	2,2 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 36 000 fat per dag. Gass: 4,48 milliardar Sm ³ . NGL: 0,21 mill. tonn.	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 8,8 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase		

Utbyggingsløyving:

Kvitebjørn er eit gasskondensatfelt som er bygt ut med ei integrert bustad, bore- og prosessinnretning med botnfast stålunderstell. Havet er 190 meter djupt. Det er planlagt å bora 11 produksjonsbrønner. Prosessanlegget er dimensjonert for ein dagleg produksjon på 20,7 millionar Sm³ rikgass og 10 000 Sm³ kondensat. Borekaks og produsert vatn blir injisert i ein eigen deponibrønn.

Reservoar:

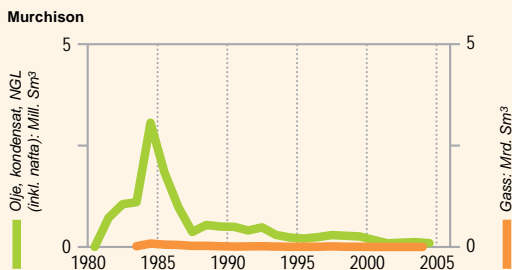
Reservoaret er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret er på ca. 44 km² i utstrekning. Det ligg på ca. 4000 meters djup og har høgt trykk og høg temperatur.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning.

Transportløyving:

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



Murchison

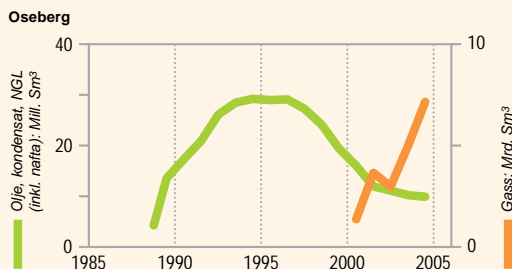
Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 – utvinningsløype 037 C. Tildelt 2000 Den norske delen av feltet er 22,2 prosent, den britiske er 77,8 prosent.								
Funnår	1975								
Godkjent utbygt	15.12.1976								
Produksjonsstart	28.09.1980								
Operatør	CNR International (UK) Limited								
Rettskavalar i Murchison	<table border="0"> <tr><td>Revus Energy AS</td><td>10,68 %</td></tr> <tr><td>Statoil ASA</td><td>11,52 %</td></tr> <tr><td>CNR International (UK) Limited</td><td>68,72 %</td></tr> <tr><td>Ranger Oil (UK) Ltd</td><td>9,08 %</td></tr> </table>	Revus Energy AS	10,68 %	Statoil ASA	11,52 %	CNR International (UK) Limited	68,72 %	Ranger Oil (UK) Ltd	9,08 %
Revus Energy AS	10,68 %								
Statoil ASA	11,52 %								
CNR International (UK) Limited	68,72 %								
Ranger Oil (UK) Ltd	9,08 %								
Utvinnbare reservar (den norske delen)	<table border="0"> <tr> <td>Opphavleg:</td> <td>Att per 31.12.2004:</td> </tr> <tr> <td>14,0 mill. Sm³ olje</td> <td>0,7 mill. Sm³ olje</td> </tr> <tr> <td>0,4 milliardar Sm³ gass</td> <td>0,1 milliardar Sm³ gass</td> </tr> </table>	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:	14,0 mill. Sm ³ olje	0,7 mill. Sm ³ olje	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass		
Opphavleg:	Att per 31.12.2004:								
14,0 mill. Sm ³ olje	0,7 mill. Sm ³ olje								
0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass								
Produksjon (den norske delen)	Venta produksjon i 2005: Olje: 2000 fat per dag								
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 6,9 milliardar 2005-kroner.								
Driftsorganisasjon	Aberdeen, Skottland								
Hovudforsyningsbase	Peterhead, Skottland								

Utbyggingsløysing:

Murchison er bygt ut med ei kombinert bore, bustad og produksjonsinnretning med stålunderstell. Dei britiske og norske rettskavarane gjorde i 1979 ein avtale om felles utnytting av ressursane i Murchisonfeltet. Avtalen involverer òg britiske og norske styresmakter. Dette er nedfelt i avtale mellom Noreg og Storbritannia og Nord-Irland om utnyttinga av Murchisonreservoaret og transport av petroleum derifrå, jf. St.prp. nr. 15 (1980–1981) og Innst.S. nr. 57 (1980–1981). Tilleggsavtale, jf. St.prp. nr. 68 (1981–1982) og Innst.S. nr. 169 (1981–1982).

Transportløysing:

Både dei norske og dei britiske rettskavaranes del av produsert olje og NGL blir ført i land gjennom Brentsystemet til Sullom Voe på Shetland. Gassen går til St. Fergus i Skottland. CNR International (UK) tok i 2002 over som operatør etter Kerr McGee North Sea (UK) Ltd.



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 i Oseberg	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 31.12.2004: 353,7 mill. Sm ³ olje 32,7 mill. Sm ³ olje 102,8 milliardar Sm ³ gass 82,7 milliardar Sm ³ gass 6,2 mill. tonn NGL 3,3 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 126 000 fat per dag. Gass: 2,02 milliardar Sm ³ . NGL: 0,50 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 79,3 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 74,4 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbyggingsløysing:

Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe. Oljedelen av Oseberg er bygt ut i to fasar. Fase 1 i utbygginga var eit feltenter i sør med to innretningar, Oseberg A og B. Oseberg A er ei prosess- og bustadinnretning med betongunderstell. Oseberg B er ei bore- og vassinjeksjonsinnretning med stålunderstell. Fase 2 omfatta utbygging av den nordlege delen av feltet. Oseberg C-innretninga er ei integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning (PDQ). På Oseberg D er det installert ei innretning for gassprosessering, med stålunderstell, knytt til Oseberg Feltenter. Oseberg Vestflanke er bygt ut med ei firebrønns havbotnramme som er knytt til Oseberg B. Innretningane på feltenteret behandlar òg olje og gass frå felta Oseberg Øst, Oseberg Sør, Oseberg Vest og Tune. PUD for Oseberg fase 1 vart godkjend 05.06.1984. Feltet kom i produksjon 01.12.1988. Oseberg fase 2, utbygging av den nordlege delen av feltet, vart godkjend 19.01.1988. Gassfasen i Oseberg, med ei innretning for gassprosessering, vart godkjend 13.12.1996 og teken i bruk i oktober 1999. PUD for Oseberg Vestflanke vart godkjend 19.12.2003.

Reservoar:

Feltet inneheld fleire reservoar i Brentgruppa av mellomjura alder og er delt inn i tre hovudstrukturar. Hovudreservoaret ligg i Oseberg- og Tarbertformasjonane, men det blir òg produsert frå Etive- og Nessformasjonane. Feltet har generelt gode reservoareigenskapar, og utvinningsgraden er høg.

Utvinningsstrategi:

Osebergfeltet produserer ved trykkvedlikehald med både gass-, vass- og VAG-injeksjon (alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon). Massiv oppflanks gassinjeksjon har ført til svært god fortrenging av oljen, og det er no utvikla ei stor gasskappe som skal produserast i åra framover. Injeksjonsgass vart tidligare importert frå Troll Øst (TOGI) og Oseberg Vest. TOGI vart nedstengt i 2002 i samsvar med avtalen om leveranse av gass.

Transportløysing:

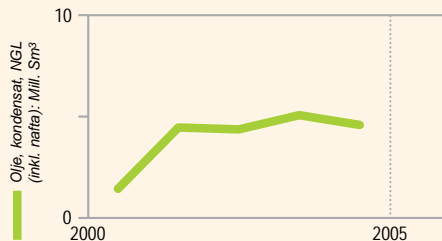
Oljen blir transportert gjennom rørleidningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gasseksporten tok til hausten 2000 gjennom ein ny rørleidning, Oseberg Gasstransport (OGT), til Statpipesystemet via Heimdalinnretninga.

Status:

Dei fleste produksjonsbrønnane blir no bora horisontalt. Bruk av horisontale og avanserte brønningar, saman med massiv gassinjeksjon og VAG, har gjort sitt til at det er ei høg oljeutvinning frå Osebergfeltet. Utfordringa framover blir å produsera oljen som er att mellom gasskappa og vassona, og å balansera gassuttaket ved å ta omsyn til det som er att av oljeproduksjonen frå feltet. Oseberg Vestflanke skal setjast i produksjon hausten 2005.



Oseberg Sør



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
Rettsghavarar i Oseberg Sør	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 31.12.2004¹: 57,6 mill. Sm ³ olje 37,7 mill. Sm ³ olje 8,9 milliardar Sm ³ gass 8,9 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 81 000 fat per dag. Gass: 0,82 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 14,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 12,5 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

¹ Gass frå Oseberg Sør blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg, og difor er gassreservane som er att, lik dei opphavlege.

Utbyggingsløyving:

Oseberg Sør er eit oljefelt. Feltet er bygt ut med ei integrert innretning med bustadkvarter, boremodul og førstestegsseparator av olje og gass. Understellet og dekkssrama er av stål. I tillegg blir fleire strukturar på feltet produserte frå havbotnrammer som er kopla til Oseberg Sør-innretninga. Ferdigprosessering av olje og gass går føre seg på Oseberg Feltsenter. PUD for Oseberg Sør vart godkjend 10.06.1997. Produksjonen tok til 05.02.2000. Ein endra PUD for ein del av utbygginga, Oseberg Sør J-strukturen, vart godkjend 15.05.2003.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein av jura alder og er delt opp i fleire skilde strukturar.

Utvinningsstrategi:

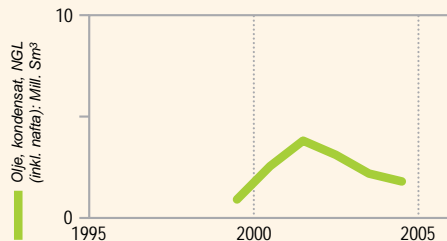
Utvinninga går hovudsakleg føre seg ved hjelp av injeksjon av vatn, men det blir òg reinjisert assosiert gass på Oseberg Sør-innretninga, slik at det er VAG (alternierende vassinjeksjon og gassinjeksjon) i delar av feltet.

Transportløyving:

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



Oseberg Øst



Oseberg Øst

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/6 – utvinningsløype 053. Tildelt 1979	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	11.10.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	03.05.1999	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettshavarar	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: 30,2 mill. Sm ³ olje 0,7 milliardar Sm ³ gass	Att per 31.12.2004¹: 15,8 mill. Sm ³ olje 0,7 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 24 000 fat per dag. Gass: 0,06 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 9,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 6,8 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

¹ Gass frå Oseberg Øst blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg, og difor er gassreservane som er att, lik dei opphavlege.

Utbyggingsløyning:

Oseberg Øst er eit oljefelt som er bygt ut med ei innretning med stålunderstell og med bustadkvarter, boreutstyr og førstestegsparasjon av olje, vatn og gass. Havet ved innretninga er 160 meter djupt.

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 VAG-injeksjon (alternerande vassinjeksjon og gassinjeksjon).

Transportløyning:

Oljen går i rørleidningar til Oseberg Feltsenter, der han blir prosessert og transportert gjennom rørleidninga i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gassen blir i hovudsak injisert på feltet, men ein liten del blir teken ut på Oseberg Feltsenter og transportert vidare gjennom Oseberg Gasstransport.

Status:

Feltet har relativt låg utvinningsgrad, men ein vurderer stadig ulike tiltak for å auka oljeutvinninga. Ein ny borekampanje som går ut på å bora opp til sju nye brønner, vart vedteken hausten 2004. Brønnane vil gjera sitt til å auka oljereservane med 6 millionar Sm³.



Skirne



Skirne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/5 – utvinningsløyve 102. Tildelt 1985	
Funnår	1990	
Godkjent utbygt	05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	03.03.2004	
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettskavalar	Marathon Petroleum Norge AS	20,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	10,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	1,6 mill. Sm ³ olje	1,4 mill. Sm ³ olje
	6,7 milliardar Sm ³ gass	6,0 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 6000 fat per dag. Gass: 1,31 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 2,0 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbyggingsløyving:

Skirne er bygt ut i tilknytning til Heimdal. Produksjonsbrønnane er knytte til Heimdal med ein røyrløidning, og prosesseringa går føre seg der. PUD for Skirnefeltet, inkludert Byggve, vart godkjend 05.07.2002. Etter søknad frå operatøren er Byggve frå hausten 2003 rekna som ein del av Skirnefeltet.

Reservoar:

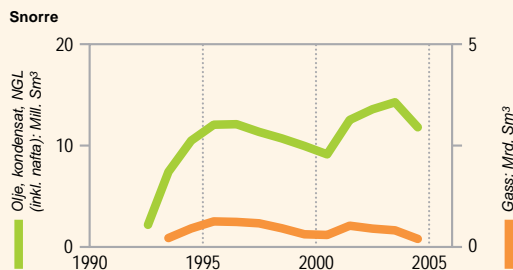
Reservoaret er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved naturleg trykkavlastning.

Transportløyving:

Gasskondensatet blir sent til Heimdalinnretninga.



Snorre

Blokker og utvinningsløype	Blokk 34/4 – utvinningsløype 057. Tildelt 1979 Blokk 34/7 – utvinningsløype 089. Tildelt 1984
Funnår	1979
Godkjent utbygt	27.05.1988 i Stortinget
Produksjonsstart	03.08.1992
Operatør	Statoil ASA
Rettsnavarar i Snorre	Amerada Hess Norge AS 1,18 % Enterprise Oil Norge AS 1,18 % ExxonMobil Exploration and Production Norway AS 11,16 % Idemitsu Petroleum Norge AS 9,60 % Norsk Hydro Produksjon AS 17,65 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 8,88 % Statoil ASA 14,40 % Total E&P Norge AS 5,95 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004: 242,4 mill. Sm ³ olje 113,0 mill. Sm ³ olje 6,4 milliardar Sm ³ gass 1,3 milliardar Sm ³ gass 4,7 mill. tonn NGL 0,7 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 193 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 76,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 58,4 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Florø

Utbyggingsløysing:

Snorre er eit oljefelt som er bygt ut i to fasar. Fase 1 omfattar ei flytande stålinnretning med bustad- og prosessanlegg (Snorre TLP) i sør og ei havbotnramme med ti brønnsliissar (Snorre SPS) sentralt på feltet, knytte til Snorre TLP. Snorre TLP er òg bygt ut med eige prosessanlegg for produksjonen frå Vigdisfeltet. Fase 2 omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bore-, prosess- og bustadinnretning (Snorre B) på den nordlege delen av feltet. PUD for Snorre fase 1, som omfattar den sørlege delen av feltet med innretninga Snorre A, vart godkjend 27.05.1988. Ein endra utbyggingsplan for Snorre, med ny modul på Snorre A for produksjon frå Vigdis, vart godkjend 16.12.1994. PUD for Snorre fase 2, som omfattar den nordlege delen av Snorre med innretninga Snorre B, vart godkjend 08.06.1998. Produksjonen frå Snorre B tok til i juni 2001.

Reservoar:

Snorrefeltet er oppbygt av fleire større forkastingsblokker. Reservoarsandsteinen høyrer til Statfjord- og Lundeforvasjonane av tidlegjura og trias alder, og er avsett på ei elveslette. Reservoaret har ei kompleks oppbygging med mange kanalar og interne strøymingsbarrierar.

Utvinningsstrategi:

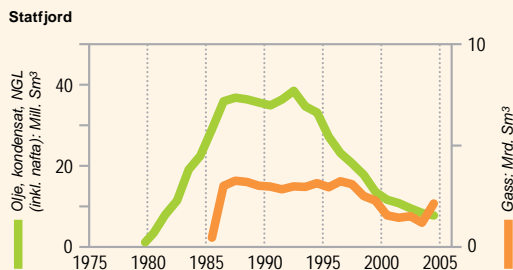
Snorre produserer med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternanderande vassinjeksjon og gassinjeksjon (VAG). Skumassistert injeksjon (FAWAG) er òg nytta i delar av reservoaret.

Transportløsning:

Olje og gass blir separert i to steg på Snorre TLP og transportert derifrå i separate rørleidningar til Statfjord A for sluttprosessering og eksport. Oljen blir lasta til skip på Statfjord, og gassen går i Statpipe til Kårstø. Ferdig prosessert olje frå Snorre B går i rørleidning til Statfjord B, der han blir lagra og lasta på skip. All gass frå Snorre B blir reinjisert i reservoaret, men kan når det trengst, òg transporterast via rørleidning til Snorre TLP.

Status:

Det er planar om å modifisera prosessanlegget på Snorre A for å auka kapasiteten for produksjon og injeksjon av vatn og gass.



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 prosent, den britiske er 14,53 prosent.	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	16.06.1976 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.11.1979	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar i Statfjord		
	A/S Norske Shell	8,55 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,89 %
	ExxonMobil Exploration and 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 UK Ltd.	4,84 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	565,8 mill. Sm ³ olje	24,2 mill. Sm ³ olje
	54,3 milliardar Sm ³ gass	4,6 milliardar Sm ³ gass
	14,9 mill. tonn NGL	1,6 mill. tonn NGL
Produksjon (den norske delen)	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 99 000 fat per dag. Gass: 1,52 milliardar Sm ³ . NGL: 0,53 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 112,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 106,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbyggingsløyising:

Statfjord er eit oljefelt som ligg på grenselina mellom norsk og britisk kontinentalsokkel, på ca. 145 meters havdjup. Feltet er bygt ut i tre fasar med fullt integrerte innretningar, Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C. Statfjord A er plassert sentralt på Statfjordfeltet, og kom i produksjon i november 1979. Behandlingskapasiteten for olje på Statfjord A er ca. 67 000 Sm³ per dag, og innretninga har ein lagerkapasitet på 175 000 Sm³. Kapasiteten for vassinjeksjon er ca. 65 000 m³ per dag. Frå august 1992 har delvis prosessert olje frå Snorre TLP gått i rørleidning til Statfjord A. Statfjord B er plassert på den sørlege delen av Statfjordfeltet, og kom i produksjon i november 1982. Produksjonskapasiteten for olje er 16 000 Sm³ per dag, og innretninga har ein lagerkapasitet på 302 000 Sm³. Kapasiteten for vassinjeksjon er ca. 65 000 m³ per dag. Statfjord C er plassert på den nordlege delen av Statfjordfeltet, og kom i produksjon i juni 1985. Konstruksjonen er identisk med Statfjord B. Produksjonskapasiteten for olje er 20 000 Sm³. Kapasiteten for vassinjeksjon på Statfjord C er ca. 60 000 m³ per dag. Satellittfelte til Statfjord (Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna) har ein eigen innløpsseparator på Statfjord C med kapasitet på ca. 20 000 Sm³ olje. Nordflanken av Statfjordfeltet er bygt ut med to innretningar på havbotnen, ei for produksjon og ei for injeksjon. Dei er knytte til Statfjord C. Produksjonen frå nordflanken tok til sommaren 1999.

Reservoar:

Statfjordfeltet er oppbygd av ei stor forkastingsblokk som hallar mot vest, og mange mindre forkastingsblokker langs austflanken. Feltet strekkjer seg over på britisk sektor. Reservoara på Statfjordfeltet er oppbygde av sandstein som høyrer til Brentgruppa, Cookformasjonen og Statfjordformasjonen.

Utvinningsstrategi:

Brentreservoaret produserte opphavleg ved hjelp av trykkstøtte frå vassinjeksjon. På bakgrunn av resultatata frå eit forsøk med VAG-injeksjon i den nedre delen av Brent og reservoarstudiar vart det i 1998 vedteke å setja i verk VAG-injeksjon som utvinningsstrategi i heile Brent. Ein reknar med at VAG-injeksjon med 15 milliardar Sm^3 gass vil auka oljeutvinninga i Brent med 10,5 millionar Sm^3 . I Statfjordformasjonen har det vore nytta trykkstøtte frå oppflanks gassinjeksjon. Frå 1994 har ein steg for steg sett i verk ein ny utvinningsstrategi, med oppflanks vassinjeksjon og supplerande gassinjeksjon i den øvre delen av Statfjordformasjonen og nedflanks VAG-injeksjon i den nedre delen, basert på produksjonsrøynsler og reservoarstudiar. Cookformasjonen vart sett i produksjon i 1994. Utvinningsstrategien baserer seg på å fasa inn brønner som alt penetrerer reservoaret, eventuelt gjera eksisterande brønner djupare. Produksjonen blir trykkstøtta ved vassinjeksjon. Nordflanken på feltet vart sett i produksjon med egne havbotnbrønner i august 1999.

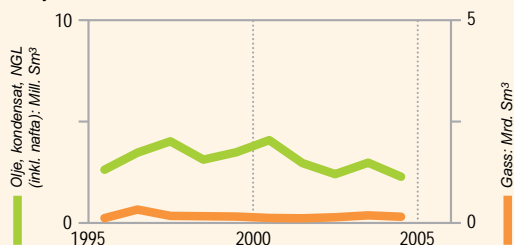
Transportløysing:

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 tørr gass blir transportert vidare til Emden. Storbritannia tek ut sin del av gassen gjennom Flagsrørleidningen frå Statfjord B til St. Fergus i Skottland.

Status:

Det er stor aktivitet med reboring og reperforering av brønner for å halda oppe produksjonen. Plan for nedblåsing av gass på Statfjordfeltet (Statfjord seinfase) vart levert styresmaktene i februar 2005. Planen vil kunna forlengja levetida for feltet med ca. 10 år og auka utvinninga av gass med ca. 41 milliardar Sm^3 og utvinninga av olje med fire millionar Sm^3 .

