

FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2010



FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD 2010

Olje- og energidepartementet

Gateadresse:
Einar Gerhardsens plass 1

Postadresse:
Postboks 8148 Dep, NO-0033 Oslo

Telefon +47 22 24 90 90
Faks +47 22 24 95 65

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

Oljedirektoratet

Gateadresse:
Professor Olav Hanssens vei 10

Postadresse:
Postboks 600, NO-4003 Stavanger

Telefon +47 51 87 60 00
Faks +47 51 55 15 71/+47 51 87 19 35

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

Redaktører: Frode Martin Nordvik (Olje- og energidepartementet), Signe Berg Verlo og
Evy Zenker (Oljedirektoratet)
Redaksjon avslutta: juni 2010

Layout/design: Janne-Beth Carlsen N'Jai
Papir: omslag: Multiart silk 250 g, materie: Multiart matt 115 g
Grafisk produksjon: 07 Gruppen AS
Trykk: 07 Gruppen AS
Opplag: 11 500 nynorsk/10 000 engelsk

ISSN 1504-3398



Forord av olje- og energiminister Terje Riis-Johansen

Når vi no har passert eit nytt tiår er det med ei kjensle av å gå inn i ein ny tidsalder og ei ny energirøynd. Samtidig er det freistande å sjå seg litt tilbake når ein passerer slike milepælar, og summere opp det som har vore. Petroleumsverksemda og inntektene derifrå har gjennom nesten 40 år bidrege til vekst, sysselsetjing, utvikling av teknologi og velferdstilbod i eit tempo og eit omfang som elles ikkje ville vore mogleg. Det skal vi vere stolte over og takksame for.

Endå viktigare er det å sjå mot neste bakketopp når vi no er inne i 2010 – for også i framtida vil utviklinga i petroleumsverksemda vere heilt vesentleg for utviklinga av det norske samfunnet. Dei neste 40 åra vil bli minst like krevjande – og like avgjerande – som dei vi no har lagt bak oss.

Alt i alt er det til no produsert snaue 40 prosent av dei ressursane ein reknar med at finst på kontinentalsokkelen. Oljeproduksjonen har gradvis gått ned dei siste åra og er no vesentleg lågare enn i toppåret 2001. Det er ei naturleg følge av at dei store felta våre mognar. Det krevst stor innsats for å redusere nedgangen i produksjon frå år til år. Vi har ikkje fått sett i produksjon nye funn av eit omfang som har kunna vege opp produksjonsnedgangen frå dei eksisterande felta.

Derimot har gassproduksjonen vakse kraftig dei siste ti åra. Felt som Ormen Lange og Snøhvit har auka den norske gasseksporten. Det er også etablert ein stor og robust infrastruktur for gass-eksport som vi vil ha glede av i tiår framover.

Energirøynda slik vi kjenner henne, er i konstant utvikling og endring. Den økonomiske krisa har ført til mindre etterspørsel etter gass. Samtidig har tilbodet auka. I USA har gassproduksjonen frå nye kjelder vakse overraskande mykje, og store mengder LNG strøymer no ut frå nye anlegg i Midtausten. Dei neste åra ser vi ein utfordrande situasjon i gassmarknaden. På lengre sikt vil



gassmarknaden bli meir balansert etter kvart som etterspørselen tek seg opp.

På norsk sokkel ynskjer vi fleire funn, både i mogne og umogne område. Difor må det leitast. Målet med TFO-ordninga er å få meir aktivitet i mogne område på norsk sokkel. God og regelmessig tilgang på leiteareal er nødvendig for å sikre vidare aktivitet. I 2010 skjer den største utvidinga av TFO-området i blokker som er omfatta av tildeling i førhandsdefinerte område sidan ordninga vart etablert i 2003. Også i mogne område skal det leggjast til rette for leiting gjennom regelmessige tildelingar.

Vi står òg ovanfor spennande år på andre område. Vi skal mellom anna utarbeide ei oljemelding, og forvaltningsplanen for Lofoten og Barentshavet skal oppdaterast.

Utfordringane våre går langs fleire liner. Meir av dei ressursane som er igjen i bakken må utvinnast for å halde oppe høg aktivitet på norsk sokkel.

Både auka utvinning og stor leiteaktivitet vil gjere sitt til å oppretthalde denne aktiviteten i eit langsiktig perspektiv.

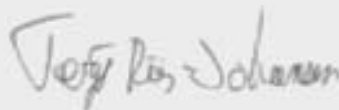
Klimaendringane inneber at utsleppet av klimagassar må reduserast. Noreg har med bakgrunn i vår kompetanse i petroleumsverksemda ei viktig rolle som bidragsytar for å utvikle teknologi som kan redusere dei globale klimagassutsleppa. I det vidare arbeidet må vi både halde fram med å levere energi som er produsert mest mogleg miljøvennleg, og bidra til å redusere utsleppet av klimagassar. Det har eg stor tru på at vi skal greie!

Når dette Faktaheftet går i trykken har Noreg og Russland akkurat blitt samde om ei løysing på delelinjespørsmålet i Barentshavet og Polhavet. Avtalesignering og ratifikasjon gjenstår. Dette

er svært positivt og gir eit godt grunnlag for økt aktivitet og samarbeid mellom Noreg og Russland på petroleumssektoren, både på myndighetsplan og mellom industrielle aktørar. Det er enno ikkje laga ferdig kart som viser kor delelinja ligg. Dette vil bli tatt inn i neste års utgåve.

Faktaheftet gir eit breitt bilete av den norske petroleumsverksemda, og tek for seg dei fleste sidene ved verksemda. Eg vonar at heftet kan bidra med nyttig informasjon om sektoren, både til dei som alt har kunnskap næringa, men også til dei som enno ikkje veit så mykje om denne viktige verksemda.

God lesing!



Olje- og energiminister

Forord av oljedirektør Bente Nyland

I 2009 var det 40 år sidan Ekofisk blei funne og 30 år sidan Statfjord starta produksjonen. For 20 år sidan kom nesten tre firedelar av oljeproduksjonen frå dei fire felta Ekofisk, Statfjord, Gullfaks og Oseberg. Biletet i 2010 er meir mangfaldig, men framleis står dei eldste felta for ein stor del av produksjonen. Ei hovudutfordring er at innretningane på mange av dei store felta eldest. Dette betyr at investeringsvedtak eller mangel på slike vedtak i desse felta langt på veg vil bestemme ressursuttaket i framtida. Avgjerslene må takast i dei neste fem til ti åra for at ressursane ikkje skal gå tapt. Rolla til Oljedirektoratet (OD) er å vere ein pådrivar overfor selskapa, slik at ressursane blir omgjorde til verdiar for samfunnet.

I 2005 meinte OD at det var realistisk, men ambisiøst, å leggje til grunn at oljereservane på norsk sokkel kunne aukast med 5 milliardar fat i perioden 2005–2015. Om lag 75 prosent av auken måtte kome frå felt i produksjon. No er vi halvvegs i perioden, men vi ser at det kan bli vanskeleg å nå målet. Det understrekar behovet for betydeleg sterkare innsats frå oljeselskapa, ikkje minst dei selskapa som er rettshavarar på felt i produksjon, og der nedtrappinga fram mot avslutning har begynt. Valet står mellom å re-investere noko av overskotet frå desse felta for å auke utvinninga endå meir, eller å nøye seg med å realisere det som alt er planlagt produsert, og stengje ned når det er gjort.

Ut frå planane i dag vil i gjennomsnitt om lag 54 prosent av oljen bli liggjande att i undergrunnen. Sjølv om norske felt har svært høg utvinningsgrad for olje samanlikna med andre land, vil OD vere ein aktiv pådrivar for å auke utvinninga i åra som kjem. Det vil krevje store investeringar, men inntektspotensialet er tilsvarende. Vi følgjer særleg planane for vidareutvikling av Ekofisk-området og



Tampen-området. Det er her dei største tidskritiske ressursane ligg.

Det vart lagt merke til at OD ikkje delte ut nokon pris for auka utvinning i 2009, IOR-prisen. Denne prisen gjev OD for mot og innsats for å auke utvinninga ut over det som alt ligg inne i utvinningsplanar for felta. Vi ventar at vi skal kunne dele ut ein pris i 2010.

Mykje av innsatsen for å halde oppe produksjonen og auke reservetilveksten er knytt til boring av produksjonsbrønner. Talet på brønner som blir bora, har gått ned i ein periode då det burde ha gått opp. Slik vi ser det, er ei viktig årsak til at produksjonen har minka meir i dette tiåret enn prognosane tilsa, nettopp at det vart bora stadig færre produksjons- og injeksjonsbrønner. På kort sikt reknar OD med at det vil bli bora fleire utvinningsbrønner for å auke produksjonen. På lengre sikt må også andre metodar takast i bruk, og OD vil vere ein sterk pådrivar i dette arbeidet.

I 2009 blei det produsert mindre væske (olje, kondensat og NGL) enn i 2008, medan gassproduksjonen sette nye rekordar. I 2013 vil gassproduksjonen utgjere om lag 50 prosent av den samla norske petroleumsproduksjonen.

Som ressursforvaltar skal OD bidra til å skape verdier for det norske samfunnet. Nedgangen i oljeproduksjon lét seg ikkje stoppe. Det er naturen som avgjer kor store ressursane er, men det er menneskeleg innsats som avgjer kor mykje vi skal få ut av felta. Difor er det viktig å auke utvinninga frå felt i produksjon, slik at produksjonsfallet ikkje blir for bratt. Det er også viktig å gjere nye funn for å oppretthalde produksjonen.

I 2009 vart det sett nye leiterekord på norsk sokkel. Det vart avslutta 72 leitebrønner (47 undersøkingsbrønner og 25 avgrensingsbrønner), og det vart gjort 28 funn. Dei fleste funna var små, men mange av dei ligg nær felt i drift, og kan difor kome raskt i produksjon og bidra til å sikre framtidig produksjon frå desse felta. Funnraten på norsk sokkel i 2009 var høg, om lag 60 prosent. Dette er naturleg ettersom vi for ein stor del leitar i område som er godt kartlagde og utforska i fleire fasar. Siste gongen det vart opna nytt leiteareal på norsk sokkel var i 1994.

Klimakur 2020 er eit samarbeid mellom fleire direktorat under leing av Klima- og forureiningsdirektoratet. Det er utarbeida menyar av tiltak som kan setjast i verk for at regjeringa skal nå målet sitt om utsleppskutt av klimagassar. OD har hatt ansvar for sektorrapporten for petroleum og for rapporten om fangst og lagring av CO₂ (CCS). For petroleumssektoren er det vurdert tiltak som energieffektivisering, elektrifisering og CCS. Industrien har alt gjennomført ei rekkje tiltak innanfor energieffektivisering, ikkje minst på grunn av CO₂-avgifta som vart innført i 1991. Vi ventar at dette arbeidet vil halde fram.

I 1996 vedtok Stortinget at kraft frå land, eller elektrifisering, skal vurderast for alle nye utbyggingar på norsk sokkel. Dette blir følgt opp i arbeidet med utbyggingsplanar for nye felt. OD har teke initiativ til at kraft frå land også skal vurderast i samband med store ombyggingar på felt i drift.

OD er i ferd med å kartleggje eigna lagringsområde for CO₂ på norsk sokkel, og det er inngått eit samarbeid med britiske styresmakter for å kartleggje heile Nordsjøen med tanke på lagringsmåtar. CO₂ som blir skilt ut for lagring kan også vere ein ressurs som kan injiserast for å auke oljeutvinninga.



Oljedirektør

Innhold

Forord av olje- og energiminister	
Terje Riis-Johansen	5
Forord av oljedirektør Bente Nyland	7
1. Petroleumsverksemda –	
Noregs største næring	13
Petroleumsverksemda i det norske samfunnet	14
Utviklinga framover	15
2. Organisering av norsk petroleumsverksemd	17
Dagens ressursforvaltingsmodell	18
Samarbeid og konkurranse	19
Statleg organisering	
av petroleumsverksemda	19
Meir om organiseringa	
av petroleumsverksemda	21
Meir om den statlege organiseringa	
av petroleumsverksemda	22
3. Petroleumsinntektene til staten	23
Petroleumsskattesystemet	24
Avgifter	24
Miljøavgifter	24
Normprisen	25
SDØE	25
Utbyte frå Statoil	25
EITI	25
4. Leiteverksemda	27
Konsesjonssystemet	28
Modne og umodne område	30
Leitepolitikk i modne og umodne område	30
Aktørbiletet	34
5. Utbygging og drift	35
Historisk utvikling	36
Effektiv produksjon av petroleumsressursane	36
Auka utvinning i modne område	37
Auka ressursuttak	38
Forlengd levetid	38
Effektiv drift	38
Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur	39
Utviklinga framover	40
6. Gasseksport frå norsk sokkel	43
Organisering av verksemda	44
Gassled – samla eigarstruktur for	
gasstransport	47
7. Opprydding etter at produksjonen er slutt	49
Regelverk	50
Avslutningsplan	50
Ansvar	51
8. Forsking, teknologi og næringsutvikling	53
Norsk petroleumsindustri	54
Forsking og teknologiutvikling	
i olje- og gassverksemda	55
9. Miljømsyn i norsk petroleumsverksemd	59
Introduksjon	60
Utslepp frå petroleumsverksemda	60
Lover og avtaleverk som regulerer	
utslepp frå petroleumsverksemda	60
Måling og rapportering av utslepp	60
Utslepp til luft	61
Utsleppsstatus for CO ₂	61
Verkemiddel for å redusere CO ₂ -utsleppa	62
Eksempel på tiltak for å redusere CO ₂ -utslepp	63
Utsleppsstatus for NO _x	64
Verkemiddel for å redusere NO _x -utsleppa	64
Klimakur 2020	64
Eksempel på tiltak for å redusere	
NO _x -utsleppa	65
Utsleppsstatus nmVOC	65
Verkemiddel og tiltak for å redusere	
nmVOC-utslepp	66
Utslepp til sjø	66
Utsleppsstatus for kjemikaliar	67

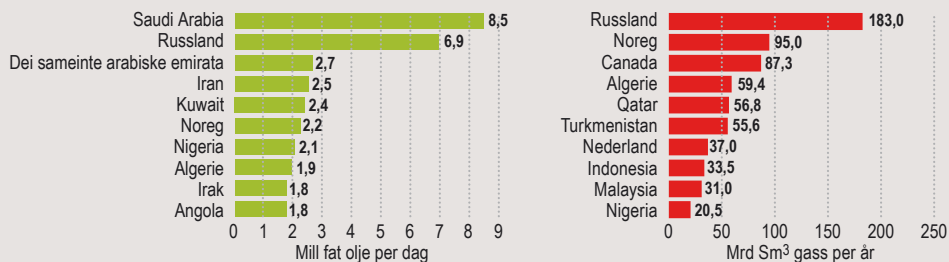
Verkemiddel for å redusere utslepp		Jotun	109
av kjemikalier	67	Kristin	110
Utslepp av olje	67	Kvitebjørn	111
Akutte utslepp	67	Mikkel	112
Utslepp fra drift	68	Murchison	113
Verkemiddel for å redusere utslepp av olje	68	Njord	114
Oljevernberedskap	68	Norne	115
10. Petroleumsressursane	71	Ormen Lange	116
Ressursar	72	Oseberg	117
Reservar	72	Oseberg Sør	119
Avhengige ressursar	72	Oseberg Øst	120
Uoppdaga ressursar	72	Rev	121
Nordsjøen	73	Ringhorne Øst	122
Norskehavet	73	Sigyn	123
Barentshavet	73	Skirne	124
11. Felt i produksjon	75	Sleipner Vest	125
Alve	84	Sleipner Øst	126
Alvheim	85	Snorre	128
Balder	86	Snøhvit	130
Blane	87	Statfjord	132
Brage	88	Statfjord Nord	134
Draugen	89	Statfjord Øst	135
Ekofisk	90	Sygnå	136
Eldfisk	92	Tambar	137
Embla	93	Tambar Øst	138
Enoch	94	Tor	139
Fram	95	Tordis	140
Gimle	96	Troll	142
Glitne	97	Troll I	142
Grane	98	Troll II	144
Gullfaks	99	Tune	146
Gullfaks Sør	101	Tyrihans	147
Gungne	103	Ula	148
Gyda	104	Urd	149
Heidrun	105	Vale	150
Heimdal	106	Valhall	151
Hod	107	Varg	153
Huldra	108	Veslefrikk	154
		Vigdis	155
		Vilje	156

Visund	157	Vedlegg	201
Volund	158	Vedlegg 1 Historisk statistikk	202
Volve	159	Vedlegg 2 Petroleumsressursane	206
Yttergryta	160	Vedlegg 3 Operatørar og rettshavarar	215
Åsgard	161	Vedlegg 4 Adresseliste	217
12. Felt under utbygging	163	Vedlegg 5 Omrekningsfaktorar	221
Gjøa	164	Vedlegg 6 Den geologiske tidsskalaen	222
Goliat	165	Vedlegg 7 Reservoar og litostratigrafi	223
Morvin	166		
Osevar	167		
Skarv	168		
Vega	169		
Vega Sør	170		
Yme	171		
13. Utbyggingar i framtida	173		
Utbygging vedteke av rettshavarane	174		
Felt og funn i planleggingsfasen	174		
14. Felt der produksjonen er avslutta	181		
Albuskjell	182		
Cod	182		
Edda	182		
Frigg	183		
Frøy	183		
Lille-Frigg	183		
Mime	184		
Nordøst Frigg	184		
Odin	184		
Tommeliten Gamma	185		
Vest Ekofisk	185		
Øst Frigg	185		
15. Rørleidningar og landanlegg	187		
Gassled-rørleidningar	189		
Andre rørleidningar	194		
Landanlegg	199		

1

PETROLEUMSVERKSEMDA – NOREGS STØRSTE NÆRING





Figur 1.1 Dei største oljeeksportørane (olje inkluderer NGL og kondensat) og gass eksportørane i 2008

(Kjelde: KBC Market Services/Cedigaz)

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

Med funnet av Ekofisk i 1969 begynte det norske oljeeventyret for alvor. Produksjonen frå feltet tok til 15. juni 1971. I åra etterpå blei det gjort ei rekkje store funn. I dag er 65 felt i produksjon på den norske kontinentalsokkelen. Desse felte produserte i 2009 meir enn 2,3 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og 102,7 milliardar standard kubikkmeter (Sm³) gass, ein produksjon av salbar petroleum på i alt 238,6 millionar Sm³ oljeekvivalentar (o.e.). I 2008 var Noreg rangert som den sjette største oljeeksportøren og den ellefte største oljeproduzenten i verda. Noreg var i 2008 verdas nest største gass eksportør, og verdas femte største gassproduzent.

Petroleumsverksemda i det norske samfunnet

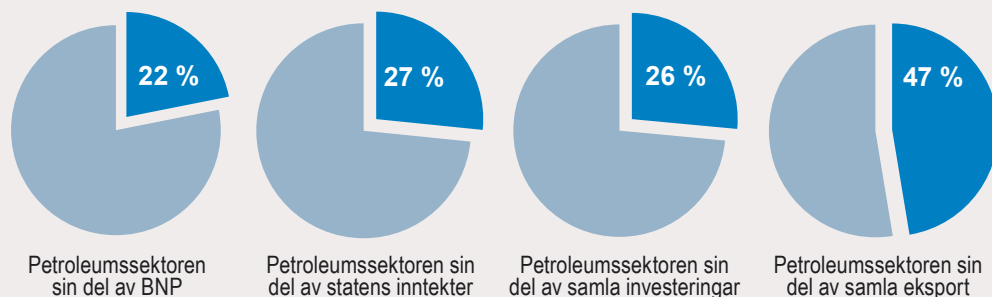
Petroleumsverksemda har hatt svært mykje å seie for den økonomiske veksten i Noreg og finansieringa av det norske velferdssamfunnet. Gjennom

40 år har næringa skapt verdiar for rundt 8000 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. I 2009 stod petroleumssektoren for 22 prosent av verdiskapinga i landet. Verdiskapinga i petroleumsnæringa er nærare tre gonger høgare enn i landindustrien, og omkring 22 gonger den samla verdiskapinga i primærnæringane.

Skatt frå utvinningsselskapa og direkte eigarskap (SDØE) sikrar staten ein stor del av verdiane som petroleumsverksemda skaper. Nettokontantstraumen frå sektoren utgjorde om lag 27 prosent av dei samla inntektene til staten i 2009. Statens kontantstraum blir overført til eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. Ved utgangen av 2009 var verdien av fondet 2 640 milliardar kroner.

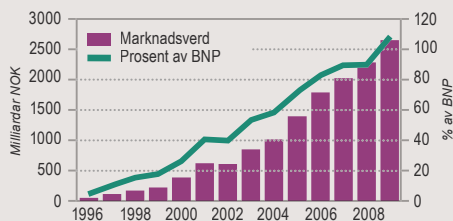
Petroleumsinntektene blir fasa gradvis inn i økonomien ved å dekkje det strukturelle oljekorrigerte underskotet på statsbudsjettet. Innfasinga skjer om lag i takt med utviklinga i forventa realavkastning av fondet.

I 2009 stod råolje, naturgass og røttenester for om lag halvparten av Noregs eksportverdi. Petroleumseksporten utgjorde nærare 480 milliardar

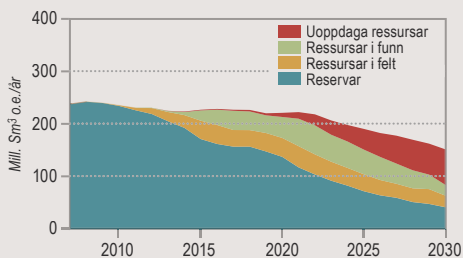


Figur 1.2 Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren 2009

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Finansdepartementet)



Figur 1.3 Storleiken på Statens pensjonsfond - Utland per 31.12.2009 og som del av BNP
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Norges Bank)



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

kroner i 2009. Det er 11 gonger meir enn eksportverdien av fisk.

Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen er det investert enorme summer i leiting, utbygging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Per 31.12. 2009 var det investert om lag 3000 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. I 2009 blei det investert samla omkring 136 milliardar kroner i næringa. Det utgjer 26 prosent av dei samla realinvesteringane i landet.

Utviklinga framover

Vi har produsert om lag 40 prosent av det ein reknar med er dei samla utvinnbare ressursane på den norske kontinentalsokkelen. Dei utvinnbare attverande ressursane utgjer eit stort potensial for verdiskaping også i mange år framover.

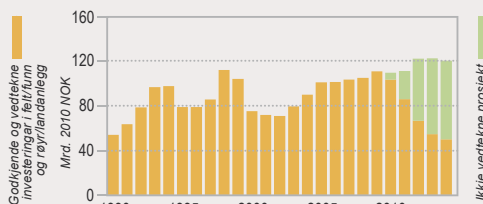
Figur 1.4 viser ein prognose for produksjonen frå den norske sokkelen. Prognosen tek utgangspunkt i eit estimat frå Oljedirektoratet over utvinnbare petroleumsressursar, og byggjer på at styresmaktene og industrien gjer dei vedtaka som må til for at ein skal kunne vinne ut ressursane som er igjen.

Ein ventar at petroleumsproduksjonen vil halde seg relativt stabil dei næraste åra. Produksjonen av olje og andre væsker vil gradvis bli redusert. Gassalet vil derimot auke frå nivået i dag til mellom 105 og 130 milliardar Sm³ i løpet av det neste tiåret. Frå å utgjere 43 prosent av den norske petroleumsproduksjonen i 2009 vil gassproduksjonsdelen auke i åra framover. På lengre sikt vil talet på nye funn og storleiken på dei vere avgjerande for produksjonsnivået.

Investeringsnivået på norsk sokkel har auka dei siste åra, og ein reknar med eit fortsatt høgt investeringsnivå i åra som kommer. Finanskrisen har bidratt til et noe lågare aktivitetsnivå i 2010 enn tidlegare venta, men investeringane ser allikevel ut til å bli i overkant av 110 milliardar kroner (sett bort

frå leiting). Den kraftige investeringsauka dei siste åra skuldas blant annet ein betydelig kostnadsvekst i sektoren. Analysebyrået IHS/CERA har estimert ein auke på omkring 80 prosent i perioden 2005 - 2009. I tillegg er sokkelen blitt meir moden, noko som medfører meir kompliserte og utfordrande forhold knytta til utvinning. Dette gjer det dyrare å utvinne ressursane.

Olje- og gassprisane er svært viktige for aktivitetsnivået og inntektane til staten. Oljeprisen har variert mykje dei siste 2-3 åra. I 2009 hadde oljeprisen ein stigande tendens gjennom året; fra omkring 40 dollar per fat i byrjinga av året til omtrent 80 dollar ved inngangen til 2010. Betring i verdsøkonomien, aukande oljeforbruk i framvaksande økonomiar og produksjonsbegrensningar frå OPEC var nokon faktorar som bidrog til prisoppgangen i 2009.

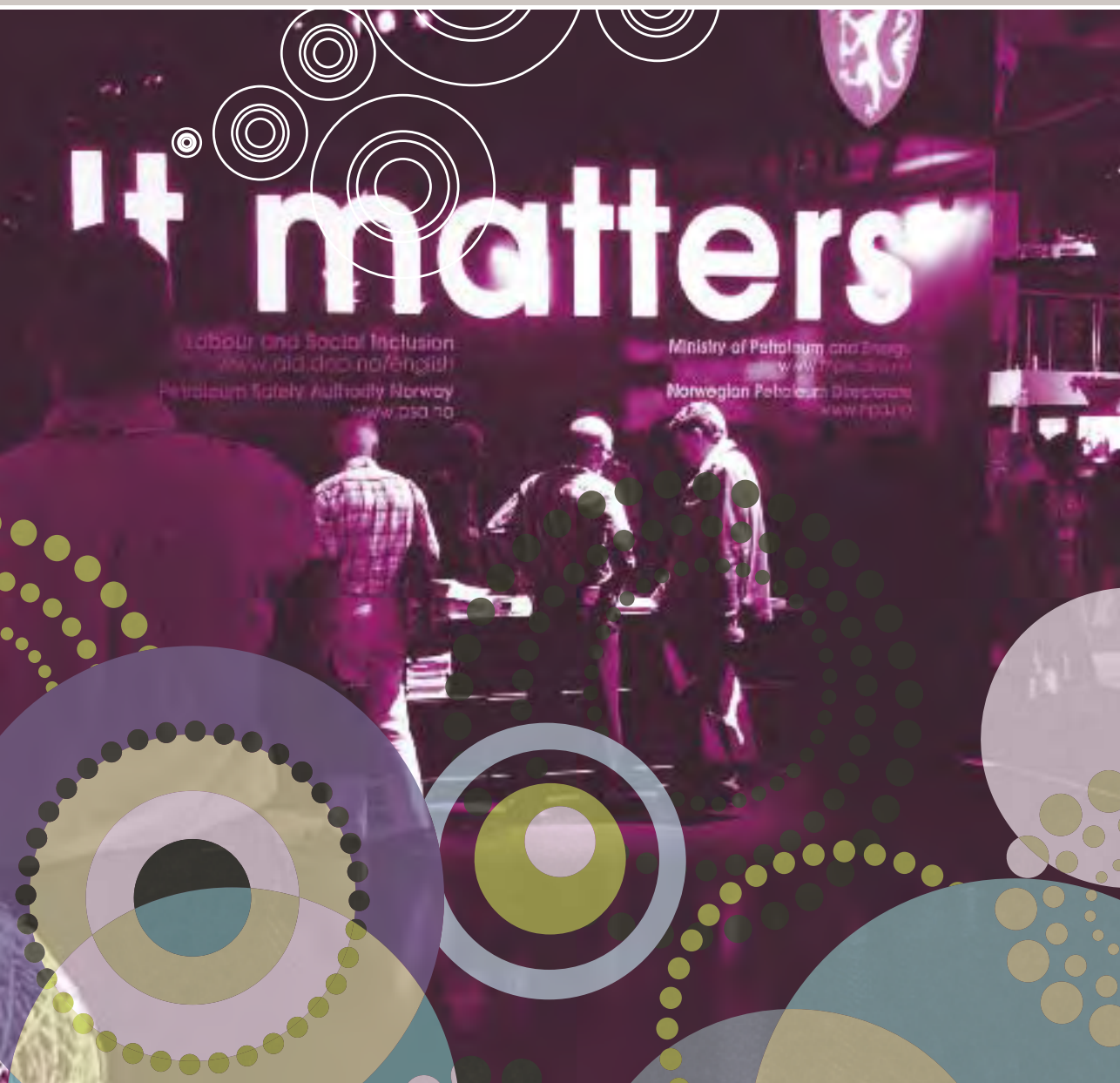


Figur 1.5 Historiske investeringar og prognose for framtidige investeringar (investering i leiting er ikkje inkludert)

(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

2

ORGANISERING AV NORSK PETROLEUMSVERKSEMD



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

Styresmaktene valde til å begynne med ein modell med utanlandske selskap til å drive petroleumsverksemda. Etter kvart auka det norske engasjementet ved at Norsk Hydro kom med, og i 1972 blei det oppretta eit oljeselskap der staten var eieeigar, Statoil. Eit privat norsk selskap, Saga Petroleum, kom også til. Saga blei i 1999 kjøpt opp av Norsk Hydro. I 2007 blei olje- og gassverksemda i Norsk Hydro slått saman med Statoil, og selskapet fekk namnet StatoilHydro ASA. Frå 1. november 2009 bytte selskapet namn til Statoil ASA.

Dagens ressursforvaltningsmodell

For at oljeselskapa skal kunne gjere rasjonelle vedtak om investeringar, er det ein føresetnad at rammeverket er føreseieleg og transparent. Organiseringa av verksemda, og rolle- og ansvarsdelinga, skal sikre viktige samfunnsomsyn og at verdiskapinga kjem fellesskapet til gode. Samtidig spelar omsynet til det ytre miljøet, helse, arbeidsmiljø og tryggleik ei viktig rolle.¹

Norske og internasjonale oljeselskap står for sjølve drifta av petroleumsverksemda på den norske

kontinental-sokkelen. Konkurransen mellom oljeselskapa gir dei beste resultatane når det gjeld å maksimere verdien av petroleumsressursane. Samtidig er det viktig at styresmaktene forstår og kan evaluere avgjerslene som oljeselskapa tek. Noreg har derfor etablert eit system der oljeselskapa har ideane og set i verk det tekniske arbeidet som skal til for å vinne ut ressursane, men verksemda deira krev offentleg godkjenning. Offentlege godkjenningar og tillatelsar er nødvendig i alle fasar av petroleumsverksemda, frå tildeling av eit utvinningsløyve, i samband med innsamling av seismikk og leiteboring², til planar for utbygging og drift³, og planar for avslutning⁴ av felt.

For at oljeselskapa skal bidra til å maksimere verdiane på den norske kontinental-sokkelen til beste for samfunnet vårt, er det nødvendig med eit rammeverk som gir petroleumsindustrien incentiv til å oppfylle statens målsetjingar, samtidig som selskapa oppfyller sine eigne mål om å maksimere sin eigen profitt. Via petroleumsskattesystemet og Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) får staten ein betydeleg del av inntektene frå petroleumsverksemda.⁵ Dette systemet er utforma slik at dersom oljeselskapa tener pengar, vil også den norske staten tene pengar. Alle aktørane i den norske petroleumsverksemda får dermed ei felles interesse av at utvinninga av dei norske petroleumsressursane skapar så store verdiar som råd.

² Jf. kapittel 4.

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

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

⁵ Jf. kapittel 3.

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

Samarbeid og konkurranse

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

Petroleumsverksemda blir driven av teknologiske nyvinningar. For at ein skal få mest mogleg ut av verdiane på den norske kontinental-sokkelen, må det sikrast at oljeselskapa heile tida bruker den beste tilgjengelege teknologien, og at dei driv nødvendig forskning og utvikling. Styresmaktene har derfor etablert eit miljø som fremjar teknologisk utvikling og eit rammeverk som sikrar at forskingsresultata blir nytta i den norske verksemda. Det er i dag eit nært samarbeid mellom oljeselskapa, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene når det gjeld teknologi og forskning.⁷

⁶ Leitepolitikken er nærare omtala i kapittel 4.

⁷ Sjå kapittel 8

Statleg organisering av petroleumsverksemda

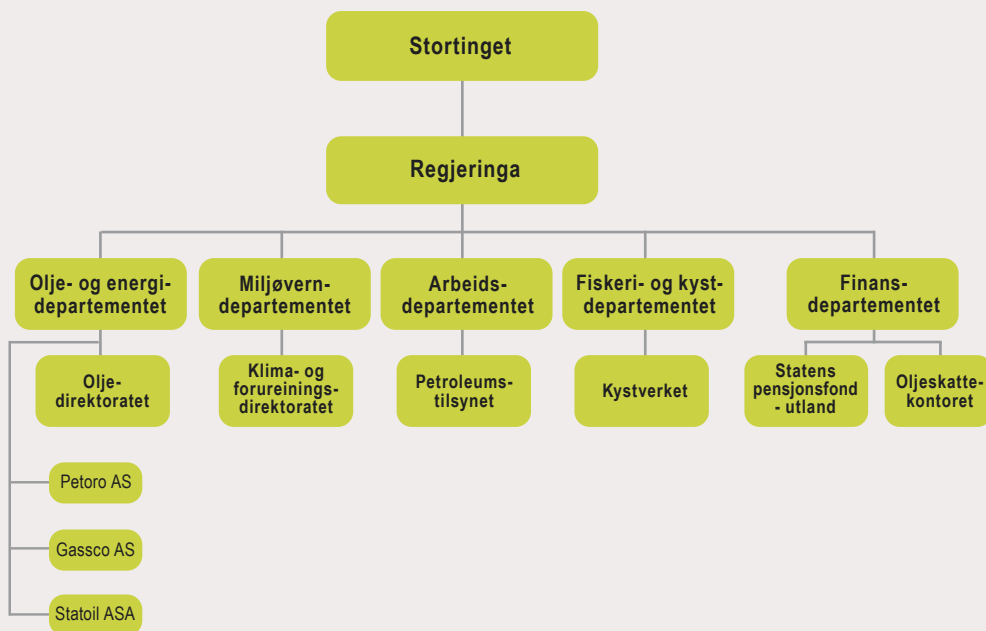
Stortinget

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

Regjeringa

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

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



Figur 2.1 Statleg organisering av petroleumsverksemda
(Kjelde: Statsbudsjettet)

Meir om organiseringa av petroleumsverksemda

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

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

Oljedirektoratet

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

Petoro AS

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

Gassco AS

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

Statoil ASA

Statoil ASA er eit internasjonalt selskap som er til stades i 41 land. Selskapet er børsnotert i Oslo og New York. Staten eig per 31. desember 2009 67 prosent av aksjane i selskapet.

Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda

ARBEIDSDEPARTEMENTET

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

Petroleumstilsynet

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

FINANSDEPARTEMENTET

Finansdepartementet har det overordna ansvaret for å sørge for at staten får inn skattar og avgifter (selskapsskatt, særskatt, CO₂-avgift og NO_x-avgift) frå petroleumsverksemda.

Oljeskattekontoret

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

Statens pensjonsfond – Utland

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

FISKERI- OG KYSTDEPARTEMENTET

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

Kystverket

Kystverket har ansvaret for den statlege oljevernberedskapen.

MILJØVERNDEPARTEMENTET

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

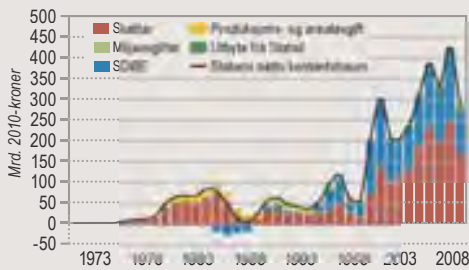
Klima- og forureiningsdirektoratet

Klima- og forureiningsdirektoratet har mellom anna ansvaret for å følge opp forureiningslova. Ei anna sentral oppgåve er å gi Miljøverndepartementet råd og fagleg grunnlagsmaterieil.

3

PETROLEUMSINNTEKTENE TIL STATEN





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

Skattar:	165,2
Miljøavgifter og arealavgift:	3,7
SDØE:	95,3*
Utbytte frå Statoil:	15,5**
Totalt:	279,8

* SDØE rekneskap 2009

** Utbytte for rekneskapsåret 2008 utbetalt i 2009

Figur 3.2 Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda 2009 (mrd. NOK).

(Kjelde: Nasjonalbudsjettet 2010 og rekneskapstal for SDØE)

Staten får store inntekter frå petroleumsverksemda. I 2009 kom 27 prosent av inntektene til staten derifrå. Figur 3.1 viser innbetalingane frå verksemda. Verdien av petroleumsressursane som er igjen på kontinentalsokkelen, er i nasjonalbudsjettet for 2010 vurdert til 4 744 milliardar kroner.

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

- Skattlegging av olje- og gassverksemda
- Direkte eigarskap i felt og infrastruktur (Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE)
- Avgifter
- Utbytte frå eigarskapet i Statoil

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

Petroleumsskattesystemet

Petroleumsskattlegginga byggjer på reglane for ordinær bedriftsskattlegging. På grunn av den ekstraordinære lønnssemda ved utvinning av dei norske petroleumsressursane blir det i tillegg lagt ein særskatt på denne typen næringsverksemd. Den ordinære skattesatsen er som på land, 28 prosent. Særskattesatsen er 50 prosent. Når ein reknar ut grunnlaget for ordinær skatt og særskatt, blir investeringane avskrivne lineært over seks år frå det året investeringa skjer. Det er frådrag for alle relevante kostnader, medrekna kostnader til leiting, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning (sjå figur 3.3). Konsolidering mellom felt er det fullt høve til.

For å skjerme normalavkastninga frå særskatt er det eit ekstra fråtrekk i utrekningsgrunnlaget for særskatt, kalla friinntekt. Ho er på 30 prosent av investeringane (7,5 prosent per år i fire år frå og med investeringsåret).

Selskap som ikkje er i skatteposisjon, kan føre fram underskot og friinntekt med rente. Selskapa kan også søkje om å få refundert skatteverdien av undersøkingsutgifter i samband med likninga.

Petroleumsskattesystemet skal verke nøytralt, slik at eit investeringsprosjekt som er lønnsamt for ein investor før skatt, også vil vere det etter skatt. Dermed er det mogleg å ta omsyn både til betydelege inntekter til fellesskapet og til at selskapa ynskjer å gjennomføre lønsame prosjekt.

Avgifter

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

Miljøavgifter

Viktige miljøavgifter for petroleumsverksemda er CO₂-avgifta, NO_x-avgifta og arealavgifta.

CO₂-avgifta blei innført i 1991 og er eit verkemiddel for å redusere utslepp av CO₂ frå petroleumsverksemda. CO₂-avgifta skal betalast per standardkubikkmeter (Sm³) gass som blir brend eller sleppt direkte ut, og per liter petroleum som blir brend. For 2010 er satsen sett til 47 øre per liter petroleum eller standardkubikkmeter gass.

Noreg er med heimel i Göteborgprotokollen av 1999 forplikta til å redusere dei årlege utsleppa av nitrogenoksid (NO_x), og derfor blei det innført ei NO_x-avgift frå 1. januar 2007. For 2010 er satsen sett til 16,14 kroner per kilo NO_x. Petroleumsverksemda er i tillegg omfatta av kvoteplikt. Det inneber at

Driftsinntekter (normpris)

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

Figur 3.3 Utrekning av petroleumsskatt

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

selskapa på sokkelen må kjøpe klimakvoter for kvart tonn CO₂ dei slepp ut.

Normprisen

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

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

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

SDØE

I tillegg til skattar og avgifter og utbyte frå Statoil er Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) ei viktig inntektskjelde for staten. SDØE er ei ordning der staten eig ein del i mange olje- og gassfelt, rørleidningar og landanlegg. Eigardelen i olje- og gassfelta blir fastsett ved tildeling av

utvinningsløyvet, og storleiken varierer frå felt til felt. Som ein av fleire eigarar dekkjer staten sin del av investeringane og kostnadene, og får ein tilsvarende del av inntektene frå utvinningsløyvet. SDØE blei oppretta med verknad frå 1. januar 1985. Fram til då hadde staten hatt eigarskap i utvinningsløyve berre gjennom selskapet Statoil, som staten var eineigar av. Statoils deltakardelar blei i 1985 splitta i ein direkte økonomisk del til staten (SDØE) og ein del til Statoil. I samband med børsnoteringa av Statoil i 2001 blei handsaminga av SDØE-porteføljen overført til det statlege ivaretakarselskapet Petoro. Per 01.01.2010 hadde staten direkte økonomiske deltakardelar i 137 utvinningsløyve, og dessutan delar i 14 interessentskap i rørleidningar og landanlegg.

Utbyte frå Statoil

Staten eig 67 prosent av aksjane i Statoil. Som eigar i Statoil får staten utbyte som går inn i inntektene frå petroleumsvirksomma. Utbyttet betalt til staten i 2009 var på 15,5 mrd. kroner.

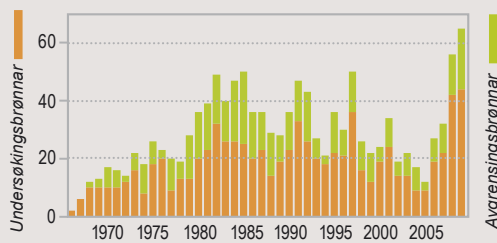
EITI

Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) er eit internasjonalt initiativ der formålet er å styrkje godt styresett gjennom publisering av inntektsstraumar til staten frå olje-, gass- og gruveselskap i land som er rike på naturressursar. Større openhet om pengestrømmar skal bidra til betre styresett og at innbyggjarane kan halde regjeringa si ansvarleg for korleis ho bruker pengane. Noreg valde hausten 2007 å implementere EITI.

4

LEITEVERKSEMDA





Figur 4.1 Igangsette leitebrønner på den norske kontinentalsokkelen 1966-2009

(Kjelde: Oljedirektoratet)

For å kunne vinne ut petroleumsressursane som finst på den norske kontinentalsokkelen, må det leitast etter og påvisast ressursar. Leiteaktiviteten er ein viktig indikator på framtidig produksjon. Generelt tek det fleire år frå det blir avgjort at ein skal leite etter ressursar, til eventuelle funn kan setjast i produksjon. 10-15 år er ikkje uvanleg. Utforminga av leitepolitikken er derfor ein viktig del av langsiktig norsk ressursforvaltning.

Oljeproduksjonen på norsk kontinentalsokkel har vore fallande dei seinare år. For styresmaktene er det viktig at leitepolitikken er utforma slik at det raskt og effektivt kan påvisast nye ressursar som kan motverka fallet i oljeproduksjon. Det er selskapa som står for sjølve leitinga etter og påvisinga av nye ressursar. Leitepolitikken er derfor utforma med tanke på at den norske kontinentalsokkelen skal vere attraktiv for etablerte og nye aktørar som kan bidra til effektiv utforsking. Regjeringa vil gi selskapa tilgang til attraktiv leiteareal. Desse areala skal vere ei blanding av modne område og nye, mindre utforska område der det er moglegheit for å finne ressursar.

Etter ein periode med låg leiteaktivitet tok den seg opp i 2007. 32 leitebrønner blei påbegynte, medrekna 20 undersøkningsbrønner. I 2008 blei det påbegynt 56 leitebrønner. Av dei 56 leitebrønnane var det 41 undersøkningsbrønner og 15 avgrensingsbrønner. Det blei gjort 25 funn. I 2009 blei det satt ny rekord med 65 påbegynte leitebrønner. Av dei var 44 undersøkningsbrønner og 21 avgrensingsbrønner. Det blei gjort 28 funn, noko som er det høgaste talet så langt. Vidare leiteboring i umodne område i Norskehavet og Barentshavet vil vere viktig for kartlegging og vurdering av ressursmoglegheitane i desse områda.

Ein grunnleggjande føresetnad for petroleumsverksemda er sameksistens mellom oljeindustrien og andre brukarar av hav- og landområda som

petroleumsverksemda får følgjer for. Denne føresetnaden ligg også til grunn i konsesjonspolitikken. Når det gjeld både opning av nye område, utlysing av konsesjonsrundar og tildeling av utvinningsløyve, legg ein stor vekt på å finne ordningar som tek vare på interessene til alle brukarane av havområda.

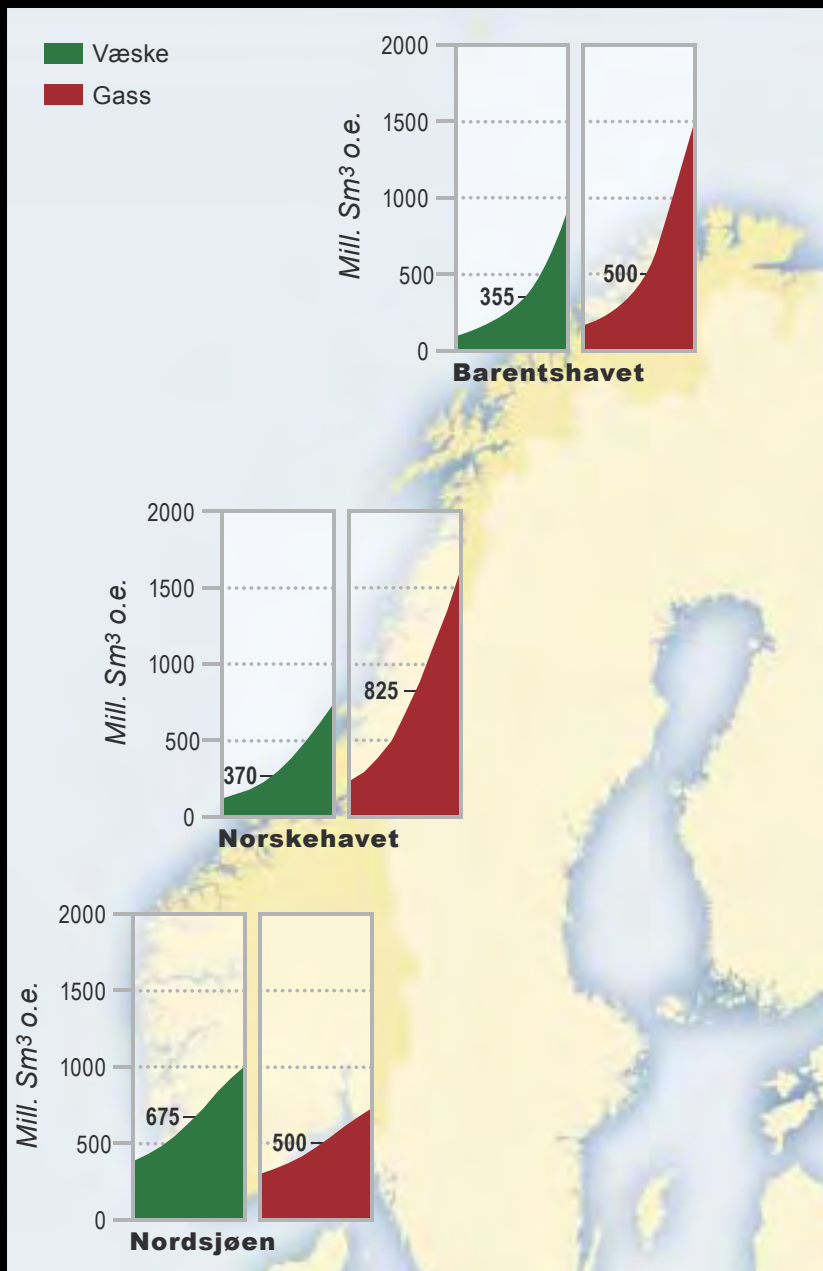
Konsesjonssystemet

Petroleumslova (lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet) inneheld den overordna heimelen for konsesjonssystemet som regulerer norsk petroleumsverksemd. Etter lova og forskrifta til lova kan det tildelast løyve for undersøking etter, utvinning av og transport av petroleum m.m.

Petroleumslova slår fast at det er staten som har eigedomsretten til undersjøiske petroleumsførekomstar på den norske kontinentalsokkelen. Før det blir gitt løyve til leiteboring og produksjon (utvinningsløyve), må området der det skal borast, vere opna for petroleumsverksemd. I samband med det skal det utarbeidast ei konsekvensutgreiing som vurderer mellom anna dei økonomiske og sosiale verknadene og miljøverknadene som verksemda kan ha for andre næringer og distrikta rundt.

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

Utvinningsløyvet regulerer rettar og plikter som selskapa har overfor staten. Dokumentet utfyller



Figur 4.2 Uoppdaga ressursar fordelt på område. Talet i kvar søyle viser venta utvinnbart volum medan uvissa i estimatet er vist ved den skrå linja, lågt estimat til venstre, høgt estimat til høgre.

(Kjelde: Oljedirektoratet)

føresegnene i petroleumslova og gir detaljerte vilkår. Det gir einerett til undersøking, leiteboring og utvinning av petroleum innanfor det geografiske området for løyvet. Rettshavarane blir eigarar av petroleumen som blir produsert.

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

Modne og umodne område

På den norske kontinentalsokkelen har Stortinget opna for petroleumsaktivitetar i mesteparten av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør. Estimert som Oljedirektoratet har gjort over uoppdaga ressursar i områda på sokkelen, er om lag på til saman 3,2 milliardar Sm³ utvinnbare oljeekvivalentar. Ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med om lag 37 prosent i Nordsjøen, om lag 37 prosent i Norskehavet og om lag 26 prosent i Barentshavet (sjå figur 4.2). Avhengig av kor modne områda er, varierer utfordringane med å realisere det økonomiske potensialet for dei uoppdaga ressursane.

Kjenneteikn på modne område er kjend geologi, mindre tekniske utfordringar og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Det er svært sannsynleg at det vil bli gjort funn, men mindre sannsynleg at det vil vere nye, store funn. I delar av dei modne områda av sokkelen har det vore petroleumsaktivitet i nærare 40 år. Derfor er geologien der godt kjend, og mange stader er infrastrukturen godt utbygd.

Kjenneteikn på umodne område er lite kjennskap til geologien, til dels store tekniske utford-

ringar og manglande infrastruktur. Uvissa omkring leiteaktiviteten er større her, men det er mogleg å gjere nye, store funn. Aktørane som skal leite i umodne område, må ha brei erfaring og teknisk og geologisk kompetanse, i tillegg til eit solid finansielt fundament.

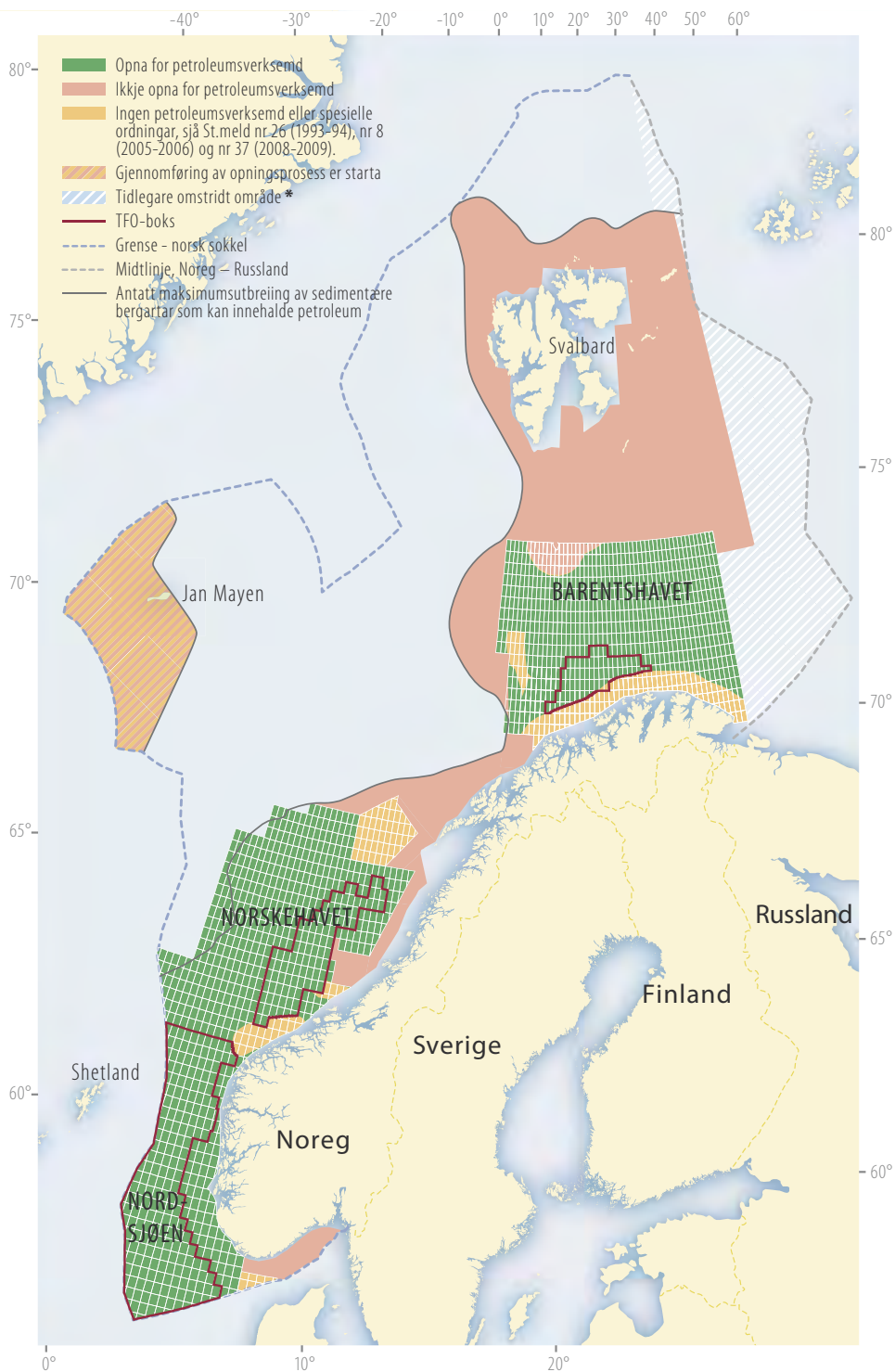
Leitepolitikk i modne og umodne område

Modne område

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

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

I desse områda har styresmaktene vurdert det som viktig at industrien får tilgang til større område, slik at dei ressursane som er tidskritiske, kan vinnast ut til rett tid. I tillegg er det viktig at areala som industrien får tildelt, blir utforska på ein rask og effektiv måte. Regjeringa har derfor lagt om politikken i modne område, og innførte i 2003 ordninga med tildeling av utvinningsløyve i førehandsdefinerte område (TFO) i modne delar av kontinentalsokkelen (St.meld. nr. 38 (2003–2004) Om petroleumsvirksomheten). Ordninga inneber at det er oppretta store førehandsdefinerte leite-



* I følgje ein fellesavtale inngått mellom Noreg og Russland i Oslo 27.04.2010 skal dei to landa snarast mulig inngå ein avtale om ei deleline i dette området slik den nå er anbefalt av dei to land sine forhandlingsdelegasjonar. Den endelege avtalen må ratifiserast av den russiske Duma og det norske Storting før den trer i kraft.