Statfjord Nord



Statfjord Nord

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 – utvinningsløyve 037. Tildelt 1973	
Funnår	1977	
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget	
Produksjonsstart	23.01.1995	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	A/S Norske Shell	10,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	1,04 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	25,00 %
	Norske ConocoPhillips AS	12,08 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil ASA	21,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	39,3 mill. Sm ³ olje	8,9 mill. Sm ³ olje
	2,6 milliardar Sm ³ gass	0,9 milliardar Sm ³ gass
	0,9 mill. tonn NGL	0,3 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 35 000 fat per dag. Gass: 0,28 milliardar Sm ³ . NGL: 0,10 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 7,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 7,2 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

Utbyggingsløyving:

Statfjord Nord er eit oljefelt som ligg ca. 17 km nord for Statfjord, på 250–290 meters havdjupe. Det er bygt ut med tre brønnrammer kopla til Statfjord C. To av brønnrammene er for produksjon, og ei er for vassinjeksjon. Kvar brønnramme har fire brønnsissar. Ein brønnsisse på brønnramma for injeksjon på Statfjord Nord er nytta til ein injeksjonsbrønn på Sygnafeltet. Vassinjeksjonskapasiteten til Statfjord Nord og Sygna er til saman 28 000 m³ per dag.

Reservoar:

Reservoaret på Statfjord Nord er oppbygt av sandstein som høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder og sandstein av seinjura alder (Muninformasjonen).

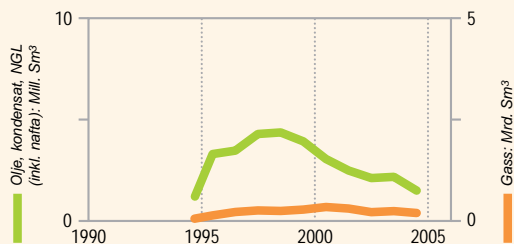
Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transportløyving:

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

Statfjord Øst



Statfjord Øst

Blokker og utvinningsløype	Blokk 33/9 – utvinningsløype 037. Tildelt 1973 Blokk 34/7 – utvinningsløype 089. Tildelt 1984
Funnår	1976
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget
Produksjonsstart	24.09.1994
Operatør	Statoil ASA
Rettsnavarar i Statfjord Øst	A/S Norske Shell 5,00 % Enterprise Oil Norge AS 0,52 % ExxonMobil Exploration and 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 31.12.2004: 35,7 mill. Sm ³ olje 6,1 mill. Sm ³ olje 3,9 milliardar Sm ³ gass 1,4 milliardar Sm ³ gass 1,4 mill. tonn NGL 0,5 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 24 000 fat per dag. Gass: 0,42 milliardar Sm ³ NGL: 0,15 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 6,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 6,2 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Sotra

Utbyggingsløysing:

Statfjord Øst er eit oljefelt som ligg ca. 7 km nordaust for Statfjordfeltet, 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. Kvar botnramme har fire brønsslissar.

Reservoar:

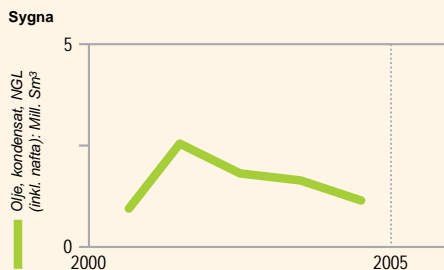
Reservoaret på Statfjord Øst er oppbygt av sandstein av mellomjura alder i den øvre og den nedre delen av Brentgruppa.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transportløysing:

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



Syгна

Blokker og utvinningsløype	Blokk 33/9 – utvinningsløype 037. Tildelt 1973 Blokk 34/7 – utvinningsløype 089. Tildelt 1984	
Funnår	1996	
Godkjent utbyggt	30.04.1999 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	01.08.2000	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar i Syгна	A/S Norske Shell	5,50 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,57 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	18,48 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	4,32 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	5,98 %
	Norske ConocoPhillips AS	6,65 %
	Petro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	1,26 %
	Statoil ASA	24,73 %
	Total E&P Norge AS	2,52 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 10,9 mill. Sm ³ olje	Att per 31.12.2004: 3,2 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 11 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,3 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 2,1 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbyggingsløysing:

Syгна er eit oljefelt som ligg på grensa mellom utvinningsløyva 037 og 089, mellom felta Snorre og Statfjord. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme med fire brønnsliissar som er kopla til Statfjord C. Det er bora tre produksjonsbrønner på Syгна. Vassinjeksjon går føre seg gjennom ein injeksjonsbrønn frå Statfjord Nord.

Reservoar:

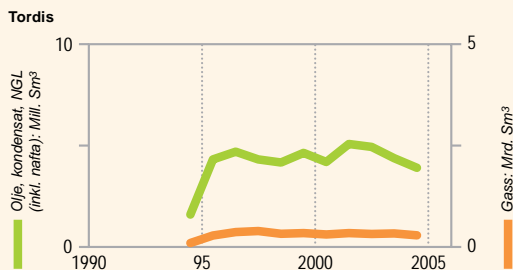
Reservoaret på Syгна er oppbygt av sandstein som høyrer til Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transportløysing:

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



Tordis

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/7 – utvinningsløyve 089. Tildelt 1984	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.06.1994	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration and 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 reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	58,1 mill. Sm ³ olje	14,3 mill. Sm ³ olje
	5,2 milliardar Sm ³ gass	1,9 milliardar Sm ³ gass
	1,7 mill. tonn NGL	0,4 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 58 000 fat per dag. Gass: 0,28 milliardar Sm ³ . NGL: 0,11 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 8,6 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbyggingsløysing:

Tordis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks, på ca. 200 meters havdjupe. Det 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 i ein rørleidning frå Gullfaks C. Tordis omfattar fire funn: Tordis, Tordis Øst, Borg og 34/7-25 S. PUD for Tordis vart godkjend 14.05.1991. PUD for Tordis Øst vart godkjend 13.10.1995. På Borg vart det i 1998 gjennomført prøveutvinning i ein periode på seks månader. PUD for Borg vart godkjend 29.06.1999. 34/7-25 S vart rekna som ein del av Tordis, og styresmaktene kravde ikkje eiga godkjenning for utbygging av dette funnet.

Reservoar:

Reservoara i funna Tordis og Tordis Øst er oppbygd av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret i Borg er oppbygd av sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen av seinjura alder. Reservoaret i 34/7-25 S er oppbygd av ultrasandstein frå Brentgruppa og sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen. Reservoara på Tordis ligg på 2000–2500 meters djup.

Utvinningsstrategi:

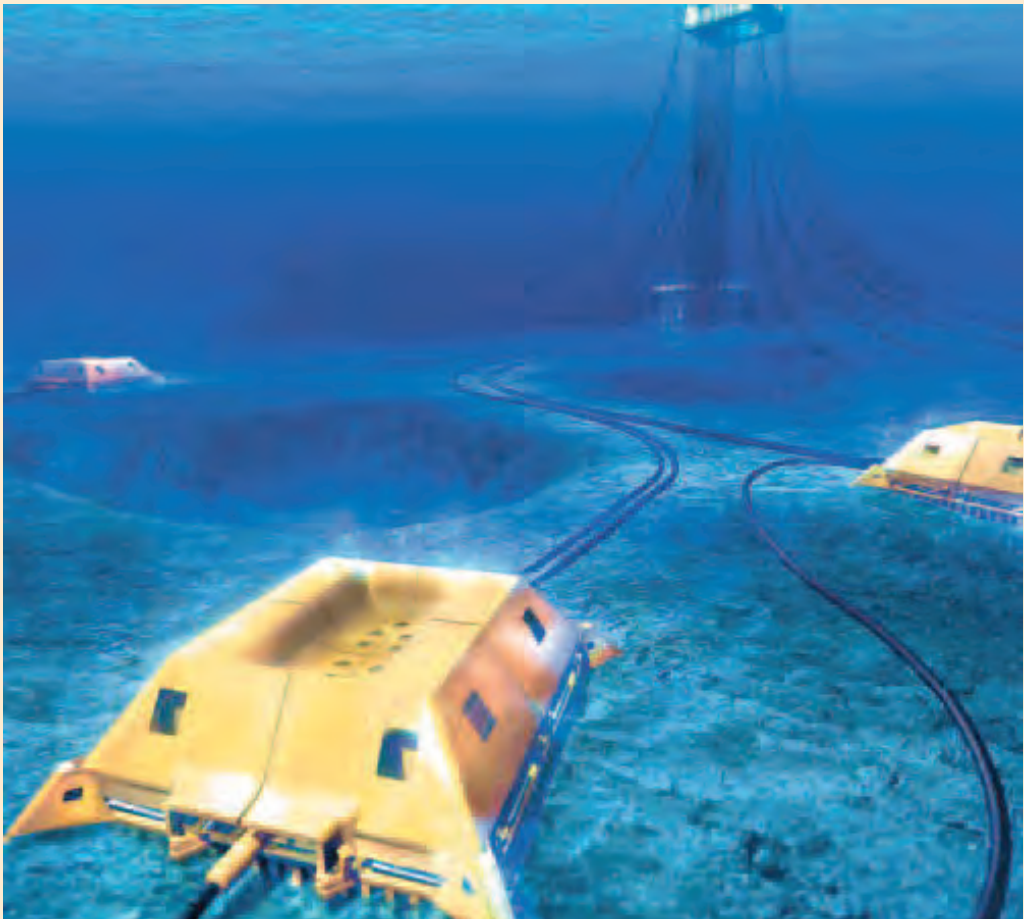
Utvinninga av funna Tordis og 34/7-25 S går føre seg med delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon og naturleg vassdriv. Utvinninga på Borg går føre seg med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon. Utvinninga på Tordis Øst går føre seg med trykkstøtte frå naturleg vassdriv.

Transportløysing:

Olje frå Tordis blir eksportert frå Gullfaks C. Eksportgass går i Statpipe til Kårstø.

Troll

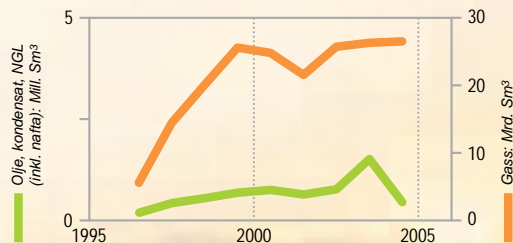
Trollfeltet ligg om lag 65 km utanfor Kollsnes. Feltet har to hovudstrukturar, Troll Øst og Troll Vest. Troll Øst ligg hovudsakleg i blokkene 31/3 og 31/6, medan mesteparten av Troll Vest ligg i blokk 31/2. Ein reknar at ca. 2/3 av dei utvinnbare gassreservane i feltet ligg i Troll Øst. Trollfeltet blir bygt ut i fleire fasar. Fase 1 omfattar gassreservane på Troll Øst. Fase 2 omfattar oljeresservane i Troll Vest, og fase 3 skal omfatta gassreservane i Troll Vest. Det er eit tynt oljeførande lag i heile Trollfeltet, men berre i Troll Vest er dette laget er så tjukt at det er drivverdig. Oljen i Troll Vest ligg i to provinsar. I oljeprovinsen er dei oljeførande laga 22 til 27 meter tjukke. I gassprovinsen er det eit tynt oljeførande lag på 11 til 14 meter. Operatøren testa produksjonen frå dei to provinsane i 1990 og 1991 med positivt resultat. Feltet har svært store gassressursar og eit av dei største oljevoluma som er att på norsk kontinentalsokkel.



Troll Pilot



Troll fase I



Troll fase I

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 31/5 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 – utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 – utvinningsløyve 085C Tildelt 2002	
Funnår	1983	
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget	
Produksjonsstart	09.02.1996	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsnavarar i Troll	A/S Norske Shell Norsk Hydro Produksjon AS Norske ConocoPhillips AS Petoro AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	8,10 % 9,78 % 1,62 % 56,00 % 20,80 % 3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 1318,0 milliardar Sm ³ gass 30,8 mill. tonn NGL 1,6 mill. Sm ³ kondensat	Att per 31.12.2004: 1128,6 milliardar Sm ³ gass 30,8 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Gass: 27,20 milliardar Sm ³ . NGL: 0,51 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 70,0 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 47,4 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Ågotnes	

Utbyggingsløysing:

Troll fase I er bygt ut med Troll A, der gassen i Troll Øst blir produsert med Statoil som operatør. Troll A er ei fast brønnehovudinnretning med understell av betong. På Troll Øst står i tillegg TOGI havbotnramme, der gass har vore eksportert til Oseberg for gassinjeksjon. Havet i Trollområdet er over 300 meter djupt.

PUD for Troll fase I, som omfatta Troll A og gassreservane i Troll Øst, vart godkjend 15.12.1986. Ein oppdatert plan, der prosesseringa var flytt til land (Kollsnes), vart godkjend i 1990. PAD for NGL-anlegg på Kollsnes vart godkjend i 2002.

Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen som er oppbygd av sandstein av jura alder. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen, som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet er oppbygd av tre relativt store, roterte forkastingsblokker.

Utvinningsstrategi:

Gassen i Troll Øst blir produsert ved trykkavlastning.

Transportløysing:

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. Mindre gassmengder går til Kollsnes næringspark.

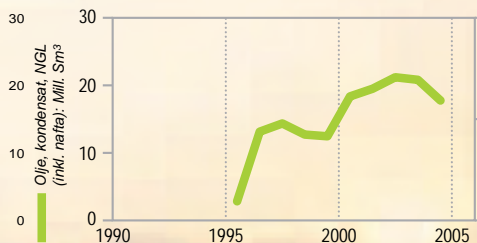
Status:

I perioden 2002 til 2003 var Troll det feltet som produserte mest av både olje og gass frå norsk kontinentalsokkel. Kompresjonskapasiteten for gass har vore bygt ut på Troll A i 2004.





Troll fase II



Troll fase 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 31/5 – 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	
Rettsshavarar i Troll	A/S Norske Shell Norsk Hydro Produksjon AS Norske ConocoPhillips AS Petoro AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	8,10 % 9,78 % 1,62 % 56,00 % 20,80 % 3,69 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 233,2 mill. Sm ³ olje	Att per 31.12.2004: 77,0 mill. Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 249 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 66,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 62,1 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbyggingsløyving:

Troll fase II er bygt ut med Troll B og Troll C, som produserer olje frå Troll Vest med Norsk Hydro som operatør. Troll B er ei flytande betonginnretning, medan Troll C er ei halvt nedsenkbar stålinnretning. Oljen i Troll Vest blir produsert via mange havbotnrammer som er kopla til Troll B og C med rørleidningar. Troll Pilot, som er knytt til ei av havbotnrammene, er eit anlegg på havbotnen for separasjon og reinjeksjon av produsert vatn. Havet i Trollområdet er over 300 meter djupt. Troll C-innretninga blir òg nytta i produksjonen frå Framfeltet. PUD for Troll fase II, som omfatta Troll B og utbygging av Troll Vest oljeprovins, vart godkjend 18.05.1992. Ei vidare utbygging av Troll Vest, med Troll C, vart godkjend i 1997. Det har vore fleire PUD-godkjenningar av fleire havbotnrammer på Troll Vest.

Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen, som er oppbygd av sandstein av jura alder. Ein del av reservoaret finst òg i Fensfjordformasjonen, som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet er oppbygd 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 opptil 200 meter.

Utvinningsstrategi:

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

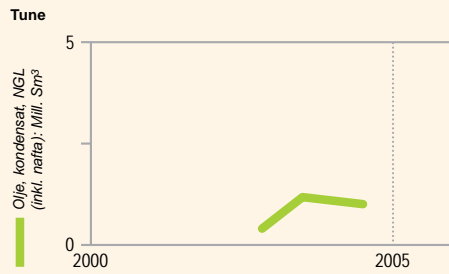
Transportløysing:

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

Status:

Oppboring av Troll Vest med horisontale produksjonsbrønner frå havbotnramma har gått føre seg med to til fire boreinnretningar samtidig. I alt er det no bora over 100 oljeproduksjonsbrønner i Troll Vest. Dei siste åra har det kvart år vorte vedteke å bora nye produksjonsbrønner som aukar oljereservane frå Troll, og det er framleis ein del brønner som står att i boreplanen. Det er bora mange fleirgreinsbrønner, og etter boreplanen skal det òg borast fem- og seksgreinsbrønner. Kollsnes vart skilt ut frå det samordna Trollfeltet i 2004, slik at det no er Gassco som opererer Kollsnesterminalen, som ein del av Gassled.





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 utbyggt	17.12.1999 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	28.11.2002
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS
Rettskavarar	Norsk Hydro Produksjon AS 40,00 % Petoro AS 40,00 % Statoil ASA 10,00 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2004¹: 3,8 mill. Sm ³ olje 1,6 mill. Sm ³ olje 15,9 milliardar Sm ³ gass 15,9 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 6000 fat per dag. Gass: 2,16 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 4,7 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 3,9 milliardar 2005-kroner.

¹ Gass frå Tune blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg, og difor er gassreservane som er att, lik dei opphavlege.

Utbyggingsløysing:

Tunefeltet er eit gass- og gasskondensatfelt som ligg ca. 10 km vest for Oseberg Feltssenter. Feltet er bygt ut med ei innretning på havbotnen sentralt på feltet, med fire produksjonsbrønner. Ei ny brønnramme vart knytt til i 2004 for å produsera frå den nordlege delen av Tune. PUD for Tunefeltet vart godkjend 17.12.1999, og produksjonen tok til 28.11.2002. I mars 2004 vart det gjeve PUD-fritak for utbygging av den nordlege delen av feltet.

Reservoar:

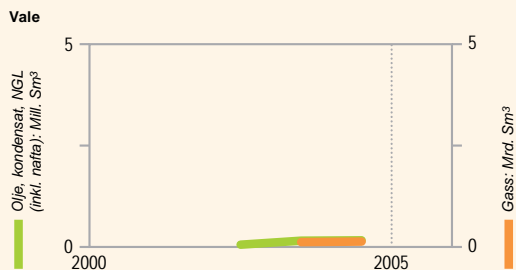
Reservoaret er oppbygt av sandstein av mellomjura alder, og er delt opp i fleire skrårstilte forkastingsblokker.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavløsting.

Transportløysing:

Installasjonen på havbotnen på Tune er knytt opp til Oseberg D-innretninga med to røyrleidningar og ei serviceline. På Oseberg D er det bygt ein mottaksmodul for Tune. Kondensatet frå Tune blir stabilisert på Oseberg Feltssenter og transportert til Stura gjennom Oseberg Transport System (OTS). Gassen frå Tune blir injisert i Osebergfeltet, medan rettskavarane til feltet får levert tilbake salgsgass frå Osebergfeltet.



Vale

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 – utvinningsløyve 036. Tildelt 1971	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	31.05.2002	
Operatør	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 31.12.2004:
	1,8 mill. Sm ³ olje	1,4 mill. Sm ³ olje
	2,4 milliardar Sm ³ gass	2,2 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 8000 fat per dag. Gass: 0,53 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,0 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,6 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Utbyggingsløyving:

Vale ligg 16 km nord for Heimdal og er bygt ut med ei innretning på havbotnen, knytt til Heimdal.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder.

Utvinningsstrategi:

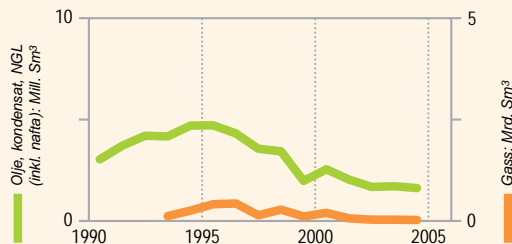
Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning.

Transportløyving:

Gasskondensatet blir produsert til Heimdalinnretninga.



Veslefrikk



Veslefrikk

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 30/3 – utvinningsløyve 052. Tildelt 1979 Blokk 30/6 – utvinningsløyve 053. Tildelt 1979
Funnår	1981
Godkjent utbyggt	02.06.1987 i Stortinget
Produksjonsstart	26.12.1989
Operatør	Statoil ASA
Rettskavalar	Paladin Resources Norge AS 27,00 % Petoro AS 37,00 % RWE Dea Norge AS 13,50 % Statoil ASA 18,00 % Svenska Petroleum Exploration AS 4,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 56,1 mill. Sm ³ olje 2,6 milliardar Sm ³ gass 1,1 mill. tonn NGL Att per 31.12.2004: 10,9 mill. Sm ³ olje 0,5 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 30 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 16,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 16,0 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbyggingsløysing:

Veslefrikk er eit oljefelt og er bygt ut med to innretningar. Veslefrikk A er ei stålennretning med boreanlegg og brusamband til Veslefrikk B, der brønnstraumen blir prosessert. Veslefrikk B er ei konvertert boreinnretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Innretninga vart oppgradert i 1999 for å kunna ta imot kondensat frå Huldrafeltet. PUD for Veslefrikkfeltet vart godkjend 02.06.1987. Produksjonen tok til 26.12.1989. PUD for Statfjordformasjonen vart godkjend 11.06.1994. PUD for reservoar i Øvre Brent og I-områda vart godkjend 16.12.1994.

Reservoar:

Hovudreservoaret er oppbygt 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:

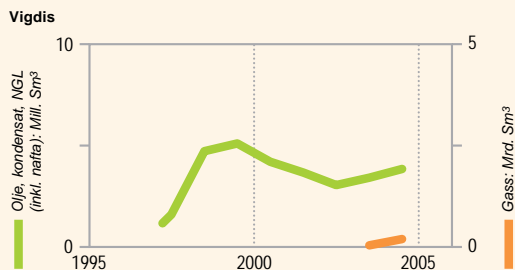
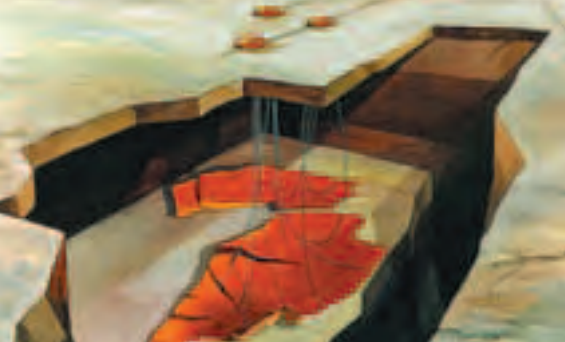
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkstøtte frå injeksjon av vatn og gass.

Transportløysing:

Ein oljerørleidning er kopa til Oseberg Transport System (OTS) for transport til Stureterminalen. Gass blir transportert via Statpipesystemet.

Status:

Produksjonen frå Veslefrikk er i avtrappingsfasen. Ein arbeider kontinuerleg med å auka utvinningsgraden for feltet, mellom anna ved å bora nye brønner og fordela injeksjon av gass optimalt i feltet. Eit pilotforsøk med injeksjon av polymer gel i reservoaret for å redusera vassinnstrøyminga til ein produksjonsbrønn vart gjennomført i slutten av 2004.



Vigdis

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/7 – utvinningsløype 089. Tildelt 1984	
Funnår	1986	
Godkjent utbygt	16.12.1994 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	28.01.1997	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration and 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 reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	47,9 mill. Sm ³ olje	18,6 mill. Sm ³ olje
	1,2 milliardar Sm ³ gass	1,0 milliardar Sm ³ gass
	0,8 mill. tonn NGL	0,7 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 71 000 fat per dag. Gass: 0,21 milliardar Sm ³ . NGL: 0,13 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 10,1 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbyggingsløysing:

Vigdis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks, på 280 meters havdjupe. Feltet er bygt ut med havbotnrammer som er knytte til Snorre TLP. Brønnstraumen blir overført til Snorre TLP i to røyrleidningar. Vatn til injeksjon kjem i ein røyrleidning frå Snorre TLP. Oljen frå Vigdis blir prosessert i ein eigen prosessmodul på Snorre TLP. PUD for delar av Vigdis vart godkjend 16.12.1994. Produksjonen tok til 28.01.1997. PUD for resten av Vigdis, inkludert funna 34/7-23 S, 34/7-29 S og 34/7-31 og førekomstar nær dei (Vigdis Extension), vart godkjend 20.12.2002.

Reservoar:

Reservoara er oppbygde av sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder. I tillegg inneheld feltet reservoar som er oppbygt av sandstein i Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder, og reservoar av sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen av seinjura alder. Reservoara i funna 34/7-23 S, 34/7-29 S og 34/7-31 er oppbygde av sandstein frå same tidsperioden som Draupneformasjonen. Reservoara ligg på 2200–2600 meters djup.

Utvinningsstrategi:

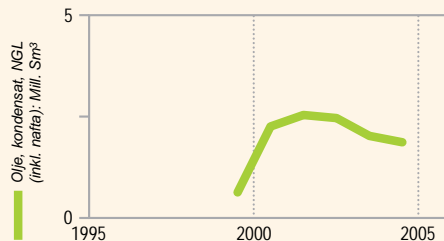
Utvinninga er basert på delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon.

Transportløysing:

Stabilisert olje frå Vigdis blir send til Gullfaks A for lagring og utskipping. Gassen frå Vigdis blir nytta til injeksjon i Snorrefeltet.



Visund



Visund

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/8 – utvinningsløyve 120. Tildelt 1985	
Funnår	1986	
Godkjent utbygt	29.03.1996 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.04.1999	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsshavarar i Visund		
	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 31.12.2004:
	27,6 mill. Sm ³ olje	15,8 mill. Sm ³ olje
	52,2 milliardar Sm ³ gass	52,2 milliardar Sm ³ gass
	6,7 mill. tonn NGL	6,7 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 33 000 fat per dag. Gass: 0,43 milliardar Sm ³ . NGL: 0,07 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 20,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 16,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbyggingsløyving:

Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet. 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 10 km nord for Visund A. PUD for oljeførekostane på Visund vart godkjend 29.03.1996. PUD for gassførekostane og PAD for gasseksport vart godkjende 04.10.2002.

Reservoar:

Visund inneheld olje og gass i fleire skråstille forkastingsblokker med fleire separate trykk- og væskesystem. Olje og gass finst i sandstein av jura og trias alder.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved hjelp av gassinjeksjon. I eitt av reservoara blir det òg injisert vatn. Frå hausten 2005 skal delar av den produserte gassen eksporterast.

Transportløyving:

Oljen blir transportert i røyr til Gullfaks A. Der blir han lagra og skipa ut saman med olje frå Gullfaks. Gassen vil bli eksportert i ein ny røyrleidning til Kvitebjørn gassrøyrleidning og transportert derifrå til Kollsnes. Der skal NGL skiljast ut før gassen blir eksportert til marknaden.

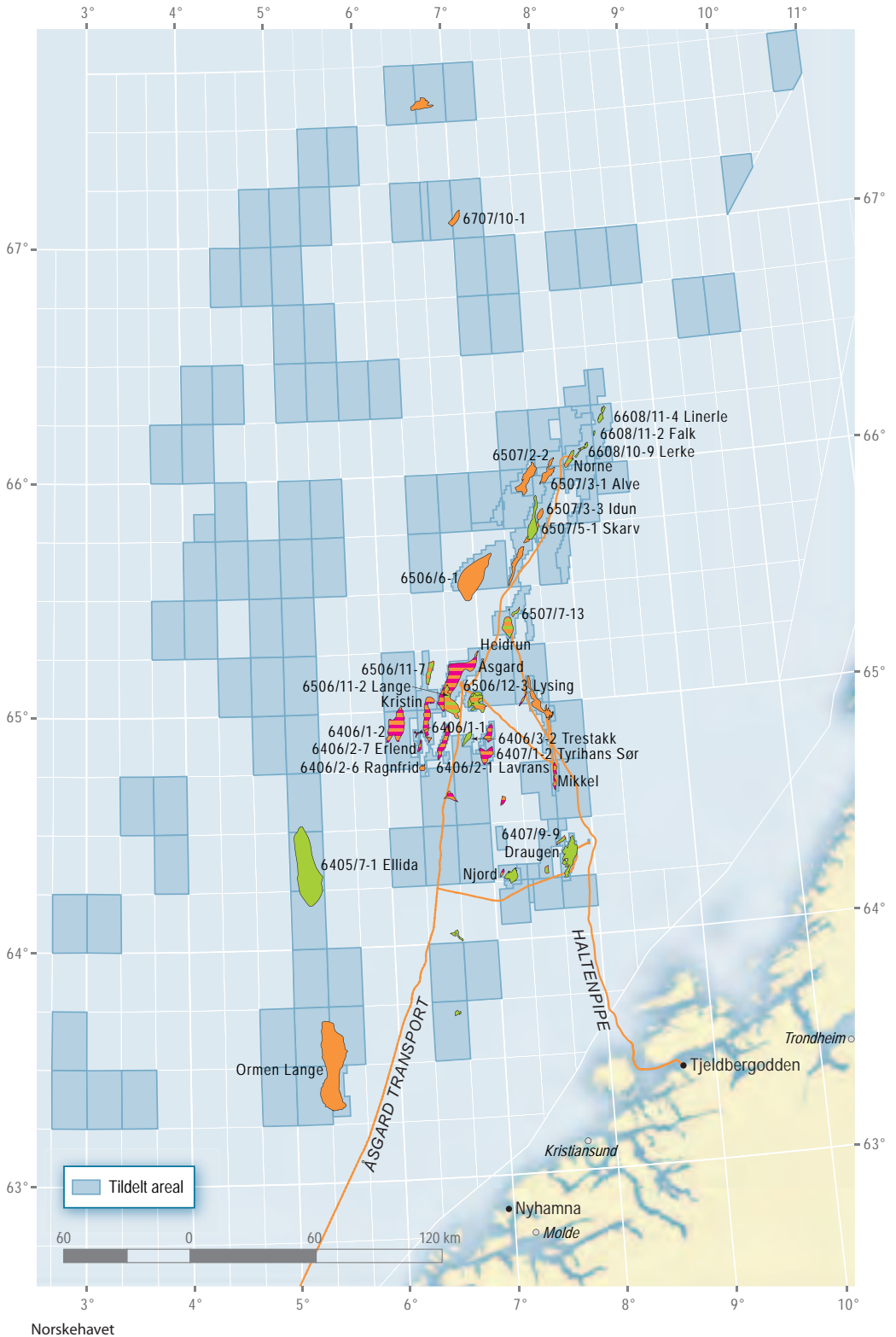
Status:

Gasseksporten skal etter planen byrja 01.10.2005.

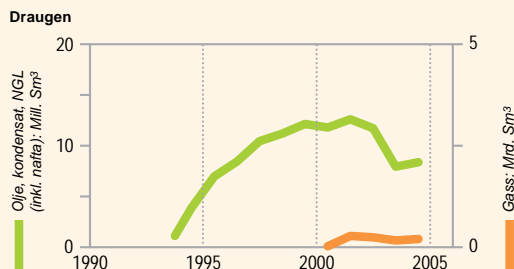
Norskehavet

Norskehavet vart opna for leiteverksemd i samband med 5. konsesjonsrunde i 1979. Hausten 1988 vart det vedteke at oljefeltet Draugen, som det første feltet på Haltenbanken, skulle byggjast ut, og produksjonen tok til i oktober 1993. Seinare har felta Heidrun, Njord, Norne, Åsgard og Mikkel òg kome i produksjon. I 2001 vart planen for utbygging og drift (PUD) godkjend for Kristinfeltet. Området har store gassreservar, mellom anna i Ormen Lange-feltet, som vart godkjent utbygt i 2004.





Norskehavet



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 %
	ChevronTexaco Norge AS	7,56 %
	Petoro AS	47,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	131,4 mill. Sm ³ olje	28,2 mill. Sm ³ olje
	1,5 milliardar Sm ³ gass	0,6 milliardar Sm ³ gass
	2,3 mill. tonn NGL	0,9 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 110 000 fat per dag. Gass: 0,19 milliardar Sm ³ . NGL: 0,24 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 24,8 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbyggingsløyving:

Draugen er eit oljefelt som ligg på 250 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei botnfast betonginnretning (monosokkel) med integrert dekk. Oljen blir prosessert på innretninga, og stabilisert olje blir lagra i tankar i botnen av innretninga. To røyrløysingar bind innretninga saman med ei flytande lastebøye. Garn Vest-førekomsten og Rogn Sør-førekomsten er bygd ut med i alt fem havbotnbrønningar og er knytte til hovudinnretninga på Draugen. Feltet har seks havbotnkompletterte vassinjeksjonsbrønningar. PUD for Draugen vart godkjend 19.12.1988. Feltet kom i produksjon 19.10.1993. Tilleggsressursar i Garn Vest-strukturen kom i produksjon i desember 2001, medan utbygging av tilleggsressursar i Rogn Sør-strukturen vart godkjende våren 2001 og kom i produksjon i januar 2003.

Reservoar:

Hovudreservoaret er oppbygt 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.

Transportløyving:

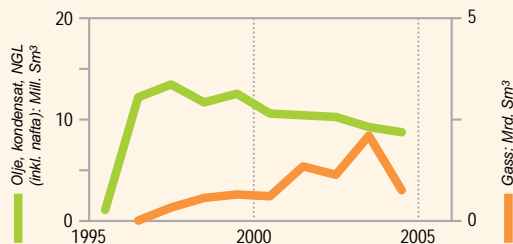
Oljen blir eksportert via ei flytande lastebøye til tankskip. Den assosierte gassen har sidan november 2000 vorte levert gjennom Åsgard transportrøyrløysing og transportert derifrå til Kårstø.

Status:

Det er venta at produksjonen vil gå av platå i 2005, og at mengda av produsert vatn vil auka mykje. Ein vurderer tiltak for å auka oljeutvinninga. Eit pilotprosjekt for reinjeksjon av produsert vatn er i gang, og permanent fullskala reinjeksjon vil bli vurdert når resultatata ligg føre. 4D-seismikk for å kartleggja attervande ressursar og aktuelle boremål blir samla inn.



Heidrun



Heidrun

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6507/8 – utvinningsløyve 124. Tildelt 1986 Blokk 6707/7 – utvinningsløyve 095. Tildelt 1984	
Funnår	1985	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	
Produksjonsstart	18.10.1995	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar i Heidrun	Eni Norge AS Norske ConocoPhillips AS Petro AS Statoil ASA	5,12 % 24,31 % 58,16 % 12,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 175,0 mill. Sm ³ olje 40,7 milliardar Sm ³ gass 2,9 mill. tonn NGL	Att per 31.12.2004: 75,5 mill. Sm ³ olje 33,2 milliardar Sm ³ gass 2,6 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 142 000 fat per dag. Gass: 0,46 milliardar Sm ³ . NGL: 0,08 mill. tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 61,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 52,9 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stjørdal	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbyggingsløyving:

Heidrunfeltet ligg på Haltenbanken utanfor Midt-Noreg, på 350 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei flytande strekkstaginnretning i betong, installert over ei havbotnramme med 56 brønnsliissar. Den nordlege delen av feltet blir produsert via havbotninnretningar. PUD for Heidrun vart godkjend 14.05.1991. PUD for Heidrun nordflanke vart godkjend 12.05.2000.

Reservoar:

Reservoaret er oppbygt 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.

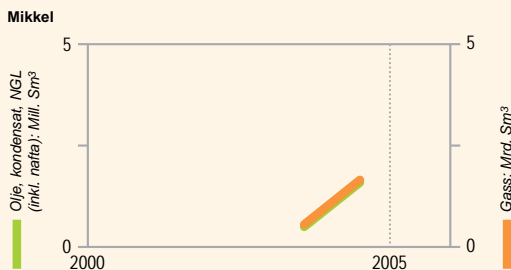
Transportløyving:

Oljen på Heidrun blir overført til tankskip på feltet og skipa til Mongstad og Tetney (Storbritannia). Gassen går i røyrløidningar til Tjeldbergodden og Kårstø.

Status:

Anlegget for reinjeksjon av produsert vatn har hatt god regularitet sidan det kom i bruk i 2003.

Potensialet for auka oljeutvinning og prospektpotensialet er stort. Ein arbeider aktivt for å finna metodar som kan gjera sitt til å auka utvinningsgraden og påvisa nye funn.



Mikkel

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6407/5 – utvinningsløyve 121. Tildelt 1986 Blokk 6407/6 – utvinningsløyve 092. Tildelt 1984										
Funnår	1987										
Godkjent utbyggt	14.09.2001 av Kongen i statsråd										
Produksjonsstart	01.08.2003										
Operatør	Statoil ASA										
Rettskavalar i Mikkel	<table border="0"> <tr> <td>Eni Norge AS</td> <td>14,90 %</td> </tr> <tr> <td>Mobil Development Norway AS</td> <td>33,48 %</td> </tr> <tr> <td>Norsk Hydro Produksjon AS</td> <td>10,00 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil ASA</td> <td>33,97 %</td> </tr> <tr> <td>Total E&P Norge AS</td> <td>7,65 %</td> </tr> </table>	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 %
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	<table border="0"> <tr> <td>Opphavleg:</td> <td>Att per 31.12.2004:</td> </tr> <tr> <td>24,1 milliardar Sm³ gass</td> <td>22,0 milliardar Sm³ gass</td> </tr> <tr> <td>6,0 mill. tonn NGL</td> <td>5,4 mill. tonn NGL</td> </tr> <tr> <td>6,6 mill. Sm³ kondensat</td> <td>5,7 mill. Sm³ kondensat</td> </tr> </table>	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:	24,1 milliardar Sm ³ gass	22,0 milliardar Sm ³ gass	6,0 mill. tonn NGL	5,4 mill. tonn NGL	6,6 mill. Sm ³ kondensat	5,7 mill. Sm ³ kondensat		
Opphavleg:	Att per 31.12.2004:										
24,1 milliardar Sm ³ gass	22,0 milliardar Sm ³ gass										
6,0 mill. tonn NGL	5,4 mill. tonn NGL										
6,6 mill. Sm ³ kondensat	5,7 mill. Sm ³ kondensat										
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Gass: 1,74 milliardar Sm ³ . NGL: 0,44 mill. tonn. Kondensat: 0,69 mill. Sm ³										
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,9 milliardar 2005-kroner.										
Driftsorganisasjon	Stjørdal										
Hovudforsyningsbase	Kristiansund										

Utbyggingsløyving:

Mikkel er eit gassfelt som ligg aust på Haltenbanken, ca. 40 km sør for Åsgard og 40 km nord for Draugen, på 220 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit havbotnanlegg med to brønnrammer. Brønnstraumen frå Mikkelfeltet går via ei brønnramme på 6507/11-1 Midgard til Åsgard B, der han blir separert og prosessert.

Reservoar:

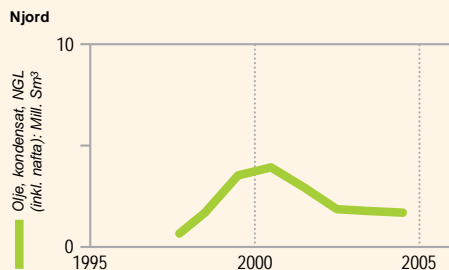
Reservoaret er oppbygt av sandstein av mellomjura alder i seks strukturar som er skilde av forkastingar.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavløsting.

Transportløyving:

Frå Mikkel går brønnstraumen til Åsgard B-innretninga for prosessering. Her blir kondensatet skilt frå gassen og stabilisert for det blir skipa frå feltet saman med Åsgards eige kondensat. Rikgassen går i røyrleidningen Åsgard Transport til Kårstø, der våtgasskomponentane blir skilde ut. Torr-gassen blir transportert vidare til kontinentet gjennom røyrleidningen Europipe II.



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	
Rettskavarar i Njord	E.ON Ruhrgas Norge AS	15,00 %
	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 %
	Paladin Resources Norge AS	15,00 %
	Petoro AS	7,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 25,6 mill. Sm ³ olje 8,7 milliardar Sm ³ gass 1,4 mill. tonn NGL	Att per 31.12.2004: 7,8 mill. Sm ³ olje 8,7 milliardar Sm ³ gass 1,4 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 31 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 12,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 10,8 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbyggingsløyving:

Njord er eit oljefelt som ligg ca. 30 km vest for Draugen, på 330 meters havdjup. Det er bygt ut med ei halvt nedsenkbar bore-, bustad- og produksjonsinnretning i stål. Innretninga er plassert rett over dei havbotnkompleterte brønnane på feltet. Brønnane er knytte til innretninga via fleksible stigerør. PUD for Njordfeltet vart godkjend 12.06.1995. Styresmaktene fekk PUD og PAD for Njord gasseksport 15.11.2004.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

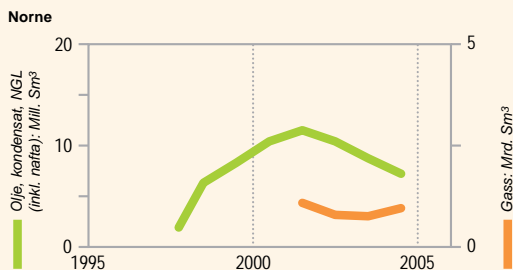
Mesteparten av gassen som blir produsert på Njord, blir reinjisert på austflanken for å gje trykkstøtte og auka oljeutvinning frå denne delen av feltet. Dei vestlege og nordlege segmenta blir produserte ved trykkavlastning.

Transportløyving:

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

Status:

Produksjonen frå Njord er i avtrappingsfasen. Ved utgangen av 2004 byrja ein ny bore- og intervensjonskampanje for å auka oljeutvinninga. Gasseksporten skal etter planen ta til 01.10.2007.



Norne

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6508/1 – utvinningsløyve 128 B. Tildelt 1998 Blokk 6608/10 – utvinningsløyve 128. Tildelt 1986
Funnår	1992
Godkjent utbyggt	09.03.1995 i Stortinget
Produksjonsstart	06.11.1997
Operatør	Statoil ASA
Rettskavarar i Norne	Eni Norge AS 6,90 % Enterprise Oil Norge AS 6,00 % Norsk Hydro Produksjon AS 8,10 % Petoro AS 54,00 % Statoil ASA 25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 88,5 mill. Sm ³ olje 13,8 milliardar Sm ³ gass 2,5 mill. tonn NGL Att per 31.12.2004: 25,9 mill. Sm ³ olje 10,2 milliardar Sm ³ gass 2,1 mill. tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2005: Olje: 100 000 fat per dag. Gass: 1,21 milliardar Sm ³ . NGL: 0,15 mill. tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 19,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 16,4 milliardar 2005-kroner.
Driftsorganisasjon	Harstad
Hovudforsyningsbase	Sandnessjøen

Utbyggingsløyving:

Norne er eit oljefelt som ligg ca. 80 km nord for Heidrunfeltet og ca. 200 km frå Helgelandskysten, på 380 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip knytt til fem brønnrammer. Brønnstraumen blir ført opp til produksjonsskipet gjennom fleksible stigerøyr. Skipet har prosessanlegg og tankar der oljen blir lagra før omlastinga til skytteltankarar. Det er ikkje bore- og kompletteringsutstyr på Norneskipet.