Figur 4.3 Arealstatus for norsk kontinentalsokkel
(Kjelde: Oljedirektoratet)

område, som omfattar alt modent areal på sokkelen. Områda vil bli utvida, men ikkje innskrenka, etter kvart som nye område modnast. Det er lagt opp til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført sju årlege rundar i modne område (TFO 2003–2009). TFO 2010 blei utlyst 19. februar 2010 med søknadsfrist 15 september same år. TFO-området blei i den prosessen utvida i Norskehavet og Barentshavet. Figur 4.3 viser det arealet som er lyst ut for tildeling i TFO 2010. For styresmaktene er det viktig at det blir arbeid aktivt med konsesjonsbelagt areal. Områda for utvinningsløyve som skal tildelast, blir skreddarsydde slik at selskapa får tildelt berre dei områda der dei har konkrete planar. Arbeidsplikta som selskapa tek på seg når dei får tildelt nye utvinningsløyve, er sett opp i punkt som gjeld aktivitetar og avgjersler. For kvart punkt må selskapa avgjere om dei vil gjennomføre nye aktivitetar i løyvet eller levere tilbake heile området. Tilbakelevert areal kan søkjast av nye selskap som kan ha eit anna syn på prospektiviteten. Dette fører til raskare sirkulasjon av areal og meir effektiv utforsking av dei modne områda. Etter utløpet av den initielle perioden kunne selskapa tidlegare behalde opptil 50 prosent av det tildelte arealet utan at dei plikta å drive konkret aktivitet. I dag er hovudregelen at dei får ha berre dei områda der dei har planar om å starte produksjon.

Arealavgifta er også eit verkemiddel som skal bidra til å auke aktiviteten i dei tildelte områda. Ideen bak avgifta er at det ikkje skal betalast arealavgift for område der det går for seg produksjon eller aktiv leiteverksemd. I den initielle perioden, der leiteaktiviteten følgjer eit pålagt arbeidsprogram, betaler rettshavarane inga avgift. Etter den initielle perioden skal dei betale ei årleg avgift til staten for kvar kvadratkilometer av området som utvinningsløyvet gjeld for. For å styrkje arealavgifta

sin funksjon i ressursforvaltninga blei reglane for arealavgift skjerpte, med verknad frå 1. januar 2007. Etter dei nye reglane skal selskapa betale 30 000 kroner per kvadratkilometer første året, og satsen aukar til 60 000 kroner andre året. Frå og med tredje året betaler selskapa den maksimale avgiftssatsen på 120 000 kroner per kvadratkilometer. Selskapa får fritak frå arealavgifta dersom dei leverer inn ein plan for utbygging og drift (PUD) til Olje- og energidepartementet. Fritaket frå arealavgifta blir berre gitt for dei områda som dekkjer den geografiske utstrekninga av førekomstane, og som det er levert inn PUD for. Regelverket gir også fritak for arealavgift i to år dersom selskapa borar ein undersøkingsbrønn utover fastsett arbeidsplikt.

Umodne område

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

Gjennom 18. konsesjonsrunde kom prinsippa i endringane i reglane for tilbakelevering i modne område også til å gjelde umodne område. Men det er ikkje formålstenleg at alle selskap som har fått utvinningsløyve i umodne område, leverer inn ein utbyggingsplan ved utgangen av den initielle perioden, så hovudregelen for tilbakelevering i desse områda er knytt til avgrensing av ressursar som er påviste ved boring. I umodne område er det elles gjort dei same endringane som i modne område når det gjeld å skreddarsy områda som skal tildelast.

19. konsesjonsrunde i 2006 fokuserte særleg på område i Barentshavet og vest i Norskehavet. Tildelingane representerte eit viktig steg for å få utforska desse områda. 20. konsesjonsrunde blei



Figur 4.4 Norsk og russisk del av Barentshavet
(Kjelde: Oljedirektoratet)

tildelt våren 2009, og fokuserte på dei same områda. Arbeidet med 21. konsesjonsrunde pågår med planlagt tildeling våren 2011.

Etter kvart som petroleumsaktivitetane gradvis har flytt seg nordover mot dei store umodne områda i dei nordlege delane av kontinentalsokkelen, har det vore nødvendig å avklare vilkåra for petroleumsaktivitetane der. St.meld. nr. 8 (2005–2006) *Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten* (HFB) blei lagd fram for Stortinget våren 2006. Denne forvaltningsplanen legg rammene for petroleumsverksemda i desse områda. HFB legg også føringar i form av kvar det skal gå for seg petroleumsverksemd. Fleire program held no på å samle meir kunnskap om havområdet før HFB skal oppdateras i 2010. Dette arbeidet er nær avslutta. Mellom anna har Oljedirektoratet ansvar for eit treårig program for geologisk kartlegging og innsamling av seismiske data på Nordland VII og Troms II. I 2007 og 2008 blei det sett av 70 millionar og 140 millionar kroner til dette

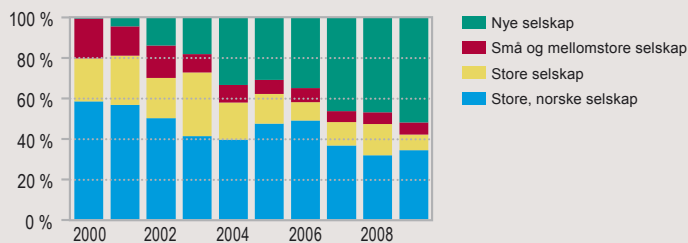
programmet, mens i 2009 blei det sett av 200 millionar kroner.

Arbeidet med ein heilskapleg forvaltningsplan for Norskehavet (HFNH) begynte våren 2007 og blei lagd fram for Stortinget våren 2009 som St.meld. nr 37 (2008-2009) *Helhetlig forvaltningsplan for det marine miljø i Norskehavet* (forvaltningsplan). HFNH etablerer rammevilkår som balanserer interessene til fiskerinæringa, petroleumsnæringa og skipsfartsnæringa, og samtidig tek omsyn til miljøet.

Uopna område

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

I april 2010 blei det oppnådd semje mellom norske og russiske styresmakter om den maritime avgrensinga mellom Norge og Russland i Barents-



Figur 4.6 Leitekostnader i utvinningsløvve i Nordsjøen etter storleiken på selskapa

(Kjelde: Oljedirektoratet)

havet og Polhavet. Den endelege avtalen må ratifiserast av den russiske Duma og det norske Storting før den trer i kraft.

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

Aktorbiletet

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

Prekvalifisering

For å leggje forholda betre til rette for nye aktørar introduserte St.meld. nr. 39 (1999–2000) *Olje og gassvirksomheten* ei ordning med prekvalifisering av nye operatørar, og rettshavarar. Sidan ordninga blei sett i verk og fram til januar 2010, har 48 noverande selskaper gjennomgått prekvalifisering eller blitt rettshavarar på den norske kontinentalsokkelen. Fleire andre selskap er til vurdering eller har indikert at dei ønskjer prekvalifisering. Figur 4.5 viser prekvalifiserte og nye selskap sidan 2000.

Når det gjeld dei årlege konsesjonsrundane i modne område, har dei nye aktørane fått tildelt betydelege areal og utvinningsløvve. For åra 2007 og 2008 har nye aktørar stått for over 40 prosent av leitekostnadane i Nordsjøen (sjå figur 4.6). Det siste året har talet auka til 50 prosent.

Dei fleste nye selskapa har til no konsentrert seg om modne område i Nordsjøen og Norskehavet. I dei siste rundane har desse selskapa også vist stadig større interesse for Barentshavet, og ein ventar at fleire nye selskap vil delta i konsesjonsrundane i umodne område etter kvart som dei får god kjennskap til sokkelen og etablerer større organisasjonar i Noreg.

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

Aker Exploration*	Det Norske	GdF	Nexen	Petoro	Skeie Energy
Aker Maritime*	Discover	Genesis*	Noble	Petro-Canada	Spring Energy
Altinex*	DNO	Hunt Oil	Noreco	Petrofac	Sumitomo
Anadarko	Dong	Idemitsu	North Energy	PGNiG	Talisman
BayernGas	E.ON Ruhrgas	Kerr McGee	OER*	Premier	VNG
BG Norge	Edison	Lasmo*	OMV	Repsol	Wintershall
Bridge Energy	Endeavour*	Lotos	Oranje Nassau	Revus*	4sea energy*
Centrica	Ener*	Lundin	PA Resources*	Rocksource	
CNR	Enterprise*	Marubeni	Paladin*	Sagex	
Concedo	Excel Expro	Mitsubishi	Pelican*	Serica	
Dana	Faroe	Mærsk	Perenco	Skagen 44	

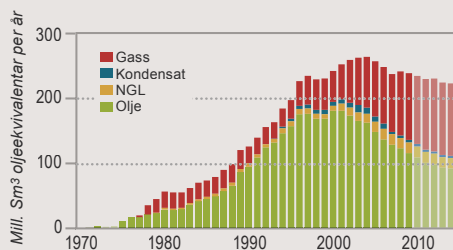
* Er ikkje sjølvstendig selskap i dag. Figur 4.5 Prekvalifiserte/nye selskap sidan 2000 (per 1. kvartal 2010)

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

5

UTBYGGING OG DRIFT





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

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Det blei produsert i alt 238,6 millionar Sm³ oljeequivalenter (o.e.) i 2009, 3 millionar Sm³ o.e. mindre enn året før. Av dette var 102,7 milliardar Sm³ gass, 115,5 millionar Sm³ olje, 16 millionar Sm³ NGL og 4,4 millionar Sm³ kondensat. I 2009 passerte gassproduksjonen på norsk sokkel for første gong 100 milliarder Sm³. Mens produksjon av gass auka i fjor, gjekk produksjonen av olje ned. Også i åra framover ventar ein at produksjonen av gass vil stige. Ein reknar med at gassdelen av det totale petroleumssalet vil auka frå 43 prosent i 2009 til 50 prosent i 2013. Figur 5.1 viser historisk produksjon av olje og gass, og prognose for produksjon dei neste åra.

I 2009 godkjende myndigheitene planane for utbygging og drift (PUD) av Goliat, Oselvar og Troll Prosjekter. I 2010 kan det bli sendt inn fleire nye utbyggingsplanar til myndigheitene for godkjenning. Bygging av ein ny bustadplattform på Ekofisk er blant prosjekta som er godkjend så langt i 2010. I tillegg kan utbygging av funna Gudrun, Marulk, Pi og Nemo bli godkjende av myndigheitene i løpet av 2010. Utbygging av Trym i sørlege Nordsjø vart godkjend i mars 2010.

Historisk utvikling

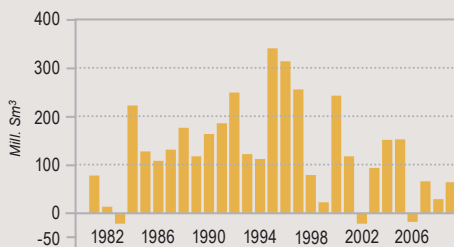
Produksjonen frå den norske kontinentalsokkelen har vore dominert av nokre store felt. Då Nordsjøen blei opna for oljeverksemd, blei dei områda som såg mest lovande ut, undersøkte først. Det førte til funn i verdensklasse, funn som seinare kom i produksjon og fekk feltnamn som Ekofisk, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll. Desse felta har vore og er framleis viktige for utviklinga av petroleumsvksemda. Utbygginga av dei store felta har ført til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyte seg opp mot. Produksjonen frå fleire av desse felta minkar no, samtidig

som fleire nye mindre felt har come til. Derfor fordeler produksjonen seg i dag på fleire felt enn før. Det er ei naturleg utvikling. Etter kvart som den norske petroleumsvksemda har flytt seg nordover, har ein gått inn i område med store gassressursar. Det er bygt ut mange gassfelt og etablert mykje transportinfrastruktur for gass. Denne infrastrukturen har gjort det mogleg å utvikle stadig nye gassressursar.

Effektiv produksjon av petroleumsvksemdane

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

Ut frå rammene for petroleumsvksemda er selskapa forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsvførekomst. Dermed er selskapa ansvarlege for å arbeide for og gjennomføre nye prosjekt, men det er styresmaktene som gir endeleg samtykke til igangsetjing. Når ein ny førekomst skal byggjast ut, må selskapa leggje fram ein plan for utbygging og drift (PUD) for godkjenning. Ein viktig del av utbyggingsplanen er ei konsekvensutgreiing som går ut til høyring til instansar som saka vedkjem. Konsekvensutgreiinga viser korleis ein reknar med at utbygginga vil verke på miljøet, fiskeria og samfunnet elles. Behandlinga av denne utgreiinga og av sjølve utbyggingsplanen sikrar ressursmessig forsvarlege prosjekt som har akseptable konsekvensar for andre samfunnsinteresser. Departementet har no utarbeidd ei ny rettleiar for plan for utbygging og



Figur 5.2 Brutto reservetilvekst, olje 1981 - 2009

(Kjelde: Oljedirektoratet)

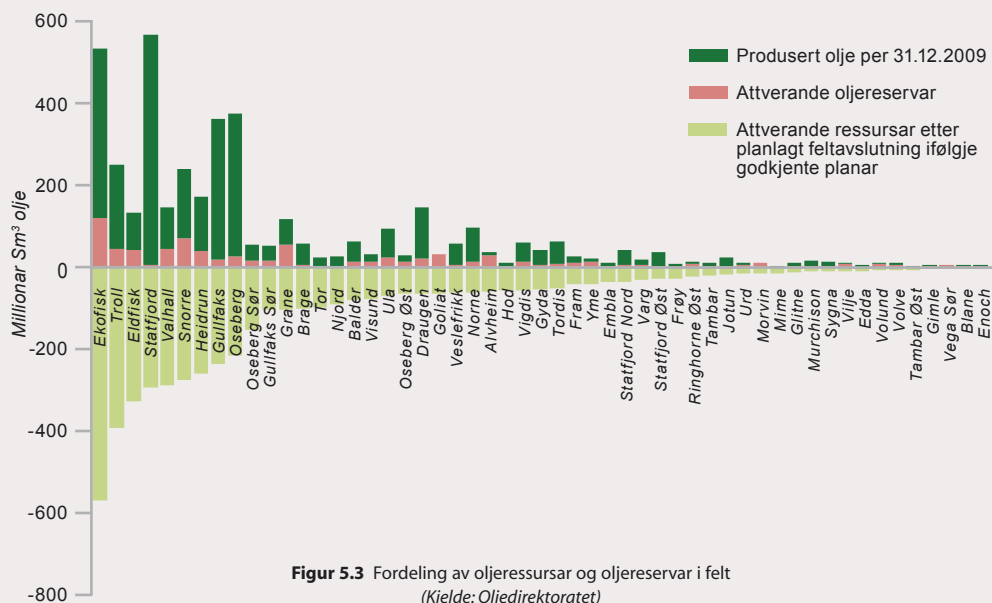
drift og plan for anlegg og drift. Hovudføremålet med den oppdaterte rettleiaren er å tydeleggjere regelverket og styresmaktene sine forventingar til utbyggarar på norsk sokkel.

Utbygging av påviste petroleumsressursar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsnæringa i dag. Det blir stadig viktigare å utnytte ressursane i dei kjende områda betre. I sum er dette eit stort potensial som kan generere store verdiar for samfunnet dersom det blir utnytta på ein fornuftig måte. Oljedirektoratet har vurdert dette potensialet og har kome fram til ei målsetjing om ein reservetilvekst på den norske kontinentalsokkelen på 800 millionar Sm³ olje før 2015. Det svarar til om lag to gonger dei opphavlege oljeressursane i heile Gullfaksfeltet. Målsetjinga er eit strekksmål for industrien og styresmaktene. Dersom vi skal få ut dette potensialet, må vi auke utvinninga frå felt i produksjon, byggje

ut funn i nærleiken av eksisterande infrastruktur, påvise og byggje ut nye ressursar og heile tida gjere drifta av felta betre og meir kostnadseffektiv. Figur 5.2 viser årleg tilvekst av oljereservar i perioden 1981–2009. Rekneskapan for 2009 viste ein vekst på 64 millionar Sm³ olje, bokført som nye reservar. I 2008 vart det bokført 29 millionar Sm³ olje. Den største auken i oljereservane er frå felta Oseberg, Alvheim og Åsgard. I tillegg er ressursane i Goliat og Oselvar modna til reservar.

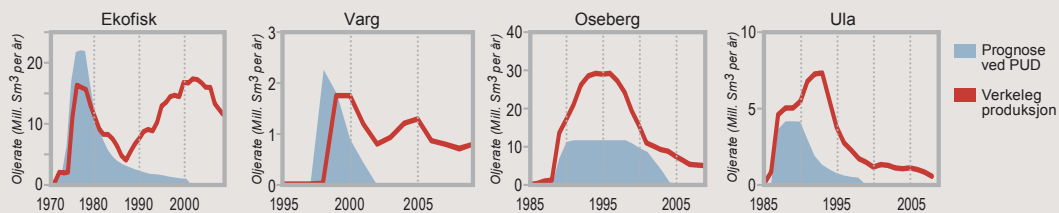
Auka utvinning i modne område

Delar av den norske kontinentalsokkelen blir i dag definerte som modne område, det vil seie område med kjend geologi, godt utbygd infrastruktur, minkande produksjon og aukande einingskostnader i produksjonen. I desse områda er det framleis eit betydeleg potensial for verdiskaping dersom ein



Figur 5.3 Fordeling av oljeressursar og oljereservar i felt

(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 5.4 Produksjonsutvikling for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula

(Kjelde: Oljedirektoratet)

aukar utviningsgraden i produserande felt, effektiviserer drifta og leitar etter ressursar i nærleiken av infrastrukturen som er utbygd.

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

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

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

Auka ressursuttak

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

Figur 5.4 viser produksjonsutviklinga for felta Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula. Vi ser at den faktiske produksjonen frå desse felta har blitt mykje annleis enn det dei opphavlege utbyggingsplanane

la opp til. Ut frå desse planane skulle felta no ha vore nedstengde. Men tiltak med sikte på effektiv drift og auka utvinning har resultert i at felta vil produsere i mange år enno. Når det gjeld Ekofisk, håpar operatøren å halde produksjonen oppe fram mot 2050. Desse eksempla illustrerer at det kan skapast betydelege verdiar ved å auke utvinninga.

Forlengd levetid

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

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

Auka oljeutvinning og forlengd levetid for felta gir større verdiskaping, men kan også gje auka energibruk. Når oljeproduksjonen minkar, kan det også føre til at meir av vatnet som finst naturleg i reservoaret, blir produsert. Desse utfordringane er omtala nærare i kapittel 9.

Effektiv drift

Den viktigaste faktoren for å forlengje levetida til eit felt er at produksjonen er lønnsam. Effektiv drift bidreg til å redusere kostnadene i produksjonen. Ressursuttaket blir påverka fordi det kan drivast lønnsam produksjon lenger enn om drifta var mindre effektiv. Det kan gjere sitt til at ressursar som i dag ikkje er lønnsame, blir produserte. Mange

felt står overfor ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å forsvare lønnsam drift på eit lågare produksjonsnivå.

Utviklinga i kommunikasjonsteknologien har opna for nye måtar å arbeide på. Innføring av integrerte operasjonar (IO) i petroleumsverksemda inneber mellom anna at ein bruker informasjons-teknologi til å endre arbeidsprosessar for å oppnå betre avgjersler, til å fjernstyre utstyr og prosessar og til å flytte funksjonar og personell til land. Målet med dette er reduserte kostnader og meir effektiv drift. Petroleumsverksemda i Noreg er i dag langt framme internasjonalt i implementering av IO. Ein av grunnane er at det allereie er lagt breiband (fiberkablar) for overføring av store datamengder til mange av felta. IO er eit viktig element i mange nye utbyggingar, og statusrapportar frå operatørane tyder på at det blir satsa på IO på mange mogne felt. Der det lønar seg, blir eksisterande felt knytte til den digitale infrastrukturen for å ta i bruk denne teknologien.

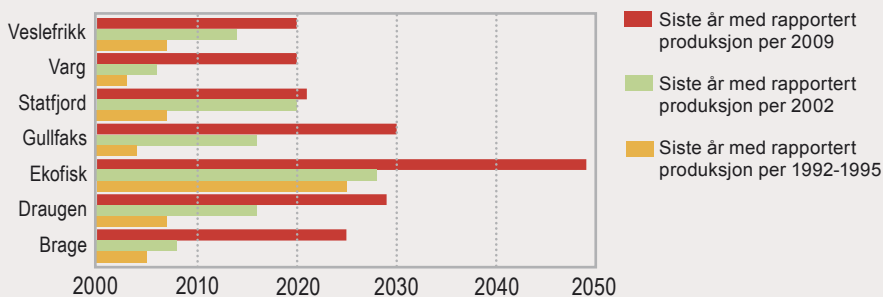
Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur

I 2009 blei det investert om lag 136 milliardar kroner på den norske kontinentalsokkelen. Totalt er det investert om lag 3000 milliardar kroner der,

målt i dagens pengeverdi. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen gjer det mogleg å produsere og marknadsføre petroleum, men legg også eit grunnlag for å utvikle ytterlegare ressursar på ein kostnadseffektiv måte.

Når produksjonen frå eit felt minkar, vil det ofte bli frigjort kapasitet i infrastrukturen. Slik kapasitet kan gi svært effektiv utnytting av ressursar som kan knytast opp mot denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er det å bruke den eksisterande infrastrukturen ein føresetnad for lønnsam utvikling av nye førekomstar, fordi ein del slike førekomstar er for små til at det lønner seg å byggje ut eigen infrastruktur. Leiting etter og utbygging av ressursar i nærleiken av eksisterande infrastruktur kan gi det norske samfunnet store verdiar.

Estimat frå Oljedirektoratet viser at om lag to tredelar av dei uoppdaga ressursane på den norske kontinentalsokkelen ligg i Nordsjøen og Norskehavet. Dette er dei områda der det i dag er etablert mykje infrastruktur. For å kartlegge utsiktene og for å kunne utnytte fordelane med infrastrukturen der har styresmaktene etablert ein offensiv leitepolitikk for modne område. På ein føreseieleg måte blir store område tilgjengelege for selskapa, men



Figur 5.5 Levetida for nokre felt
(Kjelde: Oljedirektoratet)

det set samtidig strenge krav til framdrift for dei selskapa som får tildelt leiteareal. I forlenginga av denne politikken og det faktum at ein del felt nærmar seg nedstenging, er det viktig at infrastrukturen i områda blir utnytta effektivt – anten det no er av eigarane sjølve eller av tredjepartsbrukarar.

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

Utviklinga framover

For å sikre at potensialet i og omkring produserande felt blir utnytta, er det viktig at eigarinteressene er hos dei selskapa som ønskjer å gjere mest ut av dette. Styresmaktene er derfor positive til omsetning av eigardelar. I tillegg er det opna

for eit vidare spekter av aktørar, jamfør omtalen av aktorbiletet i kapittel 4. Norske styresmakter meiner at eit mangfald av aktørar som gjer ulike vurderingar og prioriteringar, er positivt når det gjeld å realisere ressurspotensialet på den norske kontinentalsokkelen.

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

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

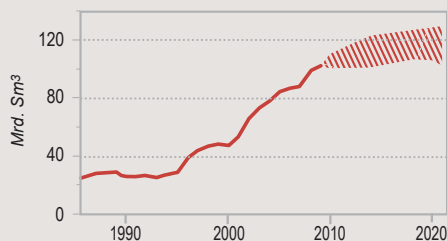


Figur 5.6 Hovedfiberkabelnettet på norsk kontinentalsokkel
(Kjelde: Oljedirektoratet)

6

GASSEKSPORT FRÅ NORSK SOKKEL





Figur 6.2 Salsgass frå norske felt

(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Gassverksemda utgjer ein stadig større del av petroleumssektoren, og gir staten store inntekter. Norsk gass er også viktig for energiforsyninga i Europa og blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa. Gasseksporten i 2009 var i energiinnhald om lag åtte gonger så stor som den norske normalproduksjonen av elektrisitet. Den norske gasseksporten dekkjer om lag 15 prosent av det europeiske¹ gassforbruket. Størstedelen av eksporten vår går til Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike, der norsk gass utgjer mellom 25 og 35 prosent av det samla forbruket. Produ-sentselskap på den norske kontinentalsokkelen har gassavtalar med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekkia, Austerrike og Danmark. Frå Snøhvit-anlegget leverer ein LNG (liquefied natural gas) til mellom anna USA og Spania. Figur 6.2 viser historisk og venta norsk gassal. Gassalet er venta å nå eit nivå mellom 105 og 130 milliardar Sm³ i løpet av det neste tiåret.

Transportkapasiteten i det norske rørleidnings-systemet er i dag om lag 120 milliardar Sm³ per år. Det er fire mottaksterminalar for norsk gass på kontinentet; to i Tyskland, ein i Belgia og ein i Frankrike. I tillegg er det to mottaksterminalar i Storbritannia (sjå kartet). Det norske gasstransportsystemet omfattar eit nettverk av rørleidningar med ei lengde på over 7800 km. Det er utarbeidd traktatar som regulerer rettar og plikter mellom Noreg og landa som har landingspunkt for gass.

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

¹ OECD Europa.

Alle rettshavarar på den norske kontinentalsokkelen er ansvarlege for å selje sin eigen gass. Statoil sel olje og gass som staten eig, saman med sin eigen petroleum, i samsvar med avsetningsinstruksen.

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

Organisering av verksemda

Dei generelle verkemidla innanfor ressursforvaltninga av gass er leitepolitikk, vilkår for godkjenning av utbyggingsplanar og produksjonsløyve for olje og gass (sjå kapitla 4 og 5). Mange av felta på den norske kontinentalsokkelen inneheld både gass og olje. Når styresmaktene tildeler produksjonsløyve for gass, tek ein omsyn til utsiktene for optimal utvinning av olje. Det har hendt at ein av omsyn til oljeutvinninga har gitt produksjonsløyve til mindre mengder gass enn det selskapa har søkt om. Styresmaktene har ei viktig rolle når det gjeld å etablere transportkapasitet og legge til rette for at handsamings- og transportkapasiteten er tilpassa ulike scenarie for ny utvinning på mellomlang og lang sikt.

Samtidig er det viktig å sikre effektiv drift, mellom anna i form av stordriftsfordelar. Olje- og energidepartementet har mange verkemiddel for å oppnå dette. Tre sentrale verkemiddel i det norske



Figur 6.1 Gassrørleidningar
(Kjelde: Oljedirektoratet)

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 den norske kontinentalsokkelen. Gassco blei oppretta i 2001, og staten eig 100 prosent. Selskapet har ansvar for drift (planlegging, overvaking, koordinering og styring av transport frå felta til mottaks-terminalane), kapasitetsallokering og utvikling av transportsystemet.

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

Eit nøytralt selskap sikrar at det blir teke omsyn til heilskapen i dei framlagde utviklingsalternativa for infrastrukturen, det gjeld også utnytting av skalafordelane. Gassco har som oppgåve å samordne prosessane for vidareutvikling av oppstraums gassrørleidningsnett, og vurdere behovet for slik vidareutvikling. Gassco skal tilrå løysingar og ikkje investere i infrastruktur sjølv. Ein nøytral og uavhengig operatør for gasstransportsystemet er viktig for å sikre at alle brukarane blir behandla likt når det gjeld både utnytting av transportsystemet og vurdering av kapasitetsauke. Dette er nødvendig for at ressursane på kontinentalsokkelen

skal bli utnytta effektivt. Effektiv utnytting av det eksisterande gasstransportsystemet kan dessutan gjere sitt til å redusere eller utsetje behovet for nye investeringar.

Gassled

Interessentskapet Gassled eig størstedelen av transportsystemet for norsk gass, det vil seie rørleidningane og terminalane. Gassled omfattar alle rik- og tørrgassanlegg som blir brukt av andre enn eigarane, eller som det er planar om at andre enn eigarane skal bruke ein del av (tredjepartsbruk). Det er lagt opp til at nye rørleidningar og transportrelaterte anlegg kan innlemmast i Gassled frå det tidspunktet når ein tredjepart tek dei i bruk, og at dei såleis kan bli ein del av det sentrale oppstraums gasstransportsystemet.

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

Regulert tilgang til transportsystemet

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

Norsk gassproduksjon 2009

Eksport rørledning	96 563 592 160	93,6 %
Sal til Noreg	1 388 477 251	1,3 %
Sal til reinjeksjon	1 840 204 978	1,8 %
LNG	3 367 516 686	3,3 %
Total	103 159 791 075	100,0 %

Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet

Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport

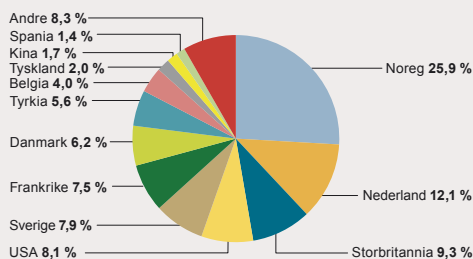
Eigarfordelinga i Gassled per 1.4.2010:

Petoro AS*	38,46 %
Statoil Petroleum AS	32,10 %
Total E&P Norge AS	7,78 %
Exxon Mobil Exploration and Production Norway AS	9,43 %
A/S Norske Shell	5,32 %
Norsea Gas AS	2,73 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	2,00 %
Eni Norge AS	1,53 %
DONG E&P Norge AS	0,66 %

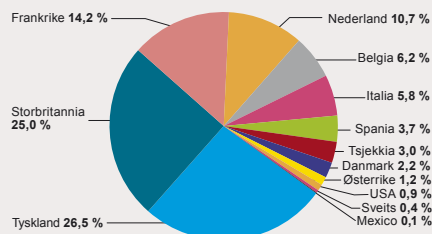
* Petoro AS er rettshavar for statens deltakardel (Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE).

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

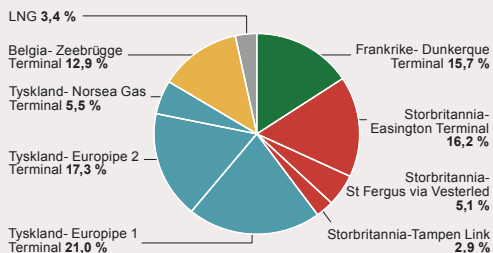
Ein samla eigarstruktur for den viktigaste gassinfrastrukturen la grunnlaget for tilgangsregimet for transportsystemet, og lettast administrasjon og dagleg drift av gasstransporten for framtida. Eigarfordelinga kan bli endra når nye anlegg og rør blir innlemma i Gassled.



Figur 6.3 Sal av NGL/kondensat 2009, fordelt på første mottakerland, om lag 22 mill. Sm³ o.e. (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 6.4 Norsk naturgasseksport 2009, om lag 100 mrd. Sm³, fordelt på mottakarland (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 6.5 Norsk naturgasseksport 2009, om lag 100 mrd. Sm³, fordelt på leveransepunkt (Kjelde: Gassco/Oljedirektoratet)

7

OPPRYDDING ETTER AT PRODUKSJONEN ER SLUTT





Figur 7.1 Pumpeinnretninga 37/4-A der understellet etter planen skal fjernast sommaren 2010
(Kjelde: ConocoPhillips)

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

Olje- og energidepartementet har til no behandla meir enn ti avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det bestemt at utrangerte innretningar skal fjernast og takast til land, for eksempel for Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille-Frigg, Frøy og TOGI. Under behandlinga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg blei det også gitt løyve til å etterlate betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet. Arbeidet med å fjerne innretningane på Friggfeltet og delar av Ekofisk tok til i 2005, og pumpeinnretninga 37/4-A skal etter planen fjernast sommaren 2010 (sjå figur 7.1). 37/4-A står på britisk side av grenselinja, men inngår i avslutningsplanen for Ekofisk I. Avslutningsplanen for stigerørplattformen 2/4-G er for tida til behandling i departementet.

Regelverk

Når styresmaktene gjer vedtak om korleis ei innretning på den norske kontinentalsokkelen skal disponerast, tek ein i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Petroleumslova av 1996 regulerer disponering eller 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 gjelde 09.02.1999, og legg føringar for kva for disponeringsalternativ som er akseptable for ulike typar innretningar til havs. Vedtaket omfattar ikkje rør, delar av innretningar som ligg under havbotnen, og ankerfundament i betong som ikkje er til hinder for fiskeria.

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

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

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

Avslutningsplan

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

Avslutningsplanen skal ha to hovuddelar; ei konsekvensutgreiing og ein disponeringsdel. Konsekvensutgreiinga gir oversikt over konsekvensar som ein ventar at disponeringa vil ha for mellom anna miljøet. Disponeringsdelen skal vurderast av Olje- og energidepartementet og Arbeidsdepartementet (tryggleiksspørsmål).

Olje- og energidepartementet koordinerer den offentlige høyringa av konsekvensutgreiinga.

På bakgrunn av konsekvensutgreiinga og høyringsfråsegnene, og disponeringsdelen og vurderinga av denne delen, utarbeider Olje- og energidepartementet eit framlegg til kongeleg resolusjon om disponering og legg det fram for regjeringa. Når det er søkt om unntak frå OSPAR-vedtaket om ilandføring, skal saka leggjast fram for Stortinget.

Ansvar

Det er rettshavarane på tidspunktet for disponeringsvedtaket som er ansvarlege for å gjennom-

føre disponeringa. I 2009 vart petroleumsloven endra slik at den som sel ein del av eit utvinningsløyve er subsidiært ansvarleg for disponeringskostnadar som er knytta til den solgte andelen.

Når det blir gjort vedtak om etterlating, seier loverket at rettshavarane framleis har ansvaret for skade eller ulempe som skjer med vilje eller av aktløyse i samband med den etterlatne innretninga. Men rettshavarane og staten kan avtale at framtidig vedlikehald og ansvar skal overførast til staten mot ein avtalefesta økonomisk kompensasjon.



Figur 7.2 Illustrasjon av Ekofisk-tanken før og etter fjerning av overbygninga

(Kjelde: ConocoPhillips)

8

FORSKING, TEKNOLOGI OG NÆRINGSUTVIKLING



Norsk petroleumsindustri

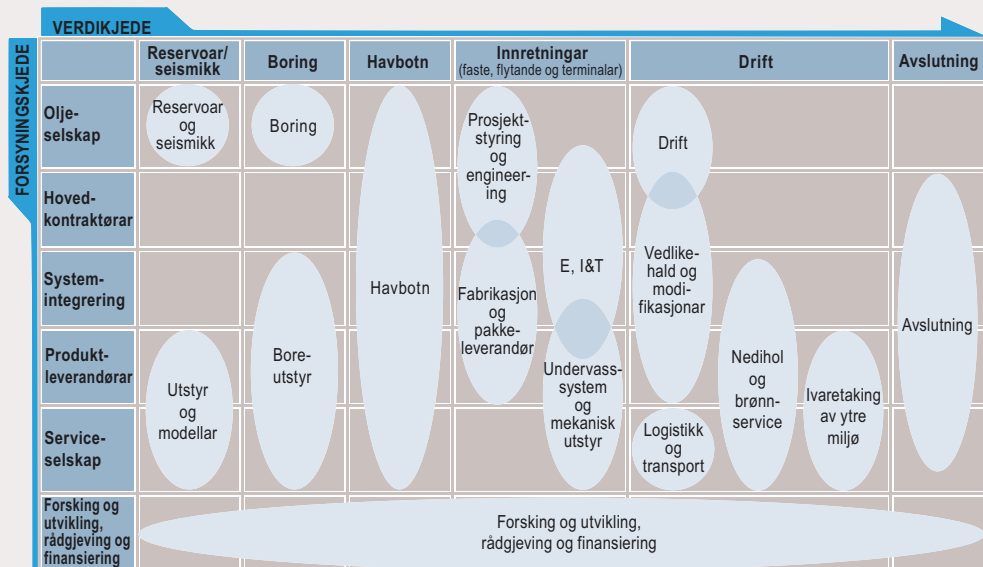
Oppbygging av norsk og norskbasert petroleumskompetanse har vore eit viktig element i norsk petroleumpolitikk. I førstninga blei mykje av kunnskapen overført frå utanlandske oljeselskap og leverandørbedrifter, men i dag har Noreg ein velutvikla og internasjonalt konkurransedyktig petroleumsindustri.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

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

terte 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. Ein studie¹ utført av Menon Business Economics viser at næringa produserer meir enn skatteinntekter for staten. Den skapar arbeidsplassar og næringsutvikling lokalt og regionalt. Auka internasjonalisering gjer seg utslag i auka lokal verdiskaping og sysselsetting. Om lag 100 000 personar er sysselsette i leverandørindustrien i Noreg.

Investeringar frå oljeselskapa i utbygging, drift og vedlikehald på den norske kontinentalsokkelen genererer ein stor etterspørsel etter produkt og tenester frå leverandørindustrien i Noreg og i andre land. Deltaking i internasjonale utbyggingsprosjekt er positivt for at leverandørindustrien skal utvikle

¹ Konkraft-rapport 4 Internasjonalisering



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

seg vidare, og kan bidra til å redusere kostnadsnivået på norsk kontinentalsokkel.

Forskning og teknologiutvikling i olje- og gassverksemda

Utvikling av ny teknologi og auka kompetanse i olje- og gassnæringa er viktig for å sikre at verksemda framleis skal bidra til økonomisk vekst og auka velferd i Noreg. Teknologi- og forskingsinnsats er også viktig for å sikre at verksemda kan drivast mest mulig milljøvennleg. Fleire av løysingane som er i bruk i olje- og gassverksemda i dag, er resultat av store investeringar i forskning og teknologiutvikling i 1970-, 1980- og 1990-åra. I åra som kjem, vil verdiskapinga på den norske kontinentalsokkelen vere meir teknologisk krevjande og kunnskapsintensiv enn i dag. Å føre innsatsen innanfor forskning og teknologiutvikling vidare er viktig for at den norske olje- og gassverksemda skal vere konkurransedyktig. Figur 8.2 viser korleis Olje- og energidepartementet er involvert i petroleumforskninga i Noreg.

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

OG21 har greidd å få oljeselskap, universitet, forskingsinstitusjonar, leverandørindustrien og styresmaktene til å samle seg om ein felles nasjonal teknologistrategi for olje og gass.

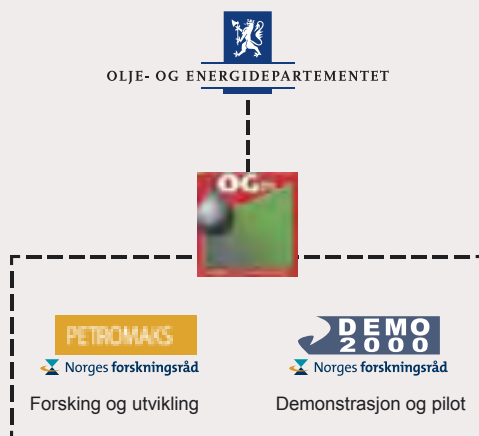
Bidraget frå styresmaktene i petroleumsforskinga er hovudsakleg organisert i forskingsprogramma PETROMAKS og DEMO 2000.

Desse programma skal bidra til å nå måla som er sette gjennom OG21-strategien. Den offentlege finansierte petroleumsforskinga har et betydelig fokus på miljø. Det er bevilga midler under

PETROMAKS og DEMO 2000 til å finansiere forskning på tiltak som skal gi reduserte klimagassutslipp. Midlane frå styresmaktene blir kanaliserte gjennom Noregs forskingsråd, som koordinerer programma.

PETROMAKS

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



Figur 8.2 Olje- og energidepartementet si involvering i petroleumsforskinga

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

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

PETROMAKS finansierer også forskning på spesielle arktiske problemstillingar, som ekstremt klima, lite utvikla infrastruktur, utbygging og drift i is, handtering av is og transport over svært lange avstandar.

DEMO 2000

DEMO 2000-programmet er eit viktig verkemiddel for å hjelpe fram nye teknologiløysingar i petroleumsnæringa. Med ny teknologi følgjer store kostnader og høg risiko, og det kan vere ei betydeleg

utfordring å få løysingar ut på marknaden. DEMO 2000 har som mål å bidra til å redusere kostnader og risiko for industrien og kommersialisering av ny teknologi ved å gi støtte til pilotprosjekt og demonstrasjon. Programmet arbeider med utgangspunkt i den nasjonale teknologistrategien, OG21.

Pilotprosjekta inneber eit tett samarbeid mellom leverandørbedrifter, forskingsinstitusjonar og oljeselskap, eit samarbeid som i seg sjølv er med på å utvikle eit framtidretta, marknadsoverorientert kompetansenettverk.

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

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



Figur 8.3 OG21 sitt teknologi-vegkart for verdiskaping på norsk kontinentalsokkel

(Kjelde: OG21)

ANDRE PROGRAM

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

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

9

MILJØOMSYN I NORSK PETROLEUMSVERKSEMD



Introduksjon

Omsynet til miljøet har alltid vore ein integrert del av den norske petroleumsverksemda. Det er utvikla eit omfattande verkemiddelapparat som tek omsyn til miljøet i alle fasar av petroleumsverksemda, frå konsesjonsrundar til leiting, utbygging, drift og avslutning. Den strenge begrensninga på fakling gjennom petroleumslova bidreg til at det generelle nivået for fakling på norsk sokkel er lågt samanlikna med nivået internasjonalt.

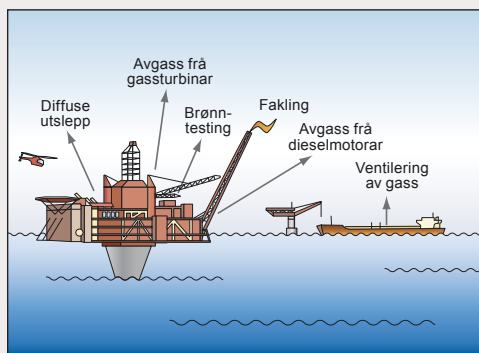
Noreg, som eit av dei første landa i verda, innførte CO₂-avgifta i 1991. Avgifta har ført til teknologiutvikling og utløyst tiltak som har gitt betydelege utsleppsreduksjonar. Styresmaktene og oljeindustrien har arbeidd tett saman om å nå målet om null skadelege utslepp til sjø (nullutsleppsmålet). Ein reknar at målet om nullutslepp er nådd for tilsette kjemikalier.

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

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

Utslepp frå petroleumsverksemda

Utslepp frå petroleumssektoren til luft er stort sett eksos frå forbrenning av gass i turbinar, fakling av gass og forbrenning av diesel. Desse avgassane inneheld mellom anna CO₂ og NO_x. Andre utslepp er av nmVOC, metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂). Utslepp frå petroleumssektoren til sjø inneheld restar av olje og kjemikalier som blir nytta i produksjonsprosessane.



Oversikt over utsleppskjelder

Lover og avtaleverk som regulerer utslepp frå petroleumsverksemda

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

I tillegg til det nemnde lovverket har Noreg bunde seg til å avgrense enkelte utslepp gjennom internasjonale avtalar.

Måling og rapportering av utslepp

Klima- og forureiningsdirektoratet, Oljedirektoratet og Oljeindustriens Landsforeining har etablert ein felles database for rapportering av utslepp til sjø og luft frå oljeverksemda, "Environmental Web" (EW). Frå 2004 rapporterer alle operatorar på den norske kontinentalsokkelen utsleppsdata

direkte inn i databasen. Dermed er det enklare både for operatørane sjølve og for styresmaktene å analysere dei historiske utsleppa på ein meir fullstendig og konsistent måte enn tidlegare.

Utslepp til luft

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

Etter Kyotoprotokollen har Noreg eit utsleppstak som inneber at klimagassutslepp her i landet i gjennomsnitt for åra 2008–2012 ikkje skal auke meir enn 1 prosent i forhold til utslepps nivået i 1990. Samanlikna med nivået i dag, krev dette ein reduksjon i klimagassutsleppa på om lag 7 prosent. Kravet skal oppfyllest ved å redusere utsleppa nasjonalt og i andre land ved hjelp av Kyotomekanismene «Den grønne utviklingsmekanismen» (CDM) og «Felles gjennomføring» (JI).

I Stortingsmelding nr. 34 (2006-7) *Norsk klimapolitikk* foreslo regjeringa at Noreg skal overoppfylle Kyoto-målsetjinga med 10 prosentpoeng. Avtalen om klimameldinga (Klimaforliket), frå januar 2008 opnar for at Noreg skal bli karbonnøytralt i 2030.

Noreg oppretta med klimakvotelova eit nasjonalt kvotesystem for klimagassar frå 2005 som oppfølging av Kyotoprotokollen. Klimakvotelova blei revidert i 2007 og i februar 2009. Hausten 2007 implementerte Noreg EUs kvotehandelsdirektiv, og det norske kvotesystemet er knytt til EUs kvotesystem i perioden 2008–2012. I desember

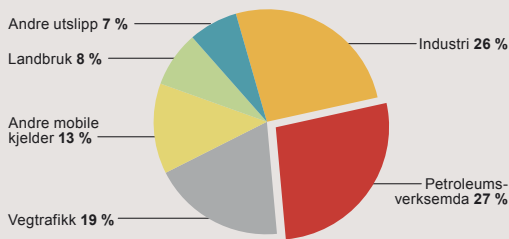
2008 samla EU seg om eit kvotehandelsdirektiv for perioden 2013–2020. Dette direktivet er no til vurdering i EØS/EFTA-landa.

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

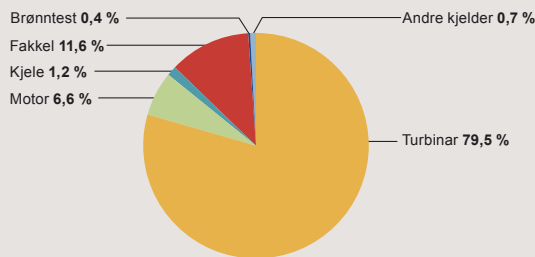
Hausten 2009 vart EU sitt direktiv om nasjonale utsleppstak for visse forureinande stoffar til luft ("takdirektivet") innlemma i EØS-avtala. Direktivet fastset årlege utsleppstak for dei enkelte landa frå 2010 av dei same stoffane som er omfatta i Göteborgprotokollen. Noreg forpliktar seg gjennom EØS-avtala til å gjennomføre dei same utsleppsreduksjonane som vi føretek i Göteborgprotokollen.

Utsleppsstatus for CO_2

I nasjonal samanheng stod petroleumsverksemda for 27 prosent av CO_2 -utsleppa i 2008 (sjå figur 9.1).



Figur 9.1 Kjelder til norske utslipp av CO₂, 2008
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.2 CO₂-utslipp frå petroleumsverksemda 2009 fordelt på kjelder (Kjelde: Oljedirektoratet)

Dei andre store utslippskjeldene for CO₂ i Noreg er vegtrafikk, fyring og utslipp frå industriprosessar. CO₂-utslippa frå innretningane på kontinentalsokkelen stammar i all hovudsak frå forbrenning av gass og diesel i turbinar og fakling av gass (sjå figur 9.2).

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

Utviklinga på den norske kontinentalsokkelen går mot meir modne felt, og dette saman med lengre avstandar for gasstransport dreg i retning av auka utslipp per produsert eining (sjå figur 9.3). Behandling og transport av produsert gass er meir energikrevjande enn produksjon og transport av væske. Produksjonen av gass utgjer ein stadig større del på den norske kontinentalsokkelen. I tillegg minkar reservoartrykket i felta. Dermed aukar behovet for energi i prosessanlegget og i gasskompresjonen.

Reservoarforholda er ein annan faktor som gjer at kraftbehovet aukar. Lenger ut i levetida til feltet kjem det meir vatn opp frå feltreservoara. Sidan det stort sett er den samla væske- og gassmengda (vatn, olje og gass) som avgjer energibehovet i prosessanlegget, vil eit felt få høgare utslipp per produsert eining når oljeproduksjonen går ned.

For gassfelt som produserer gjennom normal trykkavlastning av reservoara, vil etter kvart produksjonsratane gå ned som følgje av denne trykkavlastinga og ein må hjelpa til med kompresjon for å halda produksjonen oppe.

CO₂-utslippa frå petroleumsverksemda vil dei næraste åra ligge på rundt 14 millionar tonn CO₂ per år. Toppen vil truleg nås innan 2020.

Verkemiddel for å redusere CO₂-utslippa

Noreg ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljøeffektive løysingar, og det nyttast politiske

verkemiddel og iverksetjast tiltak i arbeidet med å redusere CO₂-utslippa. CO₂-avgifta og klimakvotelova er dei sentrale verkemidla for å redusere desse utslippa. Styresmaktene kan også bruke andre verkemiddel, som vilkår i PUD/PAD, utslippsløyve og produksjonsløyve, som mellom anna omfattar fakling.

CO₂-avgifta

Bruk av gass, olje og diesel i samband med petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er etter CO₂-avgiftslova med verknad frå 01.01.1991 pålagd CO₂-avgift. Frå 01.01.2010 er CO₂-avgifta 47 øre per liter olje og per standardkubikkmeter (Sm³) gass (svarar til ca. 192 kroner per tonn CO₂).

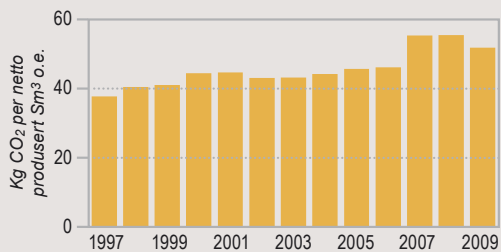
Klimakvotelova

Klimakvotelova blei revidert i 2007 og i februar 2009. Petroleumsanlegga til havs er inkluderte i det norske kvotesystemet frå 2008, saman med dei bedriftene som hadde kvoteplikt i den første perioden av kvotesystemet (2005–2007). Petroleumsanlegga må kjøpe alle kvotane.

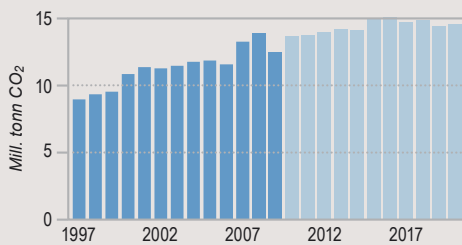
Vilkår og løyve

Brenning av gass i fakkel ut over det som er nødvendig for å sikre normal drift, er etter petroleumslova ikkje tillate utan godkjenning frå Olje- og energidepartementet. Fakling står for om lag 13 prosent av CO₂-utslippa frå petroleumsverksemda. Ei rekkje utslippsreducerande tiltak gjer at Noreg er leiande på dette området.

Det er krav om at alle planar for utbygging og drift av olje- og gassfelt (PUD/PAD) skal innehalde ei god og effektiv energiløysing, herunder ei analyse av mogleg kraftforsyning frå land. Det gjeld både nye feltutbyggingar og større modifikasjonar på eksisterande installasjonar.



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



Figur 9.4 Utslepp av CO₂ frå petroleumssektoren i Noreg (Kjelde: Oljedirektoratet)

Eksempel på tiltak for å redusere CO₂-utslepp

I tillegg til dei overordna politiske verkemidla kjem dei konkrete, praktiske tiltaka på sokkelen. Styresmaktene og oljeselskapa satsar sterkt på forskning og teknologiutvikling for å finne gode tekniske løysingar som kan bidra til å redusere miljøskadelege utslepp. Det blir gjort mykje for å utvikle miljøkompetanse og miljøteknologi, og norsk oljeindustri ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljøvennlige løysingar. Dette har gitt resultat, og mange av løysingane som er tekne i bruk i Noreg, har blitt eksportvare.