Reservoar:

Nornefeltet er oppbygt av to separate segment. Oljen og gassen på Norne er i sandstein av jura alder, i gruppene Fangst og Båt. Olje finst hovudsakleg i Ile- og Tofteformasjonane, gass i Garnformasjonen. Reservoaret er 2525 meter djupt på det grunnaste.

Utvinningsstrategi:

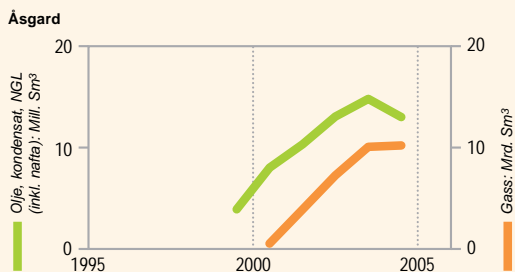
Oljen blir produsert ved hjelp av vass- og gassinjeksjon.

Transportløyving:

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

Status:

Rundt 70 prosent av estimerte reservar er no produserte, og produksjonen har gått av platå, hovudsakleg fordi vassproduksjonen er større enn før. Det er sett i verk tiltak for å auka utvinninga, mellom anna mikrobiell utvinning (MEOR). Potensialet for å auka utvinninga endå meir ligg mellom anna i effektive brønnløysingar og optimal bruk av gass på feltet.



Åsgard

Blokker og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 – utvinningsløyve 094 B. Tildelt 2002 Blokk 6407/2 – utvinningsløyve 074. Tildelt 1982 Blokk 6407/3 – utvinningsløyve 237. Tildelt 1998 Blokk 6506/11 – utvinningsløyve 134. Tildelt 1987 Blokk 6506/12 – utvinningsløyve 094. Tildelt 1984 Blokk 6507/11 – utvinningsløyve 062. Tildelt 1981	
Funnår	1981	
Godkjent utbygt	14.06.1996 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.05.1999	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsshavarar i Åsgard		
	Eni Norge AS	14,90 %
	Mobil Development Norway AS	7,35 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	9,60 %
	Petoro AS	35,50 %
	Statoil ASA	25,00 %
	Total E&P Norge AS	7,65 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2004:
	73,6 mill. Sm ³ olje	32,7 mill. Sm ³ olje
	195,3 milliardar Sm ³ gass	163,4 milliardar Sm ³ gass
	38,3 mill. tonn NGL	33,0 mill. tonn NGL
	46,2 mill. Sm ³ kondensat	34,7 mill. Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2005:	
	Olje: 102 000 fat per dag. Gass: 10,84 milliardar NGL: 2,0 mill. tonn	
	Kondensat: 4,06 mill. Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 59,1 milliardar 2005-kroner.	
	Per 31.12.2004 er det investert totalt 55,7 milliardar 2005-kroner.	
Driftsorganisasjon	Stjørdal	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbyggingsløysing:

Åsgard ligg på 240–300 meters havdjup. Feltet og er bygt ut med havbotnkompletterte brønningar som er knytte til eit produksjons- og lagerskip, FPSO (Åsgard A), som produserer og lagrar olje, og ei flytande, halvt nedsenkbar innretning (Åsgard B) som behandlar gass og kondensat. Til gasseret 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 19.05.1999 og gasseksportfasen frå 01.10.2000. Feltet omfattar funna 6506/12-1 Smørbukk, 6506/12-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard.

Reservoar:

6506/12-1 Smørbukk ligg på ei rotert 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 med eit relativt høgt forhold mellom gass og olje. Reservoaret ligg på djup ned mot 4850 meter. 6506/12-3 Smørbukk Sør, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljefformasjonane, er av tidlegjura til mellomjura alder og inneheld olje, gass og kondensat. Petroleumsfella i 6507/11-1 Midgard er ei forkastingsblokk som står opp (horst). 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 injeksjonsgass. 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 ikkje er funne kommersielt grunnlag for å produsera.

Transportløysing:

Olje og kondensat blir mellombels lagra på feltet og transportert til land med skytteltankarar. Gassen går i ein gassrørleidning (Åsgard transport) frå Åsgard til Kårstø.

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 har per 31.12.2004 avslutta produksjonen.

Albuskjell

Blokk	1/6 og 2/4
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.05.1979
Produksjonsslutt	26.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 7,4 mill. Sm ³ . Gass: 15,5 milliardar Sm ³ . NGL: 1,0 mill. tonn.

Cod

Blokk	7/11
Godkjent utbygt	04.05.1973
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	26.12.1977
Produksjonsslutt	05.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 2,9 mill. Sm ³ . Gass: 7,3 milliardar Sm ³ . NGL: 0,5 mill. tonn.

Edda

Blokk	2/7
Godkjent utbygt	25.04.1975
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	02.12.1979
Produksjonsslutt	05.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 4,8 mill. Sm ³ . Gass: 2,0 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 mill. tonn.

Frigg

Blokk	25/1
Godkjent utbygt	13.06.1974
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 26. september 2003 og St.prp. nr. 38 (2003–2004)
Produksjonsstart	13.09.1977
Produksjonsslutt	26.10.2004
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 116,2 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,5 mill. Sm ³ .

Frøy

Blokk	25/2 og 25/5
Godkjent utbygt	18.05.1992
Avslutningsplan/ disponering	Avslutningsplan godkjend ved kgl.res. 29. mai 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	15.05.1995
Produksjonsslutt	05.03.2001
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 5,6 mill. Sm ³ . Gass: 1,6 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,1 mill. Sm ³ .

Lille-Frigg

Blokk	25/2
Godkjent utbygt	06.09.1991
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 53 (1999–2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	13.05.1994
Produksjonsslutt	25.03.1999
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 1,3 mill. Sm ³ . Gass: 2,2 milliardar Sm ³ .

Mime

Blokk	7/11
Godkjent utbygt	06.11.1992
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 15 (1996–1997) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	25.10.1990
Produksjonsslutt	04.11.1993
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 0,4 mill. Sm ³ . Gass: 0,1 milliardar Sm ³ .

Nordøst Frigg

Blokk	25/1 og 30/10
Godkjent utbygt	12.09.1980
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 36 (1994–1995)
Produksjonsstart	01.12.1983
Produksjonsslutt	08.05.1993
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 11,6 milliardar Sm ³ .

Odin

Blokk	30/10
Godkjent utbygt	18.07.1980
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 50 (1995–1996) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.04.1984
Produksjonsslutt	01.08.1994
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 27,3 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,2 mill. Sm ³ .

Tommeliten Gamma

Blokk	1/9
Godkjent utbygt	12.06.1986
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 53 (1999-2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	03.10.1988
Produksjonsslutt	05.08.1998
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 3,9 mill. Sm ³ . Gass: 9,7 milliardar Sm ³ . NGL: 0,6 mill. tonn.

Vest Ekofisk

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

Yme

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

Øst Frigg

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

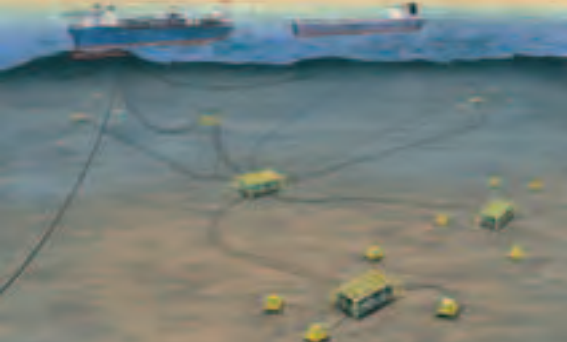


11

Felt under utbygging

Godkjente oppgraderingar av eksisterande felt er omtala i kapittel 10





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
Rettsnavarar	Lundin Norway AS 15,00 % Marathon Petroleum Norge AS 65,00 % Norske ConocoPhillips AS 20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 23,5 mill. Sm ³ olje 5,7 milliardar Sm ³ gass
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,4 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 0,7 milliardar 2005-kroner.

Utbyggingsløyving: Alvheim er eit olje- og gassfelt som omfattar dei tre funna 24/6-2, 24/6-4 og 25/4-7. Havet i området er 120–130 meter djupt. Feltet vil bli bygt ut med eit produksjonsskip og havbotnbrønner. På produksjonsskipet vil oljen først bli stabilisert og lagra og så eksportert.

Reservoar: Reservoaret i Alvheim er oppbygt av sandstein som er avsett som turbidittar frå Shetlandplattforma i tidlegtertær alder.

Utvinningsstrategi: Alvheim skal produserast med naturleg vassdriv.

Transportløyving: Oljen vil bli eksportert via tankskip. Prosessert riggass på Alvheim skal gå i ein ny rørleidning frå Alvheim til SAGE-systemet på britisk kontinentalsokkel.

Status: Etter planen skal produksjonen ta til i februar 2007.



Kristin

Blokk 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	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar i Kristin	Eni Norge AS	9,00 %
	Mobil Development Norway AS	10,50 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	14,00 %
	Petoro AS	18,90 %
	Statoil ASA	41,60 %
	Total E&P Norge AS	6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 29,9 mill. Sm ³ olje 33,0 milliardar Sm ³ gass 6,9 mill tonn NGL	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 21,1 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 15,2 milliardar 2005-kroner.	

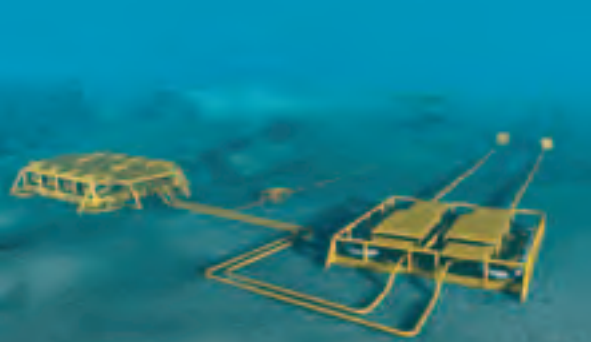
Utbyggingsløyving: Kristin er eit gassfelt som blir bygt ut med eit undervassproduksjonsanlegg med brønnstramsoverføring til ei halvt nedsenkbar produksjonsinnretning for prosessering.

Reservoar: Dei to reservoara er i sandstein av mellomjura alder og ligg på ca. 4600 meters djup. Reservoara ligg i Garnformasjonen og Ileformasjonen og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur. Det kan òg finnast utvinnbare ressurar i Tofteformasjonen.

Utvinningsstrategi: Utvinninga vil gå føre seg ved hjelp av trykkavlastning på grunn av det høge trykket og det låge doggpunktet.

Transportløyving: Rikgassen frå Kristin vil bli transportert i ein eigen rørleidning til Åsgard Transport. Gasen vil bli ført til anlegget på Kårstø, der etan og NGL vil bli ekstrahert. Salsgassen skal transporterast vidare til kontinentet. Lettolje vil bli separert og stabilisert på Kristin og overført til eit lagerskip som er knytt til Åsgard C-lastebøye for lagring og utskipping.

Status: Framdrifta for boring og komplettering har vore dårlegare enn ein såg for seg. Dei utvinnbare ressursane i Garnformasjonen er mindre enn venta fordi ein reknar med dårlegare reservoareigenskapar. Det er påvist utvinnbare ressurar i Tofteformasjonen. Ein reknar med at Kristin vil gå tidleg av platå, og det er difor aktuelt å leggja til rette for prosessering av produksjon frå andre funn i området.



Ormen Lange

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6305/4 – utvinningsløyve 209. Tildelt 1996 Blokk 6305/5 – utvinningsløyve 209. Tildelt 1996 Blokk 6305/7 – utvinningsløyve 208. Tildelt 1996 Blokk 6305/8 – utvinningsløyve 250. Tildelt 1999	
Funnår	1997	
Godkjent utbygt	02.04.2004 i Stortinget	
Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettsghavarar i Ormen Lange	A/S Norske Shell DONG Norge AS ExxonMobil Exploration and Production Norway AS Norsk Hydro Produksjon AS Petoro AS Statoil ASA	17,04 % 10,34 % 7,23 % 18,07 % 36,48 % 10,84 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 375,2 milliardar Sm ³ gass 22,1 mill. Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 31,8 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,8 milliardar 2005-kroner.	

Utbyggingsløyving: Etter planen skal Ormen Lange byggjast ut med 24 brønningar bora frå fire havbotnrammer. Havdjupet i området der innretningane skal plasserast, varierer frå 800 til 1100 meter. Seks førebora produksjonsbrønningar skal vera klare til produksjonsstarten 01.10.2007. Ormen Lange ligg i Mørebassenget i den sørlege delen av Norskehavet, om lag 130 km vest av Kristiansund. Feltet inneheld gass og noko kondensat. Utbyggingsområdet er i rasgropan til Storeggaskredet som gjekk for rundt 8200 år sidan.

Reservoar: Hovudreservoaret er i sandsteinsbergartar av tidleg tertiær alder, på ca. 2700–2900 meters djup.

Utvinningsstrategi: Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon ved trykkavlastning og seinare kompresjon.

Transportløyving: Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld gass og kondensat, skal førast gjennom to 30" 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 send i eit 42" gasseskportrøyr, Langeled, sørover til Sleipner og vidare til Storbritannia.

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



Snøhvit

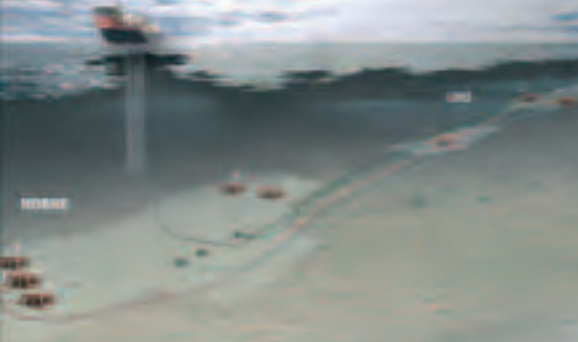
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7120/6 – utvinningsløyve 097. Tildelt 1984 Blokk 7120/7 – utvinningsløyve 077. Tildelt 1982 Blokk 7120/8 – utvinningsløyve 064. Tildelt 1981 Blokk 7120/9 – utvinningsløyve 078. Tildelt 1982 Blokk 7121/4 – utvinningsløyve 099. Tildelt 1984 Blokk 7121/5 – utvinningsløyve 110. Tildelt 1985 Blokk 7121/7 – utvinningsløyve 100. Tildelt 1984	
Funnår	1984	
Godkjent utbygt	07.03.2002 i Stortinget	
Operatør	Statoil ASA	
Rettsghavarar i Snøhvit	Amerada Hess Norge AS Gaz de France Norge AS Petoro AS RWE Dea Norge AS Statoil ASA Total E&P Norge AS	3,26 % 12,00 % 30,00 % 2,81 % 33,53 % 18,40 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 160,2 milliardar Sm ³ gass 5,1 mill. tonn NGL 17,9 mill. Sm ³ kondensat	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 18,9 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 3,8 milliardar 2005-kroner.	

Utbyggingsløyving: Snøhvit er eit gassfelt med kondensat og ei oljesone som ligg under. Feltet ligg i den sentrale delen av Hammerfestbassenget. Produksjonsanlegget skal vera havbotnrammer for 19 produksjonsbrønner og ein injeksjonsbrønn for CO₂ som skal plasserast på havbotnen på mellom 250 og 345 meters djup.

Reservoar: Snøhvitområdet er oppbygt av sju strukturar som inneheld gass, kondensat og olje i sandstein av tidlegjura til mellomjura alder.

Utvinningsstrategi: Utvinninga skal gå føre seg ved trykkavlastning. Utbygginga omfattar ikkje utvinning av oljesona. CO₂-innhaldet i gassen skal fjernast i anlegget på Melkøya og sendast i retur til feltet, der det skal injiserast i ein formasjon under oljen og gassen.

Transportløyving: Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld naturgass inklusiv CO₂, NGL og kondensat, skal førast gjennom eit 160 km langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På Melkøya vil gassen bli prosessert og nedkjølt til flytande form (LNG). Transporten til marknaden skal gå med spesialskip.



Urd

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6608/10 – utvinningsløyve 128. Tildelt 1986	
Funnår	2000	
Godkjent utbygt	02.07.2004 av Kronprinsregenten i statsråd	
Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	Eni Norge AS	11,50 %
	Enterprise Oil Norge AS	10,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	13,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	Statoil ASA	40,45 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	
	10,4 mill. Sm ³ olje	
	0,1 milliardar Sm ³ gass	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,5 milliardar 2005-kroner. Per 31.12.2004 er det investert totalt 1,1 milliardar 2005-kroner.	

Utbyggingsløyving: Urd omfattar funna 6608/10-6 Svale og 6608/10-8 Stær, som ligg om lag 5 og 10 km nord-aust for Norneskipet. Dei skal byggjast ut med brønnrammer knytte opp mot Norneskipet. Det er planlagt i alt fem oljeprodusentar og tre vassinjektorar. Produksjonsbrønnane skal ha gasslyft. Brønnrammene skal ha ledige slissar for ekstra brønningar eller innfasing av tilleggsressursar. Etter planen skal produksjonen ta til 1. oktober 2005 og vara fram til 2016.

Transportløyving: På Norneskipet vil brønnstraumen bli prosessert, og olje/kondensat vil bli stabilisert og bøyelasta saman med annan olje/kondensat frå Nornefeltet. Rikgassen skal eksporterast saman med gass frå Nornefeltet i Åsgard Transport og behandlast vidare på Kårstø.

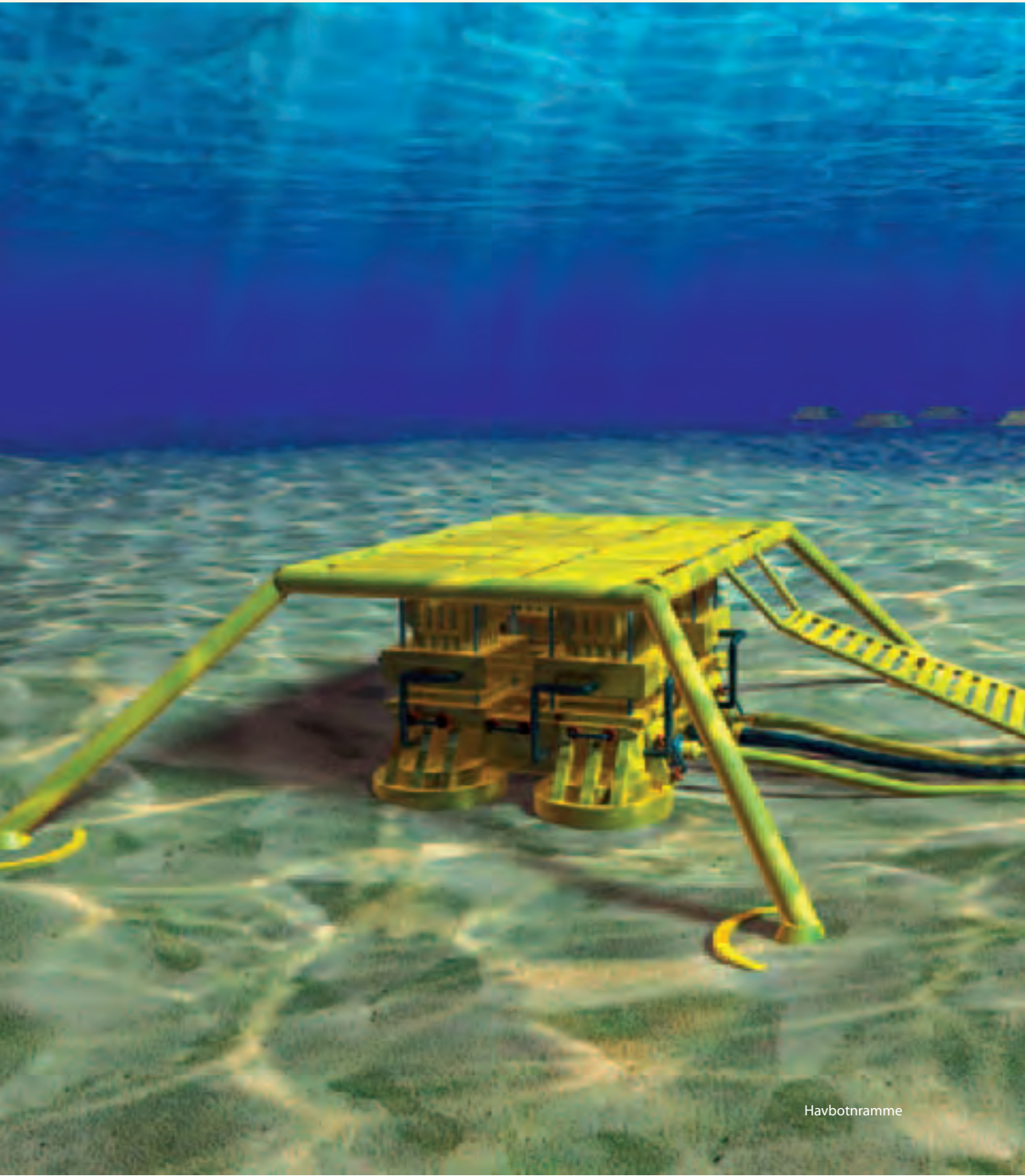
Reservoar: Førekostane ligg i roterte forkastingsblokker i den nordlege delen av Dønnterrassen. Reservoara er av tidlegjura til mellomjura alder og er oppbygde av sandstein i Åre-, Tilje- og Ileformasjonane.

Utvinningsstrategi: Både Svale og Stær er utan gasskappe, og begge vil bli produserte med injeksjon av sjøvatn for trykkvedlikehald. Oljen i Svalefunnet er relativt tung, og utvinninga er spesielt følsam for vassmengda som blir injisert i reservoaret.

Status: Innretningane på havbotnen skal vera klar før produksjonen tek til. Fem av dei åtte planlagde brønnane vil bli bora og kompletterte før produksjonsstarten, medan dei tre siste vil vera ferdige i første kvartalet av 2006.

12

Utbyggingar i framtida





Funn i planleggingsfase

Lista tek ikkje med funn som fell inn under nye ressursar i eksisterande felt.

1/2-1 Blane	Utvinningsløyve 143 BS. Operatør: Paladin Resources Norge AS
Ressursar	Olje: 0,8 mill. Sm ³ . Gass: 0,1 milliardar Sm ³

1/2-1 Blane ligg på grenselina mellom britisk og norsk sektor og inneheld olje. Reservoaret er i marine sandsteinsbergartar av paleogen alder. Ut frå kartlegging og reservoarstudiar reknar ein med at størsteparten av ressursane ligg på britisk side av grensa.

PUD vil venteleg bli levert styresmaktene våren 2005. Utbygginga vil basera seg på ei brønnhovudinnretning med to produksjonsbrønner og ein vassinjeksjonsbrønn med røyrleidning til Ulafeltet.

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

2/12-1 Freja ligg nær grenselina mellom dansk og norsk sektor og inneheld olje og assosiert gass. Reservoaret er i sandsteinsbergartar av seinjura alder, på ca. 4900 meters djup. 2/12-1 ligg i eit komplekst, forkasta 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.

2/12-1 vart erklært drivverdig i juni 1992. Det er mest sannsynleg at funnet får ei enkel utbyggingsløyving som baserer seg på å bruka eksisterande infrastruktur i området.

3/7-4 Trym	Utvinningsløyve 147. Operatør: A/S Norske Shell
Ressursar	Gass: 3,3 milliardar Sm ³ . Kondensat: 0,8 mill. Sm ³

3/7-4 Trym ligg nær grenselina mellom dansk og norsk sektor og inneheld gass og kondensat. Reservoaret er i sandsteinsbergartar av seinjura og mellomjura alder. Funnet ligg på den same saltinduserte strukturen som det danske feltet Lulita. Ein reknar med at førekomstane er skilde av ei forkastingsssone på norsk side av delelina, men det kan vera trykkommunikasjon i vassona.

PUD vil venteleg bli levert styresmaktene i 2005. Det er mest sannsynleg at funnet får ei enkel utbyggingsløyving som baserer seg på å bruka eksisterande infrastruktur på dansk sektor.



15/3-1 S Gudrun	Utvinningssløyve 025, 187. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 15,2 mill. Sm ³ . Gass: 8,4 milliardar Sm ³ . NGL: 5,4 mill. tonn.

15/3-1 S Gudrun ligg 13 km aust for grenselina mellom britisk og norsk sektor og ca. 50 km nord for Sleipnerområdet. Funnet inneheld både olje og gass. Reservoaret er i sandsteinsbergartar av seinjura alder, på ca. 4000–4500 meters djup. Utbygginga vil vera havbotninstallasjonar som baserer seg på å bruka eksisterande infrastruktur.

15/5-1 Dagny	Utvinningssløyve 029, 048. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Gass: 3,8 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 mill. tonn. Kondensat: 1,2 mill. Sm ³

15/5-1 Dagny ligg like nordvest for hovudstrukturen på Sleipner Vest og er eit mindre funn med gass og kondensat. Funnet er delt mellom to utvinningssløyve, 048 og 029. Reservoara er oppbygde av sandsteinsbergartar av mellomjura alder i Huginformasjonen.

Utbygginga vil mest sannsynleg bli basert på ei undervassinnretning knytt til eksisterande infrastruktur på Sleipner A eller til Sleipner T via Alfa Nord. 15/5-1 Dagny kan koma i produksjon i perioden 2008–2010, når det blir tilgjengeleg kapasitet på Sleipnerfeltet.

15/9-19 S Volve	Utvinningssløyve 046. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Olje: 11,0 mill. Sm ³ . Gass: 1,2 milliardar Sm ³ . NGL: 0,2 mill. tonn. Kondensat: 0,1 mill. Sm ³

15/9-19 S Volve ligg ca. 8 km nord for Sleipner A-innretninga på Sleipner Øst, og ca. 3 km vest for Loke. Reservoaret er i ei kombinert stratigrafisk og strukturell felle og er oppbygd av bergartar av jura og trias alder i Huginformasjonen på Theta Vest-strukturen. Reservoaret inneheld olje. Den vestlege delen av strukturen er sterkt forkasta, og det er usikkert om det er kommunikasjon over forkastingane. Om lag 80 prosent av oljeførekostane er kartlagde i den austlege delen av strukturen, der tolkinga er mindre usikker.

Utbyggingkonseptet er ei oppjekkbare prosess- og boreinnretning og skip for lagring av stabilisert olje. Rikgassen skal sendast til Sleipner A og eksporterast derifrå. PUD er sendt inn til styresmaktene i februar 2005.

15/12-12	Utvinningssløyve 038. Operatør: Pertra AS
Ressursar	Gass: 4,3 milliardar Sm ³ . Kondensat: 1,4 mill. Sm ³

15/12-12-funnet ligg i sørlege Nordsjø nær grensa mellom norsk og britisk sektor. Funnet ligg rundt ein saltstruktur. Reservoaret er oppbygd av sandsteinsbergartar av seinjura alder og har ei oljesone med gasskappe. Operatøren har delt reservoaret inn i tre soner. Sone 1 og sone 2 har gode reservoareigenskapar. Toppen av reservoaret ligg på 2823 meters djup. Trykkmålingar på 15/12-12-funnet viser at reservoaret er i trykkkommunikasjon med Vargfeltet.

Operatøren planlegg å byggja ut funnet.



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

Ressursar Olje: 3,5 mill. Sm³. Gass: 0,1 milliardar Sm³

25/5-5-funnet ligg ca. 8 km aust for Heimdalfeltet. Havet i området er ca. 120 meter djupt. Reservoaret er i sandstein av paleocen alder, avsett som turbidittstraumar frå vest. Det ligg ca. 2130 meter under havflata. I funnbrønnen vart det påvist ein oljekolonne på 18 meter.

Funnet ligg nær eksisterande infrastruktur i eit område med fleire mindre, nye funn. Ein vurderer om funnet skal byggjast ut, men det ligg ikkje føre konkrete planar.

25/11-16 Utvinningsløyve 169. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS

Ressursar Olje: 3,6 mill. Sm³

25/11-16-funnet ligg like vest av Granefeltet og inneheld olje og assosiert gass. Reservoaret er i sandstein av paleocen alder i Heimdalformasjonen, på ca. 1750 meters djup. Reservoaret ligg i eit område med ei mengd sandlekamar som høyrer til eit submarint viftesystem.

Det er fleire alternativ til utbyggingsløyving. Mest sannsynleg er ei undervassstilknytning til Grane, eventuelt langtrekkande brønner frå Grane.

30/6-17 Utvinningsløyve 053. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS

Ressursar Gass: 1,5 milliardar Sm³

30/6-17-funnet er eit lite olje- og gassfunn i Osebergområdet. Reservoaret er i sandstein som høyrer til Cook-formasjonen av tidlegjura alder. Det ligg under hovudreservoaret i Osebergfeltet, på ca. 2200 meters djup. Reservoaret inneheld hovudsakleg gass og har ei tynn oljesone.

Utbyggingsløyvinga vil sannsynlegvis bli ein langtrekkande produksjonsbrønn på ca. 9500 meter frå Oseberg B. Fordi det er planlagt kontinuerleg boring frå Oseberg B til brønnmål i Osebergfeltet, vil det sannsynlegvis ikkje bli aktuelt å bora ein produksjonsbrønn til 30/6-17-funnet før i 2007.

30/9-19 Utvinningsløyve 079, 190. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS

Ressursar Olje: 2,3 mill. Sm³. Gass: 5,9 milliardar Sm³

30/9-19-funnet vart påvist i 1998. Det er ein 14 meter tjukk oljekolonne med gasskappe i deltastrukturen på Osebergfeltet. Reservoaret ligg på ca. 3200 meters djup, og det er oppbygd av sandstein av mellomjura alder (Tarbert- og Nessformasjonane). Ein arbeider no med PUD for funnet, og planen er å levera PUD til styresmaktene i juli 2005.



6507/3-3 Idun	Utvinningsløyve 159. Operatør: Statoil ASA
Ressursar	Gass: 13,2 milliardar Sm ³ . NGL: 0,9 mill. tonn. Kondensat: 0,3 mill. Sm ³

6507/3-3 Idun ligg mellom Heidrun og Norne i eit forkasta område på Dønnterrassen i Nordland II-området. Funnet inneheld gass. Reservoaret er oppbygt av sandsteinsbergartar av mellomjura alder. Toppen av reservoaret ligg på om lag 3330 meters djup.

Ein arbeider med fleire utbyggingsalternativ for funna i området. Per i dag er ei havbotnløysing knytt til eit framtidig feltcenter på 6507/5-1 Skarv mest sannsynleg. I 2005 kan det bli gjort vedtak om å byggja ut funna i området og velja utbyggingskonsept.

6507/5-1 Skarv	Utvinningsløyve 159, 212, 212 B, 262. Operatør: BP Norge AS
Ressursar	Olje: 14,1 mill. Sm ³ . Gass: 38,4 milliardar Sm ³ . NGL: 6,1 mill. tonn. Kondensat: 3,9 mill. Sm ³

6507/5-1 Skarv vart påvist i 1998 og inneheld olje og gass i sandstein av jura og krit alder i tre forkastingssegment. Funnet ligg ca. 200 km utanfor kysten av Helgeland, hovudsakleg i utvinningsløyve 212, men òg i utvinningsløyva 262 og 159. Havet er ca. 400 meter djupt.

Skarv kan bli eit feltcenter for oljeutvinning og gasseskport ved at det blir knytt til eksisterande infrastruktur. Ein reknar med at ei utbygging vil basera seg på eit sjølvstendig utbyggingskonsept. Både produksjonsskip og ei halvt nedsenkbar produksjonsinnretning er under vurdering. Utbyggingsløyvinga og tidspunktet for oppstart er avhengig av ei løysing for eksport av gassen.

7122/7-1 Goliat	Utvinningsløyve 229. Operatør: Eni Norge AS
Ressursar	Olje: 6,9 mill. Sm ³

Oljefunnet 7122/7-1 Goliat ligg mellom Snøhvitfeltet og Hammerfest. Reservoaret er sandsteinsbergartar av seintrias til mellomjura alder, ca. 1100 meter under havflata. Funnet er oppbygt av ei mengd strukturelle segment opp mot Troms–Finnmark-forkastinga.

Det er planlagt boring i 2005 for å avklara om funnet kan byggjast ut.



Vedteke i utvinningsløyvet

25/4-9 S Vilje Utvinningsløyve 036. Operatør: Norsk Hydro Produksjon AS

Ressursar Olje: 8,9 mill. Sm³

25/4-9 S Vilje ligg ca. 11 km nord-nordaust for Heimdalfeltet og 5 km sørvest for Vale. Havet i området er ca. 120 meter djupt. Reservoaret er turbidittsandstein av paleocen (tidleg tertiar) alder, omkring 2150 meter under havflata. Funnbrønnen påviste ein ca. 65 meter høg oljekolonne i sand frå Heimdalleddet i Listaformaasjonen.

Norsk Hydro Produksjon AS leverte på vegner av rettshavarane PUD for Vilje 23.12.2004 og planen blei godkjend 18.03.2005. Etter planen skal Vilje byggjast ut med to havbotnbrønningar som skal knytast opp mot det komande Alvheim FPSO. Utvinninga av ressursane skal gå føre seg med naturleg vassdriv. Produksjonen skal ta til i februar 2007.

33/12-8 A Skinfaks Utvinningsløyve 152. Operatør: Statoil ASA

Ressursar Olje: 3,0 mill. Sm³. Gass: 1,5 milliardar Sm³. NGL: 0,3 mill. tonn.
Kondensat: 0,2 mill. Sm³

33/12-8 Skinfaks ligg i Gullfaksområdet, og inneheld gass i den øvre delen, medan den nedre delen av reservoaret er oljefyllt. Reservoaret er sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder og Statfjordformaasjonen av tidlegjura alder. Skinfaksfunnet inneheld fleire reservoar i separate, roterte forkastingsblokker. Brentreservoaret ligg på ca. 2800 meters djup og Statfjordreservoaret på 3300 meters djup.

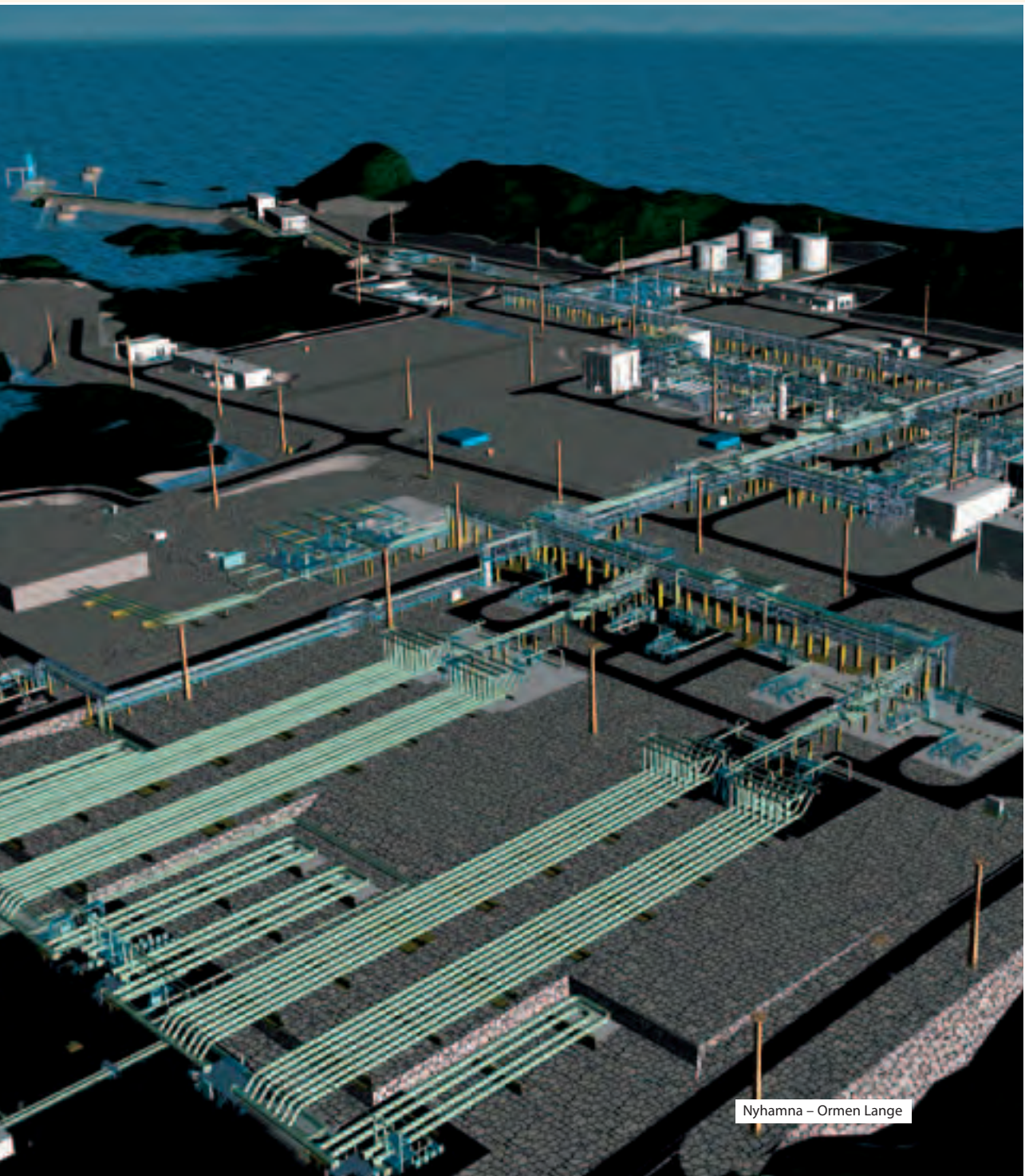
Styresmaktene fekk PUD for utbygginga i desember 2004. Skinfaks skal etter planen byggjast ut med ei havbotnramme og ein satellittbrønn, og med røyrleidningar til Gullfaks Sør for vidare transport i eksisterande røyr til Gullfaks C. Utbygginga blir samordna med ei tilleggsutbygging av Rinfaks og Gullfaks Sør. Skinfaks vil bli inkludert i Gullfaks Sør. Produksjonen skal ta til i 2007.

Planen for utbygging og drift for Skinfaks vart godkjend av Kongen i statsråd 11.02.2005.



13

Rørleidningar, landanlegg og anna infrastruktur



Gassledrørleidningar	159
Europipe I	159
Europipe II	160
Franpipe	160
Norpipe Gassrør	160
Oseberg Gasstransport (OGT).....	160
Statpipe	161
Vesterled.....	161
Zeepipe	161
Åsgard Transport.....	162

Gassledlandanlegg

Kollsnes gassbehandlingsanlegg	162
Kårstø gassbehandlings og kondensatanlegg	162

Andre rør

Draugen Gasseksport.....	163
Grane Gassrør	163
Grane Oljerør.....	164
Haltenpipe	164
Heidrun Gasseksport	165
Kvitebjørn Oljerør	165
Langeled	166
Norne Gasstransportsystem (NGTS)	166
Norpipe: Norpipe Oil AS	167
Oseberg Transportsystem (OTS)	168
Sleipner Øst kondensatrørleidning	168
Troll Oljerør I	169
Troll Oljerør II.....	169

Andre landanlegg

Mongstad terminalen	170
Stureterminalen.....	170
Tjeldbergodden	171
Vestprosess	171

E-drift på norsk kontinentalsokkel	173
---	-----

Transportkapasitetane som er oppgjevne, legg til grunn standardføresetnader for trykkforhold, energiinnhald i gassen samt vedlikehaldsdagar og fleksibilitet i drifta.



Kartet over viser eksisterande og planlagde rørleidningar



Gassled-rørleidningar

Operatør: Gassco AS

Rettsnavarar:

Petoro AS ¹	38,29 %
Statoil ASA	20,38 %
Norsk Hydro Produksjon AS	11,13 %
Total E&P Norge AS	9,04 %
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	5,18 %
Norske Shell Pipelines AS	4,68 %
Mobil Development Norway AS	4,58 %
Norsea Gas AS	3,02 %
Norske ConocoPhillips AS	2,03 %
Eni Norge AS	1,67 %

¹ Frå hausten 2005 vil det bli ei endring av eigardelane som følgje av ferdigstilling av utvidinga av Kårstø Gassbehandlingsanlegg. Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 9,5 prosent med verknad frå 01.01. 2011, og dei andre partanes deltakardel skal redusertast proporsjonalt med verknad frå same dato.

Stortinget bad våren 2001 departementet om å invitere dei aktuelle selskapa til forhandlingar med sikte på å etablere ein heilskapleg eigarstruktur for gasstransport. I Gassled er eigarskapane i ni gasstransportanlegg slått saman til eitt interessentskap. Gassled-eigaravtalen vart underskriven 20. desember 2002 med verknad frå 01.01.2003. Konesjonsperioden for Gassled er slutt i 2028. Desse anlegga er med i Gassled: Zeepipe, Europipe I, Europipe II, Franpipe, Statpipe (inkludert dei transportrelaterte anlegga på Kårstø), Vesterled, Oseberg Gasstransport, Åsgard Transport og Norpipe. Frå 01.02.2004 er òg gassbehandlingsanlegget på Kollsnes ein del av Gassled. Gassled er organisert i ulike soner for tilgjenge og tariffing. Meir utfyllande informasjon om Gassled og organisering av gasstransportverksemda finn ein på www.gassco.no. Gassco er operatør for Gassled og nokre andre gassrørleidningar. Gassco held til på Bygnes i Karmøy kommune i Rogaland. Herifrå blir gassleveransar koordinerte gjennom rørleidningsnettet frå felta i Nordsjøen og Norskehavet til landanlegg i Noreg og til mottaksterminalane på kontinentet og i Storbritannia. Gassco koordinerer og styrer gasstraumane gjennom eit nettverk på ca. 6 600 km rørleidningar, og handterer all transport av norsk gass til marknaden. Gassled eig rørleidningane som er omtala nedanfor, og dei blir opererte av Gassco.

Europipe I

Europipe I startar ved stigerøyrinnretninga Draupner E og endar i Emden, Tyskland. Europipe I vart sett i drift i 1995. Rørleidningen har ein diameter på 40", er 660 km lang og har ein kapasitet på 46 – 54 mill. Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 20,7 mrd. 2005-kroner.

(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, Tyskland. Rørleidningen vart sett i drift i 1999. Europipe II har ein diameter på 42", er 650 km lang og har ein kapasitet på ca. 71 mill. Sm³ per dag. Europipe II er bygd for ei levetid på 50 år. Total investeringar ved oppstart var om lag 9,3 mrd. 2005-kroner.

(Tilleggsavtale 19. mai 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. september 2001.)