Kombikraft

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

Lagring av CO₂

CO₂ kan injiserast og lagrast i ferdigproduserte olje- eller gassreservoar, eller i geologiske formasjonar under vatn eller på land. Sidan 1996 har det årleg blitt lagra om lag ein million tonn CO₂ i Utsiraformasjonen i samband med prosessering av gassen frå Sleipnerfeltet. Utsiraformasjonen er det einaste anlegget i verda der større mengder CO₂ blir lagra i ein geologisk formasjon under havbotnen. På Snøhvitfeltet begynte ein i april 2008 å separere og lagre CO₂ før naturgassen blir kjølt ned til flytande gass (LNG). CO₂-gassen går i rør frå LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet. Der blir han injisert og lagra i formasjonen Tubåen, 2600 meter under havbotnen. Ved full drift på Snøhvit vil opp til 700 000 tonn CO₂ kunne bli lagra i året.

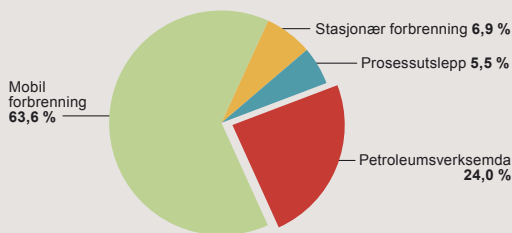
Mange ENØK-tiltak er gjennomførte etter at CO₂-avgifta kom i 1991. For at energieffektiviteten skal auke endå meir på lengre sikt, er det nødvendig med eit skifte i teknologi og konsept for energiforsyninga. Det krev langsiktig satsing på utvikling, utprøving og implementering av ny teknologi.

Elektrifisering med kraft frå land

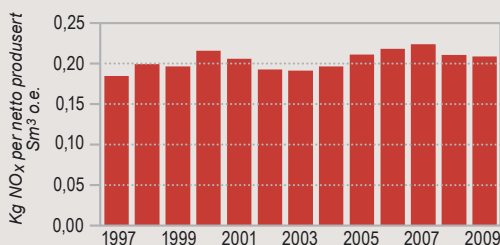
Elektrifisering må ein sjå i lys av at det er betydelege variasjonar mellom installasjonane når det gjeld tekniske eigenskapar, kostnader, tilgong på kraft og ikkje minst verknaden dei påfører andre brukarar av kraft gjennom tilknyttinga til den generelle kraftforsyninga. Ein må også ta omsyn til at både utslepp til havs og på land er underlagt kvoteplikt.

Oljedirektoratet (OD), Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE), Klima- og forureiningsdirektoratet (KLIF) og Petroleumstilsynet (PTIL) overleverte i januar 2008 ein rapport til regjeringa. Rapporten var ein ny gjennomgang av kostnadene ved å forsyne petroleumsværksemnda på sokkelen med kraft frå land. Utrekningane viste at tiltaks-kostnadene for å delelektrifisere eit område med eksisterande innretningar ligg frå 1600 til 5000 kroner per tonn CO₂. Rapporten viser også at nærare 45 prosent av utsleppa frå verksemnda ikkje kan erstattast med elektrisk kraft frå land (mellom anna utslepp frå flytande innretningar og utslepp som knyter seg til gassfakling som eit tryggingstiltak).

Det er per i dag fleire felt som får heile eller delar av kraftforsyninga frå land. Mellom anna nyttar installasjonane på Troll A og Ormen Lange kraft frå el-nettet, mens Valhall vidareutvikling, Goliat og Gjøa-feltet skal byggjast ut med kraft frå land. I 2009 kom om lag 44 prosent av norsk gassseksport frå felt med kraftforsyning frå land.



Figur 9.5 Kjelder til NO_x-utslepp i Noreg, 2008
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 9.6 Utslepp av NO_x per produsert eining
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Utsleppsstatus for NO_x

Det er nær samanheng mellom utsleppa av CO₂ og NO_x. Som for CO₂ er gassforbrenning i turbinar, fakling av gass og dieselforbruk på innretningane sentrale utsleppskjelder også for NO_x. Mengda av utslepp er avhengig både av forbrenningsteknologien og kor mykje drivstoff som blir brukt. For eksempel gir forbrenning i gassturbinar lågare utslepp av NO_x enn forbrenning i dieselmotorar.

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

Mobile kjelder står for størsteparten av dei norske NO_x-utsleppa (sjå figur 9.5). Petroleumsverksemda bidreg på si side med 24 prosent. Utsleppa av NO_x per produsert oljeekvivalent har auka svalt sidan 1997 (sjå figur 9.6). Dei totale utsleppa av NO_x frå sektoren har også auka frå 1991 (sjå figur 9.7). Hovudårsaka til veksten fram til i dag er at auka aktivitet har kravt meir energi, og det har bidrege til meir utslepp.

Verkemiddel for å redusere NO_x-utsleppa

PUD/PAD

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

NO_x-avgifta

Stortinget vedtok 28. november 2006 at det skal betalast ei avgift for utslepp av NO_x. Dette er heimla i forskrifta om særavgifter. Avgifta omfattar samla utslepp frå petroleumsverksemda frå turbinar

Klimakur 2020

Etter mandat frå regjeringa la etatsgruppa Klimakur 2020 i februar 2010 fram ein rapport som har uttreitt ei rekkje tiltak og virkemidlar som kan hjelpe til å nå det nasjonale målet for utslepp av klimagassar i 2020.

Klimakur 2020 har utgreitt tiltak også for den norske petroleumsindustrien. Tiltaka innan petroleumsindustrien har eit kostnadsspenn frå 400 kroner til 4000 kroner per tonn redusert CO₂. Det er stor usikkerheit knytt til anslaga for tiltakskostnader og teknologiutvikling. Tiltaka er store og kompliserte industriprosjekt som det tek tid å realisere. Mogeleg reduksjonspotensial er vurdert til opp til 3 millionar tonn CO₂ innan 2020.

Totalt for sektorane transport, industri, bygg- og fjernvarmesektoren, jordbruk, skogbruk og avfall, samt petroleum er det utgreitt tiltak med eit teknisk potensial for utsleppsreduksjonar som er jamgod 22 millionar tonn CO₂.

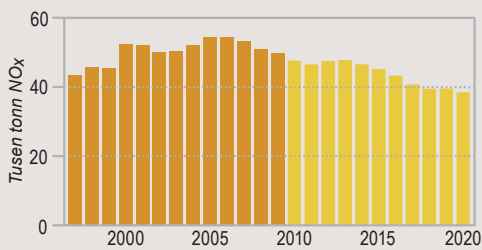
Klimakur er eit omfattande arbeid, og ble våren 2010 sendt på ein offentleg høyring.

Les meir om Klimakur 2020 på www.klimakur.no

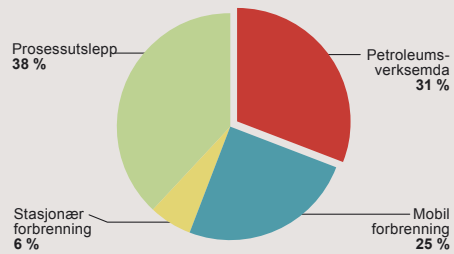
med innfyrt effekt over 10 MW og maskinar over 750 hk. Avgifta gjeld dessutan utslepp frå fakkell.

Avgifta er i 2010 sett til 16,4 kroner per kilo NO_x. Avgifta rettar seg hovudsakleg mot utslepp frå innanlandsk verksemd, og omfattar utslepp frå store einingar innanfor sektorane sjøfart, luftfart og landbasert verksemd og på kontinentalsokkelen.

I samband med at Stortinget behandla NO_x-avgifta, blei det bestemt å gi avgiftsritak for utsleppskjelder som kjem inn under miljøavtalar med staten om gjennomføring av NO_x-reduserande tiltak. Det er inngått ein miljøavtale om reduk-



Figur 9.7 Utslepp av NO_x frå petroleumsværksemnda
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.8 Kjelder til norske utslepp av nmVOC, 2008
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

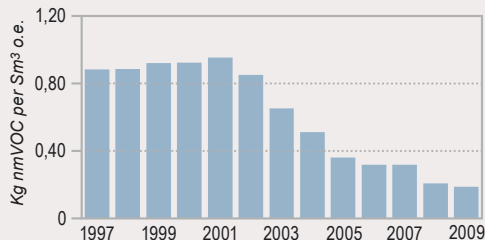
sj on av NO_x-utslepp mellom den norske staten og n eringsorganisasjonane.

N eringsorganisasjonane har etablert eit eige NO_x-fond som skal nyttast til   oppfylle dei forpliktingane dei har etter denne avtalen. På vegne av n eringsorganisasjonane krev fondet inn betaling per kilo utslepp av NO_x fr  v rksemder som sluttar seg til avtalen, og fondet gir tilskot til kostnads-effektive NO_x-reducerande tiltak. Per 15. februar 2010 hadde meir enn 580 v rksemder slutta seg til milj avtalen. Det aller meste av olje- og gass-industrien sine aktivitetar er tilslutta avtalen.

Eksempel på tiltak for   redusere NO_x-utsleppa

L g-NO_x-brennarar

Eit tiltak er låg-NO_x-brennarar, som kan etterinstallast på turbinar. Studiar viser at det generelle kostnadsnivået ved   etterinstallere slike brennarar er ein god del høgare enn det ein gjekk ut frå tidlegare. Generelt vil l g-NO_x-teknologi installert på maskinar som køyrer med høg utnyttingsgrad, gje betydelege reduksjonar i NO_x-utslepp. På maskinar som køyrer med låg kapasitetsutnyttning, aukar CO₂-utsleppa, samtidig som NO_x-reduksjonane blir mindre.



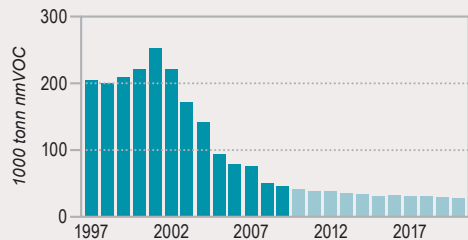
Figur 9.9 nmVOC-utslepp per produsert eining
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Utsleppsstatus for nmVOC

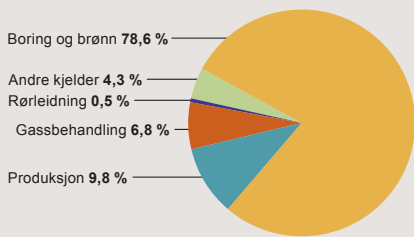
NmVOC er ei nemning på flyktige organiske sambindingar, med unntak av metan, som fordampar fr  mellom anna råolje. Miljøeffektane av nmVOC er mellom anna at det dannar seg bakken ert ozon som kan gje helseskadar og skade avlingar og bygningar. nmVOC kan  g skade luftvegane ved direkte eksponering, og bidreg indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO₂ og ozon n r nmVOC reagerer med luft i atmosf eren.

Petroleumssektoren har vore hovudkjelda til utslepp av nmVOC i Noreg (sj  figur 9.8). Utsleppa av nmVOC fr  petroleumsværksemnda kjem i hovudsak fr  lagring og lasting av råolje offshore. Mindre utslepp oppstår også på gass-terminalane. Andre industriprosessar og vegtrafikk er også viktige kjelder til utslepp av nmVOC i Noreg. Petroleumssektoren utgjer ein stadig mindre del på grunn av innfasing av utsleppsreducerande teknologi. Utsleppa av nmVOC per produsert oljeining er sterkt redusert dei siste åra (sj  figur 9.9).

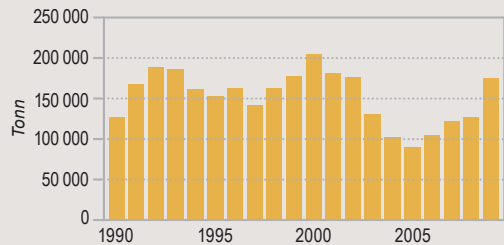
Dei norske totalutsleppa av nmVOC var i 2009 161 000 tonn. Det er 5 prosent mindre enn året før og under kravet i G teborg-protokollen for 2010 på



Figur 9.10 Utslepp av nmVOC fr  petroleumsværksemnda
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.11 Utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsverksemd fordelt på kjelder, 2009
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.12 Totale utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsverksemd
(Kjelde: Oljedirektoratet)

195 000 tonn. Frå 1990 er utslippa redusert med 43 prosent og frå toppåret 2001 med heile 57 prosent.

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

Prognosen for utslepp av nmVOC frå verksemda minkar sterkt i åra framover (sjå figur 9.10). Hovudårsaka til det er implementering av utslepps-reducerande teknologi.

Verkemiddel og tiltak for å redusere nmVOC-utslepp

Oljeselskapa har i fleire år arbeidd med å gjere teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengeleg for lagerskip og skytteltankarar. I dag finst det utprøvd gjenvinningsteknologi som reduserer utsleppa frå lastning med om lag 70 prosent. Avtalen om industrisamarbeid blei inngått i 2002. Den skal bidra til samordning av innfasing av teknologi som oppfyller krava om beste tilgjengelege utslepps-reducerande teknologi (BAT) på ein formålstenleg og kostnadseffektiv måte.

Eit gjenvinningsanlegg for nmVOC blei teke i bruk på råoljeterminalen på Sture i 1996. Anlegget er det første i sitt slag på ein råoljeterminal. For

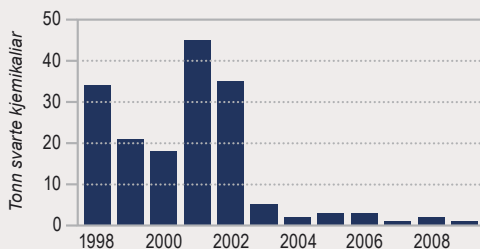
at tankskip som lastar skal kunne bruke anlegget, må dei ha montert tilkoplingsutstyr. Frå 01.01.2003 har det vore eit krav at alle skip skal ha montert utstyr for gjenvinning av nmVOC, og skipa slepp normalt ikkje inn til anlegget utan nødvendig utstyr.

Utslepp til sjø

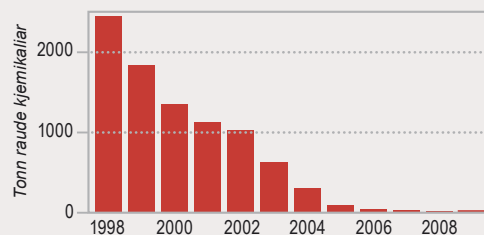
Utslepp til sjø omfattar i hovudsak produsert vann, borkaks og restar av kjemikalier og sement frå boreoperasjonar.

Olje- og kjemikalieutslepp kan ha lokale effektar i nærleiken av innretningane, og blir regulerte nasjonalt gjennom utsleppsløve med heimel i forureiningslova. Utsleppa blir i tillegg regulerte internasjonalt gjennom Oslo-Paris-konvensjonen for utslepp til sjø (OSPAR-konvensjonen). For utsleppa til sjø er det internasjonalt fastsette maksimumsnivået for oljeinnhald i vatn redusert til 30 mg per liter frå og med 2007. Bruk og utslepp av kjemikalier er internasjonalt regulert i form av krav om risikovurdering og kategorisering etter eigenskapane til kjemikaliane.

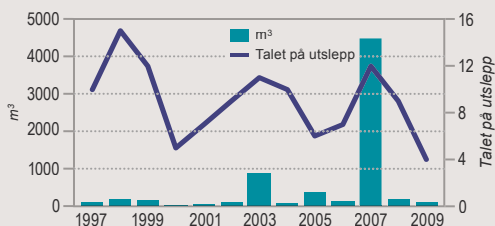
Målsetjinga om null miljøfarlege utslepp til sjø frå petroleumsverksemda blei etablert i 1997. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff. Etter at målsetjinga om null utslepp til



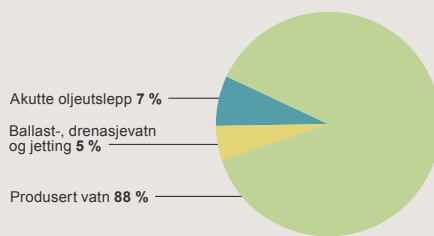
Figur 9.13 Utslepp av svarte kjemikalier frå petroleumsverksemda
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.14 Utslepp av raude kjemikalier frå petroleumsverksemda
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.15 Akutte oljeutslepp over ein kubikkmeter (Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.16 Utslepp av olje frå petroleumsverksemda fordelt på aktivitetar, 2009 (Kjelde: Oljedirektoratet)

sjø blei slått fast, har styresmaktene og industrien arbeidd saman for å presisere målsetjinga og kome fram til løysingar for å nå målet.

Oljeindustrien har investert store summer for å få ned utsleppa til sjø. Tiltaka som er gjennomførte har redusert utsleppa betydeleg. Utsleppa av tilsette miljøfarlege kjemikalier (raud og svart kategori) er eksempelvis reduserte med over 99 prosent frå 1997, og ein reknar at null-utsleppsmålet er nådd for tilsette kjemikalier.

Utsleppsstatus for kjemikalier

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

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

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

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

Det meste av kjemikalieutsleppa er knytt til boreverksemda (sjå figur 9.11), og utsleppsmengda varierer i tråd med aktivitetsnivået. Figur 9.12 viser

utviklinga i dei totale utsleppa av kjemikalier frå petroleumsverksemda.

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

Verkemiddel for å redusere utslepp av kjemikalier

Selskapa må søkje om utsleppsløyve for å kunne sleppe ut kjemikalier til sjø. Klima- og forureiningsdirektoratet (KLIF) gir utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å møte akutt forureining. I tillegg er det kommunal og statleg beredskap.

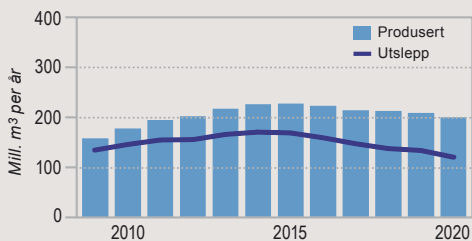
Utslepp av olje

Dei totale utsleppa av olje frå norsk petroleumsverksemd står for ein liten del av den totale tilførsla til Nordsjøen. Hovudtilførsla av olje til Nordsjøen kjem frå skipsfart og frå fastlandet via elvar. Ein reknar med at om lag 5 % av dei totale oljeutsleppa til Nordsjøen kjem frå norsk petroleumsverksemd.

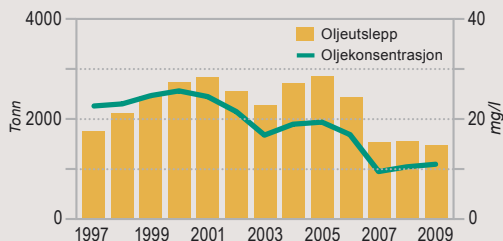
Akutte utslepp

Figur 9.15 viser ei oversikt over akutte oljeutslepp på meir enn ein kubikkmeter (m³). Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.

Petroleumsverksemda har ikkje vore årsak til store akutte utslepp av olje som har ført til miljøskadar. I 2009 utgjorde dei totale akutte utsleppa til sjø 104 m³ (sjå figur 9.15). I 2007 blei dei totale akutte utsleppa til sjø 4488 m³, som følgje av hendinga på Statfjordfeltet i Nordsjøen.



Figur 9.17 Prognose for produsert vatn og for utslepp av produsert vatn
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 9.18 Utslepp av olje i produsert vatn og tilhøyrande oljekonsentrasjon
(Kjelde: Oljedirektoratet)

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

Utslepp frå drift

Vatn som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje) og andre organiske komponentar (inkludert lause oljefraksjonar). Det produserte vatnet blir reinisert til undergrunnen eller reinsa før det blir sleppt til sjø. Oljehaldig borkaks og borevæske, som tidlegare stod for ein vesentleg del av oljeutsleppa frå aktiviteten, blir no injisert i eigna reservoar, eller teke til land for vidare behandling. Figur 9.16 viser oljeutslepp fordelte på aktivitetar, medan figur 9.17 viser prognosert utvikling i mengda av produsert

vatn og utslepp av produsert vatn. Implementerte tiltak har ført til betydelege reduksjonar i utslepp av olje per eining produsert vatn.

Verkemiddel for å redusere utslepp av olje

På same måten som for kjemikalier må selskapa søkje om utsleppsløyve for å kunne sleppe ut olje til sjø. Klima og forureiningsdirektoratet gir utsleppsløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølve ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å møte akutt forureining. I tillegg er det kommunal og statleg beredskap.

Oljevernberedskap

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

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

Definisjonar

Miljøfarlege sambindingar, miljøfarlege kjemiske stoff, miljøfarlege komponentar:

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

Miljøskadelege utslepp:

Omgrepet blir brukt om den skaden utsleppa kan vere årsak til, og er avhengig av utsleppsmengda, staden og tidspunktet for utsleppet. Eit miljøskadeleg utslepp kan vere eit miljøfarleg stoff, men det kan også vere eit stoff som ikkje har slike eigenskapar.

Nullutsleppsmål for miljøfarlege stoff:

Ingen utslepp eller minimering av utslepp av miljøgifter som finst naturleg, omfatta av resultatmål for helse- og miljøfarlege kjemikaliar, jf. prioriteringslista i St.meld. nr. 25 (2002–2003).

Ingen utslepp av tilsette kjemikaliar i Klima og forureiningsdirektoratets svarte kategori (i utgangspunktet forbode å bruke og sleppe ut) og Klima og forureiningsdirektoratets raude kategori (høgt prioritert for utfasing ved substitusjon).

Andre kjemiske stoff:

Ingen utslepp eller minimering av utslepp som kan føre til miljøskade, medrekna olje (komponentar som ikkje er miljøfarlege), stoff i Klima og forureiningsdirektoratets gule og grønne kategori, borkaks og andre stoff som kan føre til miljøskade.*

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

St.meld. nr. 38 (2003–2004) *Om petroleumsvirksomheten* fastset eigne vilkår for petroleumsverksemd i området Lofoten–Barentshavet. Dette området er definert som særleg sårbart, og for petroleumsverksemd der blir det difor sett strengare krav til utslepp til sjø enn for resten av kontinental-sokkelen:

Ingen utslepp av produsert vatn. For verksemda skal det leggjast til grunn injeksjon, eventuelt annan teknologi, som hindrar utslepp av produsert vatn. Maksimum 5 prosent av det produserte vatnet kan sleppast ut ved driftsavvik så sant det blir reinsa først.

Ingen utslepp av borkaks og borevæske. Borkaks og boreslam blir reinjisert eller deponert på land. Borkaks frå topphol kan normalt sleppast ut så sant utsleppet ikkje inneheld stoff med uakseptable miljøeigenskapar, og berre i område der potensialet for skade på sårbare miljøkomponentar er vurdert som lågt.

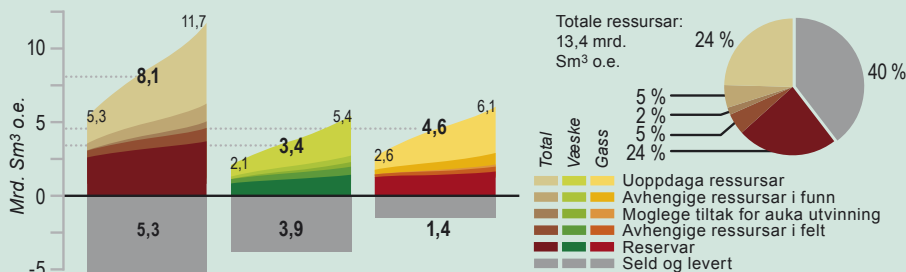
Ingen utslepp til sjø frå brønntesting.

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

10

PETROLEUMSRESSURSANE





Figur 10.1 Petroleumsressursar og usissa i estimata per 31.12.2009
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Oljedirektoratet reknar med at dei totale oppdaga og uoppdaga petroleumsressursane på norsk kontinentalsokkel utgjer om lag 13 milliardar standard kubikkmeter olje-ekvivalentar (Sm³ o.e.). Av dette er det produsert i alt 5,3 milliardar Sm³ o.e., som svarar til 40 prosent av dei totale ressursane. Dei totale attervande utvinnbare ressursane utgjer dermed 8,1 milliardar Sm³ o.e. Av dette er 4,8 milliardar Sm³ o.e. påviste ressursar, medan estimatet for dei uoppdaga ressursane er 3,3 milliardar Sm³ o.e.

Samla tilvekst av utvinnbare ressursar frå leiteverksemda i 2009 er 62 millionar Sm³ olje og 83 milliardar Sm³ gass. Det blei gjort 28 nye funn i totalt 72 avslutta leitebrønner. Mange av funna er ikkje ferdig evaluerte, og estimata er difor svært usikre.

Sidan produksjonen tok til på norsk kontinentalsokkel i 1971, er det produsert petroleum frå i alt 78 felt. I 2009 starta produksjonen frå fem nye felt: Alve, Rev, Tyrihans, Volund og Yttergryta. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2009/2010, ligg 52 i Nordsjøen, 12 i Norskehavet og eit i Barentshavet. Plan for utbygging og drift (PUD) for to nye felt, Goliat og Oselvar, blei godkjent i 2009. Det blei innvilga PUD-fritak for Vega Sør olje og for Snorre Eksport.

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

Ressursar

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

Den detaljerte ressursrekneskapen per 31.12.2009 er framstilt i tabell 10.1 og i tabellar i Vedlegg 2.

Reservar

Reservar omfattar attervande, utvinnbare petroleumsressursar i førekomstlar som styresmaktene har godkjent PUD for, eller gitt PUD-fritak for. Reservar omfattar også

petroleumsressursar i førekomstlar som rettshavarane har vedteke å vinne ut, men der styresmaktene enno ikkje har ferdigbehandla planen i form av ei PUD-godkjenning eller eit PUD-fritak.

PUD-godkjenningar og vedtak om auka utvinning på felt har gitt reservetilvekst i 2009, men på grunn av store nedjusteringar av reservane på fleire felt, mellom anna Ormen Lange og Heidrun, er brutto gass- og væskeresservar redusert med 4 millionar Sm³ o.e. i 2009. Då det samstundes blei produsert 233 millionar Sm³ o.e. i 2009, viser ressursrekneskapen ein netto reduksjon i attervande reservar på 237 millionar Sm³ o.e. som svarer til om lag 7 prosent.

Når det gjeld styresmaktene sitt mål om å modne fram 800 millionar Sm³ olje til reservar før 2015, blei 64 millionar Sm³ olje bokførte som nye reservar i 2009. I perioden frå 2005 til 2009 har samla reservetilvekst vore på totalt 294 millionar Sm³ olje.

Avhengige ressursar

Avhengige ressursar omfattar påviste petroleumsmengder som ein enno ikkje har vedteke å produsere. Avhengige ressursar i felt, ikkje medrekna ressursar frå moglege framtidige tiltak for auka utvinning (ressurskategori 7A), auka med 98 millionar Sm³ o.e. Årsaka til dette er at dei i 2009 har vore ei generell modning av ressursar i prosjekt på felt. Det er felta Troll, Ekofisk og Eldfisk som bidrar mest til denne auka.

Estimatet for avhengige ressursar i funn er justert ned med 59 millionar Sm³ o.e., til 716 millionar Sm³ o.e. Sjølv om tilveksten av ressursar frå nye funn har vært positiv, kan reduksjonen blant anna forklarast ved at ressursar er modne til reservar for funna Goliat, Oselvar og 33/9-6 Delta. I tillegg er ressursanslaga for tre av funna i Norskehavet og eit funn i Barentshavet redusert med til saman 93 millionar Sm³ o.e. i forhold til fjorårets rekneskap.

Ressurspotensialet for moglege framtidige tiltak for auka oljeutvinning (ressurskategori 7A) er endra i høve til i fjor. Estimatet for olje er 160 millionar Sm³ o.e. og estimatet for gass er 70 mill Sm³ o.e.

Uoppdaga ressursar

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

(ressurskategoriene 8 og 9). Estimert over dei totale uoppdaga ressursane er redusert til 3,3 milliardar Sm³ o.e. som følgje av at estimatet for Barentshavet er redusert med 120 millionar Sm³ o.e. frå i fjor.

Nordsjøen

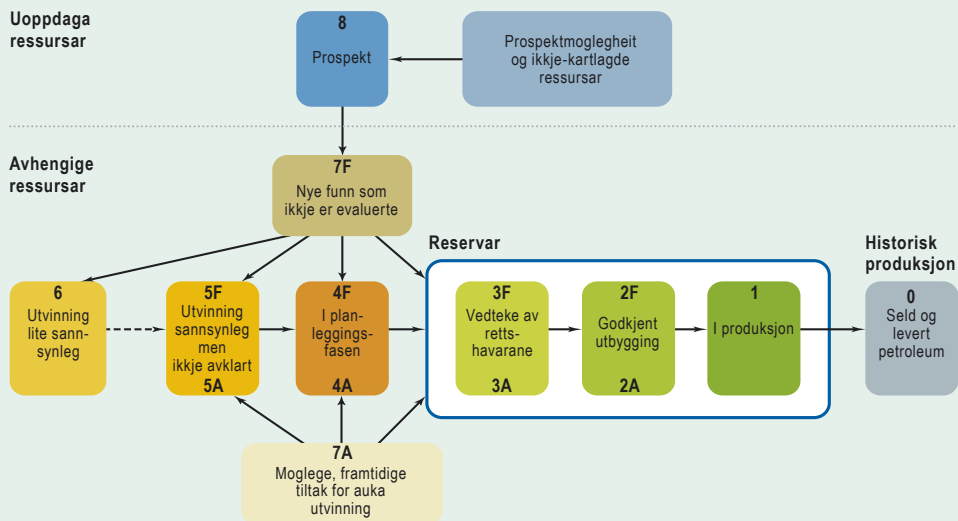
Produksjonen frå Nordsjøen det siste året var på 155 millionar Sm³ o.e. inklusiv historisk korreksjon av kondensat for felta Gungne, Sigyn, Sleipner Vest og Sleipner Øst. Tilveksten av brutto reservar var 70 millionar Sm³ o.e. Dette førte til at atterande reservar i Nordsjøen blei reduserte med 85 millionar Sm³ o.e. Avhengige ressursar i felt auka med 108 millionar Sm³ o.e. blant anna som følgje av at fleire prosjekt for auka utvinning, spesielt på felta Troll, Ekofisk, Eldfisk og Tor, blei modna frå ressurskategori 7A til ein meir moden ressurskategori. Avhengige ressursar i funn auka med 72 millionar Sm³ o.e. etter ein relativt god ressurstilvekst frå leiting, og auka ressurstimat for fleire av funna i Nordsjøen. Det er gjort 21 nye funn i Nordsjøen i 2009.

Norskehavet

Produksjonen frå Norskehavet i 2009 var 74 millionar Sm³ o.e. Som følgje av ein betydelig reduksjon av reservar i Ormen Lange og Heidrun, blei atterande reservar reduserte med 187 millionar Sm³ o.e. i høve til i fjor. Det er gjort sju nye funn i Norskehavet i 2009. Likevel er estimatet for avhengige ressursar i funn redusert med 6 millionar Sm³ o.e. i høve til rekneskapen i fjor. Årsaka er blant anna reduserte ressurstimat for 6406/9-1 Onyx og 6506/6-1 Victoria.

Barentshavet

Produksjonen frå Barentshavet i 2009 var på 4 millionar Sm³ o.e. Atterande reservar har auka med 34 millionar Sm³ o.e., medan avhengige ressursar er redusert med 126 millionar Sm³ o.e. Endringane er mellom anna ein følgje av at ressursane i Goliat har modna til reservar, i tillegg til at tre funn er omklassifisert til RK 6. Det er ingen nye funn i Barentshavet i 2009.



Figur 10.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering (Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 10.1 Ressursrekneskapen per 31.12.2009

Totalt utvinnbart potensial Prosjektstatuskategori	Ressursrekneskap per 31.12.2009					Endring frå 2008				
	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kond mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.
Produsert*	3521	1440	124	91	5287	116	107	8	-5	233
Attverande reservar**	868	2046	116	35	3169	-51	-170	-4	-8	-237
Avhengige ressursar i felt	367	249	27	3	670	34	68	-1	-2	98
Avhengige ressursar i funn	208	454	16	24	716	-3	-58	2	-3	-59
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning ***	160	70			230	15	-7	0	0	8
Uoppdaga	1200	1825	0	255	3280	-60	-50	0	-10	-120
Sum totalt	6324	6083	283	409	13353	50	-110	5	-28	-78
Nordsjøen										
Produsert	3068	1263	99	66	4585	93	61	5	-8	155
Attverande reservar**	658	1366	65	3	2152	-50	-39	0	4	-85
Avhengige ressursar i felt	327	176	13	1	529	41	69	0	-2	108
Avhengige ressursar i funn	178	188	8	15	398	48	18	4	-1	72
Uoppdaga	620	500		55	1175	0	0	0	0	0
Sum	4852	3494	186	141	8839	132	109	8	-6	250
Norskehavet										
Produsert	453	171	25	24	695	22	42	4	2	74
Attverande reservar**	179	517	44	15	796	-32	-135	-5	-12	-187
Avhengige ressursar i felt	40	66	14	1	133	-7	1	-1	0	-8
Avhengige ressursar i funn	29	218	8	5	267	8	-8	-1	-4	-6
Uoppdaga	225	825		145	1195	5	0	0	-5	0
Sum	926	1797	90	191	3085	-3	-100	-3	-19	-127
Barentshavet										
Produsert	0	6	0	1	8	0	3	0	1	4
Attverande reservar**	31	162	6	17	222	31	4	0	-1	34
Avhengige ressursar i felt	0	7	0	1	8	0	-1	0	0	-2
Avhengige ressursar i funn	0	48	0	4	52	-59	-68	0	2	-126
Uoppdaga	355	500		55	910	-65	-50	0	-5	-120
Sum	386	722	7	78	1199	-94	-112	0	-3	-209

* Inkluderer historisk sal av gass frå Tambar samt ein historisk korreksjon av kondensat frå felta Gungne, Sigyn, Sleipner Vest og Sleipner Øst.

** 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.

11

FELT I PRODUKSJON



Om tabellane i kapitla 11–14:

Deltakardelane til rettshavarane som er lista for felta, er ikkje alltid dei same som deltakardelane i det enskilde utvinningsløyvet fordi samordna felt eller felt der det er utøvd glideskala, har andre deltakardelar enn utvinningsløyvet. Deltakardelane for eit felt er ikkje alltid 100 prosent til saman, fordi det er berre brukt to desimalar. Deltakardelane er per 31.12.2009.

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

Under «Utvinnbare reservar, Att per 31.12.2009» er det teke med reservar i ressurskategoriane 1, 2 og 3 etter Oljedirektoratet si klassifisering.

Ressurskategori 0: Seld og levert petroleum

Ressurskategori 1: Reservar i produksjon

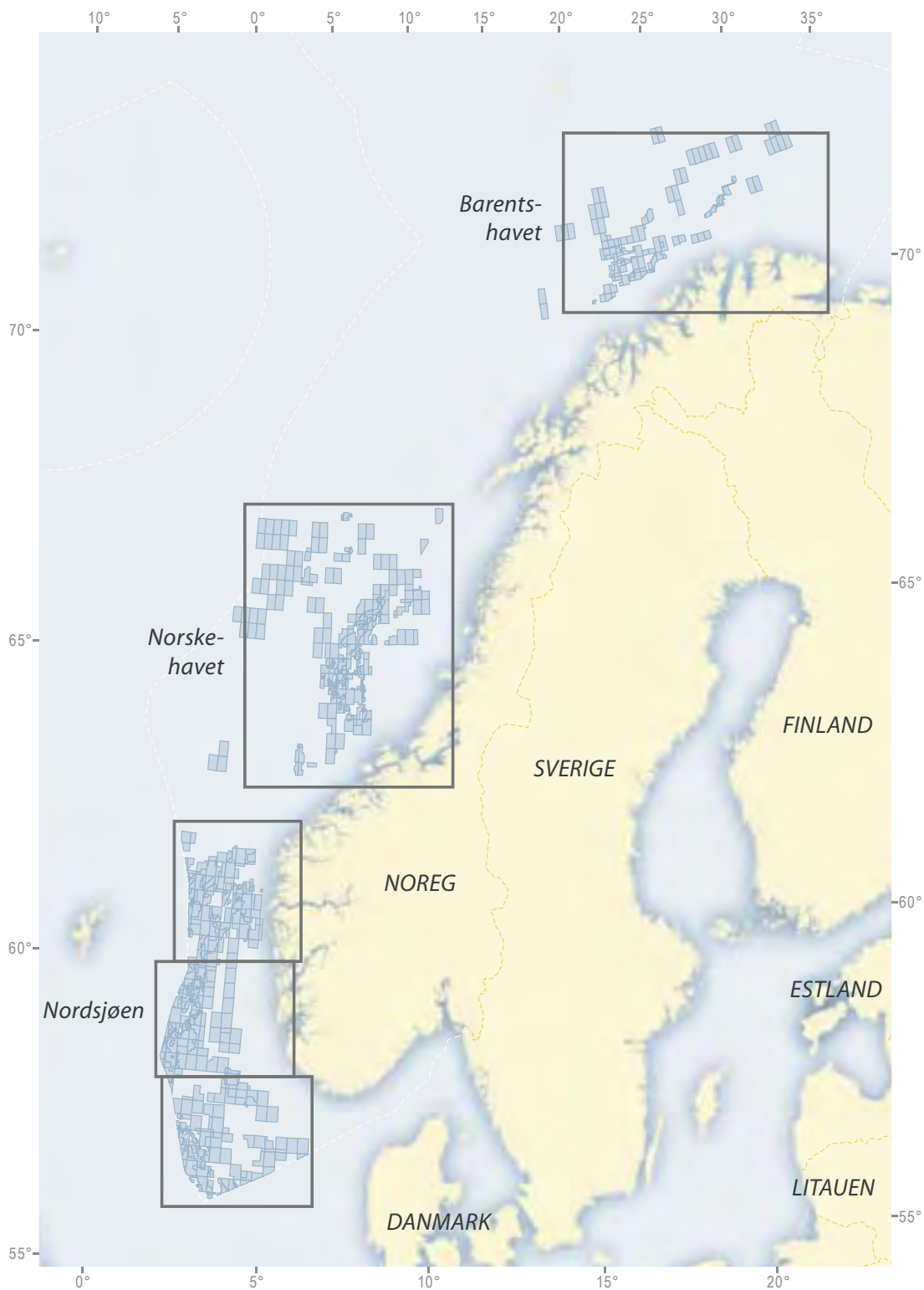
Ressurskategori 2: Reservar med godkjent plan for utbygging og drift

Ressurskategori 3: Reservar som rettshavarane har vedteke å vinne ut

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

Om bilete og figurar i kapitla 11–14

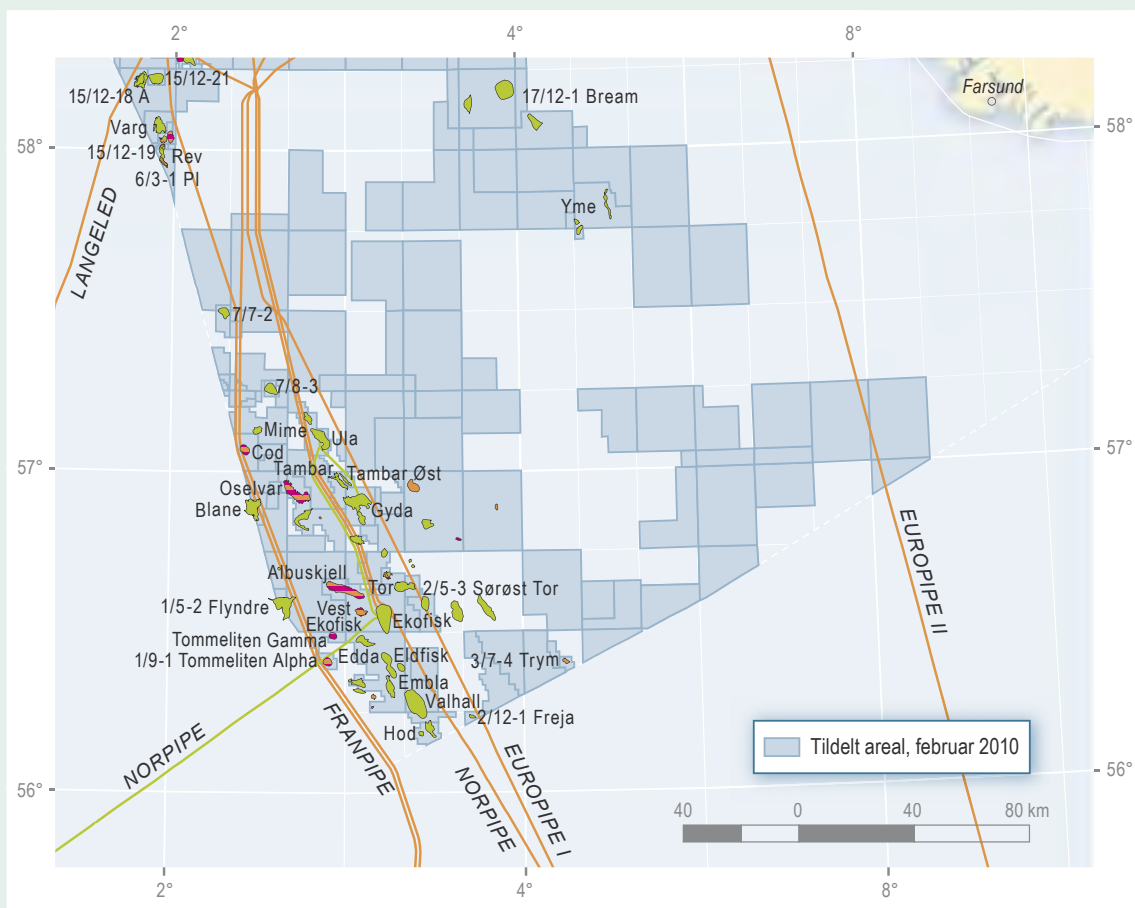
Takk til operatorane for bruk av bilete og teikningar av innretningar på felta.



Figur 11.1 Område på den norske kontinentalsokkelen, februar 2010
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Den sørlege delen av Nordsjøen

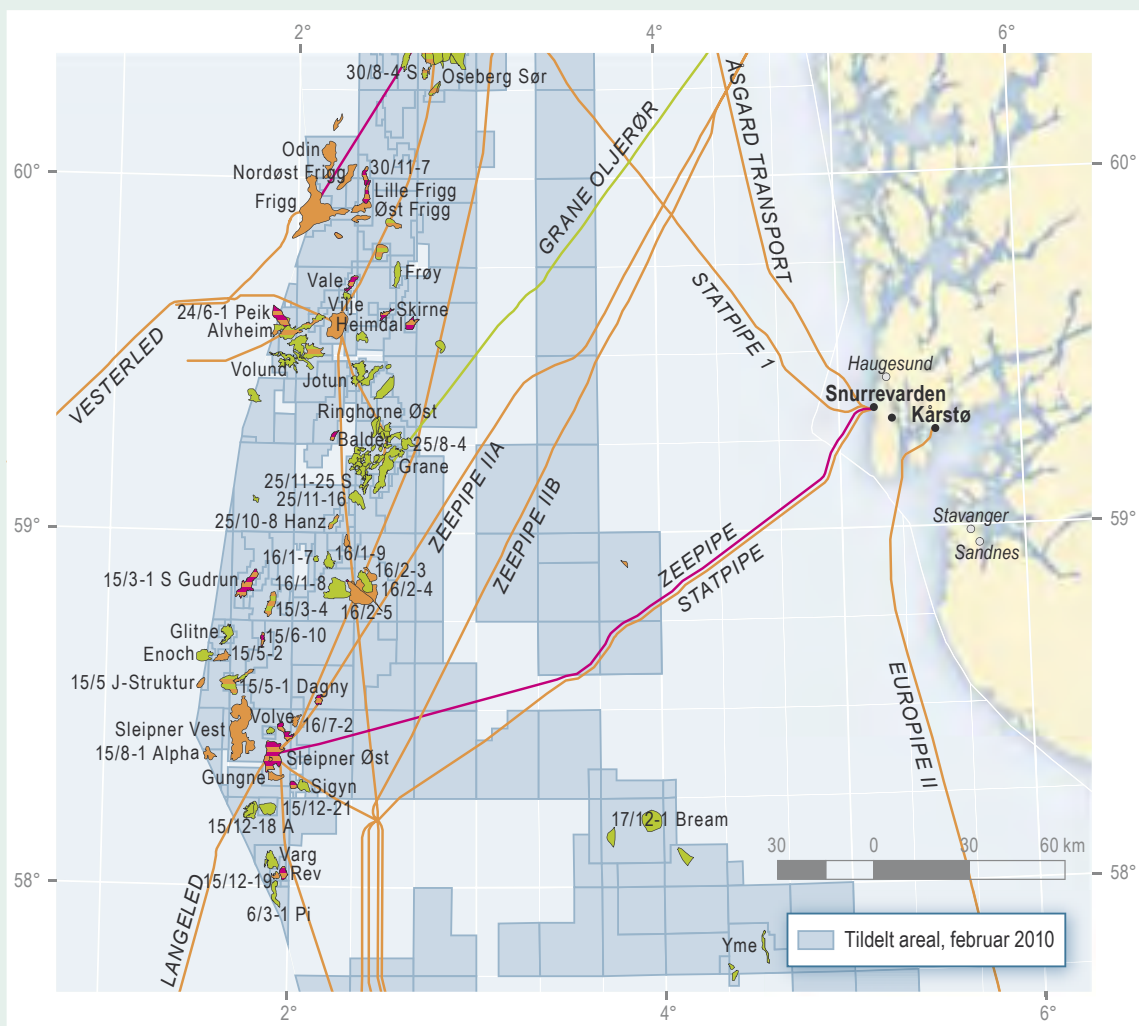
Den sørlege delen av Nordsjøen er framleis ein viktig petroleumsprovins for Noreg, 40 år etter at Ekofisk blei funne. Ekofisk er no det største feltet på norsk kontinentalsokkel, målt i dagleg produksjon. Det er i dag 11 felt i produksjon i den sørlege delen av Nordsjøen, medan to felt er under utbygging; Yme og Oselvar. Sju felt har avslutta produksjonen, men eit av dei, Yme, skal starte ny produksjon frå hausten 2010. Innretningar som er stengde ned blir no fjerna. Ekofisk er eit knutepunkt for petroleumsverksemda i området, og mange felt er knytte til infrastrukturen på Ekofisk for vidare transport i Norpipesystemet. Det er framleis store ressursar att i den sørlege delen av Nordsjøen, særleg i dei store kritfelta heilt i sør. Ein ventar difor at det vil bli produsert olje og gass derifrå kanskje i 40 år til.



Figur 11.2 Felt og funn i den sørlege delen av Nordsjøen
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Den midtre delen av Nordsjøen

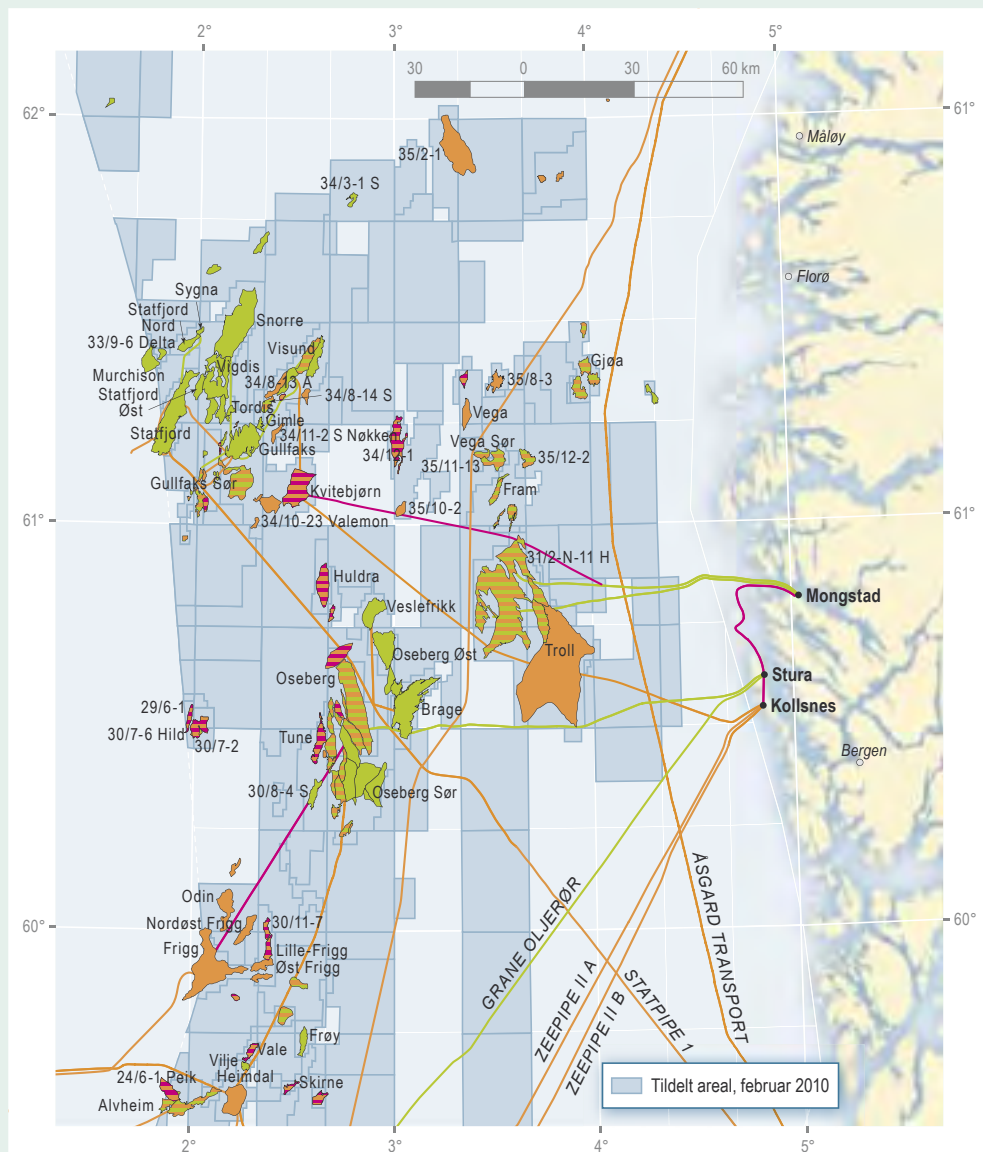
Den midtre delen av Nordsjøen har ei lang petroleumshistorie. Balder, som blei påvist i 1967, var det første oljefunnet på norsk kontinentalsokkel, sjølv om feltet ikkje blei bygt ut før 30 år seinare. Den første utbygginga var gassfeltet Frigg, som produserte i nær 30 år før det blei stengt ned i 2004. Det er i dag 19 felt i produksjon i den midtre delen av Nordsjøen og fleire funn er under planlegging for utbygging. Seks felt i Friggområdet har avslutta produksjonen, og innretningane er no ferne. Det er moglege at somme av desse kan bli bygt ut på nytt seinare. Heimdal har produsert gass sidan 1985, og er no i første rekkje eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt. Sleipnerfeltet representerar eit viktig knutepunkt i gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Olje og gass frå feltet i den midtre delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.



Figur 11.3 Felt og funn i den midtre delen av Nordsjøen
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Den nordlege delen av Nordsjøen

Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar dei to hovudområda Tampen og Oseberg/Troll. I dag er det 23 felt i produksjon i denne delen av Nordsjøen og tre felt er under utbygging; Gjøa, Vega og Vega Sør. I Tampenområdet har det vore produksjon i 30 år, men ressurspotensialet er framleis stort, og ein ventar at det vil vere produksjon i området i meir enn 20 år til. Statfjord er no i seinfase med produksjon av atterande gass som går i rør til Storbritannia. Troll har ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, og vil vera hovudkjelda for norsk gasseskport i dette hundreåret. I Osebergområdet minkar oljeproduksjonen, men felta her vil produsere ennå i mange år. Olje og gass frå felta i den nordlege delen av Nordsjøen blir transportert dels med skip og dels i rørleidningar til landanlegg i Noreg og Storbritannia.