Franpipe

Franpipe startar ved stigerøyrinnretninga Draupner E i Nordsjøen og endar ved mottaksterminalen i Dunkerque, Frankrike. Terminalen er etablert som eit eige eigarskap der Gassled-interessentskapet eig 65 prosent og Gaz de France 35 prosent. Rørleidningen vart sett i drift i 1998. Franpipe har ein diameter på 42", er 840 km lang og har ein kapasitet på ca. 52 mill. Sm³ per dag. Franpipe er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 9,6 mrd. 2005-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 i Norseas Gas-terminalen i Emden, Tyskland. Norseas Gas-terminalen, som Gassled òg eig, reinsar og målar gassen før han blir distribuert vidare. Rørleidningen vart sett i drift i 1977. Norpipe har ein diameter på 36", og er 440 km lang. To stigerøyrinnretningar, 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. Transportkapasitet på ca. 35 mill. Sm³ per dag utan bruk av kompressor-kapasiteten på stigerøyrinnretninga B11. Kapasiteten aukar til 42 - 43 mill. Sm³ per dag ved bruk av kompresjon på B11. Norpipe vart bygd for ei levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetida blir jamleg vurdert. Totale investeringar ved oppstart var om lag 25,6 mrd. 2005-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 stigerøyrinnretninga på Heimdal. Rørleidningen vart sett i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har ein diameter på 36", er ca. 109 km lang og har ein kapasitet på ca. 40 mill. Sm³ per dag. Oseberg Gasstransport er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,84 mrd. 2005-kroner.

Statpipe

Statpipe omfattar eit 880 km langt røyrleidningssystem med ei stigerøyrinnretning og eit gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet vart sett i drift i 1985. Statpipe Rikgass startar ved Statfjord og endar på Kårstø. Røyrleidningen har ein diameter på 30", er 308 km lang og har ein kapasitet på ca. 25 mill. Sm³ per dag. Statpipe Tørrgass er tredelt. Ein del startar på Kårstø og endar på Draupner S. Denne røyrleidningen har ein diameter på 28", er ca. 228 km lang og har ein kapasitet på ca. 20 mill. Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Den andre delen går ut frå stigerøyrinnretninga på Heimdal og endar på Draupner S. Han har ein diameter på 36", er ca. 155 km lang og har ein kapasitet på ca. 30 mill. Sm³ per dag. Den tredje delen er røyrleidningen frå Draupner S til Ekofisk. Han har ein diameter på 36", er ca. 203 km lang og har ein kapasitet på ca. 30 mill. Sm³ per dag. Røyrleidningane frå Heimdal til Draupner S og frå Kårstø til Draupner S kan òg brukast til reversert strøyming. Totale investeringar ved oppstart var om lag 44,4 mrd. 2005-kroner (ekskl. gassbehandlingsanlegget på Kårstø).

Vesterled

Røyrleidningen Vesterled startar på stigerøyrinnretninga på Heimdal og endar i St. Fergus, Skottland. Han vart sett i drift i 1978. Vesterled har ein diameter på 32", er ca. 350 km lang og har ein kapasitet på 36 mill. Sm³ per dag. Totale investeringar ved oppstart var om lag 31,4 mrd. 2005-kroner. (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 er etablert som eit eige eigarskap der Gassled-interessentskapet eig 49 prosent og belgiske Fluxys 51 prosent. Røyrleidningen vart sett i drift i 1993. Zeepipe I har ein diameter på 40", er ca. 814 km lang og har ein kapasitet på ca. 41 mill. Sm³ per dag. I tillegg består Zeepipe I av ein røyrleidning på 30" mellom Sleipner og Draupner S. Denne røyrleidningen har ein kapasitet på 29 mill. Sm³ per dag. Zeepipe II A startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på stigerøyrinnretninga på Sleipner. Røyrleidningen vart sett i drift i 1996. Zeepipe II A har ein diameter på 40", er ca. 303 km lang og har ein kapasitet på 57 mill. Sm³ per dag. Arbeid er starta for å auke kapasiteten i Zeepipe II A til 72 mill. Sm³ per dag og 71 mill. Sm³ per dag i Zeepipe II B. Denne kapasiteten vil vere tilgjengeleg frå 01.10.2005 for Zeepipe II B og 01.10.2006 for Zeepipe II A. Zeepipe II B startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på Draupner E. Denne røyrleidningen vart sett i drift i 1997. Zeepipe II B har ein diameter på 40", er ca. 300 km lang og har ein kapasitet på 60 mill. Sm³ per dag. Zeepipe er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 23,5 mrd. 2005-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Belgia om transport av gass frå norsk kontinentalsokkel og andre område gjennom røyrleidning 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. Røyrleidningen vart sett i drift i 2000. Han har ein diameter på 42", er ca. 707 km lang og har ein kapasitet på ca. 69 mill. Sm³ per dag. Åsgard Transport er bygd for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstart var om lag 10,2 mrd. 2005-kroner.

Gassled-landanlegg

Kollsnes gassbehandlingsanlegg

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes i Øygarden kommune i Hordaland er ein del av Gassled. Anleggsarbeidet på Kollsnes tok til i 1991, og første del stod ferdig 01.10.1996, då dei kontraktfeste gassleveransane frå Troll tok til. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert før han går til kontinentet. Kondensatet går vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. I samband med at Kvitebjørn, og seinare Visund, vil sende gassen til Kollsnes for behandling er anlegget utvida med eit anlegg for NGL-ekstraksjon frå 01.10. 2004. Gassbehandlingsanlegget har no ein kapasitet på 146 mill. Sm³ per dag og 11 000 Sm³ med kondensat per dag.

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

På Kårstø gassbehandlingsanlegg blir rikgassen separert og fraksjonert til metan, etan, propan, isobutan, normalbutan og nafta. Metanet og noko av etanet, tørrgass, blir transportert i røyrleidning frå Kårstø. Kårstø kondensatanlegg tek imot ustabilisert kondensat frå Slepner-kondensatleidningen 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. I 2004 kom det 592 skip til Kårstø, og terminalen skipa ut meir enn 8 millionar tonn væske.

Anlegga på Kårstø har fire fraksjonerings-/destillasjonsliner for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline for stabilisering av kondensat. Kapasitet på gassbehandlingsanlegget er 70 mill. Sm³ per dag rikgass. Kondensatanlegget har ein kapasitet på ca. 5,5 mill. tonn ikkje stabilisert kondensat per år, og etananlegget har ein kapasitet på 620 000 tonn per år. Gassbehandlingsanlegget på Kårstø blir no utvida til 88 mill. Sm³ per dag og skal vera klar til oppstart frå 01.10 2005.



Andre røyr Draugen Gasseksport

Operatør	A/S Norske Shell ¹	
Rettskavarar	Petoro AS ²	47,88 %
	BP Norge AS	18,36 %
	A/S Norske Shell	26,20 %
	ChevronTexaco Norge AS	7,56 %
Investeringar	Total investering ved oppstart var om lag 1 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Ca. 2 mrd. Sm ³ per år	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	

¹ Etter planen skal operatørskapet overførast til Gassco AS.

² Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 9,5 prosent med verknad frå 01.01. 2011, og deltakardelen til dei andre partane skal redusert tilsvarende med verknad frå same dato.

Planen for anlegg og drift av Draugen Gasseksport vart godkjend i april 2000. Røyrleidningen knyter Draugenfeltet til Åsgard Transport og gjer det mogleg å knyta til andre felt i området. Lengda på røyrleidningen frå Draugenfeltet til Åsgard Transport er 78 km, og dimensjonen er 16". Røyrleidningen vart sett i drift i november 2000.

Grane Gassrøyr

Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Som for Granefeltet	
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 0,3 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	Ca. 3,6 mrd. Sm ³ per år	

Planen for anlegg og drift av Grane Gassrøyr vart godkjend i juni 2000. Røyrleidningen 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 Gassrøyr. Røyrleidningen går frå stigerøyrinnretninga på Heimdal til Grane og er 50 km lang, med ein dimensjon på 18".

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 oppstart var om lag 1,53 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	34 000 Sm ³ olje per dag	

Planen for anlegg og drift av Grane Oljerør vart godkjend i juni 2000. Rørleidningen kom i drift samtidig med Granefeltet i september 2003. Grane Oljerør knyter Granefeltet til Stureterminalen. Rørleidningen er 220 km lang og har ein diameter på 29".

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 oppstart var om lag 2,75 mrd. 2005-kroner i rørleidning og terminal	
Levetid	Konsesjonstida er over ved utgangen av år 2020	
Kapasitet	2,2 mrd. 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" og ei lengd på 250 km. Statoil ASA og Norske Conoco-Phillips AS har bygt ein metanolfabrikk nær ilandføringsterminalen, der gassen frå Heidrun blir nytta til å framstilla metanol. Gassleveransane til metanolanlegget utgjer kvart år ca. 0,7 mrd. 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 oppstart var om lag 0,9 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Ca. 4,0 mrd. Sm ³ per år	

¹ Etter planen skal operatørskapet overført til Gassco AS.

Styresmaktene fekk søknad om plan for anlegg og drift av Heidrun Gasseksport i 1997, og eit tillegg til han i mars 1999. Departementet gav våren 2000 løyve til anlegg og drift av Heidrun Gasseksport. Rørleidningen knyter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Lengda på rørleidningen frå Heidrun til Åsgard Transport er om lag 37 km. Diameteren er 16". Rørleidningen kom i drift i februar 2001.

Kvitebjørn Oljerøyr (KOR)

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	Statoil ASA	50,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	15,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 0,51 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 25 år	
Kapasitet	Ca. 10 000 Sm ³ per år	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy	

Kvitebjørn Oljerøyr skal transportera kondensatet frå Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen er kopla inn på Y-koplinga på Troll Oljerøyr II. Rørleidningen har ein diameter på 16" og ei lengd på om lag 90 km. Rørleidningen vart sett i drift siste halvår 2004.

Langeled

Operatør	Norsk Hydro Produksjon AS	
Rettskavarar	Petro AS	32,95 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	17,61 %
	A/S Norske Shell	16,50 %
	Statoil ASA	14,99 %
	DONG Norge AS	10,22 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	6,95 %
	Norske ConocoPhillips AS	0,78 %

I plan for anlegg og drift er totale investeringar ved oppstart estimert til om lag 20,3 mrd. 2005-kroner. Før drifta startar opp, skal eigardelar i Langeled fastsetjast ut frå oppdaterte kostnadsestimat.

Gasstransportsystemet Langeled skal transportera gass frå landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via eit tilknytingspunkt på stigerøyrinnretninga på Sleipner til ein ny mottaksterminal i Easington på austkysten av England. Transportsystemet er ein 42" røyrleidning frå Nyhamna til Sleipner (nordleg røyrleidning) og ein 44" røyrleidning frå Sleipner til Easington (sørleg røyrleidning). Kapasiteten i den nordlege røyrleidningen blir vel 80 mill. Sm³ per dag, og kapasiteten i den sørlege røyrleidningen blir ca. 70 mill. Sm³ per dag. Transportsystemet skal ha ei samla lengd på om lag 1200 km. Den sørlege røyrleidningen skal setjast i drift i oktober 2006, den nordlege røyrleidningen i oktober 2007. Hydro blir operatør i utbyggingsfasen, medan Gassco blir operatør i driftsfasen.

Norne Gasstransportsystem (NGTS)

Operatør	Gassco AS	
Rettskavarar	Petro AS	54,00 %
	Statoil ASA	25,00 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	8,10 %
	Eni Norge AS	6,90 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,1 mrd. 2005-kroner.	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Ca. 3,6 mrd. Sm ³ per år	

Styresmaktene fekk søknad om plan for anlegg og drift av NGTS i 1997, og eit tillegg til han i april 1999. Departementet gav våren 2000 løyve til anlegg og drift av NGTS. Røyrleidningen knytter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda på røyrleidningen frå Nornefeltet til Åsgard Transport er om lag 126 km. Diameteren er 16". Røyrleidningen kom i drift i februar 2001.

Norpipe Oljerørledning:

Eigar:	Norpipe Oil AS ¹	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Eigarar i Norpipe Oil AS	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,05 %
	Total E&P Norge AS	34,93 %
	Statoil ASA	20,00 %
	Eni Norge AS	6,52 %
	Norsk Hydro Produksjon AS	3,50 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 15,8 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Rørledningen er bygd for ei levetid på minimum 30 år Den tekniske levetida til ledningen blir jamleg vurdert	
Kapasitet	Designkapasiteten for oljerørledningen er ca. 53 mill. 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	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

¹ SDØE får fem prosent i Norpipe Oil AS frå 15.10.2005 i og med at Statoil misser ein eigerdel på fem prosentpoeng i Norpipe Oil AS.

Oljerørledningen som Norpipe Oil AS eig, kryssar britisk kontinentalsokkel og kjem i land i Teesside i Storbritannia. Han er om lag 354 km lang og har ein diameter på 34". Utgangspunktet er Ekofisk feltcenter, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 km nedstrøms Ekofisk er det eit innkoplingspunkt for britiske felt. To stigerørinnretningar med tre pumper kvar har tidlegare vore knytte til oljerørledningen, men vart forbikopla, 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. Desse selskapa blir drivne av Conoco-Phillips. Rørledningen transporterer olje frå dei fire Ekofiskfelta (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå felta Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar og frå fleire britiske felt.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om levering av petroleum gjennom ein rørledning frå Ekofiskfeltet og områda rundt til Storbritannia (referert i St.prp. nr. 110 (1972–73) og Innst. S. nr. 262 (1972–73).)

Oseberg Transportsystem (OTS)

Operatør	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 AS	4,33 %
	Norske ConocoPhillips AS	2,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 9,5 mrd. 2005-kroner	
Kapasitet	121 000 Sm ³ per dag (teknisk kapasitet), 990 000 Sm ³ lagerkapasitet	
Levetid	Rørleidningen er bygd for ei levetid på 40 år	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Oljen frå Osebergfeltet blir transportert i ein 115 km lang rørleidning frå A-innretninga til råoljeterminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørleidningen har ein dimensjon på 28". Rettskavarane til Oseberg har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen. Interessentskapet har gjort avtalar med rettskavarane til felte Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra om transport av olje og kondensat derifrå via Oseberg A og gjennom oljerørleidningen til Stureterminalen. Olje og NGL frå Frøy vart transportert frå TCP2-innretninga på Friggfeltet til Oseberg A gjennom Frostpipe. Etter at Frøy vart stengd ned i mars 2001, vart Frostpipe fylt med sjøvatn og preservert for gjenbruk innan 2005. OTS-interessentskapet har gjort avtale med Grane-utskiparane om mottak, lagring og utskipping av oljen frå Grane.

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 oppstart var om lag 1,53 mrd. 2005-kroner	
Kapasitet	200 000 fat per dag	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

Etter at det var gjort vedtak om å endra ilandføringsstad for kondensatet frå Sleipner Øst frå Teesside i Storbritannia til Kårstø i Noreg, la rettskavarane til Sleipner ein rørleidning frå Sleipner A til Kårstø, og stod for den nødvendige utvidinga av anlegget på Kårstø. Stortinget godkjende bygginga av rørleidningen i desember 1989. Leveransane av kondensat frå Sleipner Øst tok til i 1993. Kondensatet blir transportert uprosessert gjennom den 245 km lange rørleidningen til terminalen på Kårstø, der det blir fraksjonert i kommersielle våtgassprodukt og stabilt kondensat. Rørleidningen har ein diameter på 20". Kondensatet frå Sleipner Vest, Loke, Sigyn og Gungne har og vore transportert gjennom denne rørleidningen sidan 1997.

Troll Oljerøyr I

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	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	3,70 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,12 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Troll Oljerøyr I er bygd for ei levetid på 35 år	
Kapasitet	42 500 Sm ³ olje per dag med bruk av flytforbetrar	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

Troll Oljerøyr I er bygd for å transportera oljen frå Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Planen for anlegg og drift av røyrleidningen vart godkjend i desember 1993. Røyrleidningen har ein diameter på 16" og ei lengd på 85 km. Eigargruppa i Troll har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av røyrleidningen. Troll Oljerøyr I stod klar då oljeproduksjonen frå Troll B tok til i september 1995. Konesjonsperioden for røyrleidningen er slutt i 2023.

Troll Oljerøyr II

Operatør	Statoil ASA	
Rettskavarar	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	3,70 %
	Norske ConocoPhillips AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,02 mrd. 2005-kroner	
Levetid	Troll Oljerøyr II er bygd for ei levetid på 35 år	
Kapasitet	Dagens kapasitet er 40 000 Sm ³ olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røyra er 47 500 Sm ³ olje per dag (utan bruk av flytforbetrar)	
Driftsorganisasjon	Bygnes, Karmøy og Kårstø, Tysvær	

Troll Oljerøyr II er bygd for å transportera oljen frå Troll C til oljeterminalen på Mongstad. Planen for anlegg og drift av røyrleidningen vart godkjend i mars 1998. Røyrleidningen har ein diameter på 20" og ei lengd på 80 km. Han stod ferdig til oppstarten av Troll C 01.11.1999. Olje frå Fram og Kvitebjørn blir transportert gjennom Troll Oljerøyr II. Konesjonsperioden for røyrleidningen er slutt i 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 sprengde ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har til saman ein lagringskapasitet på 1,5 mill. m³ råolje. Kvart år kjem det ca. 500 skip til terminalen.

Råoljeterminalen vart bygd for å sikra avsetjing av bøyelasta råolje. Råoljen frå felt med bøyelasting (Gullfaks, Draugen, Norne, Åsgard, Heidrun med fleire) 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 for bøyelastarar frå Heidrun.

Stureterminalen

Eigarar	Stureanlegget er med i interessentskapet for Oseberg Transport-system (OTS), og eigarforholdet er det same som for Oseberg Transportsystem (OTS). Unntaket er LPG-eksportfasilitetane som Norsk Hydro Produksjon AS eig (LPG-kjølelager og eksportfasilitetar til skip) og Vestprosess DA (eksportfasilitetar 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. Frå hausten 2003 byrja Stureterminalen òg å ta imot olje frå Granefeltet via Grane oljerøyr. 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 mill. Sm³, ei LPG-kaverne på 60 000 Sm³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 Sm³. Ei separat eining for behandling av VOC frå tankskip er installert.

I mars 1998 gav departementet 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-mix.

Produsert LPG-mix 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 A	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 røyret Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 mrd. Sm³, som gjev 830 000 tonn metanol.

I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har i tillegg reist eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 mill. Sm³ per år.

Norferm AS, som Statoil ASA og DuPont eig, produserer bioprotein på Tjeldbergodden. Bioprotein-fabrikken har eit designforbruk på 25 mill. m³ metangass, eller tre prosent av gassen som kjem frå Heidrun. Designkapasiteten er 10 000 tonn bioprotein 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 NGL (våt-gass).

Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999. Gjennom ein 56 km lang røyrløydning 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. Fraksjoneringsprodukt, propan og butan, blir lagra i kaverner og seinare eksportert. Vestprosess-anlegget nyttar overskotsenergi og hjelpetenester frå raffineriet.



Kartet over viser fiberkabelnettet på kontinentalsokkelen



E-drift på norsk kontinentalsokkel

E-drift innanfor petroleumsverksemda inneber å ta i bruk (nær) sanntidsdata for å integrera arbeidet mellom organisasjonar og mellom fagområde, og på den måten oppnå raskare og betre avgjersler i alle fasar av verksemda. Med dagens teknologi blir felta kopla opp med breiband til land, og det gjer at personell på land kan få tilgang til informasjon samtidig som personell på innretningane. Når feltdata er tilgjengelege i sanntid for relevante faggrupper, kan organisasjonen på land hjelpa meir effektivt til med støtte, overvaking og styring.

E-drift kan medverka til å vinna ut meir ressursar, redusera kostnadene og auka tryggleiken. Denne vurderinga er basert på at e-drift vil gje betre utnytting av informasjonen som blir samla inn, og meir automatisering. Det vil òg føra til at færre må arbeida på innretningane. Med redusert bemanning vil kostnadene minka og risikobiletet bli gunstigare.

Situasjonen i dag

På store delar av norsk kontinentalsokkel er det lagt ut fiberkablar. Det gjev eit svært godt utgangspunkt for e-drift, og mange innretningar har alt tilgang til breibandskommunikasjon. Dette er ein føresetnad for å kunna overføra store datamengder. For å kunna utnyttja den digitale infrastrukturen trengst det løysingar som gjev tilgang for tredjepartar, med høveleg deling av kostnadene og tilstrekkeleg sikring av informasjon. Kartet på forrige side viser fiberkabelnettet på kontinentalsokkelen.

Ein har kome lengst i 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, og data er dermed tilgjengelege for både teknisk personell, boreingenjører og

reservoargeologar til same tid. Når det gjeld drift og vedlikehald, har ein ikkje kome like langt, men nokre selskap har teke i bruk denne typen teknologi og arbeidsprosessar i produksjonsstyringa. Fleire operatørar har alt etablert driftssenter på land, knytte til operasjonsrom på innretningane. Det er òg mogleg å kopla seg opp til operasjonsrom andre stader i verda.

Utviklinga vidare

For utbygging i framtida vil e-drift bli eit viktig element, slik ein alt no ser på Kristin-, Snøhvit- og Ormen Lange-felta som er under utbygging. Der det lønner seg, vil eksisterande felt kunna knyta seg til digital infrastruktur for å ta i bruk den nye teknologien.

Endringar i arbeidsmåtar og fordeling av oppgåver mellom hav og land og mellom operatørar og leverandørar vil kunna skapa nye organisasjonsstrukturar og knyta personar og organisasjonar saman, uavhengig av den fysiske plasseringa.

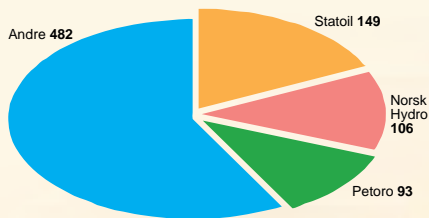
For å få ut potensialet som e-drift kan gje, er det nødvendig å samordna felt, operatørar og leverandørar. Difor er standardisering viktig. For eldre felt er utfordringa å tilpassa ambisjonsnivået og framdriftsplanen slik at løysingane kan akseptast og takast i bruk i god tid før feltet blir nedstengt.

Leverandørar, oljeselskap og forskingsinstitusjonar driv forskning og utvikling. Tekniske løysingar finst, men det trengst meir forskning og utvikling for å gjera data om til nyttig informasjon og kunnskap i å utvikla avanserte sensorar som er driftssikre over tid, i tillegg til trådlause kommunikasjonsløysingar på innretningane. Det er òg nødvendig å finna organisatoriske løysingar slik at ein får til nødvendig integrering på tvers av fag og geografisk plassering, og mellom ulike leverandørar og oljeselskap.

14

Operatørar og rettshavarar





Utvinningsløyve

Tabellen nedanfor viser ei oversikt over operatørar og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på norsk kontinentalsokkel. Det er 249 aktive utvinningsløyve, men 251 operatørskap. Både Statoil ASA og Norsk Hydro Produksjon AS er operatørar i utvinningsløyva 085 og 085B. I tillegg er Gassco AS operatør for gassrørleidningsnettet. Fleire opplysningar om utvinningsløyve finst på Faktasidene på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no.

	Operatørskap	Utvinningsløyve	Felt
Amerada Hess Norge AS	1	9	4
A/S Norske Shell	10	19	7
BG Norge AS	2	6	
BP Norge AS	14	20	5
ChevronTexaco Norge AS	2	9	1
CNR International (Norway) AS	1	1	1
ConocoPhillips Skandinavia AS	10	13	9
Det Norske Oljeselskap AS	3	9	1
DONG Norge AS	4	29	6
Eni Norge AS	11	48	16
Enterprise Oil Norge AS	1	17	10
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	17	34	16
Kerr-McGee Norway AS	1	1	
Lundin Norway AS	5	13	2
Marathon Petroleum Norge AS	10	19	4
Mobil Development Norway AS	1	24	8
Norske ConocoPhillips AS	1	22	13
Norsk Hydro Produksjon AS	53	106	40
Paladin Resources Norge AS	4	26	5
Pertra AS	4	8	2
RWE Dea Norge AS	3	23	7
Statoil ASA	77	149	45
Talisman Energy Norge AS	7	11	2
Total E&P Norge AS	9	62	36
Endeavour Energy Norge AS		10	2
E.ON Ruhrgas Norge AS		5	1
Gaz de France Norge AS		21	3
Idemitsu Petroleum Norge AS		4	6
Mærsk Oil Norway AS		1	
Noble Energy (Europe) Limited		1	
Norske AEDC A/S		1	1
Petoro AS		93	40
Revus Energy AS		11	3
Svenska Petroleum Exploration AS		5	2

15

Adresseliste for styresmakter
og rettshavarar





STYRESMAKTER

Olje- og energidepartementet

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 65

Oljedirektoratet

Postboks 600, 4003 Stavanger
Tlf. 51 87 60 00, faks 51 55 15 71

Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad

Postboks 787, 9488 Harstad
Tlf. 77 01 83 50, faks 77 06 38 95

Arbeids- og sosialdepartementet

Postboks 8019 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 87 11

Petroleumstilsynet

Postboks 599, 4003 Stavanger
Tlf. 51 87 60 50, faks 51 87 60 80

Finansdepartementet

Postboks 8008 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 10

Miljøverndepartementet

Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 60

OPERATØRAR

Amerada Hess Norge AS

C.J. Hambros plass 2C, 0164 Oslo
Tlf. 22 94 00 00, faks 22 42 63 27

A/S Norske Shell

Postboks 40, 4098 Tananger
Tlf. 51 69 30 00, faks 51 69 30 30

BG Norge AS

Postboks 780 Sentrum, 4004 Stavanger
Tlf. 51 20 59 00, faks 51 20 59 90

BP Norge AS

Postboks 197 Forus, 4065 Stavanger
Tlf. 52 01 30 00, faks 52 01 30 01

ChevronTexaco Norge AS

Postboks 97 Skøyen, 0212 Oslo
Tlf. 22 13 56 60, faks 22 13 56 90

CNR International (Norway) AS

c/o Wikborg, Rein & Co.
Postboks 1513 Vika, 0117 Oslo
Tlf. 22 82 75 00, faks 22 82 75 01

ConocoPhillips Skandinavia AS

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

Det Norske Oljeselskap AS

Postboks 1345 Vika, 0113 Oslo
Tlf. 23 23 84 80, faks 23 23 84 81

DONG Norge AS

Postboks 450 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 62 50, faks 51 50 62 51

Eni Norge AS

Postboks 101 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 51 57 48 00, faks 51 57 49 30

Enterprise Oil Norge AS

c/o A/S Norske Shell
Postboks 40, 4098 Tananger
Tlf. 51 69 30 00, faks 51 69 30 30

**ExxonMobil Exploration
and Production Norway AS**

Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60

Gassco AS

Postboks 93, 5501 Haugesund
Tlf. 52 81 25 00, faks 52 81 29 46

Kerr-McGee Norway AS

Postboks 1233, 5811 Bergen
Tlf. 55 21 52 00, faks 55 21 52 01

Lundin Norway AS

Strandveien 50 D, 1366 Lysaker
Tlf. 67 10 72 50, faks 67 10 72 51

Marathon Petroleum Norge AS

Postboks 480 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 63 00, faks 51 50 63 01

Mobil Development Norway AS

c/o Esso Norge AS
Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60

Norsk Hydro Produksjon AS

Drammensveien 264, 0246 Oslo
Tlf. 22 53 81 00, faks 22 53 22 34

Norske ConocoPhillips AS

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

Paladin Resources Norge AS

Postboks 530 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 51 50 62 00, faks 51 50 62 26

Pertra AS

Postboks 482, 7405 Trondheim
Tlf. 73 98 30 00, faks 73 98 30 10

RWE Dea Norge AS

Postboks 243 Skøyen, 0213 Oslo
Tlf. 21 30 30 00, faks 21 30 30 99

Statoil ASA

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

Talisman Energy Norge AS

Postboks 649 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 52 00 20 00, faks 52 00 15 00

Total E&P Norge AS

Postboks 168 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 50 30 00, faks 51 72 66 66

ANDRE RETTSHAVARAR

E.ON Ruhrgas Norge AS

Postboks 640 Sentrum, 4003 Stavanger

Tlf. 51 51 74 00, faks 51 51 74 10

Endeavour Energy Norge AS

Postboks 44, 3671 Notodden

Tlf. 22 01 04 70, faks 22 01 04 71

Gaz de France Norge AS

Postboks 242 Forus, 4066 Stavanger

Tlf. 52 04 46 00, faks 52 04 46 01

Idemitsu Petroleum Norge AS

Postboks 1844 Vika, 0123 Oslo

Tlf. 23 23 85 00, faks 23 23 85 01

Mærsk Oil Norway AS

Postboks 244, 1326 Lysaker

Tlf. 67 10 76 00, faks 67 10 76 01

Noble Energy (Europe) Limited

Suffolk House, 154 High Street, Sevenoaks,

Kent, TN13 1XE

Tlf. +44 01732 741 999, faks +44 01732 464 140

Norske AEDC A/S

Postboks 207 Sentrum, 4001 Stavanger

Tlf. 51 91 70 40, faks 51 91 70 41

Petoro AS

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger

Tlf. 51 50 20 00, faks 51 50 20 01

Revus Energy AS

Postboks 230 Sentrum, 4001 Stavanger

Tlf. 51 50 63 50, faks 51 50 63 51

Svenska Petroleum Exploration AS

c/o KPMG AS

Petroleumsveien 6, 4064 Stavanger

Tlf. 51 91 47 00, faks 51 81 48 00

ANDRE

Oljeindustriens Landsforening (OLF)

Postboks 8065 Postterminalen, 4068 Stavanger

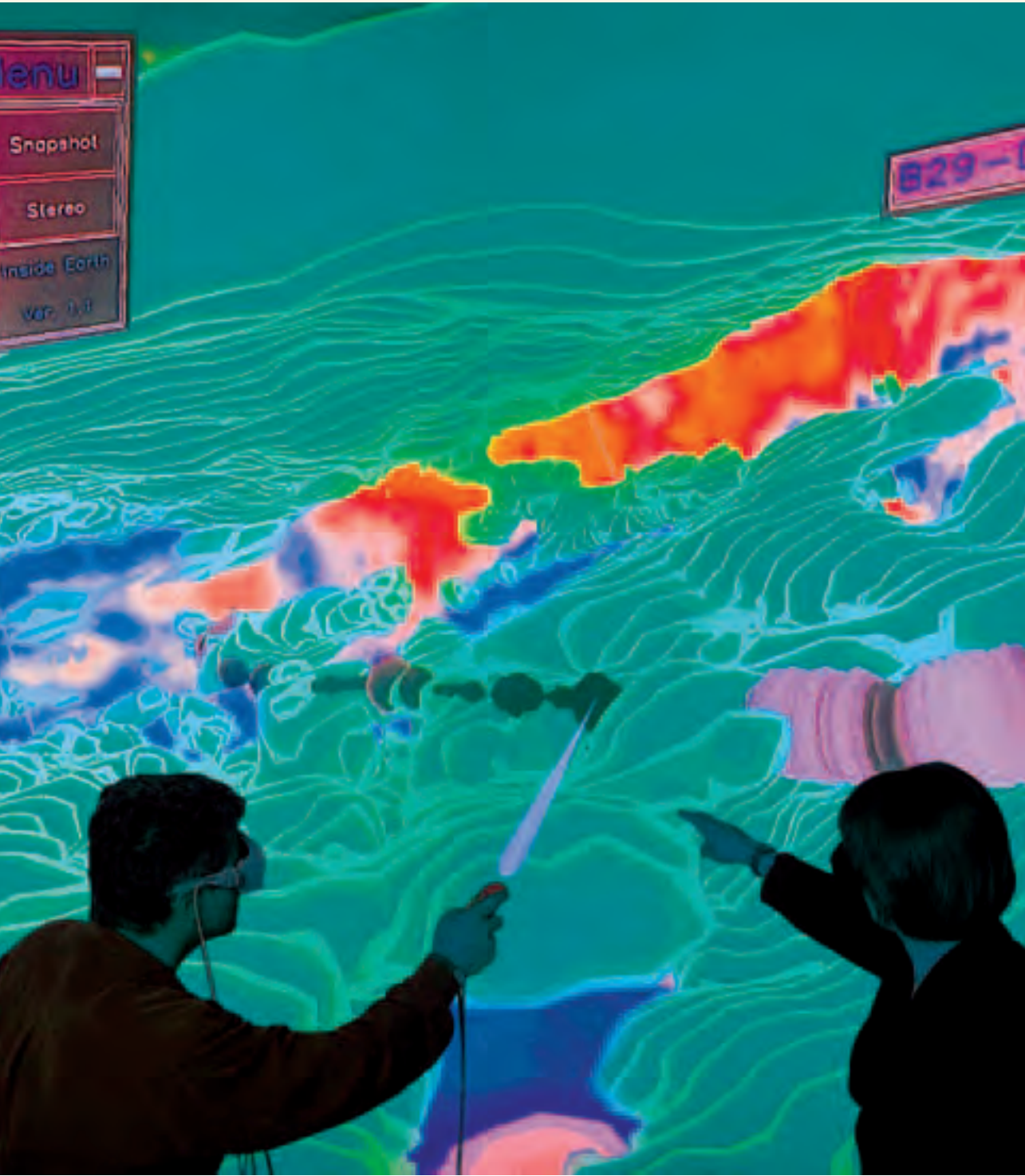
Tlf. 51 84 65 00, faks 51 84 65 01

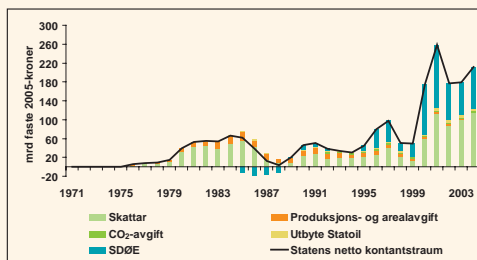
Oslo-avdelinga

Postboks 1949 Vika, 0125 Oslo

Tlf. 51 84 65 00, faks 51 84 65 91

Appendiks





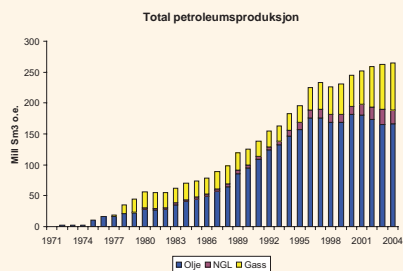
Historisk statistikk

Tabell 1: Statens inntekter frå petroleumsvirksomma (mill. kr)

År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjons-avgift	Areal-avgift	CO ₂ -avgift	Netto kontantstrøm SDØE	Utbytte Statoil	Statens netto kontantstrøm*
1971			14					14
1972			42					42
1973			69					69
1974			121					121
1975			208					208
1976	1143	4	712	99				1 958
1977	1694	725	646	57				3 122
1978	1828	727	1213	51				3 819
1979	3399	1492	1608	53				6 552
1980	9912	4955	3639	63				18 569
1981	13804	8062	5308	69			0,057	27 243
1982	15036	9014	5757	76			368	30 251
1983	14232	8870	7663	75			353	31 193
1984	18333	11078	9718	84			795	40 008
1985	21809	13013	11626	219		-8343	709	39 033
1986	17308	9996	8172	198		-11960	1245	24 959
1987	7137	3184	7517	243		-10711	871	8 241
1988	5129	1072	5481	184		-9133	0	2 733
1989	4832	1547	7288	223		755	0	14 645
1990	12366	4963	8471	258		7344	800	34 202
1991	15021	6739	8940	582	810	5879	1500	39 471
1992	7558	7265	8129	614	1916	3623	1400	30 505
1993	6411	9528	7852	553	2271	159	1250	28 024
1994	6238	8967	6595	139	2557	5	1075	25 576
1995	7854	10789	5884	552	2559	9259	1614	38 511
1996	9940	12890	6301	1159	2787	34959	1850	69 886
1997	15489	19528	6220	617	3043	40404	1600	86 808
1998	9089	11001	3755	527	3229	14572	2940	45 041
1999	5540	6151	3222	561	3261	25769	135	44 623
2000	21921	32901	3463	122	3047	98219	1702	161 372
2001	41464	64316	2481	983	2862	125439	5746	243 236
2002	32512	52410	1320	447	3012	74785	5045	169 233
2003	36819	60280	765	460	3056	67484	5133	173 665
2004**	42900	69900	700	500	3300	85900	5222	208 289

*Statens netto kontantstrøm inkluderer òg ein post for netto andre inntekter.

Kjelde: Statsrekneskap/**Ny saldering av statsbudsjettet medregnet folketrygden 2004



Tabell 2: Petroleumsproduksjon på norsk sokkel, standard kubikkmeter (Sm³)

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

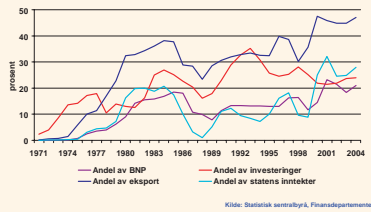
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 3: Verdiskaping, eksport, sysselsette, investeringar og leitekostnader

År	Bruttoproduct (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Sysselsette	Investeringar inklusive leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	36	NA	691	NA
1972	209	244	200	1 192	NA
1973	260	393	300	2 326	NA
1974	1 068	845	900	5 138	NA
1975	4 256	3 622	2 200	7 291	NA
1976	6 957	7 092	2 700	9 270	NA
1977	8 697	8 600	4 000	10 589	NA
1978	14 984	14 838	6 100	9 228	NA
1979	23 738	23 964	7 900	9 061	NA
1980	44 749	43 884	9 700	10 119	NA
1981	55 834	51 139	12 200	14 462	4 133
1982	62 735	56 492	13 100	15 909	5 519
1983	74 334	66 727	13 900	27 028	5 884
1984	91 177	81 173	15 800	32 244	7 491
1985	98 454	88 579	17 700	32 839	7 830
1986	60 936	55 894	18 000	33 155	6 654
1987	60 728	56 653	17 800	35 247	4 951
1988	50 908	50 141	18 700	29 680	4 151
1989	78 088	74 933	18 600	31 957	5 008
1990	96 962	89 894	19 200	32 223	5 137
1991	102 908	98 325	19 700	43 065	8 137
1992	104 212	98 666	20 900	49 512	7 680
1993	109 244	105 731	22 300	57 579	5 433
1994	114 174	108 573	22 500	54 653	5 011
1995	121 602	115 476	21 700	48 583	4 647
1996	167 515	167 200	22 100	47 878	5 455
1997	183 129	177 825	24 100	62 494	8 300
1998	131 630	128 807	24 900	79 216	7 577
1999	178 605	173 428	24 700	69 096	4 993
2000	341 552	325 382	23 600	53 589	5 274
2001	327 778	320 052	26 700	57 144	6 815
2002	283 029	281 158	28 400	54 000	4 476
2003	293 267	290 966	27 800	64 362	4 134
2004	348 523	346 430	27 900	71 069	4 014

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

Makroøkonomiske indikatorer for
petroleumssektoren



Tabell 4: Petroleumssektorens andel av BNP, eksport, realinvesteringer og statens totale inntekter, i prosent

År	Del av BNP	Del av eksporten	Del av realinvesteringane	Del av dei samla inntektene til staten*
1971	0,01	0,10	2,33	0,05
1972	0,19	0,61	4,03	0,12
1973	0,20	0,81	8,65	0,16
1974	0,72	1,42	13,58	0,25
1975	2,51	5,86	14,18	0,38
1976	3,59	10,09	17,21	3,07
1977	3,98	11,40	17,88	4,38
1978	6,24	16,99	10,49	4,77
1979	8,96	22,79	13,92	7,31
1980	14,23	32,39	13,06	16,27
1981	15,59	32,91	12,60	19,76
1982	15,83	34,31	16,33	19,90
1983	16,83	36,16	25,00	18,86
1984	18,44	38,11	26,88	20,74
1985	17,99	37,69	25,13	17,50
1986	10,85	28,80	22,69	10,13
1987	9,90	28,36	20,43	3,21
1988	7,91	23,45	16,14	1,02
1989	11,38	28,53	17,92	5,20
1990	13,34	30,60	22,87	11,14
1991	13,37	31,92	28,86	12,25
1992	13,19	32,88	32,68	9,49
1993	13,16	33,46	35,22	8,50
1994	13,07	32,59	30,76	7,24
1995	12,97	32,44	25,70	10,06
1996	16,31	39,87	24,59	16,14
1997	16,48	38,59	25,34	18,15
1998	11,63	30,16	28,17	9,56
1999	14,48	35,67	25,09	8,93
2000	23,25	47,44	21,88	25,07
2001	21,48	45,90	21,45	32,07
2002	18,63	45,03	21,60	24,49
2003	18,78	45,11	22,63	24,80
2004	20,68	47,02	23,93	27,70

*2004: Tall fra Nysalderingen av statsbudsjettet medregnet folketrygden 2004

(Kjelder: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet)

Tabell 5: Historisk produksjon frå felt der produksjonen er avslutta og frå felt som er i produksjon

Felt	Olje	Gass mill. Sm ³	NGL mrd. Sm ³	Kondensat mill. tonn	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³	Funnår ²⁾ mill. Sm ³
Albuskjell	7,4	15,5	1,0	0,0	24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5	0,0	11,1	1968
Edda	4,8	2,0	0,2	0,0	7,2	1972
Frigg	0,0	116,2	0,0	0,5	116,6	1971
Frøy	5,6	1,6	0,0	0,1	7,3	1987
Lille-Frigg	1,3	2,2	0,0	0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0	0,0	0,5	1982
Nordøst Frigg	0,0	11,6	0,0	0,1	11,7	1974
Odin	0,0	27,3	0,0	0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6	0,0	14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4	0,0	40,8	1970
Yme	7,9	0,0	0,0	0,0	7,9	1987
Øst Frigg	0,0	9,2	0,0	0,1	9,3	1973
Historisk produksjon	46,2	228,6	3,7	0,9	282,8	
Balder ^{a)}	22,3	0,2	0,0	0,0	22,6	1967
Brage	44,7	2,1	0,8	0,0	48,3	1980
Draugen	103,1	0,9	1,3	0,0	106,5	1984
Ekofisk	345,8	126,2	11,2	0,0	493,2	1969
Eldfisk	77,1	35,0	3,4	0,0	118,6	1970
Embla	8,6	2,8	0,3	0,0	12,0	1988
Fram	3,6	0,0	0,0	0,0	3,6	1987
Glitne	5,6	0,0	0,0	0,0	5,6	1995
Grane	7,8	0,0	0,0	0,0	7,8	1991
Gullfaks ^{b)}	314,4	21,3	2,3	0,0	339,9	1978
Gullfaks Sør ^{c)}	20,4	8,7	1,0	0,0	31,1	1978
Gungne ³⁾	0,0	0,0	1,0	3,4	5,3	1982
Gyda ^{d)}	32,2	5,4	1,7	0,0	40,8	1980
Heidrun	99,5	7,5	0,3	0,0	107,7	1985
Heimdals	6,3	44,0	0,0	0,0	50,3	1972
Hod	7,9	1,4	0,2	0,0	9,7	1974
Huldra	3,4	8,7	0,1	0,0	12,3	1982
Jotun	19,4	0,7	0,0	0,0	20,1	1994