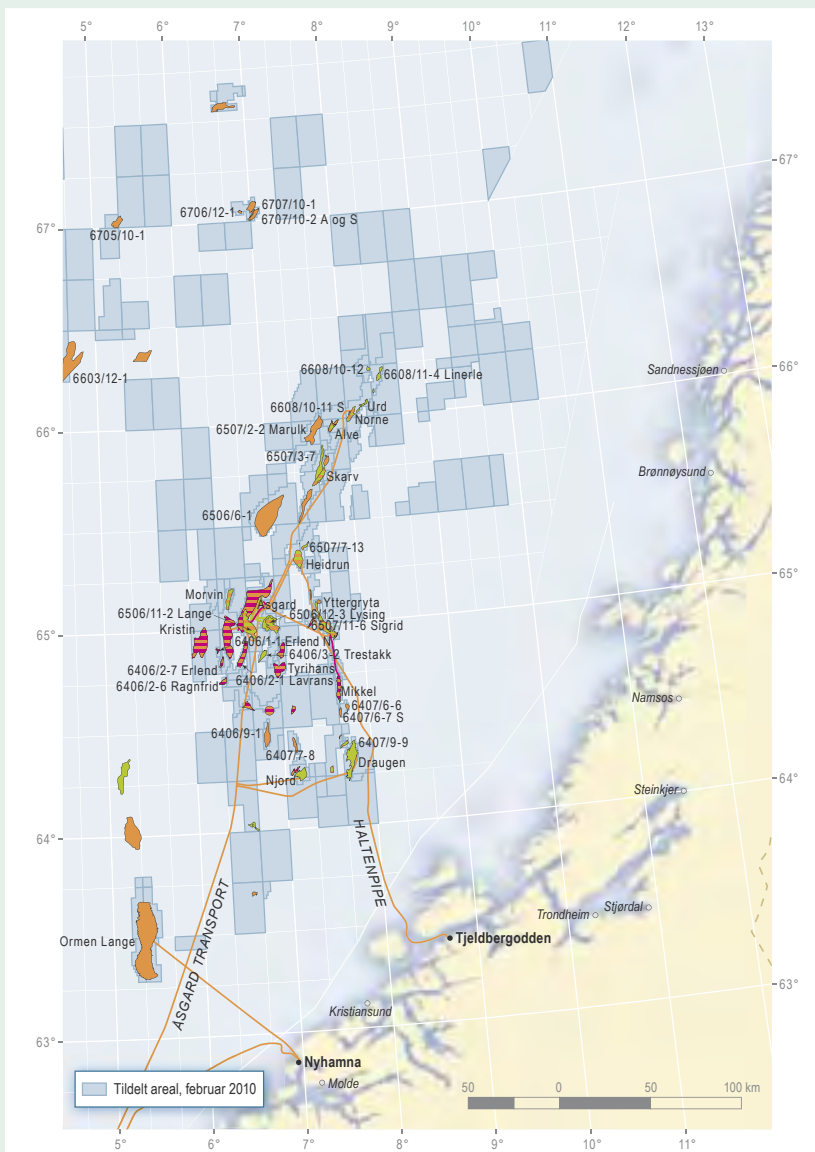
Figur 11.4 Felt og funn i den nordlege delen av Nordsjøen
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Figur 11.5 Innretningar i Tampenområdet
(Kjelde: Statoil)

Norskehavet

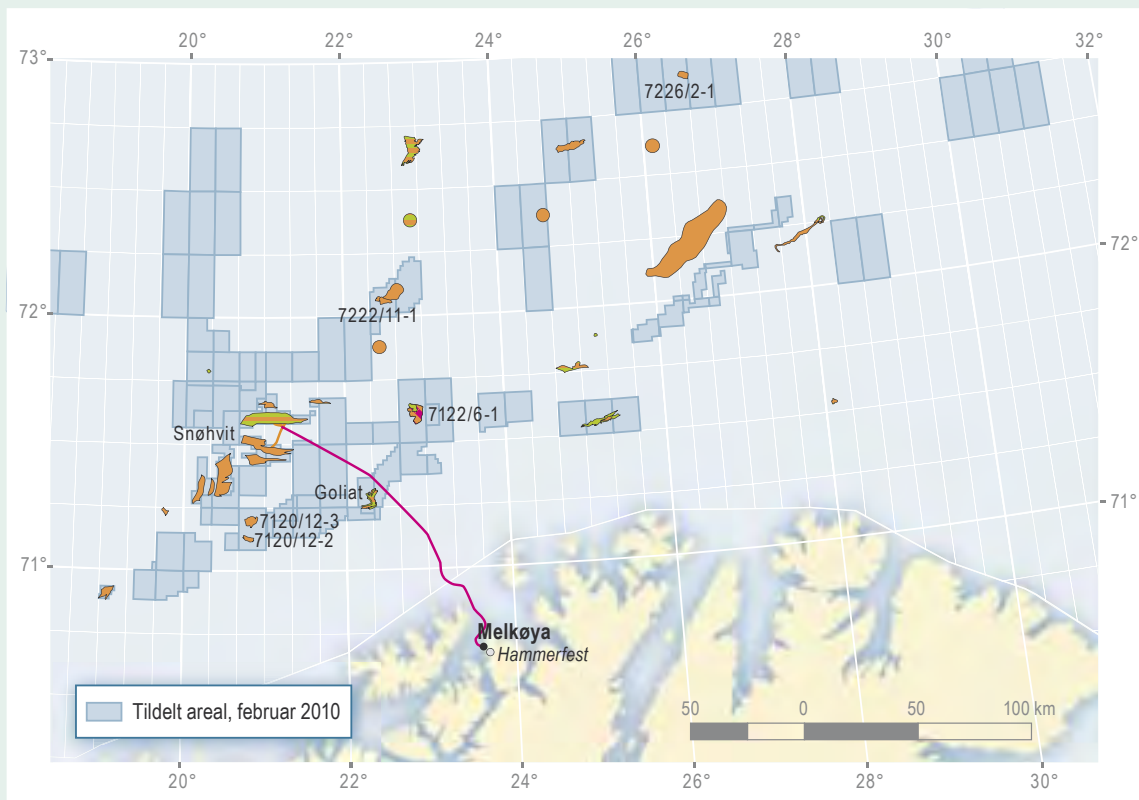
Norskehavet som petroleumsvins er mindre modent enn Nordsjøen. Draugen var det første feltet som kom i produksjon, i 1993, og det er no 12 felt som produserer i Tyrrihans og Alve blei bygt ut. To felt er under utbygging; Skarv og Morvin. Ingen av felta i Norskehavet har avslutta produksjonen. Norskehavet har store gassreservar. Produsert gass frå felta blir transportert i rørleidningen Åsgard Transport til Kårstø i Rogaland, og i Haltenpipe til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Gassen frå Ormen Lange går i rørleidning til Nyhamna og derifrå vidare til Easington i Storbritannia. Oljetransporten frå felta i Norskehavet skjer med tankskip.



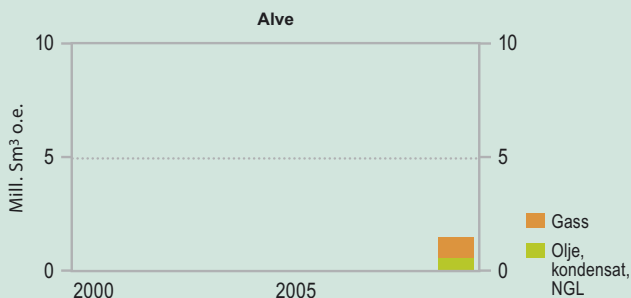
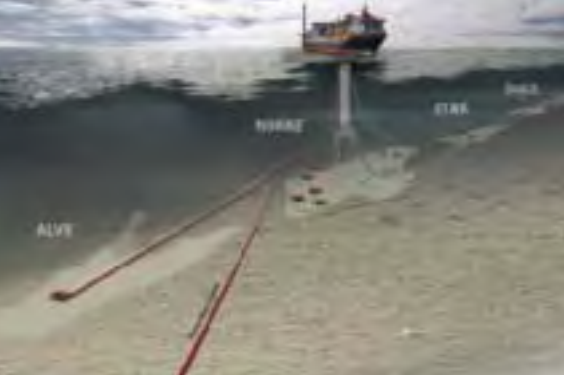
Figur 11.6 Felt og funn i Norskehavet
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Barentshavet

Barentshavet blir rekna som ein umoden petroleumprovinns. Det er bare eit felt som er bygt ut i området; Snøhvit, som kom i produksjon i 2007. Gassen frå Snøhvit blir ført i rør til Melkøya, der han blir prosessert og nedkjølt til LNG som blir frakta med spesialskip til marknaden. Utbygging av Goliat blei godkjent av styresmaktene i juni 2009 og produksjonsstart er planlagt hausten 2013.



Figur 11.7 Felt og funn i Barentshavet
(Kjelde: Oljedirektoratet)



Alve

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 159 B, tildelt 2004	
Funnår	1990	
Godkjent utbygt	16.03.2007 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	19.03.2009	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsshavarar	DONG E&P Norge AS	15,00 %
	Statoil Petroleum AS	85,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	1,0 millionar Sm ³ olje	0,7 millionar Sm ³ olje
	5,3 milliardar Sm ³ gass	4,4 milliardar Sm ³ gass
	1,0 millionar tonn NGL	0,9 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 5 000 fat per dag, Gass: 0,89 milliardar Sm ³ , NGL: 0,17 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,3 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 3,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Harstad	

Utbygging:

Alve er eit gass- og kondensatfelt som ligg i Norskehavet, om lag 16 kilometer sørvest for Norne. Havdjupe i området er 370 meter. Utbyggingsløyving er ei standard havbotnramme med fire brønnsliiser og ein produksjonsbrønn.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Garn- og Notformasjonane av jura alder. Reservoaret ligg på om lag 3 600 meters djup. Det er også ressursar i Ile-, Ror- og Tiljeformasjonane som kan bli bygt ut seinare.

Utvinningsstrategi:

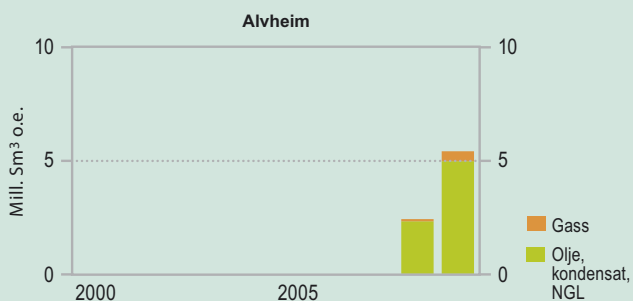
Reservoaret blir produsert ved trykkavlasting.

Transport:

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

Status:

Ein planlegg ein ny brønn for å avklare utvinningspotensialet i Tiljeformasjonen.



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
Produksjonsstart	08.06.2008
Operatør	Marathon Petroleum Norge AS
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 20,00 % Lundin Norway AS 15,00 % Marathon Petroleum Norge AS 65,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2009 34,4 millionar Sm ³ olje 27,2 millionar Sm ³ olje 7,9 milliardar Sm ³ gass 7,3 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 73 000 fat per dag, Gass: 0,47 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 21,4 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 17,7 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger

Utbygging:

Alvheim er eit olje- og gassfelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen vest for Heimdal ved grensa til britisk sektor. Feltet omfattar dei tre funna 24/6-2 (Kamelon), 24/6-4 (Boa) og 25/4-7 (Kneler). Førekosten 24/6-4 ligg delvis i britisk sektor. Havdjupe i området er 120 – 130 meter. Feltet er bygt ut med eit produksjonsskip, «Alvheim FPSO», og havbotn-brønner. Oljen blir stabilisert og lagra på produksjonsskipet. Felta Vilje og Volund er knytte opp til produksjonsskipet.

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder. Sanden er avsett som djupmarine vitteavsetjingar, ligg på om lag 2 200 meters djup og har svært god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi:

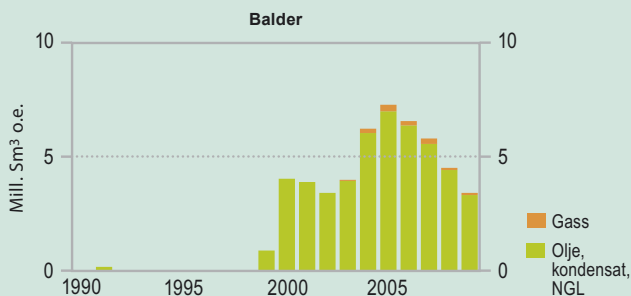
Alvheim blir produsert med naturleg vassdriv frå eit stort omliggjande vassbasseng.

Transport:

Oljen blir eksportert frå Alvheim med tankskip. Prosessert rikkigass går via ein rørleidning frå Alvheim til Scottish Area Gas Evacuation (SAGE) rørsystemet på den britiske kontinentalsokkelen.

Status:

Alvheim har produsert over forventning og ressursestimata for feltet er auka tilsvarande. Fleire utvinningsbrønner er planlagt, og det er gjort nye funn i området som kan knytast til Alvheim seinare.



Balder

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/10 - utvinningsløyve 028, tildelt 1969 Blokk 25/11 - utvinningsløyve 001, tildelt 1965 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027, tildelt 1969 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027 C, tildelt 2000 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 169, tildelt 1991
Funnår	1967
Godkjent utbygt	02.02.1996 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	02.10.1999
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
Rettsshavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 100,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 61,8 millionar Sm ³ olje 12,7 millionar Sm ³ olje 1,8 milliardar Sm ³ gass 0,7 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 43 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 33,2 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 31,0 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbygging:

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

Reservoar:

Feltet inneheld fleire skilde oljeførekomstar i sandstein av eocen og paleocen alder. Hovudreservoara ligg i Rogalandgruppa, størstedelen høyrer til Heimdal-, Hermod- og Tyformasjonane og ligg på om lag 1 700 meters djup. Ringhorne omfattar fleire reservoar av same typen som i Balder og eit hovudreservoar av jura alder som inneheld olje og assosiert gass.

Utvinningsstrategi:

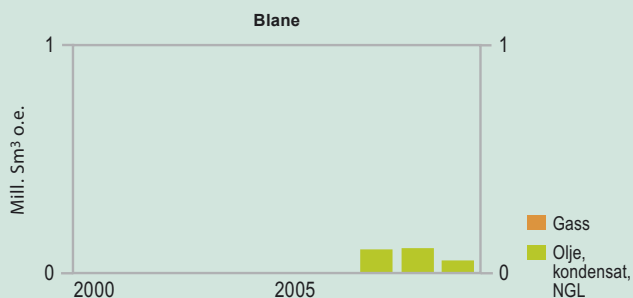
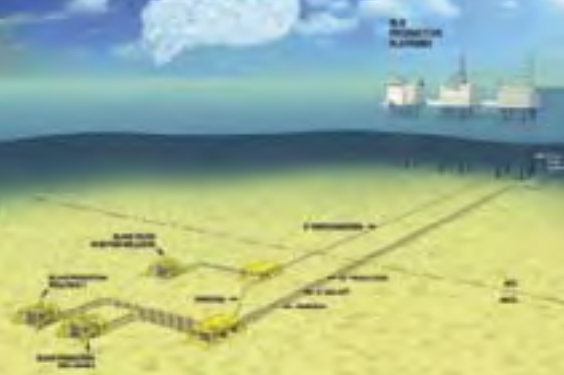
Balder og Ringhorne produserer hovudsakleg ved naturleg vassdriv, men injeksjon av vatn for trykkstøtte går føre seg spesielt i Ringhorne. Når gassseksporsystemet er ute av drift, blir òg gass injisert i reservoara.

Transport:

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

Status:

Feltet har gått av platå, men ein reknar med at feltet kan produsere fram til 2025. Det er sett i gang undersøkingar for moglege tiltak for auka utvinning. Ein 4D seismisk undersøking blei utført i 2009, og dataene blir no tolka for å finne nye bore mål. Fem nye produksjonsbrønningar er under planlegging både på Ringhorne og Balder. Desse vil kunne setjast i produksjon i 2011-2014.



Blane

Blokk og utvinningsløype	Blokk 1/2 - utvinningsløype 143 BS, tildelt 2003 Den norske delen av feltet er 18 %, den britiske delen er 82 %	
Funnår	1989	
Godkjent utbygt	01.07.2005	
Produksjonsstart	12.09.2007	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettsnavarar	Talisman Energy Norge AS	18,00 %
	Bow Valley Petroleum (UK) Limited	12,50 %
	Eni UK Limited	13,90 %
	Eni ULX Limited	4,11 %
	Nippon Oil Exploration and Production UK Limited	13,99 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,50 %
	Talisman North Sea Limited	25,00 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg: 0,9 millionar Sm ³ olje	Att per 31.12.2009 0,6 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 2 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,6 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 0,6 milliardar 2010-kroner	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

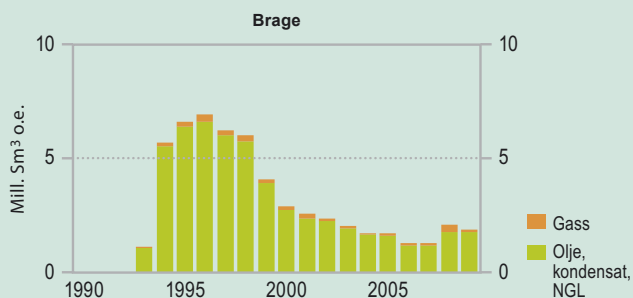
Blane skal produserast med trykkvedlikehald frå injeksjon av produsert vatn frå Blane, Tambar og Ula. I tillegg skal gasslyft nyttast i brønnane.

Transport:

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

Status:

Vassinjeksjonen på Blane er ute av drift. Gasslyft tok til i februar 2009, men er no stoppa på grunn av lekkasje i rørleidningen frå Ula.



Brage

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053 B, tildelt 1998 Blokk 31/4 - utvinningsløyve 055, tildelt 1979 Blokk 31/7 - utvinningsløyve 185, tildelt 1991	
Funnår	1980	
Godkjent utbygt	29.03.1990 i Stortinget	
Produksjonsstart	23.09.1993	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Altinex Oil Norway AS	12,26 %
	Petoro AS	14,26 %
	Spring Energy Norway AS	2,50 %
	Statoil Petroleum AS	32,70 %
	Talisman Energy Norge AS	33,84 %
	VNG Norge AS	4,44 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	56,6 millionar Sm ³ olje	4,8 millionar Sm ³ olje
	3,7 milliardar Sm ³ gass	0,8 milliardar Sm ³ gass
	1,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 22 000 fat per dag, Gass: 0,09 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 28,5 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 25,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

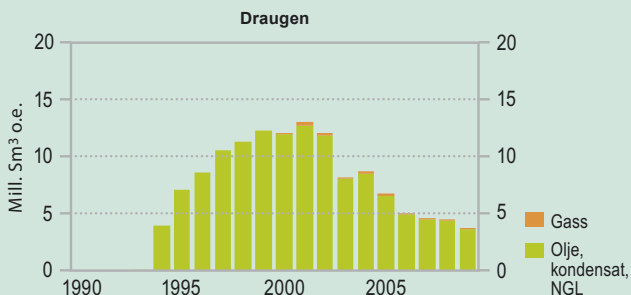
Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon i Statfjordformasjonen og Fensfjordformasjonen. Sognefjordformasjonen starta med gassinjeksjon i mars 2009. Dei fyrste oljeproducentane i Brentgruppa starta å produsere i 2008 og utvinninga går føre seg med vassinjeksjon.

Transport:

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

Status:

Brage er i halefasen, men det blir framleis gjort innsats for å finne nye løysingar for å auke utvinninga frå feltet. Nye brønningar har blitt bora det siste året og fleire er planlagde i dei komande åra. Tilsetjing av kjemiske stoff i injeksjonsvatnet for å betre vassfløyminga er ein metode som har blitt vurdert. Ein pilot for mikrobiologisk injeksjon (MEOR) blir no planlagt.



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	
Retthavjarar	A/S Norske Shell	26,20 %
	BP Norge AS	18,36 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
	Petoro AS	47,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	145,0 millionar Sm ³ olje	19,7 millionar Sm ³ olje
	1,6 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	2,7 millionar tonn NGL	0,6 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 46 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³ , NGL: 0,08 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 40,4 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 36,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Kristiansund	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging:

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

Reservoar:

Hovudreservoaret er sandstein tilhøyrande Rognformasjonen av seinjura alder. I tillegg blir det produsert frå Garnformasjonen av mellomjura alder vest på feltet. Reservoaret ligg på om lag 1 600 meters djup og er relativt homogent med gode reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

Feltet blir produsert med trykkvedlikehald frå vassinjeksjon og naturleg vassdriv.

Transport:

Oljen blir eksportert via ei flytande lastebøye til tankskip. Assosiert gass blir levert gjennom Åsgard Transport til Kårstø. Når gasstransporten er ute av drift blir gass injisert i ein separat struktur aust for Draugen.

Status:

Fleire tiltak for å auke oljeutvinninga er vurdert. Basert på ein 4D-seismisk undersøking som blei utført i 2009 blir potensialet for nye brønner på feltet evaluert. Funnet 6407/9-9 (Hasselmus) er planlagt fasa inn til Draugeninnretninga, og vedtak om utbygging er venta i 2010. Gass frå denne førekomsten vil bli nytta til kraftgenerering på Draugen.



Ekofisk

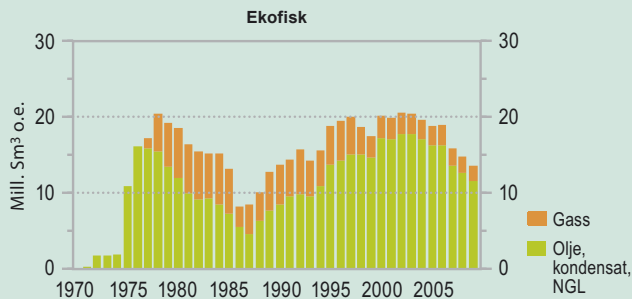
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/4 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Funnår	1969	
Godkjent utbygt	01.03.1972	
Produksjonsstart	15.06.1971	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil Petroleum AS	7,60 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	532,6 millionar Sm ³ olje	118,5 millionar Sm ³ olje
	156,5 milliardar Sm ³ gass	18,8 milliardar Sm ³ gass
	14,6 millionar tonn NGL	2,0 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 176 000 fat per dag, Gass: 1,72 milliardar Sm ³ , NGL: 0,23 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 222,8 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 167,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

Ekofisk er eit oljefelt som ligg på 70 – 75 meters havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet blei produsert til tankskip fram til 1973, då ein betongtank kom på plass. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerørinnetningar for tilknytte felt og eksportrørleidningar. Fleire av dei eldste innretningane er tekne ut av drift og ventar på disponering. Dei operative delane av Ekofisksenteret er i dag bustadinnretningane Ekofisk H og Ekofisk Q, produksjonsinnretninga Ekofisk C, bore- og produksjonsinnretninga Ekofisk X, prosessinnretninga Ekofisk J og produksjons- og prosessinnretninga Ekofisk M. Frå brønnehovudinnretninga Ekofisk A sør på feltet går produksjonen i rør til stigerørinnetninga Ekofisk FTP på Ekofisksenteret for prosessering. Rørleidningen frå Ekofisk B nord på feltet går til Ekofisk M. Ekofisk K er ei innretning for vassinjeksjon. Plan for vassinjeksjon på Ekofisk blei godkjent 20.12.1983, PUD for Ekofisk II blei godkjent 09.11.1994, og PUD for Ekofisk Vekst blei godkjent 06.06.2003. I juni 2008 blei ei havbotnramme for vassinjeksjonsbrønner godkjent. Desse skal erstatte vassinjeksjonsbrønnane på Ekofisk W som no blir stengt ned. I mars 2010 blei den nye bustadinnretninga Ekofisk L, som skal erstatte Ekofisk H og Ekofisk Q, godkjent. Den skal vere i drift frå hausten 2013. Permanente kablar for innsamling av seismiske data blir no lagt på havbotnen over Ekofisk reservoaret.

Reservoar:

Ekofiskfeltet produserer frå naturleg oppsprekte kritbergartar tilhøyrande Ekofisk- og Torformasjonane av tidleg paleocen og senkritt alder. Reservoarbergarten har høg porøsitet, men låg permeabilitet. Reservoaret har ein oljekolonne på meir enn 300 meter og ligg 2 900 – 3 250 meter under havflata.



Utvinningsstrategi:

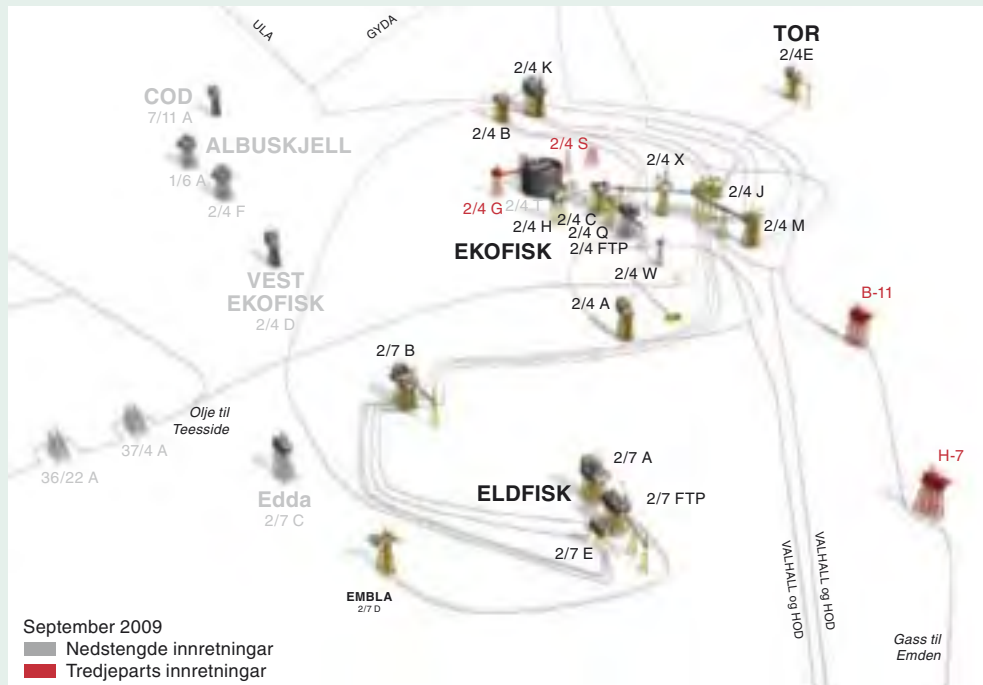
Ekofisk blei opphavleg produsert med trykkavlastning som drivmekanisme og ein venta utvinningsgrad på 17 prosent. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auke oljeutvinninga vesentleg. Vassinjeksjon i stor skala byrja i 1987, og i ettertid har området for vassinjeksjon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

Transport:

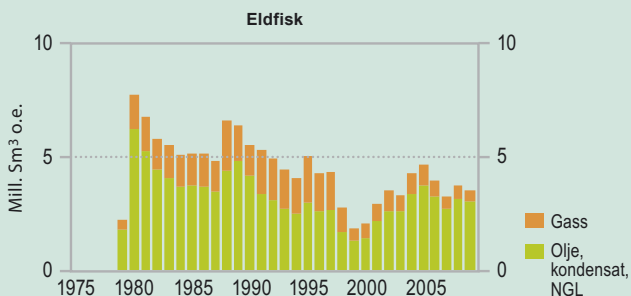
Olje og gass blir ført til eksportørleidningane via prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i Norpipe Gassrør til Emden, medan oljen, som også inneheld NGL-fraksjonane, går i Norpipe Oljerørleidning til Teesside.

Status:

Produksjonen frå Ekofisk held seg på eit høgt nivå ved at ein borer nye brønner for vassinjeksjon og produksjon frå mange innretningar på feltet. Vidareutvikling av den sørlege delen av feltet er under vurdering. Det blir planlagt to nye innretningar, Ekofisk Z som er ei produksjonsinnretning, og Ekofisk VB som er ei havbotnramme for vassinjeksjonsbrønner. PUD er venta i 2011.



Figur 11.8 Innretningar i Ekofiskområdet
(Kjelde: ConocoPhillips)



Eldfisk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Funnår	1970	
Godkjent utbygt	25.04.1975	
Produksjonsstart	08.08.1979	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettsnavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil Petroleum AS	7,60 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	132,2 millionar Sm ³ olje	40,0 millionar Sm ³ olje
	44,0 milliardar Sm ³ gass	5,9 milliardar Sm ³ gass
	4,0 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 51 000 fat per dag, Gass: 0,50 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 107,1 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 65,6 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

Eldfisk er eit oljefelt som ligg rett sør for Ekofisk på 70 – 75 meters havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Feltet blei først bygt ut med tre innretningar. Eldfisk B er ei kombinert bore-, brønnehovud- og prosessinnretning, medan Eldfisk A og Eldfisk FTP er brønnehovud- og prosessinnretningar knytte saman med bru. Eldfisk A har òg borefasilitetar. I 1999 kom Eldfisk E, ei innretning for vassinjeksjon, på plass. Innretninga leverer òg ein del injeksjonsvatn til Ekofiskfeltet gjennom ein rørleidning frå Eldfisk til Ekofisk K. Emblafeltet som ligg rett sør for Eldfisk er knytt til Eldfisk FTP.

Reservoar:

Eldfisk produserer frå kritbergartar tilhøyrande Ekofisk, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder. Reservoarbergarten er finkorna og tett, men har høg porøsitet. Naturleg oppsprekking gjer at fluida i reservoaret strøymer lettare. Feltet inneheld tre førekomstar; Alfa, Bravo og Øst Eldfisk. Reservoaret ligg på 2 700 – 2 900 meters djup.

Utvinningsstrategi:

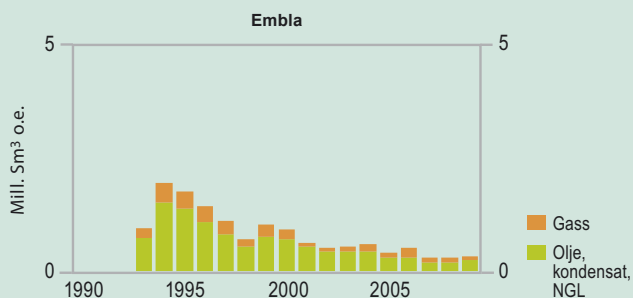
Eldfisk blei opphavleg produsert med trykkavlastning som drivmekanisme. I 1999 byrja vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønner. I tillegg blir det i periodar injisert gass, når eksport av gass ikkje er mogleg. Trykkavlastinga har ført til kompaksjon av reservoaret, og dette har resultert i at havbotnen på Eldfiskfeltet har sokke inn eit par meter.

Transport:

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

Status:

Det har i lengre tid blitt arbeida med planar om ei nyutbygging som er nødvendig for at produksjonen frå Eldfisk skal fortsetje i framtida. Planen er no å byggja ei ny kombinert bustad-, brønnehovud- og prosessinnretning som er knytt til Eldfisk E via ei bru. Den nye innretninga, Eldfisk S, har planlagt PUD i 2011 og skal etter kvart overta fleire av funksjonane til Eldfisk A og Eldfisk FTP.



Embla

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
Funnår	1988	
Godkjent utbygt	14.12.1990 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	12.05.1993	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Rettsnavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	Statoil Petroleum AS	7,60 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	10,4 millionar Sm ³ olje	0,5 millionar Sm ³ olje
	4,1 milliardar Sm ³ gass	0,7 milliardar Sm ³ gass
	0,5 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,4 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 5,2 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

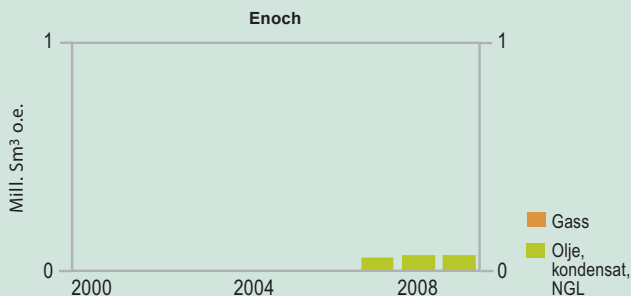
Embla produserer ved trykkavlastning.

Transport:

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

Status:

Embla er i halefasen, men på lengre sikt kan nye brønningar bli bora, dersom levetida for Eldfisk blir forlenga.



Enoch

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 048 D, tildelt 2005 Den norske delen av feltet er 20 %, den britiske delen er 80 %	
Funnår	1985	
Godkjent utbyggt	01.07.2005	
Produksjonsstart	31.05.2007	
Operatør	Talisman North Sea Limited	
Rettshavarar		
	Altinex Oil Norway AS	4,36 %
	DONG E&P Norge AS	1,86 %
	Det norske oljeselskap ASA	2,00 %
	Statoil Petroleum AS	11,78 %
	Bow Valley Petroleum (UK) Limited	12,00 %
	Dana Petroleum (E & P) Limited	8,80 %
	Dyas UK Limited	14,00 %
	Endeavour Energy (UK) Limited	8,00 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,00 %
	Talisman LNS Limited	1,20 %
	Talisman North Sea Limited	24,00 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg: 0,5 millionar Sm ³ olje	Att per 31.12.2009 0,3 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 1 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,3 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 0,3 milliardar 2010-kroner	

Utbygging:

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

Reservoar:

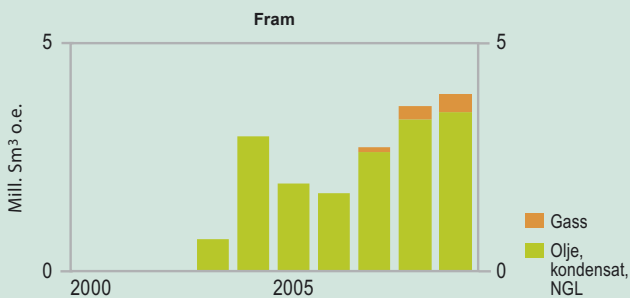
Reservoaret inneheld olje i sandstein av paleocen alder, på om lag 2 100 meters djup. Reservoarkvaliteten er varierende.

Utvinningsstrategi:

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

Transport:

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



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	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	Statoil Petroleum AS	45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	25,7 millionar Sm ³ olje	9,3 millionar Sm ³ olje
	8,5 milliardar Sm ³ gass	7,7 milliardar Sm ³ gass
	0,5 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 45 000 fat per dag, Gass: 0,58 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 12,6 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 12,1 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoara i Fram Vest og Fram Øst er dels i sandstein avsett i eit submarint viftesystem tilhøyrande Draupneformasjonen, og grunnmarin sandstein tilhøyrande Sognefjordformasjonen av seinjura alder, og dels i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoara, som ligg på 2 300 – 2 500 meters djup, er delt i mange isolerte rotete forkastingsblokker og inneheld olje med overleggjande gasskapper. Reservoaret i Fram Vest-førekomsten er komplekst, medan reservoara i Fram Øst-førekomsten er av generelt god kvalitet.

Utvinningsstrategi:

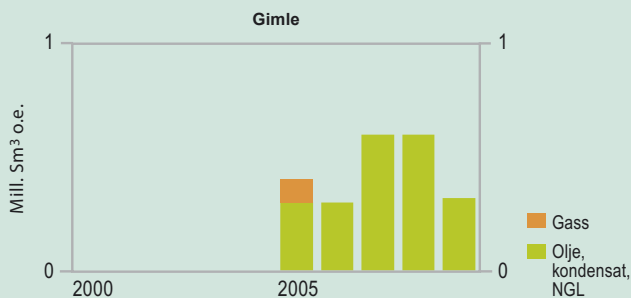
Produksjonen frå Fram Vest-førekomsten går føre seg med injeksjon av gass som trykkstøtte. Gasseksport frå Fram starta hausten 2007 og blei auka i 2009. Fram Øst-førekomsten i Sognefjordformasjonen blir produsert med injeksjon av produsert vatn som trykkstøtte, i tillegg til naturleg vassdriv. Brentreservoaret i Fram Øst-førekomsten produserer med trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Gasslyft vil også bli nytta i brønnane. Oljeproduksjonen frå Fram blir optimalisert i forhold til gassproduksjonskapasiteten på Troll C.

Transport:

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

Status:

Det er påvist tilleggsressursar i nye førekomstar ved feltet. Desse er under vurdering for ei vidare utbygging av Fram.



Gimle

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 DS, tildelt 2006 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 120 B, tildelt 2006 Blokk 34/8 - utvinningsløyve 120 B, tildelt 2006	
Funnår	2004	
Godkjent utbygt	18.05.2006	
Produksjonsstart	19.05.2006	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS	5,79 %
	Petoro AS	24,19 %
	Statoil Petroleum AS	65,13 %
	Total E&P Norge AS	4,90 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	3,4 millionar Sm ³ olje	1,4 millionar Sm ³ olje
	0,9 milliardar Sm ³ gass	0,8 milliardar Sm ³ gass
	0,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 5 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,0 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 0,9 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

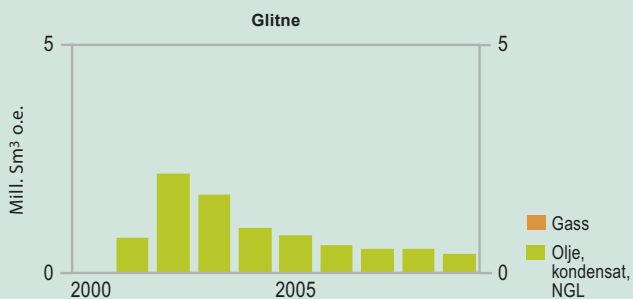
Utvinninga går føre seg med trykkvedlikehald frå vassinjeksjon.

Transport:

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

Status:

Det blir vurdert om nye brønner skal borast på lengre sikt.



Glitne

Blokk 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 Petroleum AS
Rettsshavarar	Det norske oljeselskap ASA 10,00 % Faroe Petroleum Norge AS 9,30 % Statoil Petroleum AS 58,90 % Total E&P Norge AS 21,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 8,6 millionar Sm ³ olje 0,2 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 8 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,2 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 3,2 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er fleire skilde sandkroppar av djupmarine vitteavsetjingar i den øvre delen av Heimdalformasjonen av paleocen alder. Reservoaret ligg på om lag 2 150 meters djup.

Utvinningsstrategi:

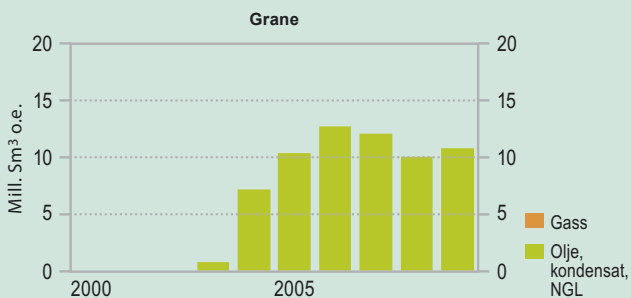
Glitne produserer med trykkstøtte frå eit stort naturleg vassbasseng i Heimdalformasjonen. Assosiert gass frå feltet blir nytta til gasslyft i dei horisontale brønnane.

Transport:

Oljen frå Glitne blir prosessert og lagra på produksjonsskipet og eksportert med tankskip. Overskottsgass blir injisert i Utsiraformasjonen.

Status:

Glitne er i halefasen og det er venta at produksjonen frå feltet vil bli avslutta seint i 2010, men det blir framleis vurdert å bore ein ny brønn i 2010.



Grane

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/11 - utvinningsløype 001, tildelt 1965 Blokk 25/11 - utvinningsløype 169 B1, tildelt 2000
Funnår	1991
Godkjent utbygt	14.06.2000 i Stortinget
Produksjonsstart	23.09.2003
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 6,17 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 28,22 % Petro AS 28,94 % Statoil Petroleum AS 36,66 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 116,7 millionar Sm ³ olje 53,1 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 160 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 30,6 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 22,9 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved gassinjeksjon i toppen av strukturen og horisontale produksjonsbrønningar i botnen av oljesona. Vassinjeksjon med fire injeksjonsbrønningar er planlagt seinare i produksjonsperioden.

Transport:

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

Status:

Det er planar om å bore fleire nye brønningar, dei fleste som greibrønningar. Dei to første vassinjeksjonsbrønningane er planlagt bora i 2010.



Gullfaks

Blokk 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 Petroleum AS
Rettsshavarar	Petoro AS 30,00 % Statoil Petroleum AS 70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 361,5 millionar Sm ³ olje 16,8 millionar Sm ³ olje 22,7 milliardar Sm ³ gass 0,1 millionar tonn NGL 2,9 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 72 000 fat per dag, NGL: 0,06 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 166,1 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 144,8 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

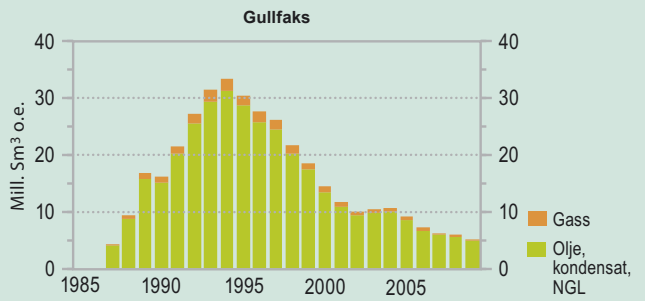
Gullfaks er eit oljefelt som ligg i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på 130 – 220 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekkstramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg med berre førstestegseparasjon. Gullfaks A og C tek imot og behandlar olje og gass frå Gullfaks Sør og Gimle. I tillegg blir innretningane nytta i produksjon og transport frå Tordis, Vigdis og Visund. Produksjonen frå Tordis blir behandla i eit eige anlegg på Gullfaks C. Opphavleg PUD for Gullfaksfeltet omfatta innretningane Gullfaks A og Gullfaks B. PUD for den austlege delen (Gullfaks C) blei godkjent 01.06.1985. Utbyggingsplanen for førekomsten Gullfaks Vest blei godkjent 15.01.1993 og utvinninga frå Lundeformasjonen 03.11.1995. I desember 2005 blei endra PUD for Gullfaksfeltet godkjent. Planen omfattar prospekt og små funn i området rundt Gullfaks, som kan bli bora og produserte frå eksisterande innretningar.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 1 700 – 2 000 meters djup. Reservoara ligg i roterte forkastingsblokker i vest og ein strukturell horst i aust, med eit sterkt forkasta område imellom.

Utvinningsstrategi:

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

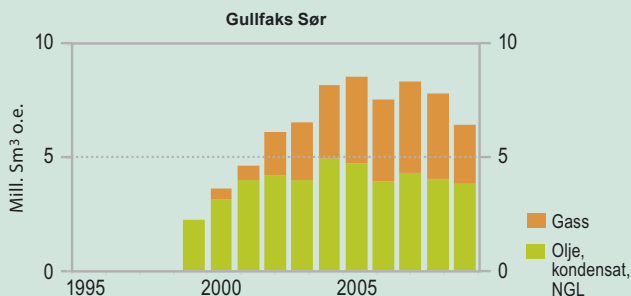


Transport:

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

Status:

Produksjonen frå Gullfaksfeltet er i halefasen. Det blir arbeidd kontinuerleg med å auke utvinninga, dels ved å kartleggje og bore opp lommer med attverande olje i vassfløynde område, og dels gjennom massiv vassirkulering. Ein pilot med kjemisk flømming er planlagt i 2010. Det er også starta eit prosjekt for å vurdere behovet for oppgraderingar av boreanlegga på Gullfaks A, B og C.



Gullfaks Sør

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 32/12 - utvinningsløyve 152, tildelt 1988 Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037 B, tildelt 1998 Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037 E, tildelt 2004 Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050, tildelt 1978 Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 B, tildelt 1995
Funnår	1978
Godkjent utbygt	29.03.1996 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	10.10.1998
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavarar	Petoro AS 30,00 % Statoil Petroleum AS 70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 51,3 millionar Sm ³ olje 14,6 millionar Sm ³ olje 61,5 milliardar Sm ³ gass 34,9 milliardar Sm ³ gass 7,5 millionar tonn NGL 4,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 41 000 fat per dag, Gass: 3,0 milliardar Sm ³ , NGL: 0,35 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 43,8 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 38,2 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

Gullfaks Sør ligg rett sør for Gullfaks i den nordlege delen av Nordsjøen. Feltet er bygt ut med til saman 12 havbotnrammer som er knytte til innretningane Gullfaks A og Gullfaks C. Gullfaks Sør er bygt ut i to fasar. PUD for fase 1 omfatta utvinning av olje og kondensat frå førekomstane 34/10-2 Gullfaks Sør, 34/10-17 Rimfaks og 34/10-37 Gullveig. PUD for fase 2 blei godkjent 08.06.1998 og omfatta utvinning av gass frå Brentgruppa i Gullfaks Sør-førekomsten. I 2004 blei funnet 34/10-47 Gulltopp inkludert i Gullfaks Sør. Gulltoppførekomsten blir produsert gjennom ein langtrekkande produksjonsbrønn frå Gullfaks A. PUD for Rimfaks IOR og funnet 33/12-8 A Skinfaks blei godkjent 11.02.2005. Prosjektet omfatta ei ny havbotnramme og ein satellittbrønn. Skinfaksfunnet er innlemma i Gullfaks Sør, og produksjonen tok til i januar 2007.

Reservoar:

Reservoara i Gullfaks Sør er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder, og Cook-, Statfjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Utvinning går føre seg frå reservoara i Brentgruppa og Statfjordformasjonen. Reservoara ligg på 2 400 – 3 400 meters djup i roterte forkastingsblokker. Reservoara i Gullfaks Sør-førekomsten er kraftig segmenterte av mange forkastingar, og Statfjordformasjonen har dårlege strøymingseigenskapar. Dei andre førekomstane har til dels god reservoarkvalitet.

Utvinningsstrategi:

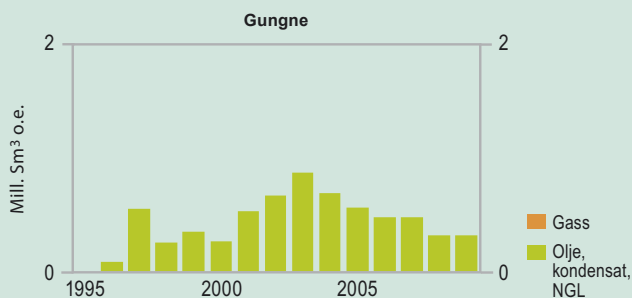
Utvinninga frå Gullfaks Sør går no føre seg med trykkavlastning etter at gassinjeksjonen stoppa i 2009. For Rimfaks produserer Brentgruppa med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av gassinjeksjon, medan Statfjordformasjonen har delvis trykkstøtte frå gassinjeksjon. Førekomstane Gullveig og Gulltopp blir produsert med trykkavlastning og naturleg vassdriv, og produksjonen herifrå blir påverka av produksjonen frå Gullfaks.

Transport:

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

Status:

Produksjonen frå Statfjordformasjonen i Gullfaks Sør er stansa på grunn av lågt reservoartrykk og det er planlagt å bore ein gassinjeksjonsbrønn i 2010 for å starte opp att produksjonen. Produksjonen frå Skinfaks er òg stansa på grunn av lågt reservoartrykk, og for å starte opp att produksjonen blir gasslyft installert frå sommaren 2010. Gasslyft vil bli installert for Gulltopp seint i 2010.



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 Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	28,00 %
	Statoil Petroleum AS	62,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	15,0 milliardar Sm ³ gass	2,2 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
	4,6 millionar Sm ³ kondensat	0,5 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Gass: 0,51 milliardar Sm ³ , NGL: 0,06 millionar tonn, Kondensat: 0,1 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,5 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,4 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbygging:

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

Reservoar:

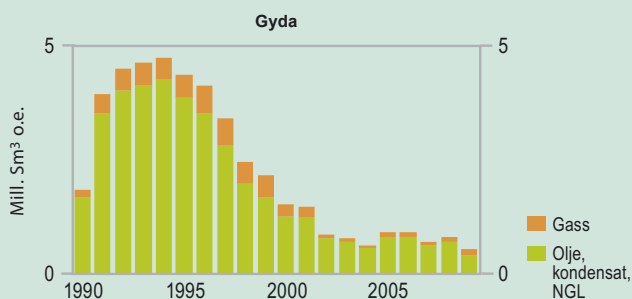
Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Skagerrakformasjonen av trias alder, på om lag 2 800 meters djup. Reservoar-kvaliteten er generelt god, men reservoaret er segmentert, og laterale, kontinuerlege skiferlag verkar som interne barrierar.

Utvinningsstrategi:

Gungne produserer ved trykkavlastning.

Transport:

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



Gyda

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977	
Funnår	1980	
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget	
Produksjonsstart	21.06.1990	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavalar	DONG E&P Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	39,6 millionar Sm ³ olje	4,5 millionar Sm ³ olje
	7,0 milliardar Sm ³ gass	1,0 milliardar Sm ³ gass
	2,0 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 8 000 fat per dag, Gass: 0,11 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 21,9 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 20,0 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

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

Reservoar:

Gyda omfattar tre område med reservoar i sandstein tilhøyrande Ulaformasjonen av seinjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4 000 meters djup.

Utvinningsstrategi:

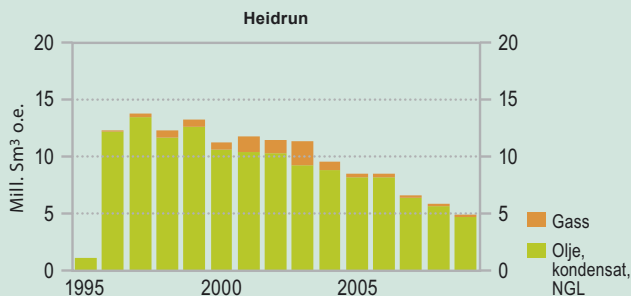
Feltet produserer med vassinjeksjon som drivmekanisme for hovuddelen av feltet. Trykkstøtte frå gasskappa og trykkstøtte frå naturleg vassdriv blir brukt som drivmekanisme for andre delar av feltet.

Transport:

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

Status:

Gyda er i halefasen, erfarer aukande vassproduksjon og utfordringar med å oppretthalde oljeproduksjonen. Utvinningsløyvet har blitt forlenga til 2018 og det blir arbeidd med å forlenge drifta av feltet tilsvarande. Eit nytt operasjonsrom vart opna på land i 2009 for å optimalisere produksjonen. Gasslyft har vist seg å gje auka produksjon frå brønnane og gasslyftkapasiteten vert difor auka. Auka utvinning ved hjelp av gassinjeksjon blir òg vurdert.



Heidrun

Blokk 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 Petroleum AS
Rettsshavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS 24,31 % Eni Norge AS 5,12 % Petoro AS 58,16 % Statoil Petroleum AS 12,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 170,0 millionar Sm ³ olje 38,1 millionar Sm ³ olje 42,6 milliardar Sm ³ gass 29,9 milliardar Sm ³ gass 2,2 millionar tonn NGL 1,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 64 000 fat per dag, Gass: 0,29 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 98,5 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 79,7 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Garn-, Ile-, Tilje- og Åreforfasjonane av tidleg- og mellomjura alder. Reservoaret er sterkt forkasta. Garn- og Ileforfasjonane har god reservoarkvalitet, medan Tilje- og Åreforfasjonane er meir komplekse. Reservoardjupe er om lag 2 300 meter.

Utvinningsstrategi:

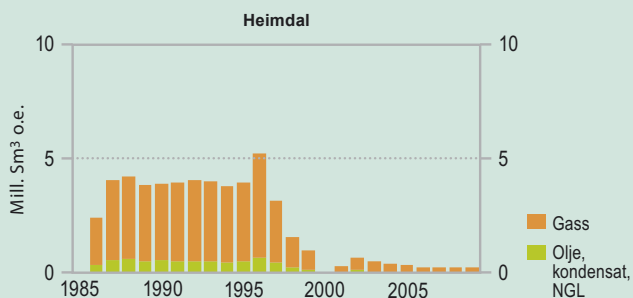
Utvinningsstrategien for feltet er trykkvedlikehald ved hjelp av vass- og gassinjeksjon i Garn- og Ileforfasjonane. I den meir komplekse delen av reservoaret i Tilje- og Åreforfasjonane, er hovudstrategien vassinjeksjon. Nokre segment blir også produsert med trykkavlasing.

Transport:

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

Status:

Reserveanslaget på Heidrun blei nedjustert i 2009. Nedjusteringa er basert på ny reservoarmodell, samt at det er blitt bora færre brønner enn planlagt på feltet. Nye brønnmål for å auke oljeutvinninga blir kontinuerleg vurdert. Ei utviding av gassbehandlingskapasiteten og ulike pilotprosjekt for å auke utvinninga frå reservoaret, er under vurdering.



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	Statoil Petroleum AS	
Rettsnavarar	Centrica Resources (Norge) AS	23,80 %
	Petoro AS	20,00 %
	Statoil Petroleum AS	39,44 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	7,2 millionar Sm ³ olje	0,7 millionar Sm ³ olje
	44,8 milliardar Sm ³ gass	0,4 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Gass: 0,15 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 25,1 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 25,1 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Heimdalformaasjonen av paleocen alder, avsett i eit submarint viftesystem. Reservoardjupet er om lag 2 100 meter.

Utvinningsstrategi:

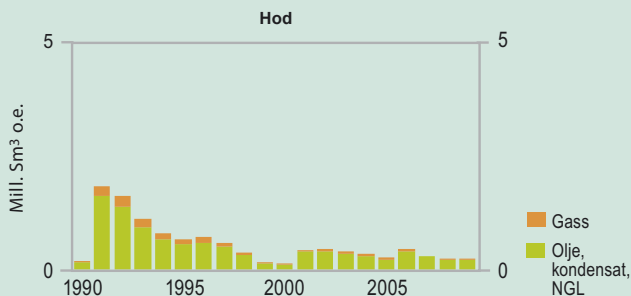
Produksjonen har gått føre seg ved naturleg trykkavlasting og er no på det næraste avslutta.

Transport:

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

Status:

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



Hod

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/11 - utvinningsløyve 033, tildelt 1969	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	26.06.1988 i Stortinget	
Produksjonsstart	30.09.1990	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavarar	BP Norge AS	25,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	25,00 %
	Hess Norge AS	25,00 %
	Total E&P Norge AS	25,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	9,8 millionar Sm ³ olje	0,6 millionar Sm ³ olje
	1,7 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	0,4 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 4,0 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 3,4 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i kritbergartar tilhøyrande Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av tidleg paleocen og seinkrit alder, og ligg på om lag 2 700 meters djup. Feltet inneheld dei tre førekostane Hod Vest, Hod Øst og Hod sadel. Hod sadel heng saman med Valhall og produserer via brønningar bora frå Valhall.

Utvinningsstrategi:

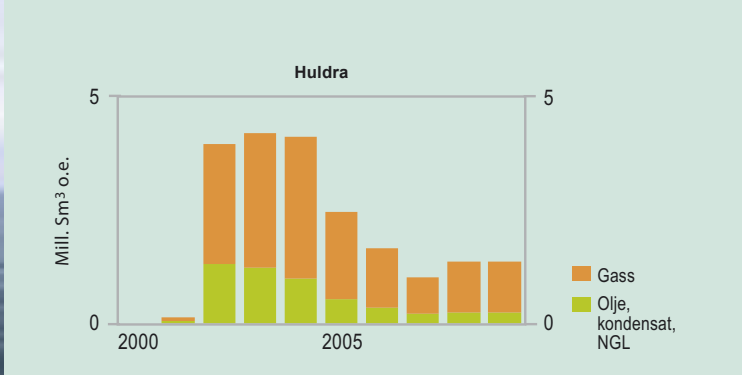
Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning. I to av brønnane blir det nytta gasslyft for å auke produksjonen. Det er planar om å starte ein pilot i 2010 for vassinjeksjon på Hod.

Transport:

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

Status:

Produksjonen frå Hod Øst og Hod Vest er stabil på eit lågt nivå. Feltet er i ein sein fase med den utvinningsstrategien som blir nytta i dag. I 2010 vil det bli sett i gang ein pilot for vassinjeksjon i ein brønn. Det er venta at rettskavarane i 2010 vil søkje om å forlenge utvinningsløyvet ut over 2015.



Huldra

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/2 - utvinningsløype 051, tildelt 1979 Blokk 30/3 - utvinningsløype 052 B, tildelt 2001
Funnår	1982
Godkjent utbygt	02.02.1999 i Stortinget
Produksjonsstart	21.11.2001
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 23,34 % Petoro AS 31,96 % Statoil Petroleum AS 19,88 % Talisman Resources Norge AS 0,50 % Total E&P Norge AS 24,33 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 4,9 millionar Sm ³ olje 0,1 millionar Sm ³ olje 16,0 milliardar Sm ³ gass 1,1 milliardar Sm ³ gass 0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,54 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,5 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 10,4 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

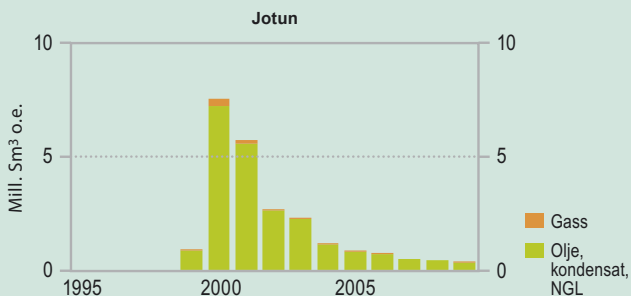
Huldra blir produsert ved trykkavlasting. Frå 2007 starta lågtrykksproduksjon etter at ein gasskompressor blei installert på feltet. Kompressoren har forlenga levetida for feltet med fem år.

Transport:

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

Status:

Huldra er i halefasen og det er venta at produksjonen stansar i 2014.



Jotun

Blokk 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 & Production Norway AS
Rettsshavarar	Dana Petroleum Norway AS 45,00 % Det norske oljeselskap ASA 7,00 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 45,00 % Petoro AS 3,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2009 23,4 millionar Sm ³ olje 1,3 millionar Sm ³ olje 0,9 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 5 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 14,4 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 14,3 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Dusavik

Utbygging:

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

Reservoar:

Jotun omfattar tre førekomstar, og den austlegaste har òg ei lita gasskappe. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Heimdalformaasjonen av paleocen alder. Reservoara tilhøyrer eit submarint viftesystem som er på om lag 2 000 meters djup. I vest er reservoarkvaliteten god, medan skiferinnhaldet aukar mot aust.

Utvinningsstrategi:

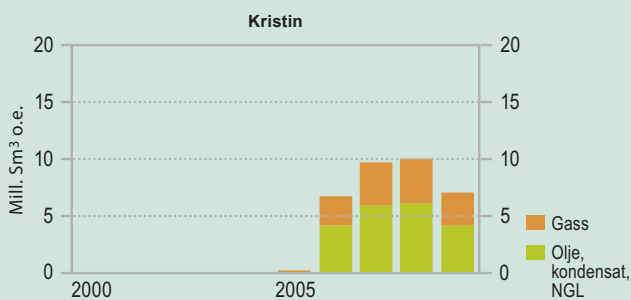
Utvinninga går føre seg ved trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Produisert vatn blir no injisert i Utsiraformaasjonen og er ikkje lenger brukt til trykkstøtte. Gasslyft blir nytta i alle brønnane.

Transport:

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

Status:

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



Kristin

Blokk og utvinningsløype	Blokk 6406/2 - utvinningsløype 199, tildelt 1993 Blokk 6506/11 - utvinningsløype 134 B, tildelt 2000	
Funnår	1997	
Godkjent utbygt	17.12.2001 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.11.2005	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Eni Norge AS	8,25 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,88 %
	Petoro AS	19,58 %
	Statoil Petroleum AS	55,30 %
	Total E&P Norge AS	6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	23,9 millionar Sm ³ olje	11,3 millionar Sm ³ olje
	25,9 milliardar Sm ³ gass	12,6 milliardar Sm ³ gass
	5,8 millionar tonn NGL	3,0 millionar tonn NGL
	2,1 millionar Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 40 000 fat per dag, Gass: 2,39 milliardar Sm ³ , NGL: 0,53 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 31,9 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 30,5 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stjørdal	
Hovudforsyningsbase	Kristiansund	

Utbygging:

Kristin er eit gasskondensatfelt i Norskehavet som er bygt ut med eit havbotnanlegg med fire rammer og ei halvt nedsenkbar innretning for prosessering, Kristin Semi. Havdjupet ved innretninga er om lag 370 meter. Det er lagt til rette for å fase inn og prosessere andre førekomstar i området på Kristin. Tyrihans er knytt opp til Kristin og starta produksjonen i 2009.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein av jura alder tilhøyrande Garn-, Ile- og Tofteformasjonane. Reservoara ligg på om lag 4 600 meters djup og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur. Reservoarkvaliteten er relativt god, men låg permeabilitet i Garnformasjonen og straumingsbarrierar i Ile- og Tofteformasjonane gjer at reservoartrykket fell raskt under produksjonen.

Utvinningsstrategi:

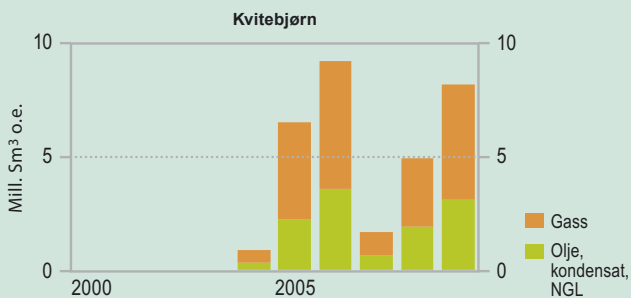
Utvinninga går føre seg med trykkavlastning som drivmekanisme.

Transport:

Brønnstraumen blir prosessert på Kristin og gass blir transportert i ein rørleidning til Åsgard Transport og vidare til Kårsto. Lettolje blir overført til Åsgard C for lagring og utskipping. Kondensatet frå Kristin blir seld som olje (Halten Blend).

Status:

Reservoartrykket i Kristin fell raskare enn venta, og dette gjer mellom anna at produksjon av vatn og sand blir ei utfordring. Ein arbeider difor med å finne teknologiske løysingar på produksjons- og boreutfordringar knytt til trykkfall og vassgjennombrot til brønner. Lågtrykksproduksjon frå reservoaret er under planlegging. Dette vil bidra til auka utvinning av petroleum. Det blir arbeida med utvikling og tilknytning av tilleggsressursar i nærliggande segment. Kristin er òg ein kandidat som blir vurdert som eit prosesseringssenter for andre funn i området.



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 Petroleum AS	
Rettskavarar	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	58,55 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	25,3 millionar Sm ³ olje	15,6 millionar Sm ³ olje
	75,0 milliardar Sm ³ gass	55,3 milliardar Sm ³ gass
	4,0 millionar tonn NGL	2,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 49 000 fat per dag, Gass: 6,58 milliardar Sm ³ , NGL: 0,31 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 20,4 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 15,6 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

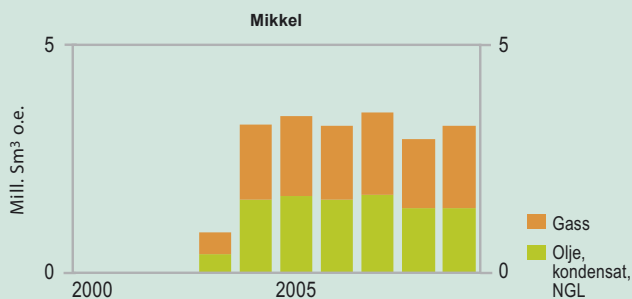
Utvinninga går føre seg med trykkavlastning som drivmekanisme.

Transport:

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

Status:

Det blir planlagt å installere ein kompressor på feltet. Dette vil auke utvinninga ved at reservoartrykket kan senkast ytterlegare. Vedtak om prekompresjon er venta i 2010. Ein ny brønn har påvist tilleggsressursar på feltet.



Mikkell

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6407/5 - utvinningsløyve 121, tildelt 1986 Blokk 6407/6 - utvinningsløyve 092, tildelt 1984
Funnår	1987
Godkjent utbygt	14.09.2001 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	01.08.2003
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavalar	Eni Norge AS 14,90 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 33,48 % Statoil Petroleum AS 43,97 % Total E&P Norge AS 7,65 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 4,6 millionar Sm ³ olje 2,6 millionar Sm ³ olje 22,8 milliardar Sm ³ gass 12,2 milliardar Sm ³ gass 6,3 millionar tonn NGL 3,4 millionar tonn NGL 2,3 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 8 000 fat per dag, Gass: 1,65 milliardar Sm ³ , NGL: 0,44 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,6 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,5 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

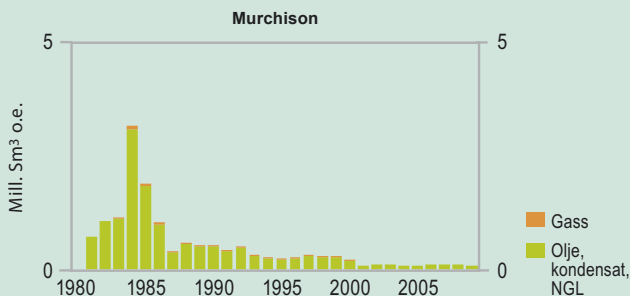
Utvinninga går føre seg med trykkavlastning som drivmekanisme.

Transport:

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

Status:

Det er planlagt å installere kompressorkapasitet (på havbotnen eller flytande) for å halde oppe trykket i rørleidningen frå Mikkell.



Murchison

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037 C, tildelt 2000 Den norske delen av feltet er 22,2 %, den britiske delen er 77,8 %
Funnår	1975
Godkjent utbygt	15.12.1976
Produksjonsstart	28.09.1980
Operatør	CNR International (UK) Limited
Rettsshavarar	Wintershall Norge ASA 22,20 % CNR International (UK) Limited 77,80 %
Utvinnbare reserver (den norske delen)	Opphavleg: Att per 31.12.2009 14,3 millionar Sm ³ olje 0,6 millionar Sm ³ olje 0,4 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 1 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 9,5 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 9,4 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Aberdeen, Skottland
Hovudforsyningsbase	Peterhead, Skottland

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoara i Murchison er i sandstein av jura alder.

Utvinningsstrategi:

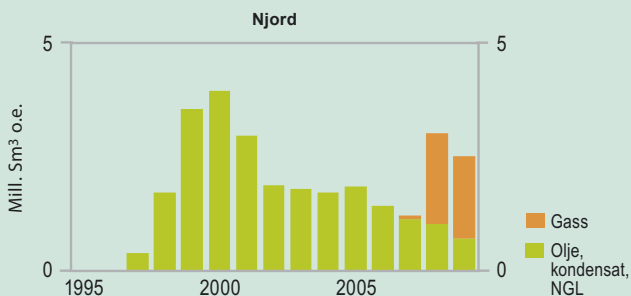
Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon som trykkstøtte.

Transport:

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

Status:

Produksjonen frå Murchison er i halefasen, men feltet er venta å kunne produsere til 2019.



Njord

Blokk 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	Statoil Petroleum AS
Rettskavarar	E.ON Ruhrgas Norge AS 30,00 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 20,00 % GDF SUEZ E&P Norge AS 20,00 % Petro AS 7,50 % Statoil Petroleum AS 20,00 % VNG Norge AS 2,50 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 26,1 millionar Sm ³ olje 2,4 millionar Sm ³ olje 10,4 milliardar Sm ³ gass 6,5 milliardar Sm ³ gass 2,1 millionar tonn NGL 2,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 11 000 fat per dag, Gass: 1,79 milliardar Sm ³ , NGL: 0,36 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 20,9 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 18,3 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Kristiansund
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

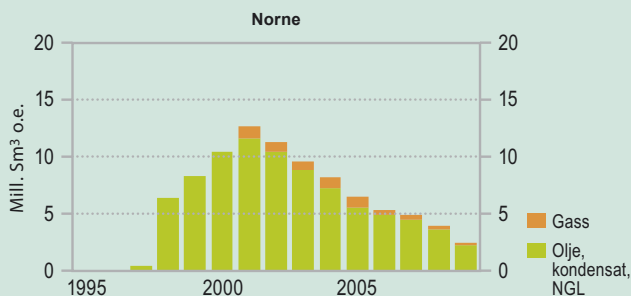
Opphavleg blei Njord produsert med gassinjeksjon som trykkstøtte i delar av feltet og trykkavlasting i resten av reservoaret. Frå 2007 starta Njord med gasseskport frå feltet, slik at bare mindre mengder gass no blir injisert. Det kompliserte reservoaret med mange forkastingar fører til at feltet får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

Transport:

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

Status:

Njord er i halefasen og ein søker å halde produksjonen oppe ved å bore nye brønner. Tre brønner vil bli bora i løpet av 2010/2011. Nordvestflanken vil bli bora og produsert frå Njordinnretninga, med venta produksjonsstart i 2012.



Norne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6508/1 - utvinningsløyve 128 B, tildelt 1998 Blokk 6608/10 - utvinningsløyve 128, tildelt 1986
Funnår	1992
Godkjent utbygt	09.03.1995 i Stortinget
Produksjonsstart	06.11.1997
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettsshavarar	Eni Norge AS 6,90 % Petoro AS 54,00 % Statoil Petroleum AS 39,10 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 94,7 millionar Sm ³ olje 12,0 millionar Sm ³ olje 10,5 milliardar Sm ³ gass 4,5 milliardar Sm ³ gass 1,6 millionar tonn NGL 0,9 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 35 000 fat per dag, Gass: 0,14 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 38,1 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 30,2 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Harstad
Hovudforsyningsbase	Sandnessjøen

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

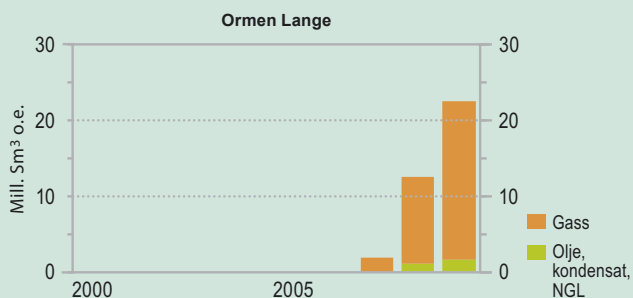
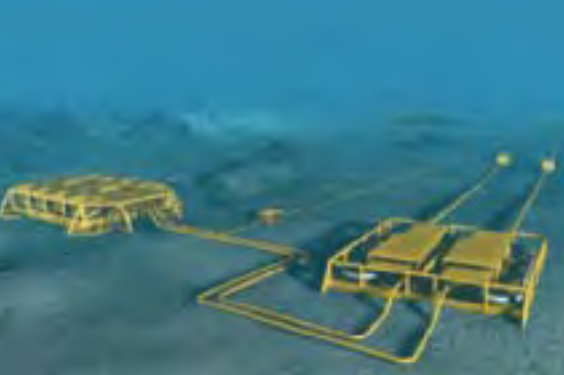
Oljen blir produsert ved hjelp av vassinjeksjon. Gassinjeksjonen blei avslutta i 2005 og all gass blir no eksportert.

Transport:

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

Status:

Tiltak for å auke utvinninga, mellom anna ved å ta i bruk ny brønnteknologi, blir vurdert. Ei ny havbotnramme (M-ramma) er installert i den sørlege delen av feltet, og den første brønnen frå denne ramma vil bli bora i 2010.



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
Produksjonsstart	13.09.2007
Operatør	A/S Norske Shell
Rettskavalar	A/S Norske Shell 17,04 % DONG E&P Norge AS 10,34 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 7,23 % Petoro AS 36,48 % Statoil Petroleum AS 28,92 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 301,7 milliardar Sm ³ gass 267,8 milliardar Sm ³ gass 18,6 millionar Sm ³ kondensat 15,8 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Gass: 22,39 milliardar Sm ³ , Kondensat: 1,69 millionar tonn
Investeringar*	Totale investeringar vil venteleg bli 72,1 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 30,5 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Kristiansund

* Totale investeringar inkludert landanlegg vil venteleg bli 101,2 milliardar 2010-kroner

Utbygging:

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

Reservoar:

Hovudreservoaret er i sandstein av paleocen alder tilhøyrande «Egga»-formasjonen, og ligg 2 700 – 2 900 meter under havflata.

Utvinningsstrategi:

Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon ved trykkavlasting og seinare gasskompresjon.

Transport:

Brønnstraumen, som inneheld gass og kondensat, blir ført gjennom to fleirfaserørleidningar til landanlegget på Nyhamna. Der blir gassen tørka og komprimert før han blir send i gassespørtrøret, Langeled, via Sleipner R til Storbritannia.

Status:

Feltet produserer no på platå med ti brønningar. Ei tredje havbotnramme blei installert sør på feltet i 2009 og vil komme i produksjon med tre brønningar i 2010. Skuffande brønneresultat nord på feltet har gitt lågare reservar. Ulike løysingar for framtidig gasskompresjon på feltet er under vurdering.



Oseberg

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/6 - utvinningsløype 053, tildelt 1979 Blokk 30/9 - utvinningsløype 079, tildelt 1982										
Funnår	1979										
Godkjent utbygt	05.06.1984 i Stortinget										
Produksjonsstart	01.12.1988										
Operatør	Statoil Petroleum AS										
Rettskavalar	<table> <tr> <td>ConocoPhillips Skandinavia AS</td> <td>2,40 %</td> </tr> <tr> <td>ExxonMobil Exploration & Production Norway AS</td> <td>4,70 %</td> </tr> <tr> <td>Petoro AS</td> <td>33,60 %</td> </tr> <tr> <td>Statoil Petroleum AS</td> <td>49,30 %</td> </tr> <tr> <td>Total E&P Norge AS</td> <td>10,00 %</td> </tr> </table>	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %	Petoro AS	33,60 %	Statoil Petroleum AS	49,30 %	Total E&P Norge AS	10,00 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %										
ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %										
Petoro AS	33,60 %										
Statoil Petroleum AS	49,30 %										
Total E&P Norge AS	10,00 %										
Utvinnbare reserver	<table> <tr> <td>Opphavleg:</td> <td>Att per 31.12.2009</td> </tr> <tr> <td>374,8 millionar Sm³ olje</td> <td>24,4 millionar Sm³ olje</td> </tr> <tr> <td>105,7 milliardar Sm³ gass</td> <td>81,5 milliardar Sm³ gass</td> </tr> <tr> <td>10,5 millionar tonn NGL</td> <td>4,2 millionar tonn NGL</td> </tr> </table>	Opphavleg:	Att per 31.12.2009	374,8 millionar Sm ³ olje	24,4 millionar Sm ³ olje	105,7 milliardar Sm ³ gass	81,5 milliardar Sm ³ gass	10,5 millionar tonn NGL	4,2 millionar tonn NGL		
Opphavleg:	Att per 31.12.2009										
374,8 millionar Sm ³ olje	24,4 millionar Sm ³ olje										
105,7 milliardar Sm ³ gass	81,5 milliardar Sm ³ gass										
10,5 millionar tonn NGL	4,2 millionar tonn NGL										
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 74 000 fat per dag, Gass: 2,77 milliardar Sm ³ , NGL: 0,55 millionar tonn										
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 130,9 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 112,1 milliardar 2010-kroner										
Driftsorganisasjon	Bergen										
Hovudforsyningsbase	Mongstad										

Utbygging:

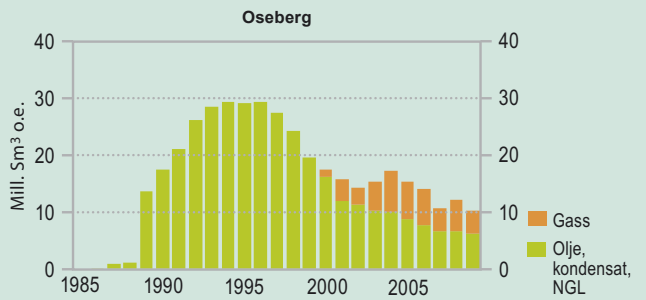
Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 100 meters havdjup. Oseberg er bygt ut i fleire fasar. Feltsenteret i sør har to innretningar; prosess- og bustadinnretninga Oseberg A og bore- og vassinjeksjonsinnretninga Oseberg B. I den nordlege delen av feltet ligg Oseberg C-innretninga som er ei integrert produksjons-, bore- og bustadinnretning (PDQ). Oseberg D er ei innretning for gassprosessering knytt til Oseberg feltsenter. Oseberg Vestflanke er bygt ut med ei havbotnramme som er knytt til Oseberg B. Oseberg Delta er bygt ut med ei havbotnramme knytt til Oseberg D. Produksjonen frå Gamma Main-strukturen starta i 2008 med to brønner frå Oseberg feltsenter. Innretningane på feltsenteret behandlar òg olje og gass frå felta Oseberg Øst, Oseberg Sør og Tune. PUD for den nordlege delen av feltet blei godkjent 19.01.1988, PUD for Oseberg D blei godkjent 13.12.1996, PUD for Oseberg Vestflanke 19.12.2003 og PUD for Oseberg Delta 23.09.2005.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

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

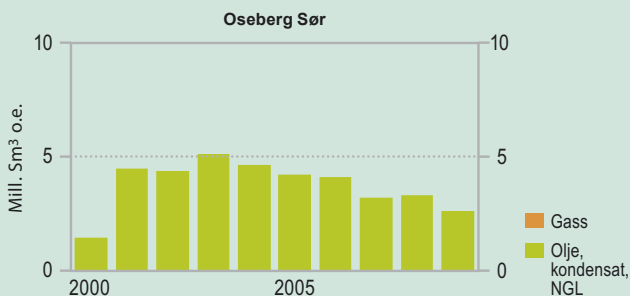


Transport:

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

Status:

Utfordringa på Oseberg framover blir å produsere oljen som ligg att under gasskappa, og å balansere gassuttaket med omsyn til oljeutvinninga frå feltet. Ein utsett oppstart av gassnedblåsing er vedteke av rettshavarane. Ein modul for lågtrykksproduksjon blir installert på Oseberg feltcenter og det blir gjort ein oppgradering av kompressoren. Prøveutvinning frå eit overliggjande kritreservoar i Shetlandgruppa går føre seg for å evaluere produksjonsegenskapane. Utgreiing for vidare utvinning skal slutførast i løpet av 2010.



Oseberg Sør

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/12 - utvinningsløype 171 B, tildelt 2000 Blokk 30/9 - utvinningsløype 079, tildelt 1982 Blokk 30/9 - utvinningsløype 104, tildelt 1985
Funnår	1984
Godkjent utbygt	10.06.1997 i Stortinget
Produksjonsstart	05.02.2000
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 2,40 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 4,70 % Petoro AS 33,60 % Statoil Petroleum AS 49,30 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 52,7 millionar Sm ³ olje 15,5 millionar Sm ³ olje 11,8 milliardar Sm ³ gass 5,9 milliardar Sm ³ gass 1,5 millionar tonn NGL 1,5 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 39 000 fat per dag, Gass: 0,37 milliardar Sm ³ , NGL: 0,09 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 29,3 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 23,9 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

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

Reservoar:

Oseberg Sør omfattar fleire førekomstar med reservoar i sandstein av jura alder. Reservoardjupet er mellom 2 200 – 2 800 meter. Hovudreservoara ligg i Tarbert- og Heatherformasjonane. Reservoarkvaliteten er moderat.

Utvinningsstrategi:

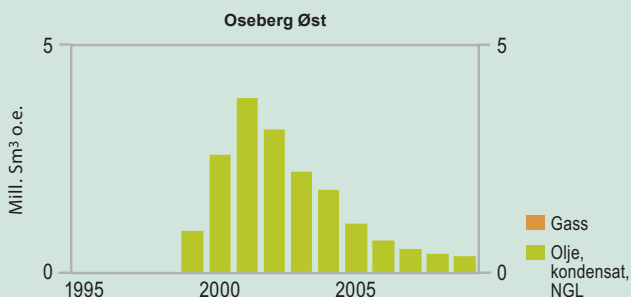
Utvinninga går hovudsakleg føre seg ved hjelp av injeksjon av vatn og gass. Det er òg alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet. Vatn til injeksjon blir produsert frå Utsiraformasjonen.

Transport:

Oljen går i rørledning frå Oseberg Sør-innretninga til Oseberg feltssenter der den blir prosessert og transportert gjennom Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gass blir transportert via Oseberg Gasstransport (OGT) inn i Statpipe.

Status:

Førekomsten G Sentral blir bygt ut ved å bore frå Oseberg Sør-innretninga. Oppstart av produksjon er venta i mai 2010. Fleire nye brønner vil bli bora på Oseberg Sør i 2010.



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	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	Statoil Petroleum AS	49,30 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	28,6 millionar Sm ³ olje	11,1 millionar Sm ³ olje
	0,4 milliardar Sm ³ gass	0,1 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 7 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 15,8 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 11,5 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

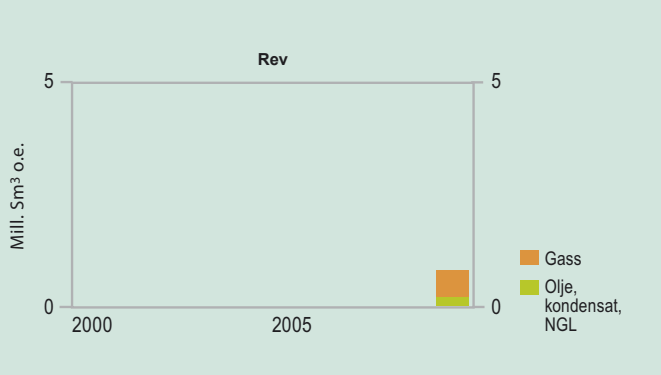
Feltet produserer med delvis trykkstøtte frå vassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG).

Transport:

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

Status:

Boreanlegget på Oseberg Øst-innretninga er oppgradert. Ein hovudutfordring er å balansere produksjon med begrensa tilgang på vatn og gass for injeksjon.



Rev

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 038 C, tildelt 2006	
Funnår	2001	
Godkjent utbygt	15.06.2007 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	24.01.2009	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettsshavarar	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	70,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	0,7 millionar Sm ³ olje	0,5 millionar Sm ³ olje
	3,4 milliardar Sm ³ gass	2,8 milliardar Sm ³ gass
	0,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,69 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 4,3 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 4,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbygging:

Rev ligg nær grenselinja mellom norsk og britisk sektor, fire kilometer sør for Vargfeltet. Utbygginga er havbotnrammer knytt til Armadafeltet på britisk kontinentalsokkel. Havdjupet i området er 90 – 110 meter.

Reservoar:

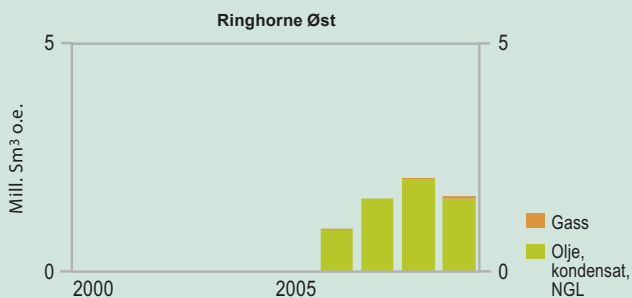
Reservoaret har ei oljesone med gasskappe og er i sandstein av seinjura alder rundt ein saltstruktur på om lag 3 000 meters djup. Trykkmålingar har vist at reservoaret er i kommunikasjon med Vargfeltet.

Utvinningsstrategi:

Feltet blir produsert ved trykkavlastning.

Transport:

Brønnstraumen går gjennom ein 9 kilometer lang rørledning til Armadafeltet for prosessering, og derifrå vidare til Storbritannia.



Ringhorne Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027, tildelt 1969 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 169, tildelt 1991
Funnår	2003
Godkjent utbygt	10.11.2005 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	19.03.2006
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
Rettsshavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 77,38 % Petoro AS 7,80 % Statoil Petroleum AS 14,82 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 11,8 millionar Sm ³ olje 5,7 millionar Sm ³ olje 0,4 milliardar Sm ³ gass 0,2 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 16 000 fat per dag, Gass: 0,05 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 0,7 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 0,6 milliardar 2010-krone
Driftsorganisasjon	Stavanger

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

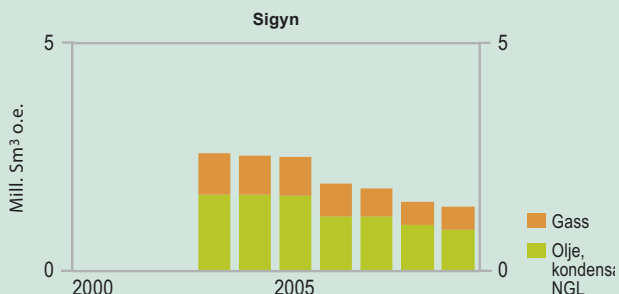
Feltet blir produsert med naturleg vassdriv frå eit regionalt vassbasseng på nord- og austsida av strukturen. Alle brønner har gasslyft for å optimalisere produksjonen og dette vil bli utvida som følgje av aukande produksjon av vatn.

Transport:

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

Status:

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



Sigyn

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 16/7 - utvinningsløyve 072, tildelt 1981	
Funnår	1982	
Godkjent utbygt	31.08.2001 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	22.12.2002	
Operatør	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
Rettsshavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	40,00 %
	Statoil Petroleum AS	60,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	6,7 milliardar Sm ³ gass	1,7 milliardar Sm ³ gass
	2,8 millionar tonn NGL	0,8 millionar tonn NGL
	4,9 millionar Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Gass: 0,36 milliardar Sm ³ , NGL: 0,11 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,8 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,8 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

Utbygging:

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

Reservoar:

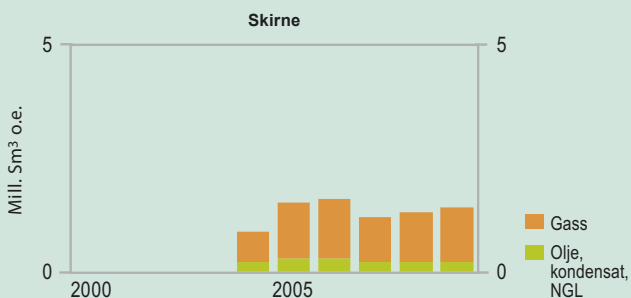
Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen av trias alder og ligg på om lag 2 700 meters djup. Kvaliteten på reservoaret er god.

Utvinningsstrategi:

Feltet produserer ved trykkavlastning.

Transport:

Brønnstraumen er styrt frå Sleipner Øst og går gjennom to 12 kilometer lange rørleidningar til Sleipner A-innretninga. Gassen blir eksportert via tørrgasssystemet på Sleipner A. Kondensatet går via kondensatrørleidningen frå Sleipner A til Kårstø.



Skirne

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/5 - utvinningsløyve 102, tildelt 1985	
Funnår	1990	
Godkjent utbygt	05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	03.03.2004	
Operatør	Total E&P Norge AS	
Rettskavalar	Centrica Resources (Norge) AS	20,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	2,1 millionar Sm ³ olje	0,7 millionar Sm ³ olje
	8,7 milliardar Sm ³ gass	2,3 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,94 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,5 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 3,4 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder. Skirneføremsten ligg på om lag 2 370 meters djup, medan Byggvøreføremsten ligg på om lag 2 900 meter. Reservoarkvaliteten er god.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting.

Transport:

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

Status:

Levetida for Skirne er avhengig av levetida for Heimdalinnretninga.



Sleipner Vest

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/6 - utvinningsløyve 029, tildelt 1969 Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	14.12.1992 i Stortinget	
Produksjonsstart	29.08.1996	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsshavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS Statoil Petroleum AS Total E&P Norge AS	32,24 % 58,35 % 9,41 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 121,3 milliardar Sm ³ gass 8,5 millionar tonn NGL 29,6 millionar Sm ³ kondensat	Att per 31.12.2009* 30,9 milliardar Sm ³ gass 1,9 millionar tonn NGL 5,0 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Gass: 5,98 milliardar Sm ³ , NGL: 0,39 millionar tonn, Kondensat: 1,03 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 35,1 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 32,7 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

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

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

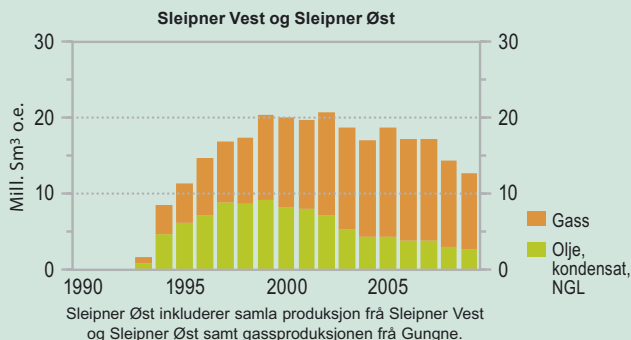
Sleipner Vest produserer ved trykkavlastning.

Transport:

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

Status:

For å halde produksjonen oppe med eit lågare reservoartrykk, blei ein ny kompressor på Sleipner B tatt i bruk tidleg i 2009. Det er aktuelt å bore opp og byggje ut fleire førekomstar i nærleiken i åra framover. Ein borekampanje blei sett i gang i 2009, og det blei påvist tilleggsressursar i Beta Vest strukturen. To brønner er planlagt bora i 2010.



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 Petroleum AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	Statoil Petroleum AS	59,60 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009*
	67,3 milliardar Sm ³ gass	30,9 milliardar Sm ³ gass
	12,8 millionar tonn NGL	1,9 millionar tonn NGL
	26,3 millionar Sm ³ kondensat	5,0 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Gass: 0,47 milliardar Sm ³ , NGL: 0,07 millionar tonn, Kondensat: 0,08 millionar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 49,5 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 47,6 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Dusavik	

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

Utbygging:

Sleipner Øst er eit gasskondensatfelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen, på 82 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert prosess-, bore- og bustadinnretning med understell av betong, Sleipner A. I tillegg er det installert ei stigerørrinnretning, Sleipner R, som knyter Sleipner A til rørleidningane for gasstransport, og eit faklingstårn, Sleipner F. Det er òg installert to havbotrammer, ei for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av Løkeførekomsten. Vidare er felta Sigyn og Gungne knytte til Sleipner A. PUD for Løke blei godkjent i 1991 og produksjonen starta i 1993. Utbygging av Løke Trias blei godkjent 29.08.1995 og produksjonen starta i 1998.

Reservoar:

Reservoara i Sleipner Øst og Løke er hovudsakleg i sandstein tilhøyrande Tyformasjonen av paleocen alder og Huginformasjonen av mellomjura alder. I tillegg er det påvist gass i Heimdalformasjonen som ligg over Tyformasjonen. Reservoara ligg på om lag 2 300 meters djup. Det er ingen trykkommunikasjon mellom dei to hovudreservoarsonene. Under Huginformasjonen ligg Skagerrakformasjonen av trias alder. Skagerrakformasjonen er hovudreservoaret på Løke og har moderate til dårlege reservoareigenskapar.

Utvinningsstrategi:

Reservoaret i Huginformasjonen produserer ved trykkavlastning. Reservoaret i Tyformasjonen produserte med resirkulering av tørrgass fram til 2005. For å optimalisere produksjonen blir brønnane no produserte mot eit redusert innløpstrykk.

Transport:

Brønnstraumen frå Sleipner Øst blir prosessert på Sleipner A saman med produksjonen frå Gungne og Sigyn. Kondensatet frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir sendt til Kårstø for vidare prosessering. Prosessert gass blir blanda med gass frå Troll og eksportert til Zeebrugge via Draupner.

Status:

To nye brønner blei bora i 2009. Auka utvinning gjennom ytterlegare redusert innløpstrykk er sett i gang i 2010.



Snorre

Blokk 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 Petroleum AS	
Rettsnavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	11,58 %
	Hess Norge AS	1,04 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	8,28 %
	Statoil Petroleum AS	33,32 %
	Total E&P Norge AS	6,18 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	238,3 millionar Sm ³ olje	68,3 millionar Sm ³ olje
	6,5 milliardar Sm ³ gass	0,5 milliardar Sm ³ gass
	4,7 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 116 000 fat per dag, Gass: 0,05 milliardar Sm ³ , NGL: 0,04 millionar tonn	
Investeringar	Totalt investeringar vil venteleg bli 126,3 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 92,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

Snorre er eit oljefelt som ligg i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på 300 – 350 meters havdjup. Snorre A i sør er ei flytande stålinnretning (TLP) med bustad-, bore- og prosessanlegg. Snorre A har òg eit eige prosessanlegg for produksjonen frå Vigdisfeltet. Ei havbotnramme, Snorre UPA, med ti brønnsliiser sentralt på feltet, er knytt til Snorre A. På den nordlege delen av feltet ligg Snorre B som er ei halvt nedsenkbar integrert bore-, prosess- og bustadinnretning. Endra PUD for Snorre med ny modul på Snorre A for prosessering av oljen frå Vigdis blei godkjent 16.12.1994. PUD for Snorre B blei godkjent 08.06.1998. Produksjonen frå Snorre B tok til i juni 2001.

Reservoar:

Snorrefeltet er bygt opp av mange store forkastingsblokker. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Staffjord- og Lundeformasjonane av tidlegjura og trias alder. Reservoaret ligg på 2 000 – 2 700 meters djup og har ei kompleks oppbygging med mange fluviale kanalar og interne strøymingsbarrierar.

Utvinningsstrategi:

Snorre produserer med trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon, gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). Skumassistert injeksjon (FAWAG) har òg vore utprøvd i delar av reservoaret. Manglande injeksjonskapasitet og brønningar har over tid ført til lågare trykk enn ønska i delar av feltet. I dei siste åra har all produsert gass frå både Snorre A og Snorre B blitt reinjisert i reservoaret.

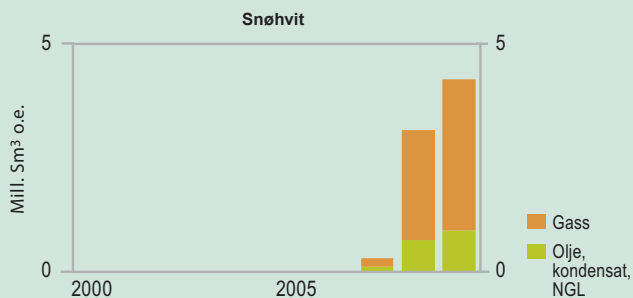


Transport:

Olje og gass blir separert i to steg på Snorre A og transportert i separate rørleidningar til Statfjord A for sluttprosessering og eksport. Oljen blir lasta til tankskip på Statfjord og gassen kan gå gjennom Statpipe til Kårstø. Ferdig prosessert olje frå Snorre B går i rørleidning til Statfjord B, der han blir lagra og vidare lasta på tankskip. Gass frå Snorre B blir normalt injisert tilbake i reservoaret, men den kan òg bli transportert i rørleidning til Snorre A og eksportert via Statfjord A. Det blir arbeid med ei langsiktig løysing for Snorre etter at noverande eksport via Statfjord A blir avslutta.

Status:

I 2007 blei det vedteke å utvide prosesskapasitetane for produksjon og injeksjon av vatn. Rettskavarane har i fleire år arbeid med planar for vidare og langsiktig utvinning frå feltet i prosjektet Snorre2040. Dette blir gjort med basis i eit stort potensial for auke i utvinningsgraden for olje. Fleire brønner, utvida gassinjeksjon og ombygging, eventuelt ny infrastruktur, er viktige element som inngår i prosjektet. Den nye langsiktige utviklingsplanen for Snorre er utsett fleire gonger, men er no venta å vera på plass i 2010.



Snøhvit

Blokk og utvinningsløype	Blokk 7120/5 - utvinningsløype 110, tildelt 1985 Blokk 7120/6 - utvinningsløype 097, tildelt 1984 Blokk 7120/7 - utvinningsløype 077, tildelt 1982 Blokk 7120/8 - utvinningsløype 064, tildelt 1981 Blokk 7120/9 - utvinningsløype 078, tildelt 1982 Blokk 7121/4 - utvinningsløype 099, tildelt 1984 Blokk 7121/5 - utvinningsløype 110, tildelt 1985 Blokk 7121/7 - utvinningsløype 100, tildelt 1984
Funnår	1984
Godkjent utbygt	07.03.2002 i Stortinget
Produksjonsstart	21.08.2007
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavalar	GDF SUEZ E&P Norge AS 12,00 % Hess Norge AS 3,26 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 2,81 % Statoil Petroleum AS 33,53 % Total E&P Norge AS 18,40 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 160,6 milliardar Sm ³ gass 154,8 milliardar Sm ³ gass 6,4 millionar tonn NGL 6,1 millionar tonn NGL 18,1 millionar Sm ³ kondensat 16,9 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Gass: 5,76 milliardar Sm ³ , NGL: 0,30 millionar tonn, Kondensat: 0,93 millionar Sm ³
Investeringar*	Totale investeringar vil venteleg bli 26,7 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 10,2 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Harstad og Stjørdal

* Totale investeringar, inkludert landanleg, vil venteleg bli 90,5 milliardar 2010-kroner.

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

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

Transport:

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

Status:

Hausten 2009 blei det gjennomført lengre revisjonsstansar for utskifting av utstyr. Anlegget produserer no med 100 % av berekna kapasitet.



Statfjord

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/12 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Den norske delen av feltet er 85,47 %, den britiske delen er 14,53 %	
Funnår	1974	
Godkjent utbygt	16.06.1976 i Stortinget	
Produksjonsstart	24.11.1979	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar		
	A/S Norske Shell	8,55 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	10,33 %
	Enterprise Oil Norge AS	0,89 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	21,37 %
	Statoil Petroleum AS	44,34 %
	Centrica Resources Limited	9,69 %
	ConocoPhillips (U.K.) Limited.	4,84 %
Utvinnbare reservar (den norske delen)	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	565,8 millionar Sm ³ olje	5,1 millionar Sm ³ olje
	74,3 milliardar Sm ³ gass	13,3 milliardar Sm ³ gass
	23,3 millionar tonn NGL	7,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 27 000 fat per dag, Gass: 1,34 milliardar Sm ³ , NGL: 0,73 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 167,7 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 157,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø	

Utbygging:

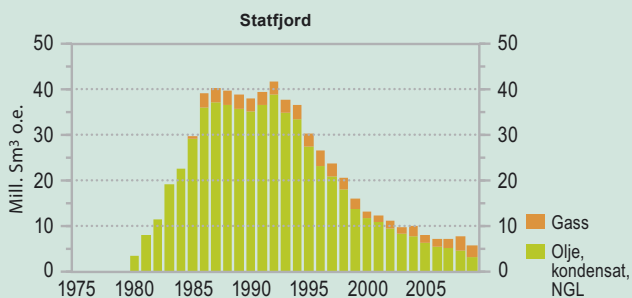
Statfjord er eit oljefelt som ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampen-området. Havdjupet er om lag 150 meter. Feltet er bygt ut med tre fullt integrerte innretningar; Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C. Statfjord A er plassert sentralt på feltet, og kom i produksjon i 1979. Statfjord B er plassert på den sørlege delen av feltet, og kom i produksjon i 1982. Statfjord C er plassert på den nordlege delen av feltet, og kom i produksjon i 1985. Statfjord B og Statfjord C har lik konstruksjon. Satellittfelta til Statfjord (Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna) har ein eigen innløpsseparator på Statfjord C. PUD for Statfjord Seinfase blei godkjent 08.06.2005.

Reservoar:

Statfjordreservoara ligg på 2 500 – 3 000 meters djup i ei stor forkastingsblokk med fall mot vest og mange mindre forkastingsblokker langs austflanken. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa, Cook- og Statfjordformasjonane av jura alder. Brentgruppa og Statfjordformasjonen har svært god reservoarqualitet.

Utvinningsstrategi:

Statfjord har opphavleg produsert med trykkstøtte frå alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG), vassinjeksjon og delvis gassinjeksjon. Statfjord Seinfase inneber at all injeksjon no er stansa og feltet produserer ved trykkavlastning for å frigjere gass frå attverande olje. Nedblåsing av reservoartrykket i Brentgruppa starta hausten 2008. Statfjord Seinfase er venta å gje ti år lengre levetid for feltet og auke utvinninga av både gass og olje.

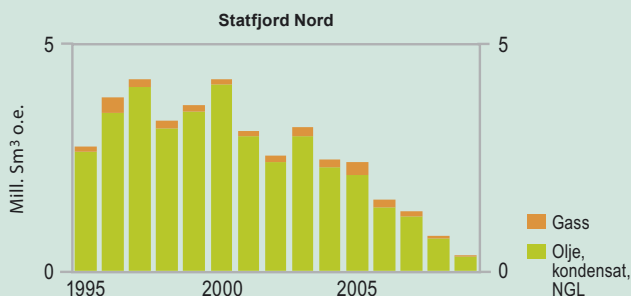


Transport:

Stabilisert olje blir lagra i lagerceller på kvar innretning. Oljen blir lasta via eit av dei to oljelastingssystema på feltet. Frå 2007 har gasseksporten gått gjennom eit nytt rør; Tampen Link, som går via Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) til Storbritannia. Dei britiske rettshavarane tek ut sin del av gassen gjennom rørleidningen FLAGS frå Statfjord B til St. Fergus i Skottland.

Status:

Som ein del av Statfjord Seinfase blir innretningane modifiserte, samstundes med at det i 2009 blei bora og reparert brønner. Det er planlagt å bora 60 nye olje-, vass- og gassbrønner i løpet av Statfjord Seinfase. I slutten av september 2009 var 33 av desse bora og komplettert. Levetida for Statfjord A, B og C og vidare tilknytning av Snorre til Statfjord A og B, blir no vurdert i samarbeid med rettshavarane for Snorrefeltet.



Statfjord Nord

Blokk og utvinningsløype	Blokk 33/9 - utvinningsløype 037, tildelt 1973	
Funnår	1977	
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget	
Produksjonsstart	23.01.1995	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	A/S Norske Shell	10,00 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	12,08 %
	Enterprise Oil Norge AS	1,04 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	21,88 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	39,3 millionar Sm ³ olje	3,6 millionar Sm ³ olje
	2,1 milliardar Sm ³ gass	0,3 millionar tonn NGL
	1,1 millionar tonn NGL	
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 5 000 fat per dag, NGL: 0,01 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 9,9 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 9,7 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Sotra	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

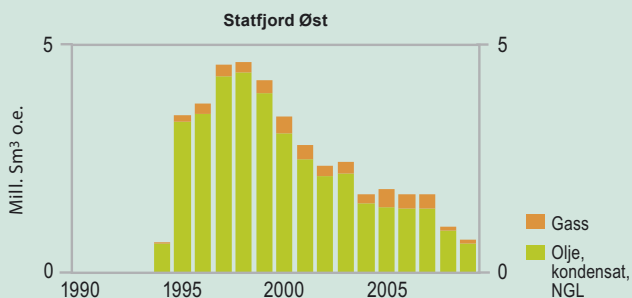
Feltet produserer med delvis trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transport:

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

Status:

Det blir vurdert om vass- og alternerande gassinjeksjon (VAG) kan vere ein metode for å auke utvinninga. Endeleg vedtak er venta i 2010. Vassinjeksjonen har i periodar vore ute av drift.



Statfjord Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984
Funnår	1976
Godkjent utbygt	11.12.1990 i Stortinget
Produksjonsstart	24.09.1994
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettsnavarar	A/S Norske Shell 5,00 % ConocoPhillips Skandinavia AS 6,04 % Enterprise Oil Norge AS 0,52 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 17,75 % Idemitsu Petroleum Norge AS 4,80 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 1,40 % Statoil Petroleum AS 31,69 % Total E&P Norge AS 2,80 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 35,7 millionar Sm ³ olje 1,3 millionar Sm ³ olje 3,8 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass 2,0 millionar tonn NGL 0,7 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 7 000 fat per dag, Gass: 0,04 milliardar Sm ³ , NGL: 0,02 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 9,6 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 9,3 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Sotra

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein av mellomjura alder tilhøyrande Brentgruppa og ligg på om lag 2 400 meters djup.

Utvinningsstrategi:

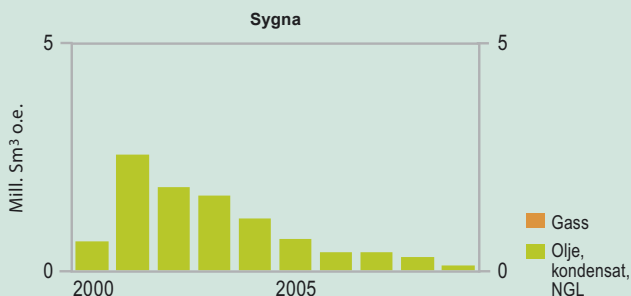
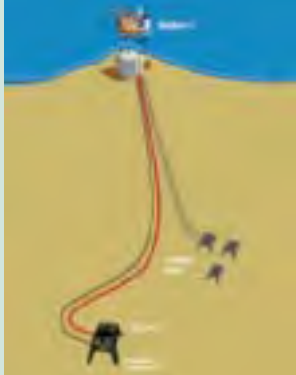
Feltet produserer med delvis trykkstøtte frå vassinjeksjon.

Transport:

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

Status:

Produksjonen frå Statfjord Øst er lågare enn venta fordi vassinjeksjonsbrønner har vore ute av drift. Feltet blir påverka av trykkfall frå nedblåsing av Statfjordfeltet. Det blir vurdert å bore ein ny produksjonsbrønn til Statfjord Øst frå Statfjord C.



Sygna

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984
Funnår	1996
Godkjent utbygt	30.04.1999 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	01.08.2000
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettsnavarar	A/S Norske Shell 5,50 % ConocoPhillips Skandinavia AS 6,65 % Enterprise Oil Norge AS 0,57 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 18,48 % Idemitsu Petroleum Norge AS 4,32 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 1,26 % Statoil Petroleum AS 30,71 % Total E&P Norge AS 2,52 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 10,7 millionar Sm ³ olje 1,0 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 1 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,9 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,9 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Florø

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder på om lag 2 650 meters djup. Reservoarkvaliteten er god.

Utvinningsstrategi:

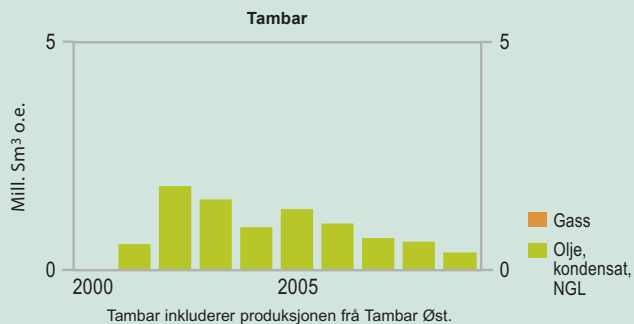
Feltet produserer med vassinjeksjon i ein brønn bora frå Statfjord Nord.

Transport:

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

Status:

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



Tambar

Blokk 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
Rettsghavarar	BP Norge AS 55,00 % DONG E&P Norge AS 45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 8,9 millionar Sm ³ olje 0,7 millionar Sm ³ olje 2,0 milliardar Sm ³ gass 0,2 milliardar Sm ³ gass 0,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,06 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,0 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,9 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

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

Transport:

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

Status:

Ei multifasepumpe som blei installert og sett i drift i 2008, for å senke brønnehovudtrykket og auke utvinninga frå Tambar, svikta og er ikkje i bruk. Ei hovudutfordring framover er at høgt vasskutt i brønnane hemmar produksjonen.