Kvitebjørn	0,3	0,6	0,0	0,0	0,8	1994
Mikkel	0,0	2,1	0,5	0,9	4,1	1987
Murchison	13,3	0,3	0,3	0,0	14,2	1975
Njord	17,8	0,0	0,0	0,0	17,8	1986
Norne	62,6	3,6	0,4	0,0	66,9	1992
Oseberg ^{e)}	321,0	20,1	2,8	0,0	346,5	1979
Oseberg Sør	19,9	0,0	0,0	0,0	19,9	1984
Oseberg Øst	14,4	0,0	0,0	0,0	14,4	1981
Sigyn	0,0	1,7	0,7	2,1	5,1	1982
Skirne	0,2	0,7	0,0	0,0	0,9	1990
Sleipner Vest og Øst ^{3) f)}	0,0	108,2	15,6	49,0	186,9	1974
Snorre	129,4	5,1	4,0	0,0	142,1	1979
Statfjord	541,6	49,7	13,3	0,1	616,8	1974
Statfjord Nord	30,3	1,7	0,6	0,0	33,0	1977
Statfjord Øst	29,6	2,5	0,9	0,0	33,7	1976
Sygna	7,8	0,0	0,0	0,0	7,8	1996
Tambar	4,6	0,0	0,1	0,0	4,8	1983
Tor	21,9	10,7	1,1	0,0	34,8	1970
Tordis ^{g)}	43,9	3,4	1,2	0,0	49,5	1987
Troll ^{h)}	156,2	189,5	0,0	4,3	350,0	1979
Tune	2,1	0,0	0,1	0,0	2,2	1996
Ula	65,7	3,8	2,5	0,0	74,2	1976
Vale	0,4	0,3	0,0	0,0	0,6	1991
Valhall	83,8	16,7	2,7	0,0	105,7	1975
Varg	7,6	0,0	0,0	0,0	7,6	1984
Veslefrikk	45,2	2,1	1,2	0,0	49,5	1981
Vigdis	29,3	0,2	0,2	0,0	29,8	1986
Visund	11,8	0,0	0,0	0,0	11,8	1986
Åsgard	40,9	31,9	5,4	11,6	94,6	1981
Produksjon frå						
felt i produksjon	2824	720	77	71	3762	
Sum selt og levert	2870	948	81	72	4044	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen

3) Gassproduksjonen på Gungne, Sleipner Vest og Øst blir målt samla

a) Balder omfattar Ringhorne

b) Gullfaks omfattar Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfattar Gullveig og Rimfaks

d) Gyda omfattar Gyda Sør

e) Oseberg omfattar Oseberg Vest

f) Sleipner Øst omfattar Loke

g) Tordis omfattar Tordis Øst og Borg

h) Troll omfattar TOGI

Tabell 6: Felt i produksjon eller felt med godkjend plan for utbygging og drift

Felt	Reservar Mill. Sm ³ o.e.	Funnår ⁵⁾	Operatør per 31.12.2004	Utvinningsløyve/ Avtalebasert område
Alvheim ¹⁾	29,2	1998	Marathon Petroleum Norge AS	036 C, 088 BS, 203
Balder	60,5	1967	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	001
Brage	53,0	1980	Norsk Hydro Produksjon AS	Brage
Draugen	137,2	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	736,1	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	183,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	18,3	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Fram	15,6	1992	Norsk Hydro Produksjon AS	090
Glitne	7,2	1995	Statoil ASA	048 B
Gullfaks	379,3	1978	Statoil ASA	050
Gullfaks Sør	91,4	1978	Statoil ASA	050
Gungne	15,4	1982	Statoil ASA	046
Gyda	46,3	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	221,2	1985	Statoil ASA	Heidrun
Heimdal	49,3	1972	Norsk Hydro Produksjon AS	036 BS
Hod	10,2	1974	BP Norge AS	033
Huldra	17,4	1982	Statoil ASA	Huldra
Jotun	26,2	1994	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	Jotun
Kristin ¹⁾	76,1	1997	Statoil ASA	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	74,1	1994	Statoil ASA	193
Mikkjel	42,1	1987	Statoil ASA	Mikkjel
Murchison	14,4	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	36,9	1986	Norsk Hydro Produksjon AS	Njord
Norne	107,1	1992	Statoil ASA	Norne
Ormen Lange ¹⁾	397,3	1997	Norsk Hydro Produksjon AS	Ormen Lange
Oseberg ²⁾	468,2	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg
Oseberg Sør	66,5	1984	Norsk Hydro Produksjon AS	Oseberg Sør
Oseberg Øst	30,9	1981	Norsk Hydro Produksjon AS	053
Sigyn	16,4	1982	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	072
Skirne	8,3	1990	Total E&P Norge AS	102

Sleipner Vest	151,6	1974	Statoil ASA	Sleipner Vest
Sleipner Øst	116,7	1981	Statoil ASA	Sleipner Øst
Snorre	257,8	1979	Statoil ASA	Snorre
Snøhvit ¹⁾	187,7	1984	Statoil ASA	Snøhvit
Statfjord	648,5	1974	Statoil ASA	Statfjord
Statfjord Nord	43,5	1977	Statoil ASA	037
Statfjord Øst	42,2	1976	Statoil ASA	Statfjord Øst
Sygna	10,9	1996	Statoil ASA	Sygna
Tambar	8,7	1983	BP Norge AS	065
Tor	40,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	66,5	1987	Statoil ASA	089
Troll ³⁾	1611,3	1979	Norsk Hydro Produksjon AS	Troll
Troll ⁴⁾		1983	Statoil ASA	Troll
Tune	19,7	1996	Norsk Hydro Produksjon AS	190
Ula	87,6	1976	BP Norge AS	019
Urd ¹⁾	10,6	2000	Statoil ASA	128
Vale	4,2	1991	Norsk Hydro Produksjon AS	036
Valhall	209,0	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	12,1	1984	Pertra AS	038
Veslefrikk	60,7	1981	Statoil ASA	052
Vigdis	50,6	1986	Statoil ASA	089
Visund	92,6	1986	Statoil ASA	Visund
Åsgard	388,0	1981	Statoil ASA	Åsgard

1) Felt med godkjend utbyggingsplan der produksjonen ikkje var kome i gang per 31.12.2004

2) Ressursane i Oseberg omfattar også Oseberg Vest

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

4) Ressursane er inkludert i raden ovanfor

5) Funnår for den eldste funnbrønnen



Tabell 7: Opprinneleg utvinnbart volum og attverande reservar i felt i produksjon

	Opprinneleg salgbar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje	Gass	NGL	KondensatOljeekv. ²⁾		Olje	Gass	NGL	Kondensat	Oljeekv. ²⁾
	mill. Sm ³	mrd. Sm ³	mill. tonn	mill. Sm ³	mill. Sm ³	mill. Sm ³	mrd. Sm ³	mill. tonn	mill. Sm ³	mill. Sm ³
Alvheim ³⁾	23,5	5,7	0,0	0,0	29,2	23,5	5,7	0,0	0,0	29,2
Balder ^{a)}	58,9	1,6	0,0	0,0	60,5	36,5	1,4	0,0	0,0	37,9
Brage	48,5	2,9	0,8	0,0	53,0	3,8	0,8	0,0	0,0	4,7
Draugen	131,4	1,5	2,3	0,0	137,2	28,2	0,6	0,9	0,0	30,7
Ekofisk	524,1	184,9	14,3	0,0	736,1	178,3	58,8	3,1	0,0	242,9
Eldfisk	124,7	50,6	4,4	0,0	183,6	47,6	15,6	1,0	0,0	65,0
Embla	13,3	4,1	0,5	0,0	18,3	4,7	1,3	0,2	0,0	6,3
Fram	11,2	4,3	0,1	0,0	15,6	7,6	4,3	0,1	0,0	12,0
Glitne	7,2	0,0	0,0	0,0	7,2	1,7	0,0	0,0	0,0	1,7
Grane	120,3	0,0	0,0	0,0	120,3	112,5	0,0	0,0	0,0	112,5
Gullfaks ^{b)}	351,9	22,6	2,6	0,0	379,3	37,5	1,3	0,3	0,0	39,4
Gullfaks Sør ^{c)}	43,8	39,1	4,5	0,0	91,4	23,4	30,4	3,4	0,0	60,3
Gungne ⁵⁾	0,0	9,9	1,3	3,1	15,4	0,0	9,9	0,3	-0,2	10,1
Gyda ^{d)}	36,8	5,9	1,9	0,0	46,3	4,6	0,6	0,2	0,0	5,5
Heidrun	175,0	40,7	2,9	0,0	221,2	75,5	33,2	2,6	0,0	113,5
Heimdal	7,1	42,1	0,0	0,0	49,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
Hod	8,3	1,4	0,2	0,0	10,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Huldra	4,3	12,9	0,1	0,0	17,4	0,9	4,2	0,0	0,0	5,1
Jotun	25,4	0,7	0,0	0,0	26,2	6,0	0,1	0,0	0,0	6,0
Kristin ³⁾	29,9	33,0	6,9	0,0	76,1	29,9	33,0	6,9	0,0	76,1
Kvitebjørn	18,0	51,8	2,3	0,0	74,1	17,7	51,3	2,3	0,0	73,3
Mikkjel	0,0	24,1	6,0	6,6	42,1	0,0	22,0	5,4	5,7	38,0
Murchison	14,0	0,4	0,0	0,0	14,4	0,7	0,1	-0,3	0,0	0,1
Njord	25,6	8,7	1,4	0,0	36,9	7,8	8,7	1,4	0,0	19,2
Norne	88,5	13,8	2,5	0,0	107,1	25,9	10,2	2,1	0,0	40,1
Ormen Lange ³⁾	0,0	375,2	0,0	22,1	397,3	0,0	375,2	0,0	22,1	397,3
Oseberg ^{e)}	353,7	102,8	6,2	0,0	468,2	32,7	82,7	3,3	0,0	121,6
Oseberg Sør	57,6	8,9	0,0	0,0	66,5	37,7	8,9	0,0	0,0	46,6
Oseberg Øst	30,2	0,7	0,0	0,0	30,9	15,8	0,7	0,0	0,0	16,5
Sigyn	0,0	6,1	3,0	4,6	16,4	0,0	4,4	2,3	2,6	11,3
Skirne	1,6	6,7	0,0	0,0	8,3	1,4	6,0	0,0	0,0	7,4
Sleipner Vest	0,0	108,1	8,1	28,1	151,6					

Sleipner Øst ^{f)}	0,0	65,8	12,5	27,1	116,7					
Sleipner Vest og Øst ⁵⁾						0,0	65,7	5,0	6,2	81,4
Snorre	242,4	6,4	4,7	0,0	257,8	113,0	1,3	0,7	0,0	115,8
Snøhvit ³⁾	0,0	160,2	5,1	17,9	187,7	0,0	160,2	5,1	17,9	187,7
Statfjord	565,8	54,3	14,9	0,0	648,5	24,2	4,6	1,6	0,0	31,8
Statfjord Nord	39,3	2,6	0,9	0,0	43,5	8,9	0,9	0,3	0,0	10,5
Statfjord Øst	35,7	3,9	1,4	0,0	42,2	6,1	1,4	0,5	0,0	8,5
Sygna	10,9	0,0	0,0	0,0	10,9	3,2	0,0	0,0	0,0	3,2
Tambar	6,7	1,8	0,2	0,0	8,7	2,1	1,8	0,0	0,0	3,9
Tor	26,7	11,6	1,2	0,0	40,6	4,7	0,9	0,1	0,0	5,8
Tordis ^{g)}	58,1	5,2	1,7	0,0	66,5	14,3	1,9	0,4	0,0	17,0
Troll ^{h)}	233,2	1318,0	30,8	1,6	1611,3	77,0	1128,6	30,8	-2,7	1261,3
Tune ⁶⁾	3,8	15,9	0,0	0,0	19,7	1,6	15,9	0,0	0,0	17,5
Ula	78,2	3,8	2,9	0,0	87,6	12,5	0,0	0,4	0,0	13,3
Urd ³⁾	10,4	0,1	0,0	0,0	10,6	10,4	0,1	0,0	0,0	10,6
Vale	1,8	2,4	0,0	0,0	4,2	1,4	2,2	0,0	0,0	3,6
Valhall	171,5	29,2	4,4	0,0	209,0	87,6	12,6	1,6	0,0	103,3
Varg	12,1	0,0	0,0	0,0	12,1	4,5	0,0	0,0	0,0	4,5
Veslefrikk	56,1	2,6	1,1	0,0	60,7	10,9	0,5	-0,1	0,0	11,3
Vigdis	47,9	1,2	0,8	0,0	50,6	18,6	1,0	0,7	0,0	20,8
Visund	27,6	52,2	6,7	0,0	92,6	15,8	52,2	6,7	0,0	80,8
Åsgard	73,6	195,3	38,3	46,2	388,0	32,7	163,4	33,0	34,7	293,4
Sum	4036,6	3103,9	199,6	157,4	7677,2	1212,8	2386,2	122,3	86,1	3917,5

1) Tabellen gir forventningsverdier og estimata er difor usikre

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

3) Felt med godkjend utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2004

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

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

6) Gass frå Tune blir ikkje allokert tilbake frå Oseberg og difor er attverande gassreservar lik opphavlge

a) Balder omfattar Ringhorne

b) Gullfaks omfattar Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfattar Gullveig og og Rimfaks

d) Gyda omfattar Gyda Sør

e) Oseberg omfattar Oseberg Vest

f) Sleipner Øst omfattar Loke

g) Tordis omfattar Tordis Øst og Borg

h) Troll omfattar TOGI

Tabell 8: Reserver i funn der rettshaverane har beslutta utbygging

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
25/4-9 S Vilje	8,9	0,0	0,0	0,0	8,9	2003
33/12-8 A Skinfaks	3,0	1,5	0,3	0,2	5,2	2002
Sum	11,8	1,5	0,3	0,2	14,1	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen

Tabell 9: 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⁾
1/2-1	0,9	0,1	0,0	0,0	0,9	1989
15/12-12	0,0	4,3	0,0	1,4	5,7	2001
15/3-1 S	15,2	8,4	5,4	0,0	33,9	1975
15/5-1 Dagny	0,0	3,8	0,2	1,2	5,3	1978
15/9-19 S Volve	11,0	1,2	0,2	0,1	12,6	1993
2/12-1 Freja	2,9	0,6	0,0	0,0	3,5	1987
25/11-16	3,60	0,00	0,0	0,0	3,69	1992
25/5-5	3,53	0,09	0,0	0,0	3,70	1995
3/7-4 Trym	0,00	3,32	0,0	0,84	4,25	1990
30/6-17	0,00	1,48	0,0	0,00	1,57	1986
30/9-19	2,26	5,86	0,0	0,00	8,21	1998
34/10-23 Valemon ³⁾	0,0	18,1	0,8	5,6	25,2	1985
35/9-1 R GjØa	7,1	30,4	0,0	1,4	38,9	1989
6407/1-2						
Tyrhans Sør ⁴⁾	24,7	32,6	5,9	0,0	68,4	1983
6507/3-3 Idun	0,0	13,2	0,9	0,3	15,1	1999
6507/5-1 Skarv ⁵⁾	14,1	38,4	6,1	3,9	68,0	1998
7122/7-1 Goliat	6,9	0,0	0,0	0,0	6,9	2000
Sum	92,1	161,8	19,6	14,8	306,0	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen

3) 34/10-23 Valemon har ressursar i kategori 4 og 5

4) 6407/1-2 Tyrhans Sør har ressursar i kategori 4 og 5

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

Tabell 10: Ressursar i funn der utbygging 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	1,1	1,8	0,0	0,3	3,2	1991
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6	0,0	0,0	6,6	1974
1/9-1						
Tommeliten Alpha	7,5	12,8	0,0	0,0	20,3	1977
15/3-4	7,6	3,8	0,0	0,0	11,4	1982
15/5-2	0,0	4,9	0,0	0,4	5,3	1978
15/8-1 Alpha	0,0	4,1	0,5	1,0	6,1	1982
16/7-2	0,0	1,8	0,3	0,5	2,9	1982
2/4-10	2,1	0,0	0,0	0,0	2,1	1973
2/4-17 Tjälve	1,0	1,6	0,1	0,0	2,8	1992
2/5-3 Sørøst Tor	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1972
2/7-19	3,6	3,4	0,0	0,0	7,1	1990
24/6-1 Peik	0,0	2,0	0,0	0,3	2,3	1985
24/9-5	7,1	0,9	0,0	0,0	7,9	1994
25/8-4	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1992
30/7-6 Hild	4,3	33,2	0,0	7,7	45,2	1978
33/9-6 Delta	2,3	0,2	0,0	0,0	2,4	1976
34/11-2 S	0,0	4,5	0,0	2,9	7,4	1996
34/8-12 S	1,0	0,7	0,0	0,0	1,7	2001
35/8-1	0,0	11,6	0,0	2,4	14,0	1981
6/3-1	0,4	0,9	0,0	0,0	1,3	1985
6405/7-1	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	2003
6406/1-1	0,0	1,1	0,0	0,3	1,4	2001
6406/1-2	0,0	15,0	0,0	4,8	19,8	2003
6406/2-1 Lavrans	0,0	14,4	0,0	3,9	18,3	1995
6406/2-6 Ragnfrid	0,0	2,7	0,0	1,8	4,5	1998
6406/2-7 Erlend	0,0	1,7	0,0	1,3	2,9	1999
6406/3-2 Trestakk	5,3	1,8	0,0	0,0	7,0	1986
6407/9-9	0,2	1,2	0,0	0,2	1,6	1999
6506/11-2 Lange	1,0	0,5	0,0	0,0	1,5	1991
6506/11-7	2,2	1,0	0,0	0,0	3,1	2001
6506/12-3 Lysing	1,5	0,3	0,0	0,0	1,8	1985
6506/6-1	0,0	118,0	0,0	0,0	118,0	2000

6507/2-2	0,0	19,8	0,0	0,0	19,8	1992
6507/3-1 Alve	0,0	8,3	0,0	1,6	9,9	1990
6507/7-13	0,9	0,0	0,0	0,0	1,0	2001
6608/10-9 Lerke	0,6	0,1	0,0	0,0	0,7	2003
6608/11-2 Falk	1,6	0,1	0,0	0,0	1,7	2000
6608/11-4 Linerle	13,5	0,0	0,0	0,0	13,5	2004
6707/10-1	0,0	38,3	0,0	0,0	38,3	1997
7/7-2	2,4	0,1	0,0	0,0	2,5	1992
7/8-3	6,0	0,2	0,1	0,0	6,3	1983
7121/4-2						
Snøhvit Nord	0,0	3,5	0,0	0,2	3,7	1985
7121/5-2 Beta	3,1	3,3	0,0	0,2	6,6	1986
Sum	84,1	321,0	1,0	29,6	436,6	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen

Tabell 11: 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⁾
16/1-7	0,7	0,1	0,0	0,0	0,8	2004
34/10-48 S	2,4	0,0	0,6	0,0	3,5	2004
Sum	3,1	0,1	0,6	0,0	4,3	

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

2) Funnår for den eldste funnbrønnen

Omgrep og omgjeringsfaktorar

Ressursar

Petroleumsressursar er eit samleomgrep for teknisk utvinnbare mengder av olje, gass, NGL (Natural Gas Liquids) og kondensat. Petroleumsressursane blir klassifiserte etter kor mode industriprosjektet som er nødvendig for å vinne ut ressursane, er. Hovudklassane er reservar, vilkårsressursar og uoppdaga ressursar. Dei oppdaga ressursane blir delte inn i felt og funn.

Reservar

Reservar blir definerte i samsvar med Oljedirektoratets klassifikasjonssystem, sjå figuren nedanfor.

Reservar kan ein sjå som dei økonomisk utvinnbare petroleumsmengdene som er att i eit felt eller eit funn.

Olje, kondensat og gassmengder blir oppgjevne i standard kubikkmengder (Sm^3) og NGL-mengder i tonn. Eit mål for dei totale ressursane får ein ved å summere energimengda av dei ulike petroleumstypene. Summen blir oppgjeven i standard kubikkmeter oljeekvivalentar (Sm^3 o.e.).

Overgangen frå Sm^3 til tonn er avhengig av samansetjing og endring over tid.

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/dag	48,80 tonn/år
	1 fat/dag	58,00 Sm^3 per år

	MJ	kWh	TKE	TOE	Sm^3 naturgass	Fat råolje
1 MJ, megajoule	1	0,278	0,0000341	0,0000236	0,0281	0,000176
1 kWh, kilowatttime	3,60	1	0,000123	0,000085	0,0927	0,000635
1 TKE, tonn kullekvivalent	29 300	8 140	1	0,69	825	5,18
1 TOE, tonn oljeekvivalent	42 300	11 788	1,44	1	1 190	7,49
1 Sm^3 naturgass	40,00	9,87	0,00121	0,00084	1	0,00629
1 fat råolje (159 liter)	5 650	1 569	0,193	0,134	159	1





OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Einar Gerhardsens plass 1(R4)
Postboks 8148 Dep.
N-0033 Oslo, www.oed.dep.no



OLJEDIREKTORATET

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