Tambar Øst

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 1/3 - utvinningsløyve 065, tildelt 1981 Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977 Blokk 2/1 - utvinningsløyve 300, tildelt 2003
Funnår	2007
Godkjent utbygt	28.06.2007
Produksjonsstart	02.10.2007
Operatør	BP Norge AS
Rettskavalar	BP Norge AS 46,20 % DONG E&P Norge AS 43,24 % Norske AEDC A/S 0,80 % Talisman Energy Norge AS 9,76 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 0,3 millionar Sm ³ olje 0,1 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 1 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,2 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 1,2 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger

Utbygging:

Tambar Øst er bygt ut med ein produksjonsbrønn bora frå Tambarinnrøtninga.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

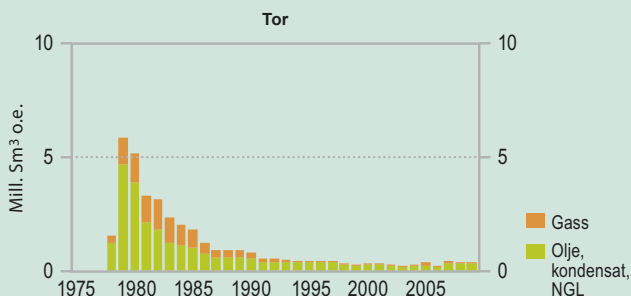
Feltet produserer ved trykkavlastning og avgrensa naturleg vassdriv.

Transport:

Produksjonen blir ført til Ula via Tambar. Etter prosessering på Ula blir oljen eksportert i eksisterande rørleidnings-system til Teesside via Ekofisk, medan gassen blir injisert i Ulareservoaret for å auke oljeutvinninga der.

Status:

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



Tor

Blokk og 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
Rettskavalar	ConocoPhillips Skandinavia AS 30,66 % Eni Norge AS 10,82 % Petro AS 3,69 % Statoil Petroleum AS 6,64 % Total E&P Norge AS 48,20 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2009 23,5 millionar Sm ³ olje 0,3 millionar Sm ³ olje 10,9 milliardar Sm ³ gass 0,1 milliardar Sm ³ gass 1,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 11,3 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 11,3 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

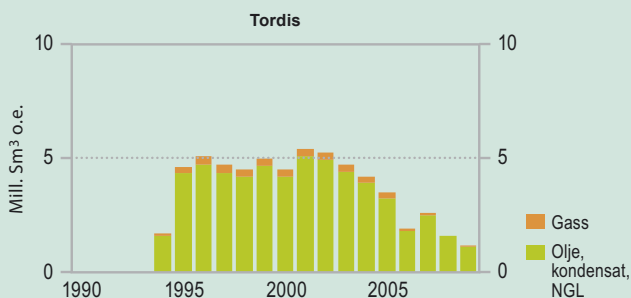
Tor produserte opphavleg ved trykkavlasting. I 1992 byrja ein med avgrensa vassinjeksjon. Anlegget er seinare oppgradert og omfanget av vassinjeksjonen utvida. Alle dei fem brønnane produserer med gasslyft.

Transport:

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

Status:

Innretninga på Tor har avgrensa levetid og det blir vurdert korleis dei betydelege attverandre ressursane kan utvinnast på lang sikt. Dette vil mest sannsynleg krevje ei ny utbygging av feltet.



Tordis

Blokk og utvinningsløype	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	14.05.1991 i Stortinget	
Produksjonsstart	03.06.1994	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil Petroleum AS	41,50 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	60,3 millionar Sm ³ olje	6,5 millionar Sm ³ olje
	5,3 milliardar Sm ³ gass	1,5 milliardar Sm ³ gass
	1,7 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 20 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm ³ , NGL: 0,01 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 16,5 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 15,5 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

Tordis er eit oljefelt som ligg mellom felta Snorre og Gullfaks i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 200 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ein sentral havbotnmanifold som er knytt til Gullfaks C. Til denne manifolden er det knytt sju separate satellittbrønner og to havbotnrammer. I tillegg blei det i 2007 installert ein havbotnseparator på feltet. Vatn til injeksjon kjem gjennom ein rørleidning frå Gullfaks C. Tordis omfattar fire førekomstjar; Tordis, Tordis Øst, Borg og 34/7-25 S. PUD for Tordis Øst blei godkjent 13.10.1995. PUD for Borg blei godkjent 29.06.1999. Endra PUD for Tordis (Tordis IOR) blei godkjent 16.12.2005.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

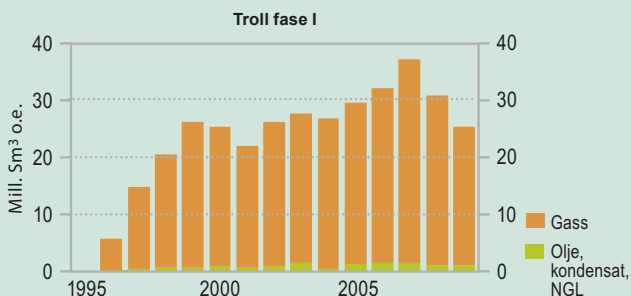
Utvinninga går føre seg med delvis trykkvedlikehald med vassinjeksjon og med naturleg vassdriv. Borg har fullt trykkvedlikehald med vassinjeksjon, medan Tordis Øst produserer med trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Prosessanlegget på Gullfaks er modifisert slik at Tordis no produserer med lågtrykk. Dette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

Transport:

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

Status:

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



Troll

Trollfeltet ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, om lag 65 kilometer vest for Kollsnes. Havdjupet i Trollområdet er over 300 meter. Feltet har svært store gassressursar og eit av dei største atvarende oljevoluma på norsk kontinentalsokkel. Feltet har to hovudstrukturar; Troll Øst og Troll Vest. Ein reknar at om lag to tredelar av dei utvinnbare gassreservane ligg i Troll Øst. Under gassen i heile Trollfeltet ligg eit tynt oljeførande lag, men berre i Troll Vest er dette laget så tjukt at det så langt er funne drivverdig; 11 til 27 meter. I den nordlege delen av Troll Øst blei det i 2007 påvist ein oljekolonne på 6–9 meter i Fensfjordformasjonen. Prøveproduksjon av olje frå denne delen av Troll starta i november 2008. Trollfeltet er bygt ut i fleire fasar. Fase I omfattar gassreservane på Troll Øst, medan fase II omfattar oljeresservane i Troll Vest. Gassreservane i Troll Vest vil bli bygt ut i ein framtidig fase III. Rettshavarane på Troll utfører studiar for å planlegge vidare utvikling av feltet. I perioden 2000 til 2004 var Troll det feltet som produserte mest, både olje og gass, på den norske kontinentalsokkelen.

Troll I

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 31/2 - utvinningsløyve 054, tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 C, tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 D, tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085 C, tildelt 2002
Funnår	1983
Godkjent utbygt	15.12.1986 i Stortinget
Produksjonsstart	09.02.1996
Operatør	Statoil Petroleum AS
Retttshavarar	A/S Norske Shell 8,10 % ConocoPhillips Skandinavia AS 1,62 % Petoro AS 56,00 % Statoil Petroleum AS 30,58 % Total E&P Norge AS 3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 1331,2 milliardar Sm ³ gass 970,6 milliardar Sm ³ gass 25,7 millionar tonn NGL 21,5 millionar tonn NGL 1,6 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Gass: 31,01 milliardar Sm ³ , NGL: 1,12 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 96,9 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 73,0 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Ågotnes

Utbygging:

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

Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i grunnmarin sandstein tilhøyrande Sognefjordformasjonen av seinjura alder. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen av mellomjura alder som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet omfattar tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Den austlegaste av desse utgjer Troll Øst og reservoaret her ligg på 1 330 meters djup. Det er påvist trykkommunikasjon mellom Troll Øst og Troll Vest. Tidlegare var oljekolonnen i Troll Øst kartlagt frå 0–4 meter tjukk. I 2007 blei det bora ein brønn som påviste ein oljekolonne på 6–9 meter i Fensfjordformasjonen i den nordlege delen av Troll Øst.

Utviningsstrategi:

Gassen i Troll Øst blir produsert ved trykkavlasting gjennom 39 brønner bora frå Troll A.

Transport:

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

Status:

Det er sett i gang prøveproduksjon av olje frå den nordlege delen av Troll Øst. Rettshavarane vil vurdere utbygging av dette området når erfaring frå prøveproduksjonen ligg føre.



Troll II

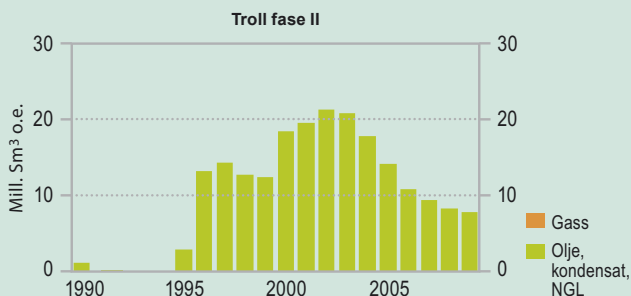
Blokk og utvinningsløyve	Blokk 31/2 - utvinningsløyve 054, tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 C, tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 D, tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085, tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085 C, tildelt 2002	
Funnår	1979	
Godkjent utbygt	18.05.1992 i Stortinget	
Produksjonsstart	19.09.1995	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsnavarar	A/S Norske Shell ConocoPhillips Skandinavia AS Petoro AS Statoil Petroleum AS Total E&P Norge AS	8,10 % 1,62 % 56,00 % 30,58 % 3,69 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 248,5 millionar Sm ³ olje	Att per 31.12.2009 42,0 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 113 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 123,5 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 104,4 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Mongstad	

Utbygging:

Troll fase II er bygt ut med Troll B, som er ei flytande bustad- og produksjonsinnretning i betong, og Troll C, som er ei halvt nedsenkbar bustad- og produksjonsinnretning i stål. Oljen i Troll Vest blir produsert via fleire havbotnrammer som er knytt til Troll B og Troll C med rørleidningar. Troll Pilot, som blei installert i 2000 på 340 meters havdyp, er eit anlegg på havbotnen for separasjon og reinjeksjon av produsert vatn. Troll C-innretninga blir òg nytta i produksjonen frå Framfeltet. Utbygging av Troll C blei godkjent i 1997. Det har vore fleire PUD-godkjenningar av ulike havbotnrammer på Troll Vest.

Reservoar:

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i Sognefjordformasjonen som er bygt opp av grunnmarin sandstein av seinjura alder. Ein del av reservoaret finst òg i Fensfjordformasjonen som ligg under Sognefjordformasjonen. Feltet omfattar tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Oljen i Troll Vest oljeprovins har ein 22 – 26 meter tjukk oljekolonne under ei lita gasskappe, og ligg på 1 360 meters djup. I Troll Vest gassprovins er det ein oljekolonne på 12 – 14 meter og ein gasskolonne på opptil 200 meter. Like under oljekolonnen i Troll Vest er det eit betydeleg volum residuell olje. Det er gjort eit mindre oljefunn i Brentgruppa av mellomjura alder som ligg djupare enn oljen i hovudreservoaret.



Utvinningsstrategi:

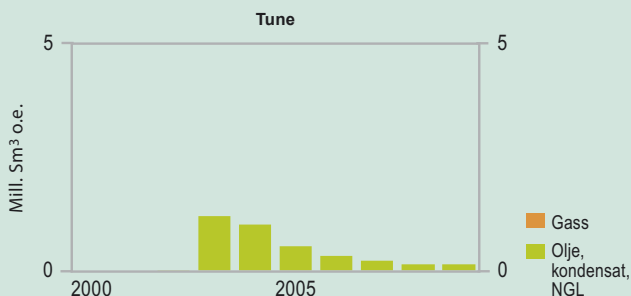
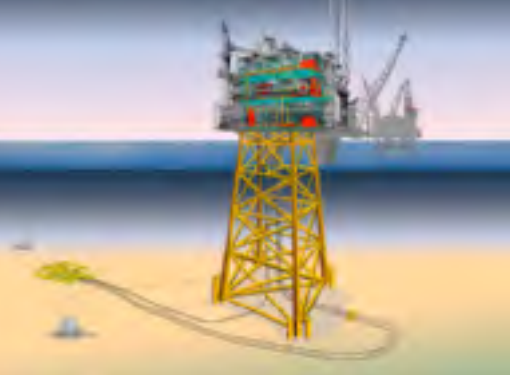
Oljen i Troll Vest blir produsert gjennom lange horisontale brønner som er bora i den tynne oljesona, like over kontakten mellom olje og vatn. Også her er utvinningsstrategien hovudsakleg trykkavlasting, men samtidig ekspanderer gasskappa over og vassona under oljen. I Troll Vest oljeprovins har ein del av den produserte gassen blitt injisert tilbake i reservoaret for å optimalisere oljeproduksjonen. Gassinjeksjon i Troll Vest gassprovins har planlagt oppstart i 2011. Ein viktig del av strategien har vore å ta ut oljen raskt fordi ein vil kunne få ut mindre olje når trykket minkar i Troll Øst. Difor har ein avgrensa gassuttaket frå Troll Øst.

Transport:

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

Status:

Boring på Troll Vest med horisontale produksjonsbrønner frå havbotnrammene held fram med tre flyttbare boreinnretningar samtidig. I alt er det om lag 120 aktive oljeutvinningsbrønner i Troll Vest. Dei siste åra er det kvart år vedteke å bore nye produksjonsbrønner som aukar oljereservane i Troll, og framleis står det att ei rekkje brønner i boreplanen. Det er bora mange greinbrønner med opptil sju greiner i den same brønne. Det er sett i gang studiar med tanke på vassinjeksjon, og gassinjeksjon i Troll Vest gassprovins har planlagt oppstart i 2011.



Tune

Blokk og utvinningsløype	Blokk 30/5 - utvinningsløype 034, tildelt 1969 Blokk 30/6 - utvinningsløype 053, tildelt 1979 Blokk 30/8 - utvinningsløype 190, tildelt 1993
Funnår	1996
Godkjent utbygt	17.12.1999 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	28.11.2002
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavalar	Petoro AS 40,00 % Statoil Petroleum AS 50,00 % Total E&P Norge AS 10,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 3,2 millionar Sm ³ olje 0,2 millionar Sm ³ olje 18,0 milliardar Sm ³ gass 1,8 milliardar Sm ³ gass 0,2 millionar tonn NGL 0,1 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,81 milliardar Sm ³
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 6,2 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 6,2 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Mongstad

Utbygging:

Tune er eit gasskondensatfelt som ligg om lag ti kilometer vest for Oseberg feltcenter i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 95 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme og ein brønnsatellitt knytt opp til Osebergfeltet. I mars 2004 blei det gitt PUD-fritak for utbygging av den nordlege delen av feltet, og i mai 2005 for den sørlege delen av feltet (Tune fase 3).

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder, og er delt opp i fleire skråstilte forkastingsblokker. Reservoaret ligg på om lag 3 400 meters djup.

Utvinningsstrategi:

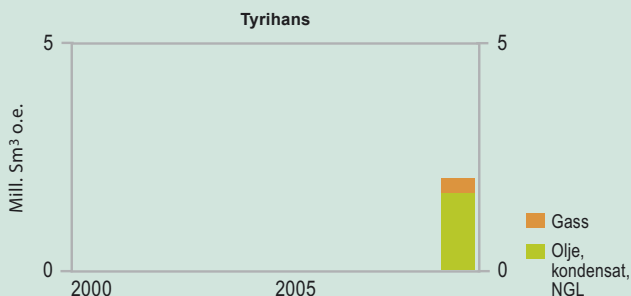
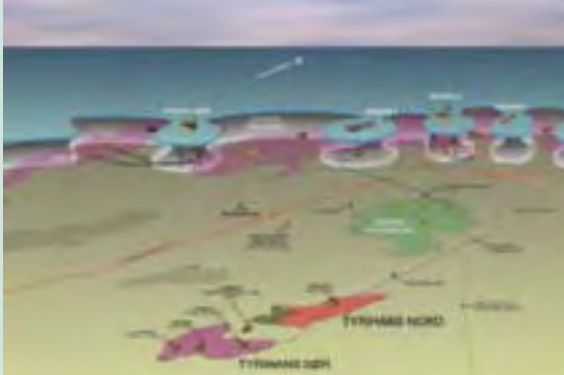
Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting. Lågtrykksproduksjon er sett i gang.

Transport:

Brønnstraumen frå Tune går i rørledning til Oseberg feltcenter, der kondensatet blir skild ut og transportert til Stureterminalen gjennom Oseberg Transport System (OTS). Gassen frå Tune blir injisert i Oseberg, medan rettshavarane får eksportert tilsvarende mengde salsgass frå Oseberg.

Status:

Ein ny produksjonsbrønn i den sørlege delen av Tune blei bora og sett i produksjon i 2009.



Tyrihans

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 073 B, tildelt 2004 Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 091, tildelt 1984 Blokk 6407/1 - utvinningsløyve 073, tildelt 1982
Funnår	1983
Godkjent utbygt	16.02.2006 i Stortinget
Produksjonsstart	08.07.2009
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavarar	Eni Norge AS 6,23 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 11,75 % Statoil Petroleum AS 58,84 % Total E&P Norge AS 23,18 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 29,6 millionar Sm ³ olje 28,0 millionar Sm ³ olje 35,5 milliardar Sm ³ gass 35,3 milliardar Sm ³ gass 6,5 millionar tonn NGL 6,5 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 57 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm ³ , NGL: 0,03 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 16,1 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 12,8 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Sjørdal

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

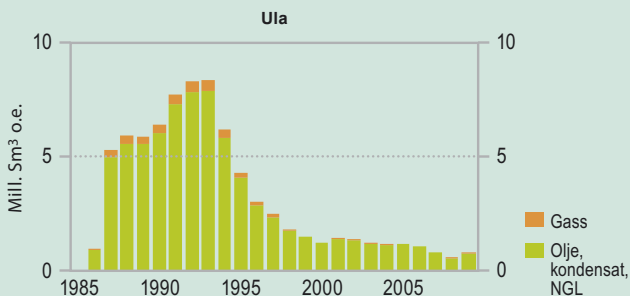
Utvinninga baserer seg på gassinjeksjon frå Åsgard B i Tyrihans Sør dei fyrste åra. I tillegg vil ein nytta havbotnpumper til injeksjon av sjøvattn for å auke utvinninga. Det er også vedteke å vinne ut oljesona i Tyrihans Nord.

Transport:

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

Status:

Produksjonen starta i juli 2009 og gassinjeksjonen frå Åsgard kom i gang i oktober 2009.



Ula

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019, tildelt 1965 Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977
Funnår	1976
Godkjent utbygt	30.05.1980 i Stortinget
Produksjonsstart	06.10.1986
Operatør	BP Norge AS
Rettskavalar	BP Norge AS 80,00 % DONG E&P Norge AS 20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 91,8 millionar Sm ³ olje 21,9 millionar Sm ³ olje 3,9 milliardar Sm ³ gass 0,9 millionar tonn NGL 3,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 13 000 fat per dag, NGL: 0,02 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 34,0 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 28,1 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

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

Reservoar:

Hovudreservoaret ligg på 3 345 meters djup i Ulaformasjonen av seinjura alder. Reservoaret er delt inn i tre lag og to av dei produserer godt.

Utvinningsstrategi:

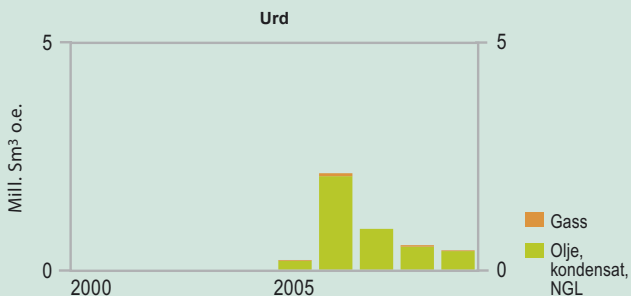
Feltet produserte opphavleg ved trykkavlasting, men etter nokre år tok ein i bruk vassinjeksjon for å auke utvinninga. Alternanderande vass- og gassinjeksjon (VAG) tok til i 1998. Med gass frå Tambar har VAG-programmet blitt utvida, og gassen frå Blane blir no og nytta til injeksjon i Ula. Gasslyft blir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

Transport:

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

Status:

Som følge av god effekt på oljeutvinninga er VAG-programmet blitt utvida ved å bore fleire brønningar. Det er gjort avtale om å prosessere brønnstraumen frå Oselvar og kjøpe gassen til injeksjon på Ulafeltet frå slutten av 2011. I 2010 er det gitt løyve til prøveproduksjon frå reservoaret i trias som ligg under hovudreservoaret på feltet.



Urd

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6608/10 - utvinningsløyve 128, tildelt 1986	
Funnår	2000	
Godkjent utbygt	02.07.2004 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	08.11.2005	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Eni Norge AS	11,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	Statoil Petroleum AS	63,95 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	8,7 millionar Sm ³ olje	4,7 millionar Sm ³ olje
	0,1 milliardar Sm ³ gass	
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 10 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,7 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 5,4 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Harstad	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

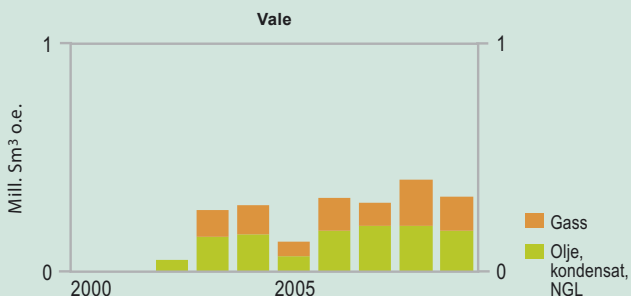
Urd blir drenert med vassinjeksjon. I tillegg er brønnane utstyrte med gasslyft for å handtere lågt trykk og høgt vasskutt.

Transport:

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

Status:

Produksjonsutviklinga i 2009 har vore dårlegare enn venta. Dette skuldast at produksjonen var nedstengd i 4 månader som følgje av lekkasje og manglande trykkstøtte. Påviste ressursar i Melkeformasjonen, som ligg over reservoaret i Svale- og Stær-førekostane, er førebels ikkje vurdert til å vere lønsame.



Vale

Blokk og utvinningsløype	Blokk 25/4 - utvinningsløype 036, tildelt 1971	
Funnår	1991	
Godkjent utbygt	23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	31.05.2002	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Centrica Resources (Norge) AS	46,90 %
	Statoil Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	2,0 millionar Sm ³ olje	0,8 millionar Sm ³ olje
	2,1 milliardar Sm ³ gass	1,2 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,19 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,2 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 3,1 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellonjura alder og ligg på om lag 3 700 meters djup. Reservoaret har låg permeabilitet.

Utvinningsstrategi:

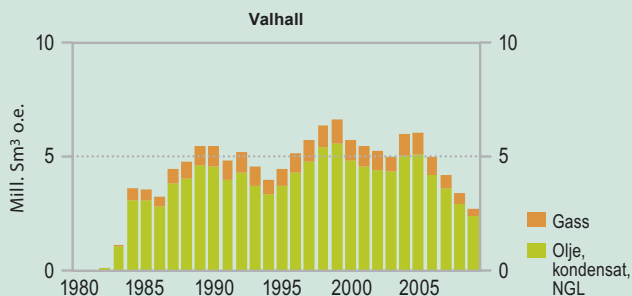
Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting.

Transport:

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

Status:

Høgt innhald av voks i brønnstraumen frå Vale skaper utfordringar på Heimdal og gjer at produksjonen i periodar er redusert.



Valhall

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 2/11 - utvinningsløyve 033 B, tildelt 2001 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
Rettskavalar	BP Norge AS 28,09 % Enterprise Oil Norge AS 28,09 % Hess Norge AS 28,09 % Total E&P Norge AS 15,72 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 144,2 millionar Sm ³ olje 43,0 millionar Sm ³ olje 26,6 milliardar Sm ³ gass 6,7 milliardar Sm ³ gass 5,4 millionar tonn NGL 2,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 36 000 fat per dag, Gass: 0,38 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 91,6 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 77,6 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stavanger
Hovudforsyningsbase	Tananger

Utbygging:

Valhall er eit oljefelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen på 70 meters havdjup. Feltet blei opphavleg bygt ut med bustadinnretning, boreinnretning og produksjonsinnretning. I 1996 blei det installert ei brønnehovudinnretning (Valhall WP) med plass til 19 ekstra brønner. Dei fire innretningane er knytte saman med gangbruer. Ei vassinjeksjonsinnretning blei installert sentralt på feltet sommaren 2003 og fekk brusamband med Valhall WP. Boreriggen på denne innretninga skal òg nyttast på Valhall WP. Flankeutbygginga omfattar to brønnehovudinnretningar, ei i nord og ei sør på feltet. Innretninga i sør starta produksjonen i 2003, og innretninga i nord starta produksjon i 2004. Valhall behandlar produksjonen frå Hod og leverer gass for gasslyft på Hod. PUD for Valhall WP blei godkjent 02.06.1995. PUD for Valhall vassinjeksjon blei godkjent 03.11.2000, medan PUD for Valhall flankeutbygging blei godkjent 09.11.2001. PUD for Valhall vidareutvikling blei godkjent 14.06.2007.

Reservoar:

Valhallfeltet produserer frå kritbergartar i Tor- og Hodformasjonane av seinkritt alder. Reservoaret ligg på om lag 2 400 meters djup. Krittet i Torformasjonen er finkorna og mjukt, med gjennomgåande sprekker som gjer at olje og vatn strøymer lettare.

Utvinningsstrategi:

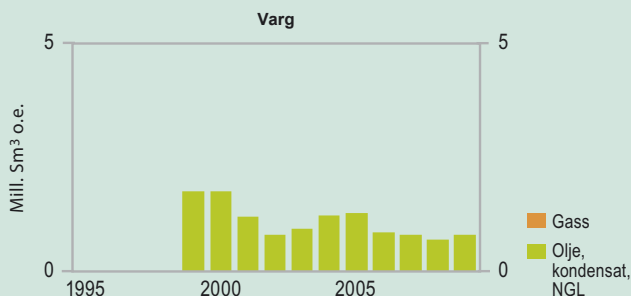
Opphavleg gjekk utvinninga føre seg ved trykkavlasting og kompaksjonsdriv. Som følgje av trykkavlastinga frå produksjonen har kompaksjon av krittet ført til at havbotnen på Valhallfeltet søkk inn, til no seks meter sentralt på feltet. Vassinjeksjon tok til i januar 2004 sentralt på feltet, og strategien er å utvide vassinjeksjonen til nye delar av feltet for meir trykkstøtte og betre fortrenging av oljen. Gasslyft i dei fleste brønnane er òg viktig for å optimalisere produksjonen.

Transport:

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

Status:

I 2009 blei det vedteke eit prosjekt for å etablere gasslyft i brønnane på flankane av feltet. Det er injisert mindre vatn i reservoaret enn planlagt siste året. Dette skuldast mellom anna problem med mikrobiell korrosjon og utfelling i injeksjonsbrønnane. Produksjonen på Valhall var stengt ned i meir enn to månader i 2009 for utbetringar. Eit nytt feltenter med prosessanlegg og bustadkvarter er under bygging og vil stå ferdig i 2011. Understellet blei installert på feltet sommaren 2009. Den nye innretninga vil få straumforsyning frå land. Som tiltak for å auke utvinninga frå Valhall blir det bora nye produksjons- og injeksjonsbrønner. Seismiske data frå permanente seismiske kablar på havbotnen blir nytta til å identifisere nye brønsmål i reservoar med attverande olje.



Varg

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 038, tildelt 1975	
Funnår	1984	
Godkjent utbygt	03.05.1996 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	22.12.1998	
Operatør	Talisman Energy Norge AS	
Rettskavarar	Det norske oljeselskap ASA	5,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	16,5 millionar Sm ³ olje	4,5 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 15 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 10,7 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 10,1 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Tananger	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

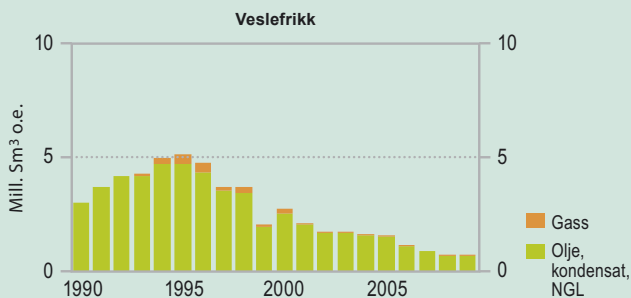
Utvinninga går føre seg med trykkvedlikehald ved vass- og gassinjeksjon. Dei mindre strukturane blir produsert med trykkavlasting. Alle brønnane produserer med gasslyft.

Transport:

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

Status:

Operatøren arbeider kontinuerleg med å auke utvinninga frå Varg. Ein leitebrønn, 15/12-20 S, bora i 2008 påviste tilleggsressursar som no er satt i produksjon. Funnet 15/12-21 Grevling nord for Varg som blei påvist i 2009, kan bli knytt saman med Varg. Tiltak for å optimalisere utvinninga blir vurdert, mellom anna alternierende vass- og gassinjeksjon (VAG). Nye brønner blir bora og fleire er planlagt dei komande åra. Kontrakten med Petrojarl er no forlenga, og feltet er venta å kunne produsere til 2020 dersom også levetida for innretningane kan bli forlenga.



Veslefrikk

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 30/3 - utvinningsløyve 052, tildelt 1979 Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979
Funnår	1981
Godkjent utbygt	02.06.1987 i Stortinget
Produksjonsstart	26.12.1989
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettsshavarar	Petoro AS 37,00 % RWE Dea Norge AS 13,50 % Statoil Petroleum AS 18,00 % Talisman Resources Norge AS 27,00 % Wintershall Norge ASA 4,50 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2009 55,0 millionar Sm ³ olje 4,9 millionar Sm ³ olje 4,3 milliardar Sm ³ gass 2,2 milliardar Sm ³ gass 1,6 millionar tonn NGL 0,3 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 15 000 fat per dag
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 30,1 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 25,0 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Bergen
Hovudforsyningsbase	Sotra og Florø

Utbygging:

Veslefrikk er eit oljefelt som ligg 30 kilometer nord for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen. Havdjupet er om lag 185 meter. Feltet er bygt ut med to innretningar, Veslefrikk A og Veslefrikk B. Veslefrikk A er ei brønnhovudinnretning i stål med brusamband til Veslefrikk B. Veslefrikk B er ei halv nedsenkbar innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Innretninga blei oppgradert i 1999 for å kunne ta imot kondensat frå Huldrafeltet. PUD for Statfjordformasjonen blei godkjent 11.06.1994. PUD for reservoara i øvre Brent og I-områda blei godkjent 16.12.1994.

Reservoar:

Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa, Dunlingruppa og Statfjordformasjonen av jura alder. Brentgruppa er hovudreservoar og inneheld om lag 80 prosent av reservane. Reservoara ligg på 2 800 – 3 200 meters djup. Reservoar-kvaliteten varierar frå moderat til svært god.

Utvinningsstrategi:

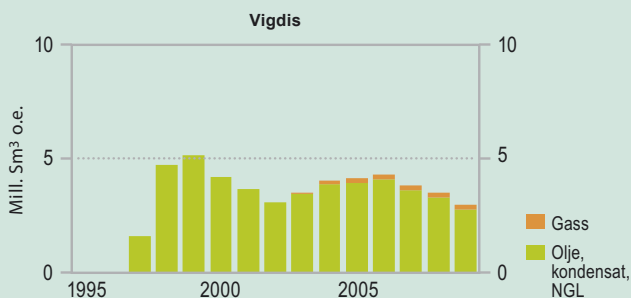
Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå vassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i Brent- og Dunlinreservoara, og ved sirkulering av gass i Statfjordformasjonen. Det blir nytta fjernestyrte kompletteringar (DIACS) i tre av VAG-brønnane.

Transport:

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

Status:

Produksjonen frå Veslefrikk er i halefasen, men i prosjektet Veslefrikk 2020 vurderer ein modifikasjon og oppgradering av innretningane for å forlengje levetida på feltet fram mot 2020. Fleire metodar for å auke oljeutvinninga blir evaluert. Ein avgrensingsbrønn blei bora tidleg i 2009 på funnet 30/3-9 Canon for å kartlegge moglege ressursar som kan fasas inn mot Veslefrikk. Evaluering av funnet føregår. Det blei bora ein ny brønn i 2009 for gassinjeksjon i Statfjordformasjonen, og den første greinbrønnen på Veslefrikk er under boring.



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 Petroleum AS	
Rettskavalar	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	Statoil Petroleum AS	41,50 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	58,0 millionar Sm ³ olje	12,3 millionar Sm ³ olje
	1,6 milliardar Sm ³ gass	0,3 milliardar Sm ³ gass
	1,2 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 41 000 fat per dag, Gass: 0,15 milliardar Sm ³ , NGL: 0,11 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 19,9 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 18,8 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret i Vigdis Brent-førekomsten er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder, medan Vigdis Øst-førekomsten har reservoar i Staffordformaasjonen av tidlegjura og seintrias alder. Borg Nordvest-førekomsten har reservoar i intra-Draupne sandstein av seinjura alder. Reservoara ligg på 2 200 – 2 600 meters djup. Kvaliteten på reservoara er generelt god.

Utvinningsstrategi:

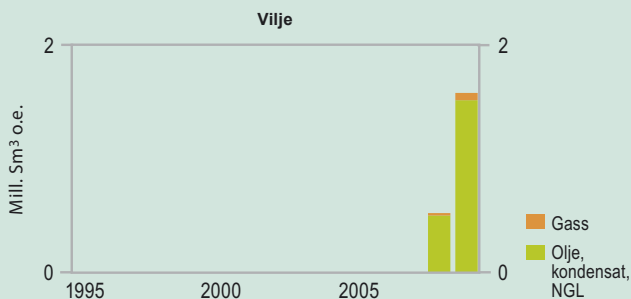
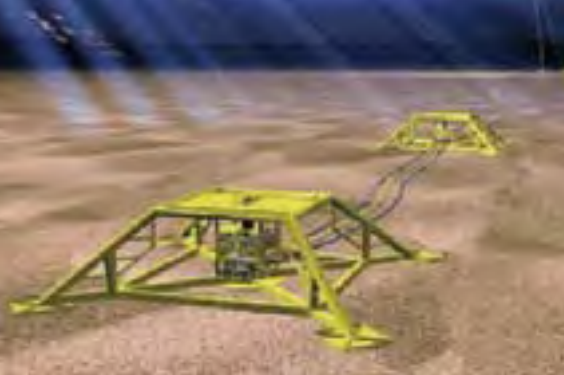
Utvinninga er basert på delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon. Deler av reservoara blir påverka av nedblåsinga av Staffordfeltet og ein prøver å balansere dette med vassinjeksjon.

Transport:

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

Status:

Det blir arbeida for å auke utvinninga frå Vigdis. Ein ny produksjonsbrønn blei bora i Borg Nordvest i 2009 og er sett i produksjon. Det blei òg bora ein leitebrønn, 34/7-34, nordaust for Vigdis som påviste nye ressursar som kan bli fasa inn til Vigdis. Det er vedteke å auke vassinjeksjonen på Vigdis med vatn frå Stafford C, men grunna problem med tilkoplingssystemet på Stafford er dette enno ikkje i funksjon. Utstyr for Vigdis lågtrykksproduksjon er installert på Snorre A, og kapasiteten for produsert vatn er oppgradert. Det er òg sett i gang arbeid for å vurdere om gassinjeksjon alternerande med vassinjeksjon (VAG) kan vere aktuelt for Vigdis.



Vilje

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036 D, tildelt 2008	
Funnår	2003	
Godkjent utbygt	18.03.2005 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	01.08.2008	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsnavarar	Marathon Petroleum Norge AS	46,90 %
	Statoil Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	8,3 millionar Sm ³ olje	6,2 millionar Sm ³ olje
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 24 000 fat per dag	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 2,5 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbygging:

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

Reservoar:

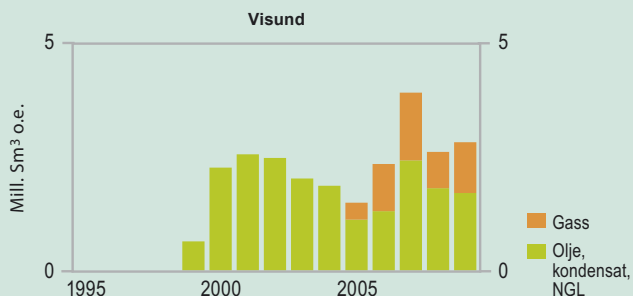
Reservoaret er i sandstein avsett i eit submarint viftesystem tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder, og ligg om lag 2 150 meter under havflata.

Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg med naturleg vassdriv frå ei stor underliggande vassone.

Transport:

Brønnstraumen går i rørledning til produksjonsskipet på Alvheim, der oljen blir bøyelasta.



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 Petroleum AS	
Rettskavarar	ConocoPhillips Skandinavia AS	9,10 %
	Petoro AS	30,00 %
	Statoil Petroleum AS	53,20 %
	Total E&P Norge AS	7,70 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	31,3 millionar Sm ³ olje	11,6 millionar Sm ³ olje
	47,2 milliardar Sm ³ gass	42,4 milliardar Sm ³ gass
	5,9 millionar tonn NGL	5,6 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 27 000 fat per dag, Gass: 1,02 milliardar Sm ³ , NGL: 0,13 millionar tonn	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 34,1 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 27,7 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Bergen	
Hovudforsyningsbase	Florø	

Utbygging:

Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Utbyggingsløyvinga omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bustad-, bore- og prosessinnretning i stål (Visund A). Havdjupe er om lag 335 meter ved Visund A. PUD for gasseskport blei godkjent 04.10.2002. Den nordlege delen av Visund er bygt ut med ei innretning på havbotnen, om lag ti kilometer nord for Visund A, men denne har vært stengt ned sidan 2006.

Reservoar:

Visund inneheld olje og gass i fleire skråstilte forkastingsblokker med ulike trykk- og væskesystem. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og Statfjord- og Lundeforvasjonane av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2 900 – 3000 meters djup.

Utvinningsstrategi:

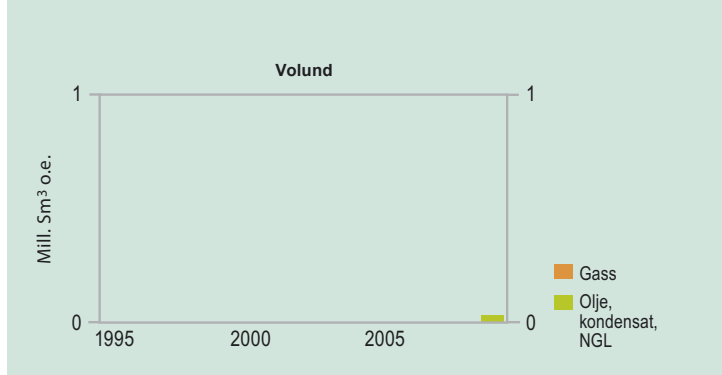
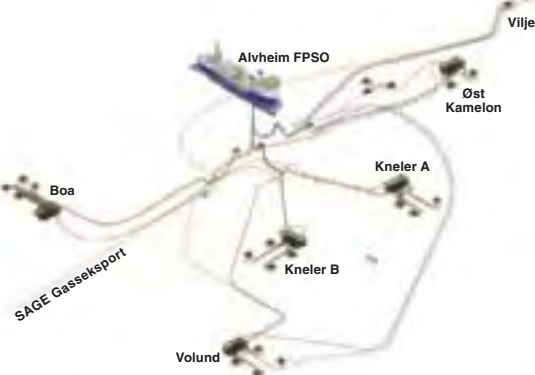
Oljeutvinninga går føre seg ved hjelp av gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). I eit av reservoara blir det òg injisert tilbake produsert vatn. Hausten 2005 byrja ein å eksportere delar av den produserte gassen.

Transport:

Oljen går i rør til Gullfaks A. Der blir han lagra og skipa ut saman med olje frå Gullfaks. Gassen blir eksportert til Kvitebjørn gassrørleidning og derifrå til Kollsnes, der NGL blir skild ut før gassen blir eksportert vidare til marknaden.

Status:

Ei utfordring for Visund er å oppretthalde reservoartrykket og optimalisere oljeutvinninga før gasseskportnivået aukar. Mellom anna blei det i 2009 bora ein vassproducent for å auke vassinjeksjonen, og ein har redusert gasseskporten. Funnet 34/8-14 (Pan/Pandora) sør for Visund, som blei påvist seint i 2008, kan bli knytt til Visund A eller Gullfaks C. Eit leitemål aust for Visund Nord blei bora i 2009 og påviste tilleggsressursar som kan bli knytt til ei ny utbygging av Visund Nord.



Volund

Blokk og utvinningsløype	Blokk 24/9 - utvinningsløype 150, tildelt 1988	
Funnår	1994	
Godkjent utbygt	18.01.2007 av Kongen i statsråd	
Produksjonsstart	10.09.2009	
Operatør	Marathon Petroleum Norge AS	
Rettsshavarar	Lundin Norway AS	35,00 %
	Marathon Petroleum Norge AS	65,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg:	Att per 31.12.2009
	7,2 millionar Sm ³ olje	7,2 millionar Sm ³ olje
	0,8 milliardar Sm ³ gass	0,8 milliardar Sm ³ gass
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 16 000 fat per dag, Gass: 0,10 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,5 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,8 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbygging:

Volund er eit oljefelt som ligg i den midtre delen av Nordsjøen om lag 10 kilometer sør for Alvheim. Havdjupe i området er 120 – 130 meter. Feltet er bygt ut med tre horisontale havbotnbrønner knytte opp mot produksjonsskipet «Alvheim FPSO».

Reservoar:

Reservoaret er i injeksjonssandar opphavleg av paleocen alder (Hermodformasjonen) som i tidleg eocen trengde inn i den overliggjande Balderformasjonen. Reservoaret ligg på om lag 2 000 meters djup.

Utvinningsstrategi:

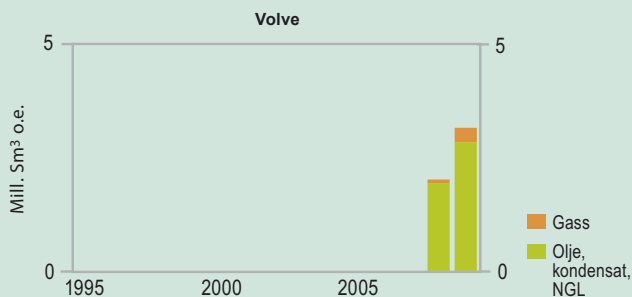
Feltet blir produsert med trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon. Vassinjeksjonen går føre seg med produsert vatn frå Alvheim.

Transport:

Brønnstraumen går i rørledning til Alvheim for bøyelasting. Assosiert gass blir transportert via Alvheim til St. Fergus i Storbritannia.

Status:

Volund starta produksjon i september 2009 frå ein produksjonsbrønn som testa over tre dagar. Deretter blei feltet nedstengt i påvente av ledig produksjonskapasitet på Alvheim. Volund blir brukt som svingprodusent når produksjonskapasiteten på Alvheim tillet det. Volund vil bli produsert på denne måten fram til juli 2010 når feltet blir opna for regulær produksjon.



Volve

Blokk og utvinningsløype	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046 BS, tildelt 2006	
Funnår	1993	
Godkjent utbygt	22.04.2005 av Kronprinsregenten i statsråd	
Produksjonsstart	12.02.2008	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Bayerngas Produksjon Norge AS	10,00 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	Statoil Petroleum AS	59,60 %
Utvinnbare reservar	Opphøvel:	Att per 31.12.2009
	8,8 millionar Sm ³ olje	4,3 millionar Sm ³ olje
	0,7 milliardar Sm ³ gass	0,3 milliardar Sm ³ gass
	0,1 millionar tonn NGL	
	0,1 millionar Sm ³ kondensat	
Produksjon	Venta produksjon i 2010:	
	Olje: 28 000 fat per dag, Gass: 0,16 milliardar Sm ³	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,4 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 3,3 milliardar 2010-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

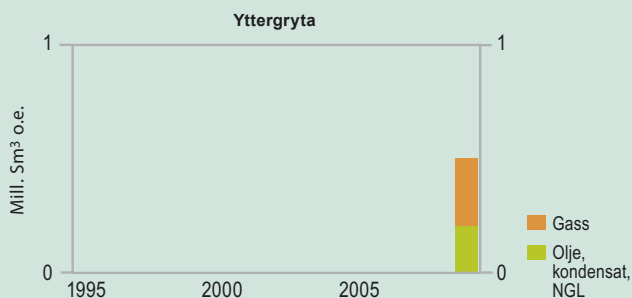
Volve blir produsert med vassinjeksjon som drivmekanisme.

Transport:

Rikgassen blir sendt til Sleipner A og eksportert vidare derifrå. Oljen blir eksportert med tankskip.

Status:

Prospekta Volve Sør og Volve Vestflanke som var inkludert i PUD, blei bora i 2008 og 2009 ved forlenging av nye produksjonsbrønner, men ingen av brønnane viste seg å innehalda olje. På Volve vurderer ein nye bore mål som grunnlag for ein ny borekampanje.



Yttergryta

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 062, tildelt 1981 Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 263 C, tildelt 2008
Funnår	2007
Godkjent utbygt	21.05.2008 av Kongen i statsråd
Produksjonsstart	05.01.2009
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavalar	Eni Norge AS 9,80 % Petoro AS 19,95 % Statoil Petroleum AS 45,75 % Total E&P Norge AS 24,50 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: Att per 31.12.2009 0,2 millionar Sm ³ olje 0,1 millionar Sm ³ olje 1,8 milliardar Sm ³ gass 1,5 milliardar Sm ³ gass 0,3 millionar tonn NGL 0,2 millionar tonn NGL
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,31 milliardar Sm ³ , NGL: 0,05 millionar tonn,
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 1,6 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 1,6 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stjørdal

Utbygging:

Yttergryta ligg om lag 5 kilometer nord for Midgardførekomsten i Norskehavet, og er bygt ut med ei havbotramme knytt til Midgard, og ein produksjonsbrønn.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

Feltet blir produsert ved trykkavlastning. Gassreservane er oppjustert på grunnlag av produksjonsdata. Ein reknar med at gass som strøymar frå det nordlege reservarsegmentet til hovudsegmentet under produksjon er grunnen til dei gode produksjonsresultata.

Transport:

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

Status:

Feltet blei sett i produksjon i januar 2009. Oppjusterte reserver krev ei ny avtale med Åsgard om prosessering og transport.



Åsgard

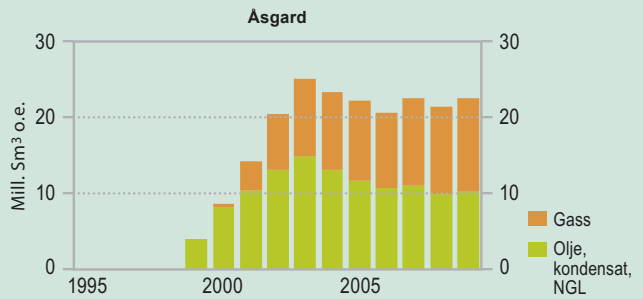
Blokk og utvinningsløype	Blokk 6406/3 - utvinningsløype 094 B, tildelt 2002 Blokk 6407/2 - utvinningsløype 074, tildelt 1982 Blokk 6407/3 - utvinningsløype 237, tildelt 1998 Blokk 6506/11 - utvinningsløype 134, tildelt 1987 Blokk 6506/12 - utvinningsløype 094, tildelt 1984 Blokk 6507/11 - utvinningsløype 062, tildelt 1981
Funnår	1981
Godkjent utbygt	14.06.1996 i Stortinget
Produksjonsstart	19.05.1999
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavarar	Eni Norge AS 14,82 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 7,24 % Petoro AS 35,69 % Statoil Petroleum AS 34,57 % Total E&P Norge AS 7,68 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: Att per 31.12.2009 102,8 millionar Sm ³ olje 34,0 millionar Sm ³ olje 184,7 milliardar Sm ³ gass 97,4 milliardar Sm ³ gass 34,2 millionar tonn NGL 18,9 millionar tonn NGL 16,1 millionar Sm ³ kondensat
Produksjon	Venta produksjon i 2010: Olje: 93 000 fat per dag, Gass: 11,82 milliardar Sm ³ , NGL: 2,13 millionar tonn,
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 96,1 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 85,1 milliardar 2010-kroner
Driftsorganisasjon	Stjørdal
Hovudforsyningsbase	Kristiansund

Utbygging:

Åsgard ligg sentralt i Norskehavet, på 240 – 300 meters havdjup. Åsgard omfattar funna 6506/12-1 Smørbukk, 6506/12-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard. Feltet er bygt ut med havbotnkompleterte brønner knytte til eit produksjons- og lagerskip, «Åsgard A», som produserer og lagrar olje, og ei flytande, halvt nedsenkbar innretning, Åsgard B, som behandlar gass og kondensat. Til gassenteret er det knytt eit lagerskip for kondensat, «Åsgard C». Innretningane på feltet utgjer ein viktig del av infrastrukturen i Norskehavet. I tillegg til eigen produksjon behandlar Åsgard gassen frå felta Mikkel og Yttergryta, og leverer injeksjonsgass til Tyrhihsfeltet. Åsgardfeltet er bygt ut i to fasar. Væskfasen kom i produksjon i 1999 og gasseskportfasen starta i 2000.

Reservoar:

Smørbukkførekomsten 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. Smørbukk Sør-førekomsten, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljefformasjonane, inneheld olje, gass og kondensat. Midgardførekomsten er delt inn i fire strukturelle segment med hovudreservoar i Garn- og Ileformasjonane. Sandsteinsreservoara ligg på djup ned mot 4 850 meter. Reservoarkvaliteten varierer mellom formasjonane, og det er store skilnader i porøsitet og permeabilitet mellom dei tre førekomstane.



Utvinningsstrategi:

For Smørbukk Sør går utvinninga føre seg med trykkvedlikehald ved hjelp av gassinjeksjon. Smørbukk produserer med dels trykkavlasting og dels injeksjon av overskottsgass frå feltet, medan Midgard blir produsert ved trykkavlasting. Det går føre seg arbeid med å konvertere gassinjeksjonsbrønner til gassprodusentar på Smørbukk. Dette vil bidra til å oppretthalde både gassinjeksjon i Smørbukk Sør og gasseksportvolumet frå Åsgard. Det arbeidast også med å etablere eit gasskompresjonsanlegg på Midgard som er planlagt sett i drift i perioden 2013 - 2014. Dette anlegget vil vere nødvendig for å kunne halde gasstraumen i røra frå Mikkelfeltet og Midgard til Åsgard B på eit nivå som hindrar danning av hydrat i røra og dermed stans i produksjonen. Ein stabil tilførsel av låg-CO₂ gass frå Mikkel og Midgard er også viktig for utblanding av høg-CO₂ gass frå Kristinfeltet i Åsgard Transport til Kårstø.

Transport:

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

Status:

Dei fleste av produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auke utvinninga frå Åsgard, blant anna gjennom boring av fleire sidestegsbrønner. Andre tiltak for auka utvinning frå Åsgard omfattar mellom anna oppgradering av CO₂-fjerningsanlegget på Åsgard B og utvida levetid for Åsgard A. Ein avgrensingsbrønn i 2009 påviste olje og gass i eit nytt segment nordaust på Smørbukk. Det er sett i gang arbeid for å fase inn førekomsten til Åsgard B, med planlagt oppstart av produksjon i 2013. Morvinfeltet blir no fasa inn til Åsgard B, med planlagt oppstart av produksjon i august 2010. Det er påvist andre førekomstar i området som har gass med lågt CO₂-innhald. Arbeid med å realisere desse via Mikkel og Midgard til Åsgard B er sett i gang.

12

FELT UNDER UTBYGGING





Gjøa

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/9 - utvinningsløyve 153, tildelt 1988 Blokk 36/7 - utvinningsløyve 153, tildelt 1988
Funnår	1989
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavarar	A/S Norske Shell 12,00 % GDF SUEZ E&P Norge AS 30,00 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 8,00 % Statoil Petroleum AS 20,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 10,3 millionar Sm ³ olje 34,1 milliardar Sm ³ gass 5,9 millionar tonn NGL
Investeringar	Totalt investeringar vil venteleg bli 32,2 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 24,4 milliardar 2010-kroner

Utbygging:

Gjøa ligg om lag 40 kilometer nord for Framfeltet, på 360 meters havdyp. Statoil er operatør i utbyggingsfasen, medan GDF SUEZ E&P Norge skal overta operatøransvaret når feltet kjem i produksjon. Utbygginga omfattar fem havbotnrammer knytt til ei halvt nedsenkbar produksjons- og prosessinnretning. Gjøa-innretninga vil få kraftforsyning frå land.

Reservoar:

Reservoaret inneheld gass over ei relativt tynn oljesone i sandstein tilhøyrande Viking-, Brent- og Dunlingruppene av jura alder. Reservoaret er i fleire skrånne forkastingssegment med delvis usikker kommunikasjon og vekslende reservoar-kvalitet. Reservoaret ligg på om lag 2 200 meters djup.

Utvinningsstrategi:

Gjøa vil bli produsert ved naturleg trykkavlasting.

Transport:

Stabil olje vil bli eksportert i ein ny 55 kilometer lang rørleidning som skal koplatt til Troll Oljerør II, for vidare transport til Mongstad. Rikgassen er planlagt eksportert i ein ny 130 kilometer lang rørleidning til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) transportsystem på britisk kontinentalsokkel, for vidare transport til St. Fergus.

Status:

Gjøa-innretninga er no på plass på feltet og produksjonen er venta å starte hausten 2010.



Goliat

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 7122/7 - utvinningsløyve 229, tildelt 1997 Blokk 7122/8 - utvinningsløyve 229, tildelt 1997
Funnår	2000
Godkjent utbygt	18.06.2009 i Stortinget
Operatør	Eni Norge AS
Rettskavarar	Eni Norge AS 65,00 % Statoil Petroleum AS 35,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 30,6 millionar Sm ³ olje 7,3 milliardar Sm ³ gas 0,3 millionar tonn NGL
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 29,8 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 0,9 milliardar 2010-kroner

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoara er i sandstein av trias alder. Olje og ei tynn gasskappe finst i Kapp Toscanagruppen, og i Kobbeformasjonen. Reservoara ligg om lag 1 100 meter under havflata, og er av varierende kvalitet.

Utvinningsstrategi:

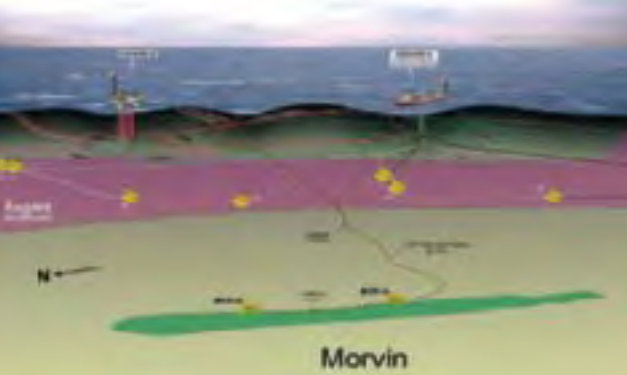
Goliat vil bli produsert ved hjelp av vassinjeksjon. I første omgang vil assosiert gass bli injisert i påvente av ein mogleg gasseksport gjennom Snøhvit gassrør til Melkøya.

Transport:

Oljen vil bli lasta på tankskip og transportert til marknaden. Mogleg gasseksport til Melkøya vil bli utreda.

Status:

Planlagt produksjonsstart er i 2013.



Morvin

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 B, tildelt 2000 Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 C, tildelt 2006
Funnår	2001
Godkjent utbygt	25.04.2008 av Kongen i statsråd
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettskavarar	Eni Norge AS 30,00 % Statoil Petroleum AS 64,00 % Total E&P Norge AS 6,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 9,3 millionar Sm ³ olje 3,2 milliardar Sm ³ gass 0,7 millionar tonn NGL
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 8,4 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 4,1 milliardar 2010-kroner

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoaret inneheld olje og gass i ein rotet og skråstilt forkastingsblokk på 4 500 – 4 700 meters djup, og er i sandstein tilhøyrande Garn- og Ileformasjonane av mellomjura alder. Reservoaret i Garnformasjonen har relativt homogene avsetjingar, medan reservoaret i Ileformasjonen er meir heterogent.

Utvinningsstrategi:

Morvin vil bli produsert ved trykkavlastning.

Transport:

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

Status:

Produksjonsstart er planlagt hausten 2010.



Oselvar

Blokk og utvinningsløype	Blokk 1/2 - utvinningsløype 274 CS, tildelt 2008 Blokk 1/3 - utvinningsløype 274, tildelt 2002
Funnår	1991
Godkjent utbygt	19.06.2009 av Kongen i statsråd
Operatør	DONG E&P Norge AS
Rettskavarar	Bayerngas Produksjon Norge AS 30,00 % DONG E&P Norge AS 55,00 % Norwegian Energy Company ASA 15,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg: 4,0 millionar Sm ³ olje 4,6 milliardar Sm ³ gass
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 4,7 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 0,6 milliardar 2010-kroner

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

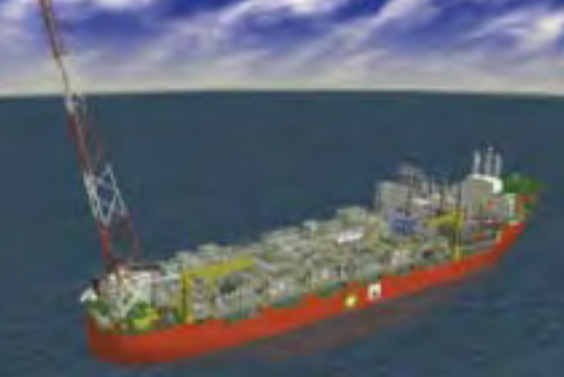
Oselvar vil bli produsert ved naturleg trykkavlastning via horisontale produksjonsbrønner.

Transport:

Brønnstraumen skal gå i ein rørleidning til Ulafeltet for prosessering. Gassen vil bli nytta som injeksjonsgass i Ula for auka utvinning, medan oljen vil bli transportert i rør til Ekofisk for vidare eksport.

Status:

Produksjonsstart er planlagt i slutten av 2011.



Skarv

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 6507/2 - utvinningsløyve 262, tildelt 2000 Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 159, tildelt 1989 Blokk 6507/3 - utvinningsløyve 212 B, tildelt 2002 Blokk 6507/5 - utvinningsløyve 212, tildelt 1996 Blokk 6507/6 - utvinningsløyve 212, tildelt 1996	
Funnår	1998	
Godkjent utbygt	18.12.2007 i Stortinget	
Operatør	BP Norge AS	
Rettskavalar	BP Norge AS	23,84 %
	E.ON Ruhrgas Norge AS	28,08 %
	PGNiG Norway AS	11,92 %
	Statoil Petroleum AS	36,16 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 16,5 millionar Sm ³ olje 42,1 milliardar Sm ³ gass 5,5 millionar tonn NGL	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 39,2 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 21,1 milliardar 2010-kroner	

Utbygging:

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

Reservoar:

Reservoara i Skarv inneheld gass og kondensat i sandstein tilhøyrande Garn-, Ile- og Tiljeforomasjonane av mellomjura og tidlegjura alder, ligg på 3 300 – 3 700 meters djup og er delt opp i fleire forkastingssegment. I Skarvførekosten er det også ei underliggjande oljesone i Garn- og Tiljeforomasjonane. Garnforomasjonen har god reservoarkvalitet, medan Tiljeforomasjonen har relativt dårleg kvalitet.

Utvinningsstrategi:

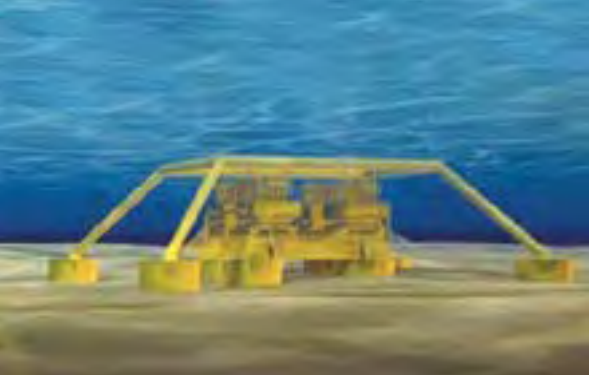
Dei første åra planlegg ein reinjeksjon av gass i Garn- og Tiljeforomasjonane for å auke oljeutvinninga.

Transport:

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

Status:

Produksjonsskipet og brønnrammene er planlagt ferdige hausten 2010. Borestart vil bli i 2010, med planlagt produksjonsstart i 2011.



Vega

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 248, tildelt 1999 Blokk 35/8 - utvinningsløyve 248, tildelt 1999
Funnår	1981
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget
Operatør	Statoil Petroleum AS
Rettshavarar	Petoro AS 40,00 % Statoil Petroleum AS 60,00 %
Utvinnbare reserver	Opphavleg: 1,7 milliardar Sm ³ olje 9,4 milliardar Sm ³ gass 0,5 milliardar tonn NGL
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 5,0 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,7 milliardar 2010-kroner

Utbygging:

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

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

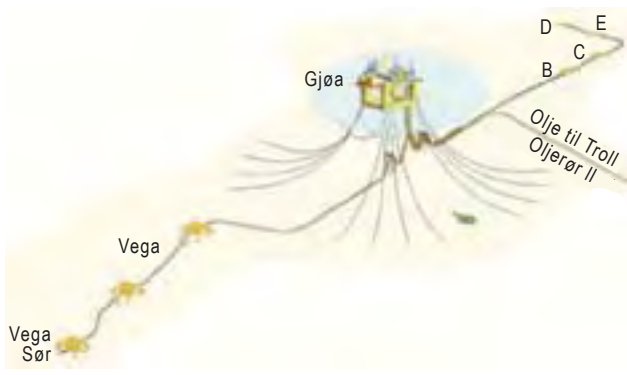
Feltet vil bli produsert med trykkavlasting.

Transport:

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

Status:

Produksjonen er venta å starte hausten 2010.



Vega Sør

Blokk og utvinningsløype	Blokk 35/11 - utvinningsløype 090 C, tildelt 2005	
Funnår	1987	
Godkjent utbygt	14.06.2007 i Stortinget	
Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Bayerngas Norge AS	25,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	Statoil Petroleum AS	45,00 %
Utvinnbare reservar	Opphavleg:	
	3,6 millionar Sm ³ olje	
	8,7 milliardar Sm ³ gass	
	0,4 millionar tonn NGL	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,1 milliardar 2010-kroner	
	Per 31.12.2009 er det investert totalt 2,5 milliardar 2010-kroner	

Utbygging:

Vega Sør ligg ved Framfeltet og havdjupet er om lag 370 meter. Ein samla PUD for Vega og Vega Sør blei godkjent av styresmaktene i juni 2007. Utbyggingsløysinga er ei havbotramme knytt saman med Vega. PUD-fritak for oljesona blei godkjent hausten 2009.

Reservoar:

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

Utvinningsstrategi:

Feltet vil bli produsert med trykkavlastning.

Transport:

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

Status:

Produksjonen er venta å starte hausten 2010.



Yme

Blokk og utvinningsløyve	Blokk 9/2 - utvinningsløyve 316, tildelt 2004 Blokk 9/5 - utvinningsløyve 316, tildelt 2004
Funnår	1987
Godkjent utbygt	11.05.2007 av Kongen i statsråd
Operatør	Talisman Energy Norge AS
Rettskavarar	Lotos Exploration and Production Norge AS 20,00 % Talisman Energy Norge AS 70,00 % Wintershall Norge ASA 10,00 %
Utvinnbare reservar*	Opphavleg: Att per 31.12.2009 19,3 millionar Sm ³ olje 11,4 millionar Sm ³ olje
Investeringar*	Totale investeringar vil venteleg bli 11,5 milliardar 2010-kroner Per 31.12.2009 er det investert totalt 9,3 milliardar 2010-kroner

* Inkluderer tidligare og ny utbygging

Utbygging:

Yme ligg i den søraustlege delen av Nordsjøen på 77 – 93 meters havdyp. Yme er det første oljefeltet på norsk sokkel som blir bygt ut på ny etter at feltet har vore stengt ned. Feltet blei første gong bygt ut i 1995, innafor utvinningsløyve 114 med Statoil som operatør. Produksjonsperioden var frå 1996 til 2001, då det ikkje lenger blei funne lønsamt å halde fram med drifta. Nye rettskavarar i utvinningsløyve 316 med Talisman som operatør, vedtok i 2006 å utvinne attverande ressursar med ei ny oppjekkbare produksjonsinnretning. Denne er plassert på ein lagertank for olje på havbotnen over Gamma-strukturen. Beta-strukturen blir bygt ut med brønner på havbotnen.

Reservoar:

Yme inneheld to separate hovudstrukturar; Gamma og Beta, med til saman fem førekomstar. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Sandnesformasjonen av mellomjura alder og ligg på om lag 3 150 meters djup.

Utvinningsstrategi:

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

Transport:

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

Status:

Produksjonsstart er planlagt hausten 2010.

13

UTBYGGINGAR I FRAMTIDA





Opplistinga omfattar ikkje funn som er inkludert i eksisterande felt per 31.12.09.

Utbygging vedteke av rettshavarane

3/7-4 Trym	Utvinningssløyve: 147, Operatør: DONG E&P Norge AS
Ressursar	Gass: 4,2 milliardar Sm ³ , Kondensat: 1,1 millionar Sm ³

3/7-4 Trym blei påvist i 1990. Funnet ligg tre kilometer frå delelinja til dansk kontinentalsokkel. Havdjupet i området er om lag 65 meter. Funnet inneheld gass og kondensat i sandstein tilhøyrande Sandnes- og Bryneformasjonane av seinjura og mellomjura alder. Funnet ligg på den same saltstrukturen som det danske feltet Lulita, og om lag 3 400 meter under havflata. Ein reknar med at førekomstane er skilde av ei forkastingssone på norsk side av delelinja, men det kan vere trykkkommunikasjon i vassona. Rettshavarane sendte inn PUD til styresmaktene 21.10.2008 og denne blei godkjent i mars 2010. Utbyggingsløyving er ei havbotninnretning knytt til Harald-innretninga på dansk side av delelinja. Brønnstraumen vil bli prosessert på Harald-innretninga for vidare eksport.

33/9-6 Delta	Utvinningssløyve: 037 D, Operatør: Wintershall Norge ASA
Ressursar	Olje: 0,1 millionar Sm ³

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

Felt og funn i planleggingsfasen

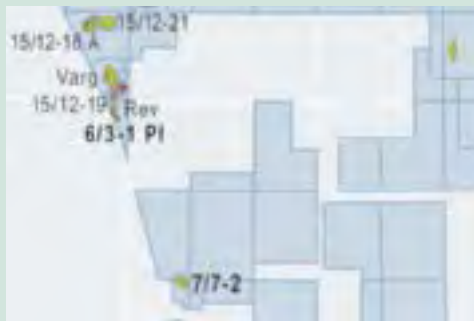
1/5-2 Flyndre	Utvinningssløyve: 018 C, 297, Operatør: Maersk Oil PL 018 C Norway AS
Ressursar	Olje: 0,2 millionar Sm ³

1/5-2 Flyndre blei påvist i 1974, og ligg på begge sider av grenselinja mellom norsk og britisk sektor, på om lag 70 meters havdjup. Funnet inneheld olje og assosiert gass i sandstein av paleocen alder og i kritbergartar av seinkrit alder. Det er bora fire brønningar på funnet, ein på norsk side og tre på britisk side. Brørparten av ressursane ligg i reservoaret av paleocen alder på britisk kontinentalsokkel. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene i løpet av 2010. Mest sannsynleg utbyggingsløyving er ei havbotnramme knytt til innretningar på britisk side. Produksjonsstart er venta i 2012.

1/9-1 Tommeliten Alpha	Utvinningssløyve: 044, Operatør: ConocoPhillips Skandinavia AS
Ressursar	Olje: 7,0 millionar Sm ³ , Gass: 15,2 milliardar Sm ³ , NGL: 0,5 millionar tonn

* Inkluderar ressursar i RK5

1/9-1 Tommeliten Alpha blei påvist i 1977. Funnet ligg om lag 20 kilometer sørvest for Ekofiskfeltet, nær grenselinja til britisk sektor. Havdjupet er om lag 80 meter. Reservoaret inneheld gass og kondensat i kritbergartar på om lag 3 100 meters djup. Fire avgrensingsbrønningar er bora på funnet. Rettshavarane vurderer utvinningstrategi og alternative utbyggingsløyvingar, men produksjonsstart ligg truleg langt fram i tid.



2/12-1 Freja	Utvinningsløyve: 113, Operatør: Hess Norge AS
Ressursar	Olje: 3,0 millionar Sm ³ , Gass: 0,8 milliardar Sm ³ , NGL: 0,1 millionar tonn

2/12-1 Freja blei påvist i 1987, nær grenselinja mellom dansk og norsk sektor, på 70 meters havdjup. Reservoaret er i Ulaformasjonen av seinjura alder. Det ligg på om lag 4 600 meters djup og inneheld olje og assosiert gass. 2/12-1 Freja ligg i eit geologisk komplekst område mellom strukturelementa Fedagraben i vest og Gertrudgraben i aust. Ein reknar med at reservoaret er delt i separate forkastingsblokker. Det er også påvist olje i den nærliggjande førekomsten Gert på dansk side av grenselinja. Utbyggingsløysing vil vere ei havbotnramme knytt til Valhall eller til ei innretning i dansk sektor.

6/3-1 Pi	Utvinningsløyve: 292, Operatør: BG Norge AS
Ressursar	Olje: 1,0 millionar Sm ³ , Gass: 2,2 milliardar Sm ³ , NGL: 0,2 millionar tonn, Kondensat: 0,1 millionar Sm ³

6/3-1 Pi blei påvist i 1985, og avgrensa med brønnen 15/12-19 i 2008. Pi ligg om lag 12 kilometer sør for produksjonsskipet på Varg, og om lag seks kilometer aust for Armada-innretninga i britisk sektor. Reservoaret inneheld olje og gass i sandstein av trias- og mellomjura alder, og ligg på om lag 3 000 meters djup. Utbyggingsløysing er havbotnrammer med to horisontale brønner knytt til Armada-innretninga. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene våren 2010. Produksjonen kan ta til i 2012.

7/7-2	Utvinningsløyve: 148, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar	Olje: 3,1 millionar Sm ³

7/7-2-funnet (Nemo) blei gjort i 1992, og blei avgrensa med ytterlegare brønner i 1993 og 2008. Funnet ligg 43 kilometer nordvest for Ulafeltet, og 22 kilometer nordaust for næraste aktuelle innretning på britisk side. Havdjupe i området er om lag 80 meter. Reservoaret ligg om lag 3 300 meter under havflata og er i Ulaformasjonen av seinjura alder. Utbyggingsløysinga blir truleg ei havbotnutbygging knytt til ei innretning i britisk sektor.

15/3-1 S Gudrun	Utvinningsløyve: 025, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 9,3 millionar Sm ³ , Gass: 7,8 milliardar Sm ³ , NGL: 1,1 millionar tonn,

Gudrun blei påvist i 1975 og ligg om lag 40 kilometer nord for Sleipnerfeltet. Havdjupe er om lag 110 meter. Reservoara inneheld olje og gass i sandstein i Draupneformasjonen av seinjura alder og gass i Huginformasjonen av mellomjura alder. Reservoara ligg på 4 000 – 4 760 meters djup. Gudrun vil bli bygt ut med ei prosesseringsinnretning knytt til Sleipnerfeltet. PUD blei levert 22.2.2010 til styresmaktene. Produksjonen kan ta til i 2014.

15/3-4	Utvinningsløyve: 025, 187, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 2,0 millionar Sm ³ , Gass: 1,8 milliardar Sm ³ , NGL: 0,3 millionar tonn

15/3-4-funnet (Sigrun) blei gjort i 1981 om lag 10 kilometer søraust for Gudrun. Havdjupe er om lag 110 meter. Funnet inneheld olje i Huginformasjonen av mellomjura alder, på om lag 3 800 meters djup. Funnet 15/3-4 Sigrun vil bli vidare vurdert i 2010. Planlagt utbyggingsløysing er ei havbotnramme knytt til 15/3-1 S Gudrun.



16/1-8	Utvinningssløyve: 338, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar	Olje: 18,8 millionar Sm ³ , Gass: 1,9 milliardar Sm ³

* Inkluderar ikkje ressursar i 16/1-12 (Luno Extension), RK7F

16/1-8 (Luno) blei påvist i 2007, om lag 30 kilometer sør for Grane og Balder. To avgrensingsbrønner, 16/1-10 og 16/1-13, er bora på funnet i 2009 og 2010. Havdjupe er om lag 100 meter. Funnet inneheld olje og gass i sandstein og konglomerat av jura og seintrias alder. Reservoaret ligg på 1 900 – 1 990 meters djup. Rettshavarane vurderer ei sjølvstendig utbygging med ei flytande innretning. PUD vil etter planen bli levert til styresmaktene i 2011. Tidlegast produksjonsstart er venteleg 2014.

24/6-1 Peik	Utvinningssløyve: 088, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar	Gass: 2,5 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,7 millionar Sm ³

24/6-1 Peik blei påvist i 1985 og avgrensa med brønnen 9/15a-1 på britisk side i 1987. Funnet ligg om lag 18 kilometer vest for Heimdal og strekk seg over delelinja til britisk sektor. Havdjupe er om lag 120 meter. Reservoaret inneheld sandstein i Vestlandsgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4 500 meters djup og inneheld gass og kondensat under høgt trykk. Funnet er planlagt bygt ut med ei havbotninnretning knytt til Heimdal eller Brucefeltet på britisk side.

Frøy	Utvinningssløyve: 364, Operatør: Det norske oljeselskap ASA
Ressursar	Olje: 8,7 millionar Sm ³

Frøy er eit oljefelt som ligg i blokkene 25/2 og 25/5, om lag 32 kilometer søraust for Friggfeltet og 25 kilometer nordaust for Heimdalfeltet. Havdjupe i området er om lag 120 meter. Frøy inngikk opphavleg i utvinningssløyva 026 og 102, som blei tildelt i 1976 og 1995. Feltet blei påvist i 1987 og blei sett i produksjon i mai 1995 med Elf Petroleum Norge AS som operatør. Produksjonen blei avslutta i mars 2001. Det var då produsert 5,6 mill Sm³ olje og 1,6 mrd Sm³ assosiert gass. Utvinningssløyve 364 blei tildelt i januar 2006 til Premier Oil Norge AS og Det norske oljeselskap ASA, med sistnevnte som operatør. I september 2008 leverte operatøren ein PUD for ny utbygging til styresmaktene. I ettertid har retts-havarane trekt PUD som følgje av uvisse knytt til løsemtd. Det er no fokus på å redusere utbyggingskostnadane og ein revidert PUD kan bli levert i løpet av 2010.

25/10-8 Hanz	Utvinningssløyve: 028 B, Operatør: Det Norske oljeselskap ASA
Ressursar	Olje: 2,5 millionar Sm ³ , Gass: 0,3 milliardar Sm ³ , NGL: 0,1 millionar tonn

25/10-8 Hanz blei påvist i 1997, og ligg mellom Sleipner og Grane. Reservoaret er i sandstein i Draupneformasjonen av seinjura alder og ligg om lag 2 500 meter under havflata. Funnet vil mest sannsynleg bli bygt ut som ein havbotn-satellitt til andre funn i området.

25/11-16	Utvinningssløyve: 169, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 12,6 millionar Sm ³

25/11-16-funnet blei påvist i 1992 like vest for Granefeltet. Funnet inkluderer 25/11-25 S-funnet som blei gjort i 2008. Havdjupe er om lag 120 meter. Brønnane påviste olje og assosiert gass på om lag 1 750 meters djup i sandstein tilhøyrande Heimdal- og Balderformasjonen av paleocen til tidlegeocen alder. Sandsteinen er avsett som djupmarine vifteavsetningar. Utbyggingsløyvinga blir mest sannsynleg havbotnrammer knytte til Grane. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene i 2011, og funnet er venta å kome i produksjon i 2014.



30/7-6 Hild	Utvinningsløyve: 040, 043, Operatør: Total E&P Norge AS
Ressursar	Olje: 4,0 millionar Sm ³ , Gass: 11,7 milliardar Sm ³ , NGL: 0,6 millionar tonn, Kondensat: 1,5 millionar Sm ³

30/7-6 Hild blei påvist i 1978 nær delelinja til britisk sektor. Havdjupet er 100 – 120 meter. Reservoara er strukturelt komplekse og inneheld gass ved høg temperatur og høgt trykk. Det er tre reservoar i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder på 3 700 – 4 400 meters djup. Det er også påvist olje i eit reservoar av eocen alder på om lag 1 750 meters djup. Rettshavarane vurderer ulike utbyggingsløysingar og skal teste produksjonsegenskapane i ein brønn for å sikre val av best mogleg utbyggingsløysing.

31/2-N-11 H	Utvinningsløyve: 054, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 0,4 millionar Sm ³

31/2-N-11 H-funnet blei gjort i 2005 i den nordlege delen av Troll Vest. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder som ligg under reservoara i Troll. Brentreservoaret ligg på om lag 1 900 meters djup. Oljen vil bli produsert med ei havbotninnretning knytt til Troll C.

34/10-23 Valemon	Utvinningsløyve: 050, 193, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 7,2 millionar Sm ³ , Gass: 39,8 milliardar Sm ³ , NGL: 1,2 millionar tonn

34/10-23 Valemon blei påvist i 1985 og ligg i blokkene 34/11 og 34/10 rett vest for Kvitebjørnfeltet. Havdjupet er om lag 135 meter. Det er bora fleire avgrensingsbrønner på funnet. Førekomsten har ein kompleks struktur med mange forkastingar. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og Cookformasjonen av tidlegjura alder. Reservoara ligg på om lag 4 000 meters djup, med høgt trykk og høg temperatur. PUD vil venteleg bli levert til styresmaktene 2. halvår 2010. Funnet kan bli bygd ut med ei botnfast innretning. Tidlegast produksjonsstart er 2014.

35/2-1	Utvinningsløyve: 318, 318 C, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Gass: 19,5 milliardar Sm ³

35/2-1 (Peon) blei påvist i 2005 og ligg vest for Florø, og om lag 80 kilometer nordaust for Visundfeltet. Havdjupet i området er om lag 380 meter. Funnet inneheld metangass. Reservoaret er i ukonsolidert sand tilhøyrande Nordlandgruppa av pleistocen alder, og ligg berre 580 meter under havflata. Det grunne reservoaret inneber lågt trykk og utfordringar med å bore brønner. Rettshavarane bora ein avgrensingsbrønn i 2009 og evaluerer no moglege utbyggingsløysingar.

35/11-13	Utvinningsløyve: 090 B, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 6,2 millionar Sm ³ , Gass: 2,2 milliardar Sm ³

35/11-13 (Astero) blei påvist i 2005, og ligg rett nord for Framfeltet, på 360 meters havdjup. Reservoaret inneheld olje med gasskappe i sandstein av seinjura alder og ligg på om lag 3 100 meters djup. Avgrensingsbrønn 35/11-14 S, som blei bora hausten 2006, påviste olje og gass i eit nytt forkastingssegment og gav viktig tilleggsinformasjon om funnet. Utbyggingsløysinga blir venteleg havbotnrammer knytte opp mot Troll B eller Gjøa.



6406/3-2 Trestakk	Utvinningssløyve: 091, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Olje: 7,7 millionar Sm ³ , Gass: 1,8 milliardar Sm ³ , NGL: 0,5 millionar tonn

6406/3-2 Trestakk blei påvist i 1984 og ligg sentralt på Haltenterrassen. Havdjupe i området er om lag 300 meter. Reservoaret inneheld olje i sandstein tilhøyrande Garnformasjonen av mellomjura alder og ligg på 3 900 – 4 000 meters djup. Reservoarkvaliteten er vekslende. Aktuelle utbyggingskonsept er oppknytting til Åsgard, Kristin eller ei separat utbygging.

6407/9-9	Utvinningssløyve: 093, 158, Operatør: A/S Norske Shell
Ressursar	Olje: 0,3 millionar Sm ³ , Gass: 1,4 milliardar Sm ³

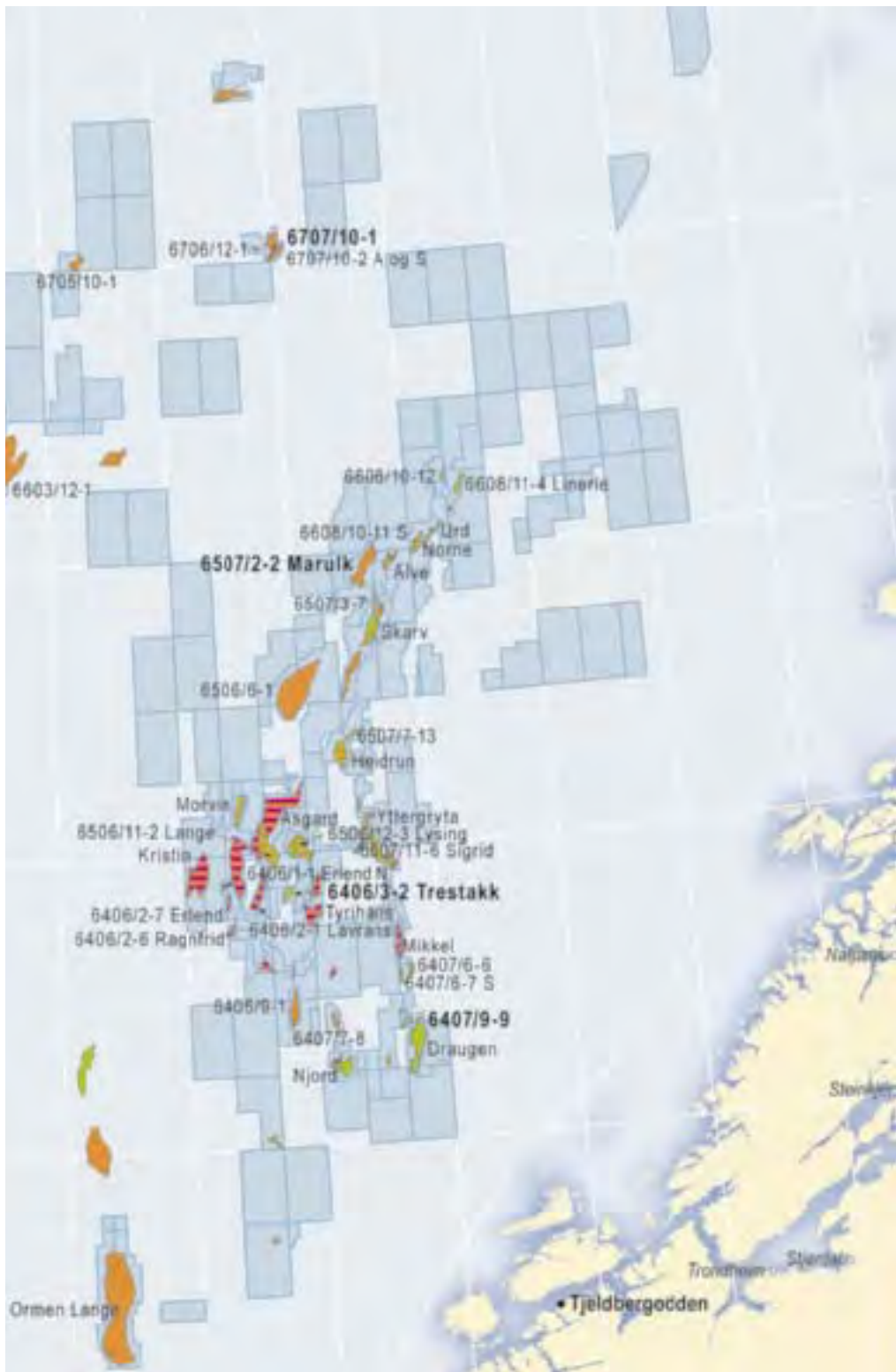
6407/9-9 (Hasselmus) blei påvist i 1999. Funnet ligg om lag 7 kilometer nordvest for Draugenfeltet. Reservoaret inneheld olje og gass tilhøyrande Ile- og Rorformasjonane av mellomjura alder. Utbyggingsplanen inneber produksjon frå ein brønn knytt til Draugeninnretninga. Hovudmålet med utbygging av 6407/9-9 er å produsere gass til kraftgenerering på Draugenfeltet. Funnet kan kome i produksjon i 2013.

6507/2-2 Marulk	Utvinningssløyve: 122, 122 D, 122 B, 122 C, Operatør: Eni Norge AS
Ressursar	Olje: 0,6 millionar Sm ³ , Gass: 8,9 milliardar Sm ³ , NGL: 1,5 millionar tonn

6507/2-2 Marulk blei påvist i 1992 og ligg om lag 30 kilometer sørvest for Nornefeltet. Havdjupe er om lag 370 meter. Reservoaret ligg på om lag 2 800 meter djup og inneheld gass og kondensat i sandstein tilhøyrande Lysing- og Langeformasjonane av kritt alder. Avgrensingsbrønn 6507/2-4 blei bora i 2007/2008 og påviste tilleggsressursar i form av gass og kondensat. PUD for Marulkførekosten er venta i 2010. Sannsynleg utbyggingskonsept er ei havbotninnretning knytt til Norneskipet for prosessering og vidare transport av gass til Kårstø via eksisterande rørleidningar. Tidlegast produksjonsstart er 2012.

6707/10-1	Utvinningssløyve: 218, Operatør: Statoil Petroleum AS
Ressursar	Gass: 53,1 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,9 millionar Sm ³

6707/10-1 (Luva) blei påvist i 1997, og ligg om lag 320 kilometer vest for Bodø. Havdjupe i området er om lag 1 270 meter. Reservoaret ligg på om lag 3 000 meter djup og inneheld gass i sandstein tilhøyrande Niseformasjonen av kritt alder. To brønner bora i 2008 i nærleiken, 6707/10-2S og 6706/12-1, påviste meir gassressursar som kan bli knytt til ei felles utbygging. Sidan funna er relativt store og ligg eit godt stykke frå andre felt, vil eit nytt flytande felt senter vere aktuelt, men utbygging vil vere avhengig av ny gasstransportløyving for Norskehavet. Det er derfor aktuelt med samordna utbyggings- og transportplanar med andre funn i Norskehavet samt eventuelle nye funn. Det store havdjupe gir tekniske utfordringar ved val av utbyggingsløyving.



14

FELT DER PRODUKSJONEN ER AVSLUTTA



Felta i denne oversikta er ikkje i produksjon per 31.12.2009. For nokre av felta ligg det føre planar om ny utbygging. Yme er eit felt som blir bygt ut på nytt og blir omtala i kapittel 12; Felt under utbygging. Frøy blir òg omtala i kapittel 13; Utbyggingar i framtida.

Albuskjell

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

Status: Styresmaktene vedtok 21. desember 2001 at innretningane skulle fjernast innan 31.12.2013, og disponerast på land. Sluttdisponering går føre seg.

Cod

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

Status: Styresmaktene vedtok 21. desember 2001 at innretningane skulle fjernast innan 31.12.2013, og disponerast på land. Sluttdisponering går føre seg.

Edda

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

Status: Styresmaktene vedtok 21. desember 2001 at innretningane skulle fjernast innan 31.12.2013, og disponerast på land. Sluttdisponering går føre seg.

Frigg

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

Status: Innretningane er disponert i tråd med vedtak og betongunderstell er etterlata på staden.

Frøy

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

Status: Arealet blei re-tildelt i 2006 i utvinningsløyve 364. Noverande operatør er Det norske oljeselskap ASA. Frøy er òg omtala i kapittel 13; Utbyggingar i framtida.

Lille-Frigg

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

Status: Arealet blei re-tildelt i 2006 i utvinningsløyve 362. Noverande operatør er Statoil Petroleum AS.

Mime

Blokk	7/11
Godkjent utbygt	06.11.1992
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 15 (1996–1997) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.01.1993
Produksjonsslutt	04.11.1993
Operatør ved nedstenging	Norsk Hydro Produksjon AS
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 0,4 millionar Sm ³ , Gass: 0,1 milliardar Sm ³

Status: Arealet blei re-tildelt i 2003 i utvinningsløyve 301. Noverande operatør er Lundin Norway AS. Det skal i løpet av 2010 vurderast om det vil bli bora ein avgrensingsbrønn på feltet i framtida.

Nordøst Frigg

Blokk	25/1 og 30/10
Godkjent utbygt	12.09.1980
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 36 (1994–1995)
Produksjonsstart	01.12.1983
Produksjonsslutt	08.05.1993
Operatør ved nedstenging	Elf Petroleum Norge AS
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 11,6 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,1 millionar Sm ³

Status: Arealet blei re-tildelt i 2007 i utvinningsløyve 415, men blei tilbakelevert i 2009.

Odin

Blokk	30/10
Godkjent utbygt	18.07.1980
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 50 (1995–1996) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
Produksjonsstart	01.04.1984
Produksjonsslutt	01.08.1994
Operatør ved nedstenging	Esso Exploration and Production Norway A/S
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 27,3 milliardar Sm ³ , Kondensat: 0,2 millionar Sm ³

Status: Arealet blei re-tildelt i 2007 i utvinningsløyve 415, men blei tilbakelevert i 2009.

Tommeliten Gamma

Blokk	1/9
Godkjent utbygt	12.06.1986
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 53 (1999-2000) og St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	03.10.1988
Produksjonsslutt	05.08.1998
Operatør ved nedstenging	Den norske stats oljeselskap a.s
Total produksjon i levetida til feltet	Olje: 3,9 millioner Sm ³ , Gass: 9,7 milliarder Sm ³ , NGL: 0,5 millioner tonn

Status: Det er ingen konkrete planar om å utvinne attverande ressursar.

Vest Ekofisk

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

Status: Styresmaktene vedtok 21. desember 2001 at innretningane skulle fjernast innan 31.12.2013, og disponerast på land. Slutttdisponering går føre seg.

Øst Frigg

Blokk	25/1 og 25/2
Godkjent utbygt	14.12.1984
Avslutningsplan/ disponering	St.prp. nr. 8 (1998-1999) og St.meld. nr. 47 (1999-2000)
Produksjonsstart	01.10.1988
Produksjonsslutt	22.12.1997
Operatør ved nedstenging	Elf Petroleum Norge AS
Total produksjon i levetida til feltet	Gass: 9,2 milliarder Sm ³ , Kondensat: 0,1 millioner Sm ³

Status: Ingen aktivitet.

15

RØRLEIDNINGAR OG LANDANLEGG



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

Gassled-rørleidningar

Operatør: Gassco AS

Rettshavarar:

Petoro AS ¹	38,459 %
Statoil Petroleum AS	32,102 %
Total E&P Norge AS	7,783 %
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	9,428 %
A/S Norske Shell	5,319 %
Norsea Gas AS	2,726 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	1,996 %
Eni Norge AS	1,525 %
DONG E&P Norge AS	0,662 %

¹ Petoro AS er rettshavar for Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE). Petoros deltakardel i Gassled skal aukast med om lag 8 prosent med verknad frå 01.01.2011, og deltakardelane til dei andre partane skal justerast med verknad frå same datoen.

Regjeringa bad våren 2001 dei aktuelle selskapa om å etablere ein heilskapleg eigarstruktur for gass-eksport. I Gassled er eigargrupperingane i ni gasstransportanlegg slått saman til eitt interessentskap. Gassled-eigaravtalen blei underskriven 20.12.2002 med verknad frå 01.01.2003. Konsesjonsperioden for Gassled varer til 2028.

Gassled omfattar: Europipe I, Europipe II, Franpipe, Norpipe, Oseberg Gasstransport, Statpipe, Tampen Link, Vesterled, Zeepipe, Åsgard Transport, Langeled, Norne Gasstransportsystem, Kvitebjørn gassrør, Kollsnes gassbehandlingsanlegg og Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg. Mottaks-terminalene for norsk gass i Tyskland, Belgia, Frankrike og Storbritannia er helt eller delvis eigd av Gassled. Gassled er organisert i ulike soner for tilgjenge og tariffing. Gassco koordinerer og styrer gasstraumane gjennom eit nettverk på om lag 7800 kilometer rørleidningar, og handterer all transport av norsk gass til marknadene.

Europipe I

Europipe I startar ved stigerørinnretninga Draupner E og endar i Emden i Tyskland. Europipe I blei sett i drift i 1995. Rørleidningen har ein diameter på 40 tommar, han er 620 kilometer lang og har ein kapasitet på 45–54 millionar Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 23,3 milliardar 2010-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, terminalen i Dornum og Europipe Metering Station (EMS) i Emden.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Tyskland (Europipe-avtalen), referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93).)

Europipe II

Europipe II startar på Kårstø og endar i Dornum i Tyskland, Europipe Receiving Facilities (ERF). Rørleidningen blei sett i drift i 1999. Europipe II har ein diameter på 42 tommar, er 658 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 74 millionar Sm³ per dag. Europipe II er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,5 milliardar 2010-kroner.

(Tilleggsavtale 19.05.1999 til Europipe-avtalen (referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93)) om overføring av gass frå Noreg gjennom ein ny rørleidning (Europipe II) til Tyskland, ratifisert i samsvar med kgl.res. 14.09.2001.)

Franpipe

Franpipe startar ved stigerørrinnretninga Draupner E i Nordsjøen og endar ved mottaksterminalen i Dunkerque i Frankrike. Gassled-interessentskapet eig 65 prosent av terminalen og GDF SUEZ 35 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1998. Franpipe har ein diameter på 42 tommar, er 840 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 54 millionar Sm³ per dag. Franpipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,9 milliardar 2010-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Frankrike om overføring av gass frå den norske kontinentalsokkelen og andre område gjennom ein rørleidning til Frankrike, referert i St.prp. nr. 44 (1996–97) og Innst. S. nr. 172 (1996–97).)

Norpipe Gassrør

Norpipe startar ved Ekofisk og endar ved Norse Gas-terminalen i Emden i Tyskland. Norse Gas-terminalen, som Gassled også eig, reinsar og måler gassen før han blir distribuert vidare. Rørleidningen blei sett i drift i 1977. Norpipe har ein diameter på 36 tommar og er 440 kilometer lang. To innretningar, H7 og B11, kvar med tre kompressorar, er plasserte på tysk kontinentalsokkel. I 2007 blei det bygt eit omløp ved H7, og H7 er no teken ut av drift. Transportkapasiteten er om lag 32 millionar Sm³ per dag utan bruk av kompressorkapasiteten på stigerørrinnretninga B11. Kapasiteten aukar til 44 millionar Sm³ per dag når ein nyttar kompresjon på B11. Norpipe blei bygt for ei levetid på minimum 30 år. Søknad om forlenging av levetida for både Norpipe Gassrør og B11 er godkjent med levetid ut konsesjonstida, til 2028. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 28,9 milliardar 2010-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofisk-feltet og områda rundt til Tyskland (referert i St.prp. nr. 88 (1973–74) og Innst. S. nr. 250 (1973–74).)

Oseberg Gasstransport (OGT)

Oseberg Gasstransport startar ved Oseberg og endar ved stigerørrinnetninga på Heimdal (HRP). Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har ein diameter på 36 tommar, er 109 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 40 millionar Sm³ per dag. Oseberg Gasstransport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,2 milliardar 2010-kroner.

Statpipe

Statpipe omfattar eit 880 kilometer langt rørleidningssystem med stigerørrinnetning Draupner S/E og eit gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet blei sett i drift i 1985. Statpipe Rikgass startar ved Statfjord og endar på Kårstø. Rørleidningen har ein diameter på 30 tommar, er 308 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 24 millionar Sm³ per dag. Statpipe Tørrgass er tredelt. Ein del startar på Kårstø og endar på Draupner S. Denne rørleidningen har ein diameter på 28 tommar, er 228 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 20 millionar Sm³ per dag, avhengig av driftsmodusen. Den andre delen går ut frå hovudrinnetninga på Heimdal (HMP) og endar på Draupner S. Rørleidningen har ein diameter på 36 tommar, er 155 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm³ per dag. Den tredje delen er rørleidningen frå Draupner S til Ekofisk Y. Han har ein diameter på 36 tommar, er 203 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 30 millionar Sm³ per dag. Rørleidningane frå Heimdal til Draupner S og frå Kårstø til Draupner S kan også bli brukt til reversert strøyming. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 49,9 milliardar 2010-kroner.

Tampen Link

Rørleidningen Tampen Link startar ved Statfjordfeltet og endar ved FLAGS-rørleidningen, 1,4 kilometer sør for Brent Alpha-innretninga. Om lag 15,5 kilometer av gasseksportørleidningen ligg på britisk side av delelinja. Tampen Link blei sett i drift og inkludert i Gassled i 2007. Rørleidningen har ein diameter på 32 tommar, er 23 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 25 millionar Sm³ per dag. Kapasiteten er avhengig av innløpsvilkåra ved tilknytingspunktene i Statfjordområdet. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,2 milliardar 2010-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, investeringar i samband med påkrevde modifikasjonar på Statfjord B. Tampen Link er bygt for ei levetid på 30 år. (Jf. plan for anlegg og drift referert i St.prp. nr. 53 (2004-2005))

Vesterled

Rørleidningen Vesterled startar på stigerørrinnetninga på Heimdal (HRP) og endar på mottaksanlegget i St. Fergus i Skottland. Han blei sett i drift i 1978. Vesterled har ein diameter på 32 tommar, er 360 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 38 millionar Sm³ per dag. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 35,3 milliardar 2010-kroner. Investeringane inkluderer, i tillegg til rørleidningen, investeringar i samband med bygginga av terminalen i St. Fergus.

(Avtale mellom Noreg og Storbritannia om endring av Frigg-avtalen av 10.05.1976, referert i St.prp. nr. 73 (1998–99) og Innst. S. nr. 219 (1998–99).)

Zeepipe

Zeepipe I startar på Sleipner (SLR) og endar ved mottaksterminalen i Zeebrugge i Belgia. Denne mottaksterminalen har eigne eigarar der Gassled-interessentskapet eig 49 prosent og belgiske Fluxys 51 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1993. Zeepipe I har ein diameter på 40 tommar, er 813 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 42 millionar Sm³ per dag. Til Zeepipe I høyrer òg ein rørleidning på 30 tommar mellom Sleipner (SLR) og Draupner S.

Zeepipe II A startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på stigerørinnretninga på Sleipner. Rørleidningen blei sett i drift i 1996. Zeepipe II A har ein diameter på 40 tommar, er 299 kilometer lang og har ein kapasitet på 72 millionar Sm³ per dag.

Zeepipe II B startar på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og endar på Draupner E. Rørleidningen blei sett i drift i 1997. Zeepipe II B har ein diameter på 40 tommar, er 301 kilometer lang og har ein kapasitet på 71 millionar Sm³ per dag. Zeepipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var 26,3 milliardar 2010-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Belgia om transport av gass frå norsk kontinentalsokkel og andre område gjennom rørleidning til Belgia, referert i St.prp. nr. 148 (1987–88) og Innst. S. nr. 21 (1988–89).)

Åsgard Transport

Åsgard Transport startar ved Åsgardfeltet og endar på Kårstø. Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Han har ein diameter på 42 tommar, er 707 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 69 millionar Sm³ per dag. Åsgard Transport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 11,5 milliardar 2010-kroner.

Langeled

Gasstransportsystemet Langeled transporterar gass frå landanlegget for Ormen Lange på Nyhamna, via eit tilknytingspunkt på stigerørinnretninga på Sleipner, til ein mottaksterminal i Easington på austkysten av England. Transportsystemet er ein 42 tommar rørleidning frå Nyhamna til stigerørinnretninga på Sleipner (nordleg rørleidning) og ein 44 tommar rørleidning vidare til Easington (sørleg rørleidning). Kapasiteten i den nordlege rørleidningen er rundt 80 millionar Sm³ per dag, og kapasiteten i den sørlege rørleidningen er om lag 72 millionar Sm³ per dag.

Transportsystemet har ei samla lengd på om lag 1200 kilometer. Den sørlege rørleidningen blei sett i drift i 2006, den nordlege rørleidningen i oktober 2007. Hydro var operatør i utbyggingsfasen for den sørlege delen, medan Gassco er operatør for både utbyggingsfasen for den nordlege delen og i driftsfasen for heile transportsystemet. Langeled blei inkludert i Gassled hausten 2006. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 18,6 milliardar 2010-kroner.

Norne Gasstransportsystem (NGTS)

Rørleidningen Norne Gasstransportsystem knyter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda er 126 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Kapasiteten til Norne Gasstransportsystem er om lag 3,6 milliardar Sm³ per år. Norne gasstransportsystem er bygt for ei levetid på 50 år. Rørleidningen kom i drift i 2001.

Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,3 milliardar 2010-kroner. Norne Gasstransportsystem blei inkludert i Gassled frå 01.01.2009.

Kvitebjørn Gassrør

Kvitebjørn Gassrør (KGR) transporterer rikgass frå Kvitebjørn og Visund til Kollsnes. KGR har ein diameter på 30 tommar og ei lengd på 147 kilometer. Kapasiteten er om lag 26,5 millionar Sm³ per dag. Rørleidningen blei sett i drift samtidig med Kvitebjørnfeltet i 2004. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 954 millionar 2002-kroner. Rørleidningen blei innlemma i Gassled våren 2009.

Kollsnes gassbehandlingsanlegg

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er ein del av Gassled. På Kollsnes blir brønnstraumen separert i gass og kondensat. Gassen blir tørka og komprimert før han går til Kontinentet via to rørleidningar til Sleipner og Draupner.

Kollsnes leverer òg ein mindre mengde gass til LNG-anlegget i Kollsnes Næringspark. Etter ein stabiliseringsprosess går kondensatet vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. Kollsnesanlegget blei i 2004 oppgradert med eit NGL-ekstraksjonsanlegg for å kunne behandla gass frå Kvitebjørn og Visund. Etter oppgraderinga er kapasiteten 143 millionar Sm³ tørrgass per dag og 9780 Sm³ kondensat per dag. For at anlegget skal kunna levera 143 millionar Sm³ tørrgass per dag, er ein ny eksportkompressor sett i drift i 2006.

Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

Inn til Kårstø kjem rikgass og ustabilisert kondensat. I prosessanlegget blir desse råstoffa separert til tørrgass samt seks ulike væskeprodukt. I tillegg til metan inneheld rikgassen komponentane etan, propan, normalbutan, isobutan og nafta. Desse blir separert ut og lagra for utskiping. Tørrgassen, som hovudsakleg inneheld metan og etan, blir transportert i to rørleidningar frå Kårstø, Europipe II til Tyskland og Statpipe til Draupner. Kårstø kondensatanlegg tek imot ustabilisert kondensat frå Sleipner og stabiliserer kondensatet ved å ta ut dei lettaste komponentane. Etan, isobutan og normalbutan blir lagra nedkjølt på tankar, medan nafta og kondensat blir lagra på tankar med same temperatur som omgjevnadene. Propan blir lagra nedkjølt i store fjellhallar. Skip transporterer desse produkta i flytande form frå Kårstø.

Anlegga på Kårstø består mellom anna av fire ekstraksjons- og fraksjoneringsliner for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline for stabilisering av kondensat. Kondensatanlegget har ein kapasitet på om lag 5,5 millionar tonn ikkje-stabilisert kondensat per år. Etter den siste utvidinga (Kårstø Expansion Project 2005) auka kapasiteten for attvinning av etan på Kårstø til 950 000 tonn i året. Gassbehandlingsanlegget blei samtidig oppgradert til å handtere 88 millionar Sm³ rikgass per dag.

Andre rørleidningar

Draugen Gasseksport

Operatør	A/S Norske Shell	
Rettskavarar	Petoro AS	47,88 %
	BP Norge AS	18,36 %
	A/S Norske Shell	26,20 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliard 2010-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Om lag 2 milliardar Sm ³ per år	

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

Gjøa Gasseksport

Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Som for Gjøafeltet	
Investeringar	Totale investeringar ved oppstart var om lag 1,9 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	Om lag 6,1 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidningen knyter Gjøa- og Vegafeltene til Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS) transport-system. Lengda er 130 kilometer, og diameteren er 28 tomnar. Kapasiteten er om lag 6,1 milliardar Sm³ per år. Rørleidningen er planlagt og kome i drift i 2010.

Grane Gassrør

Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavarar	Som for Granefeltet	
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,3 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	Om lag 3,6 milliardar Sm ³ per år	

Rørleidningen kom i drift i 2003. Det er behov for gassinjeksjon for å produsere oljen frå Granefeltet. Denne gassen blir transportert til feltet via Grane Gassrør. Rørleidningen går frå stigerørinnretninga på Heimdal til Grane, er 50 kilometer lang med ein dimensjon på 18 tomnar.

Grane Oljerør

Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Petoro AS	42,06 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	28,22 %
	Statoil Petroleum AS	23,54 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	6,17 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,7 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 30 år	
Kapasitet	34 000 Sm ³ olje per dag	

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

Haltenpipe

Operatør	Gassco AS	
Rettskavalar	Petoro AS	57,81 %
	Statoil Petroleum AS	19,06 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,13 %
	Eni Norge AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 3,2 milliardar 2010-kroner i rørleidning og terminal	
Levetid	Konsesjonstida varer til utgangen av år 2020	
Kapasitet	Om lag 2 milliardar Sm ³ gass per år	

Haltenpipe transporterer gass frå Heidrunfeltet i Norskehavet til Tjeldbergodden. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 250 kilometer. Rørleidningen kom i drift i 1996.

Heidrun Gasseksport

Operatør	Statoil Petroleum AS ¹	
Rettskavalar	Petoro AS	58,16 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	24,31 %
	Statoil Petroleum AS	12,41 %
	Eni Norge AS	5,12 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,0 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 50 år	
Kapasitet	Om lag 4,0 milliardar Sm ³ per år	

¹ Etter planen skal operatørskapet overført til Gassco AS.

Rørleidningen knyter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Lengda er 37 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Rørleidningen kom i drift i 2001.

Kvitebjørn Oljerør (KOR)

Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettsnavarar	Statoil Petroleum AS	58,55 %
	Petoro AS	30,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,5 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Teknisk levetid er 25 år	
Kapasitet	Om lag 10 000 Sm ³ per år	

Kvitebjørn Oljerør (KOR) transporterer kondensatet frå Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen er kopla inn på Y-koplinga på Troll Oljerør II. Han har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 90 kilometer. Rørleidningen blei sett i drift i 2004.

Norpipe Oljerørleidning

Eigar	Norpipe Oil AS	
Operatør	ConocoPhillips Skandinavia AS	
Eigarar i Norpipe Oil AS	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,05 %
	Total E&P Norge AS	34,93 %
	Statoil Petroleum AS	18,50 %
	Eni Norge AS	6,52 %
	Petoro AS	5,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 17,8 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Rørleidningen er bygt for ei levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetida til leidningen blir jamleg vurdert.	
Kapasitet	Designkapasiteten for oljerørleidningen er om lag 53 millionar Sm ³ per år (900 000 fat per dag), inkludert bruk av friksjonsdempande kjemikal. Mottaksanlegga avgrensar kapasiteten til 128 776 Sm ³ per dag	

Norpipe Oljerørleidning kryssar britisk kontinentalsokkel og kjem i land i Teesside i Storbritannia. Rørleidningen kom i drift i 1975. Han er 354 kilometer lang og har ein diameter på 34 tommar. Utgangspunktet er Ekofisk feltet, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 kilometer nedstrøms Ekofisk er det eit innkoplingspunkt for britiske felt. To stigerørinnretningar med tre pumper kvar har tidlegare blitt knytte til oljerørleidningen, men er kopla ut, den eine i 1991 og den andre i 1994.

To britiskregistrerte selskap (Norsea Pipeline Ltd. og Norpipe Petroleum UK Ltd.) eig oljeutskipingshamna i Teesside og fraksjoneringsanlegget for utskiljing av NGL. Rørleidningen transporterer olje frå dei fire Ekofisk-felta (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå feltet Valhall, Hod, Ula, Gyda, Tambar, Tambar Øst og Blane samt frå fleire britiske felt.

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

Oseberg Transportsystem (OTS)

Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Petoro AS	48,38 %
	Statoil Petroleum AS	36,24 %
	Total E&P Norge AS	8,65 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,33 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,5 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Rørleidningen er bygt for ei levetid på 40 år	
Kapasitet	121 000 Sm ³ per dag (teknisk kapasitet), 990 000 Sm ³ (lagerkapasitet)	

Oljen frå Osebergfeltet blir transportert i ein 115 kilometer lang rørleidning frå Oseberg A-innretninga til råoljeterminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørleidningen har ein dimensjon på 28 tommar og kom i drift i 1988. Rettskavarane til Oseberg har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen.

Sleipner Øst kondensatrørleidning

Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Statoil Petroleum AS	59,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,7 milliardar 2010-kroner	
Kapasitet	32 000 Sm ³ olje per dag	

Rørleidningen transporterer ustabilisert kondensat frå Sleipner A til Kårstø. Han har ein diameter på 20 tommar og kom i drift i 1993.

Troll Oljerør I

Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Petoro AS	55,77 %
	Statoil Petroleum AS	30,58 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,3 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Troll Oljerør I er bygt for ei levetid på 35 år	
Kapasitet	42 500 Sm ³ olje per dag med bruk av flytforbetrar	

Troll Oljerør I er bygt for å transportere oljen frå Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 85 kilometer. Eigargruppa i Troll har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen. Troll Oljerør I stod klar då oljeproduksjonen frå Troll B tok til i 1995.

Troll Oljerør II

Operatør	Statoil Petroleum AS	
Rettskavalar	Petoro AS	55,77 %
	Statoil Petroleum AS	30,58 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
Investeringar	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliardar 2010-kroner	
Levetid	Troll Oljerør II er bygt for ei levetid på 35 år	
Kapasitet	Dagens kapasitet er 40 000 Sm ³ olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røra er 47 500 Sm ³ olje per dag (utan flytforbetrar)	

Troll Oljerør II er bygt for å transportere oljen frå Troll C til oljeterminalen på Mongstad. PAD for rørleidningen blei godkjent i mars 1998. Rørleidningen har ein diameter på 20 tommar og ei lengd på 80 kilometer. Han stod ferdig til oppstarten av Troll C i 1999. Olje frå Fram og Kvitebjørn blir transportert gjennom Troll Oljerør II. Konesjonsperioden for rørleidningen varer til 2023. Oljerøret frå Gjøa vil bli knytt til Troll Oljerør II og olje frå Gjøa, Vega og Vega Sør vil nytte ledig kapasitet i rørleidningen.

Landanlegg

Mongstadterminalen

Eigarar	Statoil Petroleum AS	65,00 %
	Petoro AS	35,00 %

Mongstadterminalen har tre kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 440 000 tonn, og dessutan seks kaverner som er sprengde ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har ein lagringskapasitet på til saman 1,5 millionar m³ råolje. Eit VOC anlegg er installert. Råoljeterminalen blei bygt for å sikre avsetjing av bøyelasta råolje. Råoljen frå felt med bøyelasting (mellom anna Gullfaks, Statfjord, Draugen, Norne, Åsgard og Heidrun) blir lasta til havs på bøyelastarskip. Seglingsområdet for bøyelastarskip er avgrensa til Nordvest-Europa, men ved å lagre og omlaste på Mongstad kan Statoil omsetje oljen i fjernare område. Mongstad er også ilandføringsterminal for oljerørleidningane frå Troll B, Troll C, Fram, Kvitebjørn og bøyelastarar frå Heidrun.

Nyhamna landanlegg

Eigarar	Som for Ormen Lange-feltet
---------	----------------------------

Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseksport, kondensatutskilling/stabilisering/lagring samt fiskal måling av gass og kondensat. Kondensatet blir eksportert med skip frå Nyhamna. Anlegget kom i drift i september 2007. Landanlegget er bygt for ei levetid på 30 år, mens delar av hovudinfrastrukturen er bygt for 50 år. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm³ tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.

Melkøya landanlegg

Eigarar	Som for Snøhvitfeltet
---------	-----------------------

Den ubehandla brønnstraumen frå Snøhvitfeltet blir ført gjennom eit 143 kilometer langt rør til anlegget på Melkøya for behandling og utskipping. På landanlegget blir kondensat, vatn og CO₂ skilt frå brønnstraumen før naturgassen blir kjølt ned til flytande form (LNG) og lagra i dedikerte tankar. Røret blei sett i drift i 2007 og har ein tilgjengeleg teknisk kapasitet på 7,7 millionar Sm³ per år. Kraftforsyninga kjem normalt frå fem gassturbinar på anlegget. Kondensat og LPG produkt blir sende til egne lagertankar for utskipping. CO₂ som blir skilt frå naturgassen, blir sendt i retur til Snøhvitfeltet der det blir injisert i ein eigen formasjon under oljen og gassen.

Stureterminalen

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

Stureterminalen tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felta Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Terminalen tek også imot olje frå Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i drift i 1988. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 million Sm³, ei LPG-kaverne på 60 000 Sm³ og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m³. Eit anlegg for attvinning av flyktige organiske komponentar (VOC) er installert. Eit fraksjoneringsanlegg, som har vore i drift frå desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje frå Osebergfeltet til stabil råolje og LPG-blanding. Produsert LPG-blanding kan både eksporterast med båt frå terminalen og leverast inn i Vestprosess-rørleidningen mellom Kollsnes, Stura og Mongstad.

Tjeldbergodden

Eigar	Statoil Metanol ANS	
Eigarar i Statoil Metanol ANS	Statoil Petroleum AS	81,70 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,30 %

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden kom i produksjon i 1997. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm³, som gir 830 000 tonn metanol. I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har også eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm³ per år.

Vestprosess

Eigarar	Petoro AS	41,00 %
	Statoil Petroleum AS	34,00 %
	Mobil Exploration Norway Inc	10,00 %
	A/S Norske Shell	8,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,00 %

Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Vestprosess-anlegget kom i drift i 1999. Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukta, propan og butan, blir lagra i kaverner og seinare eksportert.

VEDLEGG

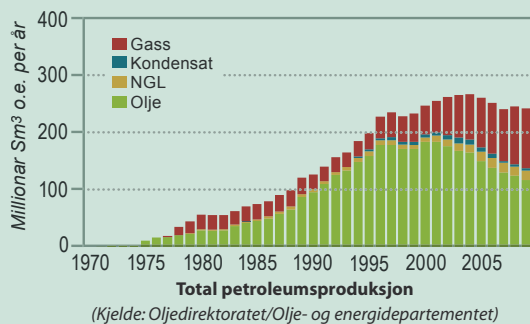


Vedlegg 1 Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter fra petroleumsverksemda (mill. kr)

År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjonsavgift	Arealavgift	Miljøavgifter	Netto kontantstrøm SDØE	Utbytte Statoil
1971			14				
1972			42				
1973			69				
1974			121				
1975			208				
1976	1 143	4	712	99			
1977	1 694	725	646	57			
1978	1 828	727	1 213	51			
1979	3 399	1 492	1 608	53			
1980	9 912	4 955	3 639	63			
1981	13 804	8 062	5 308	69			0,057
1982	15 036	9 014	5 757	76			368
1983	14 232	8 870	7 663	75			353
1984	18 333	11 078	9 718	84			795
1985	21 809	13 013	11 626	219		-8 343	709
1986	17 308	9 996	8 172	198		-11 960	1 245
1987	7 137	3 184	7 517	243		-10 711	871
1988	5 129	1 072	5 481	184		-9 133	0
1989	4 832	1 547	7 288	223		755	0
1990	12 366	4 963	8 471	258		7 344	800
1991	15 021	6 739	8 940	582	810	5 879	1 500
1992	7 558	7 265	8 129	614	1 916	3 623	1 400
1993	6 411	9 528	7 852	553	2 271	159	1 250
1994	6 238	8 967	6 595	139	2 557	5	1 075
1995	7 854	10 789	5 884	552	2 559	9 259	1 614
1996	9 940	12 890	6 301	1 159	2 787	34 959	1 850
1997	15 489	19 582	6 220	617	3 043	40 404	1 600
1998	9 089	11 001	3 755	527	3 229	14 572	2 940
1999	5 540	6 151	3 222	561	3 261	25 769	135
2000	21 921	32 901	3 463	122	3 047	98 219	1 702
2001	41 465	64 316	2 481	983	2 862	125 439	5 746
2002	32 512	52 410	1 320	447	3 012	74 785	5 045
2003	36 819	60 280	766	460	3 056	67 482	5 133
2004	43 177	70 443	717	496	3 309	80 166	5 222
2005	61 589	103 294	360	224	3 351	98 602	8 139
2006	78 015	133 492	42	2 308	3 405	125 523	12 593
2007	70 281	116 233	0	764	3 876	111 235	14 006
2008	88 802	150 839	0	1 842	3 684	153 771	16 940
2009	61 501	103 733	0	1 470	2 262	95 339	15 489

(Kjelde: Statsrekneskap og rekneskapstal for SDØE /Nasjonalbudsjettet)



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

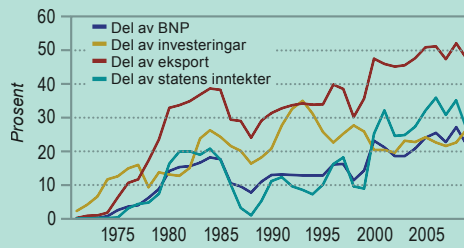
År	Olje	Gass	Kondensat	NGL	Total produksjon
1970					
1971	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
1972	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1973	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1974	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0
1975	11,0	0,0	0,0	0,0	11,0
1976	16,2	0,0	0,0	0,0	16,2
1977	16,6	2,65	0,0	0,0	19,3
1978	20,6	14,20	0,0	0,0	34,9
1979	22,5	20,67	0,0	1,1	44,3
1980	28,2	25,09	0,0	2,4	55,8
1981	27,5	24,95	0,0	2,2	54,7
1982	28,5	23,96	0,0	2,3	54,8
1983	35,6	23,61	0,0	2,7	62,0
1984	41,1	25,96	0,1	2,6	69,8
1985	44,8	26,19	0,1	3,0	74,0
1986	48,8	26,09	0,1	3,8	78,8
1987	57,0	28,15	0,1	4,1	89,3
1988	64,7	28,33	0,0	4,8	97,9
1989	86,0	28,74	0,1	4,9	119,7
1990	94,5	25,48	0,0	5,0	125,1
1991	108,5	25,03	0,1	4,9	138,5
1992	124,0	25,83	0,1	5,0	154,8
1993	131,8	24,80	0,5	5,5	162,6
1994	146,3	26,84	2,4	7,1	182,6
1995	156,8	27,81	3,2	7,9	195,7
1996	175,4	37,41	3,8	8,2	224,9
1997	175,9	42,85	5,4	8,1	232,3
1998	168,7	44,19	5,0	7,4	225,4
1999	168,7	48,48	5,5	7,0	229,7
2000	181,2	49,75	5,4	7,2	243,6
2001	180,9	53,89	5,7	10,9	251,4
2002	173,6	65,50	7,3	11,8	258,3
2003	165,5	73,12	10,3	12,9	261,8
2004	162,8	78,33	8,7	13,6	263,4
2005	148,1	84,96	8,0	15,7	256,8
2006	136,6	87,61	7,6	16,7	248,5
2007	128,3	89,66	3,1	16,6	237,6
2008	122,7	99,25	3,9	16,0	241,8
2009	115,5	102,71	4,4	16,0	238,6

(Kjilde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsette, investeringar og leitekostnader

År	Bruttoprodukt (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Antall sysselsette	Investeringar inklusive leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	75	NA	704	
1972	207	314	200	1 274	
1973	258	504	300	2 457	
1974	1 056	1 089	1 000	5 313	
1975	4 218	3 943	2 400	7 227	
1976	6 896	7 438	3 000	10 421	
1977	8 617	8 852	4 400	12 621	
1978	14 835	15 117	6 900	6 912	
1979	23 494	24 788	8 800	10 792	
1980	44 285	44 638	10 900	11 000	
1981	55 189	52 432	13 700	12 262	4 133
1982	61 891	57 623	14 600	16 148	5 519
1983	73 298	68 082	15 500	28 883	5 884
1984	90 092	82 504	17 700	34 029	7 491
1985	97 347	90 098	19 900	32 730	7 830
1986	59 988	57 239	20 200	33 302	6 654
1987	59 574	58 301	20 100	34 247	4 951
1988	49 966	51 720	21 000	29 522	4 151
1989	76 768	76 681	21 100	31 777	5 008
1990	95 400	92 451	21 600	31 976	5 137
1991	101 346	101 015	22 100	42 634	8 137
1992	102 578	101 187	23 500	49 196	7 680
1993	107 542	108 463	25 200	57 168	5 433
1994	112 623	113 099	25 400	54 189	5 011
1995	120 198	121 169	24 400	47 890	4 647
1996	165 444	167 200	24 800	47 158	5 456
1997	180 594	177 825	27 100	61 774	8 300
1998	129 098	128 807	27 800	78 683	7 577
1999	176 591	173 428	27 600	70 041	4 992
2000	340 640	326 658	26 500	55 406	5 272
2001	325 333	322 291	30 000	56 548	6 815
2002	283 462	283 343	33 000	53 398	4 476
2003	295 356	291 220	32 700	63 597	4 134
2004	361 262	347 926	32 600	71 285	4 010
2005	465 341	439 881	34 600	88 256	7 537
2006	548 837	511 354	36 400	95 477	11 718
2007	516 218	490 930	38 900	108 252	17 921
2008	689 795	633 573	41 200	122 237	24 411
2009	526 829	476 410	43 100	136 463	27 889

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



Makroøkonomiske indikatorer for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)

Tabell 1.4 Petroleumssektorens del av BNP, eksport, realinvesteringar og statens totale inntekter, i prosent

År	Del av BNP	Del av eksport	Del av realinvesteringar	Del av statens totale inntekter
1971	0,01	0,21	2,33	0,05
1972	0,18	0,79	4,03	0,12
1973	0,20	1,04	6,56	0,16
1974	0,71	1,82	11,61	0,25
1975	2,48	6,36	12,56	0,38
1976	3,55	10,54	14,86	3,07
1977	3,94	11,68	15,92	4,38
1978	6,15	17,23	9,27	4,77
1979	8,83	23,47	13,68	7,31
1980	14,07	32,80	13,03	16,27
1981	15,30	33,58	12,69	19,76
1982	15,50	34,80	15,00	19,90
1983	16,53	36,69	23,71	18,86
1984	18,07	38,55	26,18	20,74
1985	17,62	38,16	24,26	17,50
1986	10,51	29,29	21,43	10,13
1987	9,56	28,91	20,04	3,21
1988	7,66	23,99	16,27	1,02
1989	11,03	28,99	18,15	5,20
1990	12,96	31,28	20,76	11,14
1991	13,06	32,60	27,65	12,25
1992	12,87	33,51	32,53	9,49
1993	12,83	34,12	34,84	8,50
1994	12,82	33,76	31,08	7,24
1995	12,74	33,83	25,64	10,06
1996	16,02	39,69	22,60	16,14
1997	16,14	38,42	25,13	18,15
1998	11,32	30,00	27,62	9,56
1999	14,24	35,49	25,74	8,93
2000	23,00	47,39	20,31	25,07
2001	21,17	45,82	20,28	32,07
2002	18,50	44,96	19,49	24,50
2003	18,53	45,35	23,03	24,80
2004	20,73	47,49	22,68	27,25
2005	23,92	50,66	24,14	32,01
2006	25,41	51,01	22,51	35,72
2007	22,72	47,22	21,48	30,71
2008	27,12	51,82	22,55	35,17
2009	21,88	47,38	26,48	26,59

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)

Vedlegg 2 Petroleumsressursane

(per 31.12.2009)

Tabell 2.1 Historisk produksjon frå felt der produksjonen er avslutta og frå felt i produksjon

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³	Funnår ²⁾
Albuskjell	7,4	15,5	1,0		24,8	1972
Cod	2,9	7,3	0,5		11,2	1968
Edda	4,8	2,0	0,2		7,2	1972
Frigg		116,2		0,5	116,6	1971
Frøy	5,6	1,6		0,1	7,3	1987
Lille-Frigg	1,3	2,2		0,0	3,5	1975
Mime	0,4	0,1	0,0		0,5	1982
Nordøst Frigg		11,6		0,1	11,7	1974
Odin		27,3		0,2	27,5	1974
Tommeliten Gamma	3,9	9,7	0,6		14,6	1978
Vest Ekofisk	12,2	26,0	1,4		40,8	1970
Øst Frigg		9,2		0,1	9,3	1973
Historisk produksjon	38,3	228,6	3,7	0,9	274,9	
33/9-6 Delta ³⁾	0,0		0,0		0,0	1976
Alve	0,3	0,9	0,2		1,5	1990
Alvheim	7,3	0,6			7,9	1998
Balder ^{a)}	49,0	1,1			50,2	1967
Blane	0,3		0,0		0,3	1989
Brage	51,8	2,9	1,1		56,7	1980
Draugen	125,3	1,4	2,2		130,8	1984
Ekofisk	414,0	137,7	12,5		575,5	1969
Eldfisk	92,1	38,1	3,7		137,4	1970
Embla	9,9	3,5	0,4		14,1	1988
Enoch	0,2	0,0			0,2	1991
Fram	16,5	0,8	0,1		17,4	1992
Gimle	2,0	0,1	0,0		2,1	2004
Glitne	8,3	0,0		0,0	8,3	1995
Grane	63,6				63,6	1991
Gullfaks ^{b)}	344,7	23,0	2,8		373,1	1978
Gullfaks Sør ^{c)}	36,6	26,6	3,3		69,5	1978
Gungne		12,8	1,7	4,1	20,1	1982
Gyda ^{d)}	35,1	6,0	1,9		44,7	1980
Heidrun ^{e)}	131,9	12,7	0,5		145,6	1985
Heimdal	6,5	44,4			50,9	1972
Hod	9,2	1,6	0,3		11,3	1974
Huldra	4,8	14,9	0,1		19,8	1982
Jotun	22,1	0,9			22,9	1994
Kristin	12,6	13,3	2,8	2,1	33,4	1997
Kvitebjørn	9,7	19,7	1,8		32,7	1994
Mikkjel	2,0	10,6	2,8	2,2	20,2	1987
Murchison	13,7	0,3	0,3	0,0	14,6	1975
Njord	23,7	3,9			27,6	1986
Norne	82,7	6,0	0,7		90,0	1992

Felt	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³	Funnår ²⁾
Ormen Lange		33,9		2,7	36,6	1997
Oseberg ^{d)}	350,4	24,2	6,3		386,6	1979
Oseberg Sør	37,3	5,9			43,2	1984
Oseberg Øst	17,4	0,3			17,7	1981
Rev	0,2	0,6			0,9	2001
Ringhorne Øst	6,1	0,1			6,3	2003
Sigyn		5,0	2,0	4,9	13,6	1982
Skirne	1,4	6,5			7,9	1990
Sleipner Vest og Øst ^{4) e)}		157,7	19,3	50,9	245,3	1974
Snorre	170,0	6,0	4,5		184,6	1979
Snøhvit		5,8	0,3	1,2	7,6	1984
Statfjord	560,7	61,0	15,9	0,4	652,4	1974
Statfjord Nord	35,7	2,2	0,8		39,4	1977
Statfjord Øst	34,4	3,7	1,3		40,5	1976
Sygna	9,7				9,7	1996
Tambar	8,2	1,9	0,2		10,5	1983
Tambar Øst	0,2				0,2	2007
Tor	23,2	10,8	1,2		36,2	1970
Tordis ^{h)}	53,7	3,8	1,4		60,2	1987
Troll ⁱ⁾	206,5	360,1	4,2	4,3	578,9	1979
Tune	3,0	16,2	0,1		19,5	1996
Tyrhans	1,6	0,3	0,1		2,0	1983
Ula	69,9	3,9	2,6		78,6	1976
Urd	4,0	0,1	0,0		4,1	2000
Vale	1,2	0,9			2,1	1991
Valhall	101,2	19,8	3,2		127,1	1975
Varg	12,0				12,0	1984
Veslefrikk	50,1	2,2	1,2		54,6	1981
Vigdis	45,7	1,3	0,8		48,4	1986
Vilje	2,1	0,1			2,2	2003
Visund	19,6	4,8	0,3		25,1	1986
Volund	0,0	0,0			0,0	1994
Volve	4,5	0,5	0,1	0,1	5,2	1993
Yme	7,9				7,9	1987
Yttergryta	0,1	0,3	0,1		0,5	2007
Åsgard	68,8	87,3	15,3	17,1	202,4	1981
Produksjon frå felt i produksjon	3482,6	1211,1	120,4	90,0	5012,5	
Sum seld og levert	3520,9	1439,7	124,1	91,0	5287,5	

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

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

3) 33/9-6 Delta har prøveproduksjon

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

(Kjelde: Oljedirektoratet)

a) Balder omfattar også Ringhorne

b) Gullfaks omfattar også Gullfaks Vest

c) Gullfaks Sør omfattar også Gulltopp, Gullveig, Rinfaks

og Skinnfaks

d) Gyda omfattar også Gyda Sør

e) Heidrun omfattar også Tjeldbergodden

f) Oseberg omfattar også Oseberg Vest

g) Sleipner Øst omfattar også Loke

h) Tordis omfattar også Tordis Øst og Borg

i) Troll omfattar også TOGI

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

Felt	Opphavlege reservar mill. Sm ³ o.e.	Funnår ⁴⁾	Operatør per 31.12.2009	Utvinningsløyve/ Avtalebasert område
Alve	8,3	1990	Statoil Petroleum AS	159 B
Alvheim	42,4	1998	Marathon Petroleum Norge AS	036 C, 088 BS, 203
Balder	63,6	1967	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	001
Blane	0,9	1989	Talisman Energy Norge AS	Blane
Brage	62,7	1980	Statoil Petroleum AS	Brage
Draugen	151,8	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	716,8	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	183,7	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	15,4	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Enoch	0,5	1991	Talisman North Sea Limited	Enoch
Fram	35,1	1992	Statoil Petroleum AS	090
Gimle	4,7	2004	Statoil Petroleum AS	Gimle
Gjøa ¹⁾	55,6	1989	Statoil Petroleum AS	153
Glitne	8,6	1995	Statoil Petroleum AS	048 B
Goliat ¹⁾	38,5	2000	Eni Norge AS	229
Grane	116,7	1991	Statoil Petroleum AS	Grane
Gullfaks	389,8	1978	Statoil Petroleum AS	050
Gullfaks Sør	127,0	1978	Statoil Petroleum AS	050
Gungne	23,4	1982	Statoil Petroleum AS	046
Gyda	50,5	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	216,8	1985	Statoil Petroleum AS	Heidrun
Heimdal	52,0	1972	Statoil Petroleum AS	036 BS
Hod	12,2	1974	BP Norge AS	033
Huldra	21,1	1982	Statoil Petroleum AS	Huldra
Jotun	24,3	1994	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Jotun
Kristin	62,9	1997	Statoil Petroleum AS	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	107,9	1994	Statoil Petroleum AS	193
Mikkjel	41,6	1987	Statoil Petroleum AS	Mikkjel
Morvin ¹⁾	13,7	2001	Statoil Petroleum AS	134 B
Murchison	14,7	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	40,5	1986	Statoil Petroleum AS	Njord
Norne	108,3	1992	Statoil Petroleum AS	Norne
Ormen Lange	320,3	1997	A/S Norske Shell	Ormen Lange
Oseberg ²⁾	500,5	1979	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Sør	67,5	1984	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Øst	29,1	1981	Statoil Petroleum AS	Oseberg
Oselvar ¹⁾	8,6	1991	Dong E & P Norge AS	274
Rev	4,6	2001	Talisman Energy Norge AS	038 C

Felt	Opphavlege reservar mill. Sm ³ o.e.	Funnår ⁴⁾	Operatør per 31.12.2009	Utvinningsløyve/ Avtalebaseret område
Ringhorne Øst	12,2	2003	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Ringhorne Øst
Sigyn	16,8	1982	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	072
Skarv ¹⁾	69,0	1998	BP Norge AS	Skarv
Skirne	10,8	1990	Total E&P Norge AS	102
Sleipner Vest	166,9	1974	Statoil Petroleum AS	Sleipner Vest
Sleipner Øst	117,9	1981	Statoil Petroleum AS	Sleipner Øst
Snorre	253,7	1979	Statoil Petroleum AS	Snorre
Snøhvit	190,9	1984	Statoil Petroleum AS	Snøhvit
Statfjord	684,4	1974	Statoil Petroleum AS	Statfjord
Statfjord Nord	43,3	1977	Statoil Petroleum AS	037
Statfjord Øst	43,4	1976	Statoil Petroleum AS	Statfjord Øst
Sygna	10,7	1996	Statoil Petroleum AS	Sygna
Tambar	11,4	1983	BP Norge AS	065
Tambar Øst	0,3	2007	BP Norge AS	Tambar Øst
Tor	36,6	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	68,9	1987	Statoil Petroleum AS	089
Troll ³⁾	1629,6	1979	Statoil Petroleum AS	Troll
Tune	21,6	1996	Statoil Petroleum AS	190
Tyrihans	77,6	1983	Statoil Petroleum AS	Tyrihans
Ula	102,2	1976	BP Norge AS	019
Urd	8,8	2000	Statoil Petroleum AS	128
Vale	4,2	1991	Statoil Petroleum AS	036
Valhall	180,9	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	16,5	1984	Talisman Energy Norge AS	038
Vega ¹⁾	12,1	1981	Statoil Petroleum AS	248
Vega Sør ¹⁾	13,1	1987	Statoil Petroleum AS	090 C
Veslefrikk	62,3	1981	Statoil Petroleum AS	052
Vigdis	61,8	1986	Statoil Petroleum AS	089
Vilje	8,3	2003	Statoil Petroleum AS	036 D
Visund	89,8	1986	Statoil Petroleum AS	Visund
Volund	8,0	1994	Marathon Petroleum Norge AS	150
Volve	9,9	1993	Statoil Petroleum AS	046 BS
Yme ¹⁾	19,3	1987	Talisman Energy Norge AS	316
Yttergryta	2,6	2007	Statoil Petroleum AS	62
Åsgard	368,6	1981	Statoil Petroleum AS	Åsgard

1) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var kome i gang per 31.12.2009

2) Ressursane i Oseberg omfattar også Oseberg Vest

3) Ressursane omfattar dei totale ressursane på Troll

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

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.3 Opphavlege og attverande reservar i felt

	Opphavlege reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³
Alve	1,0	5,3	1,0	0,0	8,3	0,7	4,4	0,9	0,0	6,8
Alvheim	34,4	7,9	0,0	0,0	42,4	27,2	7,3	0,0	0,0	34,5
Balder ⁴⁾	61,8	1,8	0,0	0,0	63,6	12,7	0,7	0,0	0,0	13,4
Blane	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
Brage	56,6	3,7	1,2	0,0	62,7	4,8	0,8	0,2	0,0	5,9
Draugen	145,0	1,6	2,7	0,0	151,8	19,7	0,1	0,6	0,0	20,9
Eldfisk	532,6	156,5	14,6	0,0	716,8	118,5	18,8	2,0	0,0	141,3
Eldfisk	132,2	44,0	4,0	0,0	183,7	40,0	5,9	0,2	0,0	46,3
Embla	10,4	4,1	0,5	0,0	15,4	0,5	0,7	0,1	0,0	1,3
Enoch	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
Fram	25,7	8,5	0,5	0,0	35,1	9,3	7,7	0,4	0,0	17,8
Gimle	3,4	0,9	0,2	0,0	4,7	1,4	0,8	0,2	0,0	2,5
Gjøa ³⁾	10,3	34,2	5,9	0,0	55,6	10,3	34,2	5,9	0,0	55,6
Glitne	8,6	0,0	0,0	0,0	8,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
Goliat ³⁾	30,6	7,3	0,3	0,0	38,5	30,6	7,3	0,3	0,0	38,5
Grane	116,7	0,0	0,0	0,0	116,7	53,1	0,0	0,0	0,0	53,1
Gullfaks ^{b)}	361,5	22,7	2,9	0,0	389,8	16,8	0,0	0,1	0,0	17,0
Gullfaks Sør ³⁾	51,3	61,5	7,5	0,0	127,0	14,6	34,9	4,2	0,0	57,6
Gungne	0,0	15,0	2,0	4,6	23,4	0,0	2,2	0,3	0,5	3,3
Gyda ⁴⁾	39,6	7,0	2,0	0,0	50,5	4,5	1,0	0,2	0,0	5,9
Heidrun ⁴⁾	170,0	42,6	2,2	0,0	216,8	38,1	29,9	1,7	0,0	71,2
Heimdal	7,2	44,8	0,0	0,0	52,0	0,7	0,4	0,0	0,0	1,1
Hod	9,8	1,7	0,4	0,0	12,2	0,6	0,1	0,1	0,0	0,9
Huldra	4,9	16,0	0,1	0,0	21,1	0,1	1,1	0,0	0,0	1,2
Jotun	23,4	0,9	0,0	0,0	24,3	1,3	0,1	0,0	0,0	1,4
Kristin	23,9	25,9	5,8	2,1	62,9	11,3	12,6	3,0	0,0	29,5
Kvitebjørn	25,3	75,0	4,1	0,0	107,9	15,6	55,3	2,3	0,0	75,2
Mikkjel	4,6	22,8	6,3	2,3	41,6	2,6	12,2	3,4	0,0	21,3
Morvin ³⁾	9,3	3,2	0,7	0,0	13,7	9,3	3,2	0,7	0,0	13,7
Murchison	14,3	0,4	0,0	0,0	14,7	0,6	0,1	0,0	0,0	0,6
Njord	26,1	10,4	2,1	0,0	40,5	2,4	6,5	2,1	0,0	12,8
Norne	94,7	10,5	1,6	0,0	108,3	12,0	4,5	0,9	0,0	18,3
Ormen Lange	0,0	301,7	0,0	18,6	320,3	0,0	267,8	0,0	15,8	283,6
Oseberg ⁴⁾	374,8	105,7	10,5	0,0	500,5	24,4	81,5	4,2	0,0	113,9
Oseberg Sør	52,7	11,8	1,5	0,0	67,5	15,5	5,9	1,5	0,0	24,3
Oseberg Øst	28,6	0,4	0,1	0,0	29,1	11,1	0,1	0,1	0,0	11,4
Oselvar ³⁾	4,0	4,6	0,0	0,0	8,6	4,0	4,6	0,0	0,0	8,6
Rev	0,7	3,4	0,2	0,0	4,6	0,5	2,8	0,2	0,0	3,8
Ringhorne Øst	11,8	0,4	0,0	0,0	12,2	5,7	0,2	0,0	0,0	5,9
Sigyn	0,0	6,7	2,8	4,9	16,8	0,0	1,7	0,8	0,0	3,2
Skarv ³⁾	16,5	42,1	5,5	0,0	69,0	16,5	42,1	5,5	0,0	69,0

	Opphavlege reservar ¹⁾					Attverande reservar ⁴⁾				
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ²⁾ mill. Sm ³
Skirne	2,1	8,7	0,0	0,0	10,8	0,7	2,3	0,0	0,0	2,9
Sleipner Vest	0,0	121,3	8,5	29,6	166,9					
Sleipner Øst ⁶⁾	0,0	67,4	12,8	26,3	117,9					
Sleipner Vest og Sleipner Øst ⁵⁾						0,0	30,9	1,9	5,0	39,5
Snorre	238,3	6,5	4,7	0,0	253,7	68,3	0,5	0,2	0,0	69,1
Snøhvit	0,0	160,6	6,4	18,1	190,9	0,0	154,8	6,1	16,9	183,2
Statfjord	565,8	74,3	23,3	0,0	684,4	5,1	13,3	7,3	0,0	32,3
Statfjord Nord	39,3	2,1	1,1	0,0	43,3	3,6	0,0	0,3	0,0	4,1
Statfjord Øst	35,7	3,8	2,0	0,0	43,4	1,3	0,1	0,7	0,0	2,8
Sygna	10,7	0,0	0,0	0,0	10,7	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Tambar	8,9	2,0	0,3	0,0	11,4	0,7	0,2	0,0	0,0	1,0
Tambar Øst	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Tor	23,5	10,9	1,2	0,0	36,6	0,3	0,1	0,0	0,0	0,3
Tordis ^{b)}	60,3	5,3	1,7	0,0	68,9	6,5	1,5	0,3	0,0	8,7
Troll ⁹⁾	248,5	1330,7	25,7	1,6	1629,6	42,0	970,6	21,5	-2,7	1050,6
Tune	3,2	18,0	0,2	0,0	21,6	0,2	1,8	0,1	0,0	2,1
Tyrhans	29,6	35,5	6,5	0,0	77,6	28,0	35,3	6,5	0,0	75,6
Ula	91,8	3,9	3,4	0,0	102,2	21,9	0,0	0,9	0,0	23,6
Urd	8,7	0,1	0,0	0,0	8,8	4,7	0,0	0,0	0,0	4,7
Vale	2,0	2,2	0,0	0,0	4,2	0,8	1,2	0,0	0,0	2,0
Valhall	144,2	26,6	5,4	0,0	180,9	43,0	6,7	2,2	0,0	53,8
Varg	16,5	0,0	0,0	0,0	16,5	4,5	0,0	0,0	0,0	4,5
Vega ³⁾	1,7	9,4	0,5	0,0	12,1	1,7	9,4	0,5	0,0	12,1
Vega Sør ³⁾	3,6	8,7	0,4	0,0	13,1	3,6	8,7	0,4	0,0	13,1
Veslefrikk	55,0	4,3	1,6	0,0	62,3	4,9	2,2	0,3	0,0	7,7
Vigdis	58,0	1,6	1,2	0,0	61,8	12,3	0,3	0,4	0,0	13,4
Vilje	8,3	0,0	0,0	0,0	8,3	6,2	0,0	0,0	0,0	6,2
Visund	31,3	47,2	5,9	0,0	89,8	11,6	42,4	5,6	0,0	64,7
Volund	7,2	0,8	0,0	0,0	8,0	7,2	0,8	0,0	0,0	8,0
Volve	8,8	0,7	0,1	0,1	9,9	4,3	0,3	0,0	0,0	4,7
Yme ³⁾	19,3	0,0	0,0	0,0	19,3	11,4	0,0	0,0	0,0	11,4
Yttergryta	0,2	1,8	0,3	0,0	2,6	0,1	1,5	0,2	0,0	2,0
Åsgard	102,8	184,7	34,2	16,1	368,6	34,0	97,4	18,9	-1,1	166,2
Sum	4350,5	3252,3	236,6	124,1	8176,5	868,0	2041,9	116,5	34,5	3165,7

1) Tabellen syner forventningsverdiar og estimata er difor usikre

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

3) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2009

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

5) Gassproduksjonen for Sleipner Vest og Øst blir målt samla

(Kjelde: Oljedirektoratet)

a) Balder omfattar også Ringhorne

b) Gullfaks omfattar også Gullfaks Vest

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

d) Gyda omfattar også Gyda Sør

e) Heidrun omfattar Tjeldbergodden

f) Oseberg omfattar også Oseberg Vest

g) Sleipner Øst omfattar også Løke

h) Tordis omfattar også Tordis Øst og Borg

i) Troll omfattar også TOGI

Tabell 2.4 Reserver i funn der rettshavarane har vedteke utbygging

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
3/7 - 4 Trym	0.0	4.2	0.0	1.1	5.4	1990
33/9-6 Delta	0.1				0.1	1976
Sum	0.1	4.2	0.0	1.1	5.4	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønne som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.5 Ressursar i felt og funn i planleggingsfase

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
Frøy ³⁾	8.7	0.0	0.0	0.0	8.7	1987
1/5-2 Flyndre	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	1974
1/9-1 Tommeliten Alpha ⁴⁾	7.0	15.2	0.5	0.0	23.2	1977
7/7-2	3.1	0.0	0.0	0.0	3.1	1992
15/3-1 S Gudrun	9.3	7.8	1.1	0.0	19.2	1975
15/3-4	2.0	1.8	0.3	0.0	4.4	1982
16/1-8 ⁵⁾	23.8	2.5	0.0	0.0	26.3	2007
2/12-1 Freja	3.0	0.8	0.1	0.0	4.0	1987
24/6-1 Peik	0.0	2.5	0.0	0.7	3.1	1985
25/10-8 Hanz	2.5	0.3	0.1	0.0	3.0	1997
25/11-16	12.6	0.0	0.0	0.0	12.6	1992
30/7-6 Hild	4.0	11.7	0.6	1.5	18.5	1978
31/2-N-11 H	0.4	0.0	0.0	0.0	0.4	2005
34/10-23 Valemon	7.2	39.8	1.2	0.0	49.3	1985
35/11-13	6.2	2.2	0.0	0.0	8.4	2005
35/2-1	0.0	19.5	0.0	0.00	19.5	2005
6/3-1 PI	1.0	2.2	0.2	0.09	3.7	1985
6406/3-2 Trestakk	7.7	1.8	0.5	0.00	10.4	1986
6407/9-9	0.0	1.4	0.0	0.00	1.4	1999
6507/2-2 Marulk	0.6	8.9	1.5	0.0	12.4	1992
6707/10-1 ⁶⁾	0.0	53.1	0.0	0.9	54.0	1997
	99.5	171.5	6.1	3.1	285.7	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønne som inngår

3) Rettshavarane ser på ei vidareutvikling av feltet

4) 1/9-1 Tommeliten Alpha har ressursar i ressurskategori 4 og 5

5) 16/1-8 inkluderer ressursar for 16/1-12 i RK 7F

6) 6707/10-1 inkluderer ressursar for 6707/10-2 S og 6706/12-1

(Kjelde: Oljedirektoratet)

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

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
7/8-3	2.4	0.0	0.0	0.2	2.6	1983
15/5-1 Dagny	12.0	16.7	0.0	6.4	35.2	1978
15/5-2	0.0	10.9	0.0	0.9	11.8	1978
15/8-1 Alpha	0.0	2.2	0.5	1.6	4.7	1982
16/1-9	10.6	2.9	0.5	0.0	14.4	2008
16/7-2	0.0	0.6	0.1	0.4	1.2	1982
17/12-1 Bream	8.1	0.0	0.0	0.0	8.1	1972
2/5-3 Sørøst Tor	3.1	0.9	0.0	0.0	3.9	1972
25/8-4	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1992
34/11-2 S Nøkken	1.2	2.7	0.1	0.0	4.1	1996
34/3-1 S	10.0	0.5	0.7	0.0	11.8	2008
34/8-14 S	3.2	7.4	0.9	0.0	12.3	2008
35/8-3	0.0	2.7	0.0	0.6	3.2	1988
6406/1-1 Erlend N.	0.3	0.8	0.2	0.0	1.4	2001
6406/2-1 Lavrans	2.7	8.8	1.5	0.0	14.4	1995
6406/2-6 Ragnfrid	1.7	2.1	0.5	0.0	4.7	1998
6406/2-7 Erlend	2.2	2.9	0.7	0.0	6.4	1999
6406/9-1	0.0	33.5	0.0	0.8	34.3	2005
6407/6-6 ³⁾	0.0	2.0	0.3	0.5	3.1	2008
6407/7-8	0.0	4.6	0.9	0.4	6.7	2008
6506/11-2 Lange	0.5	0.5	0.1	0.0	1.1	1991
6506/12-3 Lysing	1.2	0.2	0.0	0.0	1.4	1985
6506/6-1	0.0	37.0	1.1	2.1	41.2	2000
6507/11-6 Sigrid	0.4	1.9	0.3	0.0	2.9	2001
6507/7-13	0.9	0.0	0.0	0.0	1.0	2001
6608/10-11 S	0.0	0.2	0.0	0.0	0.2	2006
7122/6-1	0.0	7.4	0.0	1.0	8.4	1987
Sum	61.5	149.1	8.5	14.9	241.7	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

3) 6407/6-6 inkluderer ressursar for 6407/6-7 S - funnår 2009

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.7 Ressursar i funn som ikkje er evaluerte

Funn	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Oljeekv. ¹⁾ mill. Sm ³ o.e.	Funnår ²⁾
15/12-21	10.0	0.0	0.0	0.0	10.0	2009
15/6-10	0.0	0.6	0.0	0.3	0.8	2009
15/9-B-1	0.0	5.4	0.0	2.6	8.0	2009
16/1-7	0.6	0.1	0.0	0.0	0.7	2004
16/2-3	2.9	0.4	0.0	0.0	3.3	2007
16/2-4	0.3	1.9	0.0	0.0	2.2	2007
16/2-5	0.2	1.9	0.0	0.0	2.1	2009
24/9-9 S	4.0	0.0	0.0	0.0	4.0	2009
25/2-17	4.0	0.0	0.0	0.0	4.0	2009
25/4-10 S	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	2009
25/8-17	0.5	0.0	0.0	0.0	0.5	2009
30/11-7	0.6	3.3	0.0	0.0	3.8	2009
30/5-3 S	0.3	1.5	0.0	0.0	1.8	2009
30/8-4 S	0.2	0.1	0.0	0.0	0.3	2009
34/12-1	1.6	10.7	1.2	0.0	14.5	2008
34/8-13 A	1.2	0.2	0.0	0.0	1.4	2009
35/10-2	0.0	1.6	0.0	0.0	1.6	1996
35/12-2	17.0	2.2	0.0	0.0	19.2	2009
35/3-7 S	0.0	5.0	0.0	0.0	5.0	2009
6407/2-5 S	3.5	1.5	0.0	0.0	5.0	2009
6407/8-5 S	3.1	0.5	0.0	0.0	3.6	2009
6507/3-7	0.0	0.6	0.0	0.0	0.6	2009
6507/3-8	0.0	1.4	0.0	0.0	1.4	2009
6603/12-1	0.0	38.0	0.0	0.0	38.0	2009
6608/10-12	4.4	0.2	0.0	0.0	4.6	2008
6705/10-1	0.0	15.5	0.0	0.6	16.1	2009
6707/10-2 A	0.0	0.6	0.0	0.0	0.6	2008
7120/12-2	0.0	8.0	0.0	0.1	8.1	1981
7120/12-3	0.0	1.8	0.0	0.0	1.8	1983
7222/11-1	0.0	27.2	0.0	2.8	29.9	2008
7226/2-1	0.0	3.3	0.0	0.1	3.4	2008
SUM	55.3	133.5	1.2	6.4	197.5	

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

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønnen som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Vedlegg 3 Operatører og rettshavarar

Tabellen under viser operatører og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på norsk kontinentalsokkel. Det er 438 aktive utvinningsløyve, men 439 operatørskap. Dette heng saman med at Maersk Oil Norway AS og Statoil Petroleum AS deler operatørskapet i utvinningsløyve 296. I tillegg er Gassco AS operatør for store deler av gassrørleidningsnett. Fleire fakta om petroleumsvirksomma finn du på nettstaden til Oljedirektoratet: www.npd.no

Tabell 3.1 Operatører og rettshavarar per mars 2010

Operatør/rettshavar	Operatørskap i utvinningsløyve	Rettshavar i utvinningsløyve	Rettshavarar i felt
A/S Norske Shell	9	23	8
BG Norge AS	15	21	
BP Norge AS	11	15	7
Bridge Energy AS	1	16	
Centrica Resources (Norge) AS	8	21	3
Chevron Norge AS	1	6	1
ConocoPhillips Skandinavia AS	13	38	23
DONG E & P Norge AS	7	31	8
Dana Petroleum Norway AS	3	22	3
Det norske oljeselskap AS	2	21	7
Det norske oljeselskap ASA	37	62	
Discover Petroleum AS	1	12	
E.ON Ruhrgas Norge AS	8	32	2
Eni Norge AS	13	49	19
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	9	53	26
GDF SUEZ E&P Norge AS	4	36	5
Hess Norge AS	2	16	4
Idemitsu Petroleum Norge AS	1	19	7
Lotos Exploration and Production Norge AS	3	11	1
Lundin Norway AS	24	43	3
Maersk Oil Norway AS	2	9	
Maersk Oil PL 018C Norway AS	1	1	
Marathon Petroleum Norge AS	10	15	3
Nexen Exploration Norge AS	9	11	
North Energy AS	1	11	
Norwegian Energy Company ASA	7	38	1
OMV (Norge) AS	7	10	
Petro-Canada Norge AS	2	11	
Premier Oil Norge AS	2	8	1
RWE Dea Norge AS	3	35	8
Repsol Exploration Norge AS	1	3	
Rocksource ASA	3	9	
Statoil Petroleum AS	163	221	64
Talisman Energy Norge AS	17	34	7
Total E&P Norge AS	14	77	41
VNG Norge AS	2	25	2
Wintershall Norge AS	5	14	
Wintershall Norge ASA	18	37	3

Andre rettshavarar:	Rettskavar i utvinningsløyve	Rettskavarar i felt
4Sea Energy AS	2	
Altinex Oil Norway	6	2
Bayerngas Norge AS	16	1
Bayerngas Produksjon Norge AS	10	2
Concedo ASA	9	
Edison International Norway Branch	5	
Enterprise Oil Norge AS	6	7
Faroe Petroleum Norge AS	19	1
Genesis Petroleum Norway AS	6	
Norske AEDC AS	7	2
PGNiG Norway AS	8	1
Petoro AS	147	46
Sagex Petroleum Norge AS	6	
Skagen 44 AS	8	
Skeie Energy AS	8	1
Spring Energy Exploration AS	2	
Spring Energy Norway AS	25	1
Svenska Petroleum Exploration AS	9	2
Talisman Resources Norge AS	3	2

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Vedlegg 4 Adresseliste

STYRESMAKTER

Olje- og energidepartementet

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo
Tlf. 22 24 90 90
www.regjeringen.no/oed

Oljedirektoratet

Postboks 600, 4003 Stavanger
Tlf. 51 87 60 00, faks 51 55 15 71
www.npd.no

Harstadkontoret

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

Arbeidsdepartementet

Postboks 8019 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 87 11
www.regjeringen.no/ad

Petroleumstilsynet

Postboks 599, 4003 Stavanger
Tlf. 51 87 60 50, faks 51 87 60 80
www.ptil.no

Finansdepartementet

Postboks 8008 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90
www.regjeringen.no/fin

Miljøverndepartementet

Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 60
www.regjeringen.no/md

Klima- og forureiningsdirektoratet

Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo
Tlf. 22 57 34 00, faks 22 67 67 04
www.klif.no

OPERATØRAR

A/S Norske Shell

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

BG Norge AS

Postboks 780 Sentrum, 4004 Stavanger
Tlf. 51 20 59 00, faks 51 20 59 90
www.bg-group.com

BP Norge AS

Postboks 197, 4065 Stavanger
Tlf. 52 01 30 00, faks 52 01 30 01
www.bp.no

Bridge Energy AS

Postboks 279, 1379 Nesbru
Tlf. 66 77 96 30, faks 66 77 96 39
www.bridge-energy.no

Centrica Resources (Norge) AS

Postboks 520, 4003 Stavanger
Tlf. 51 50 65 20, faks 51 50 65 49
www.centrica.com

Chevron Norge AS

Postboks 97 Skøyen, 0212 Oslo
Tlf. 22 13 56 60, faks 22 13 56 96
www.chevron.com

ConocoPhillips Skandinavia AS

Postboks 3, 4064 Stavanger
Tlf. 52 02 00 00, faks 52 02 66 00
www.conocophillips.no

Dana Petroleum Norway AS

Postboks 128, 1325 Lysaker
Tlf. 67 52 90 20, faks 62 52 90 30
www.dana-petroleum.com

Det norske oljeselskap AS

Postboks 580, 4003 Stavanger
Tlf. 51 21 48 00, faks 51 21 48 01
www.detnor.no

Det norske oljeselskap ASA

Nedre Baklandet 58 c, 7014 Trondheim
Tlf. 90 70 60 00, faks 73 53 05 00
www.detnor.no

Discover Petroleum AS

Postboks 690, 9257 Tromsø
Tlf. 77 69 06 90, faks 77 69 06 91
www.discoverpetroleum.com

DONG E&P Norge AS

Postboks 450 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 50 62 50, faks 51 50 62 51
www.dong.no

Eni Norge AS

Postboks 101 Forus, 4064 Stavanger
Tlf. 52 87 48 00, faks 52 87 49 30
www.eninorge.no

E.ON Ruhrgas Norge AS

Postboks 640 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 51 51 74 00, faks 51 51 74 10
www.eon-ruhrgas-norge.no

**ExxonMobil Exploration and
Production Norway AS**

Postboks 60, 4064 Stavanger
Tlf. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60
www.exxonmobil.no

GDF SUEZ E&P Norge AS

Postboks 242 Forus, 4066 Stavanger
Tlf. 52 03 10 00, faks 52 03 10 01
www.gdfsuezep.no

Hess Norge AS

Postboks 130, 4065 Stavanger
Tlf. 51 31 54 00, faks 51 31 54 10
www.hess.com

Idemitsu Petroleum Norge AS

Postboks 215 Skøyen, 0213 Oslo
Tlf. 23 25 05 00, faks 23 25 05 01
www.idemitsu.no

Lotos Exploration and Production Norge AS

Postboks 132, 4065 Stavanger
Tlf. 94 14 89 00
www.lotosupstream.no

Lundin Norway AS

Strandveien 50 D, 1366 Lysaker
Tlf. 67 10 72 50, faks 67 10 72 51
www.lundin-petroleum.com

Maersk Oil Norway AS

Postboks 8014, 4068 Stavanger
Tlf. 52 00 28 00, faks 52 00 28 01
www.maerskoil.com

Maersk Oil PL 018 C Norway AS

c/o Mærsk Oil Norway AS

Marathon Petroleum Norge AS

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

Nexen Exploration Norge AS

Postboks 63, 4064 Stavanger
Tlf. 51 30 21 00, faks 51 30 21 99
www.nexeninc.com

North Energy AS

Postboks 1243, 9504 Alta
Tlf. 78 60 79 50, faks 78 60 83 50
www.northenergy.no

Norwegian Energy Company AS (NORECO)

Postboks 550 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 99 28 39 00, faks 51 53 33 33
www.noreco.no

OMV (Norge) AS

Postboks 130, 4065 Stavanger
Tlf. 52 97 70 00, faks 52 97 70 10
www.omv.com

Petro-Canada Norge AS

Postboks 269 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 21 50 00, faks 51 21 50 99
www.petro-canada.com

Premier Oil Norge AS

Postboks 800 Sentrum, 4004 Stavanger
Tlf. 51 21 31 00, faks 51 21 31 01
www.premieroil.no

Repsol Exploration Norge AS

Stortingsgata 8, 0161 Oslo
Tlf. 21 95 55 00

Rocksource ASA

Munkedamsveien 45, oppg. A, 0250 Oslo
Tlf. 22 94 77 70, faks 22 94 77 71
www.rocksource.com

RWE Dea Norge AS

Postboks 243 Skøyen, 0213 Oslo
Tlf. 21 30 30 00, faks 21 30 30 99
www.rwedea.no

Statoil Petroleum AS

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

Talisman Energy Norge AS

Postboks 649 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 52 00 20 00, faks 52 00 15 00
www.talisman-energy.com

Total E&P Norge AS

Postboks 168 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 50 30 00, faks 51 72 66 66
www.total.no

VNG Norge AS

Postboks 720 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 51 53 89 00, faks 51 53 89 01
www.vng.no

Wintershall Norge AS

Postboks 775, 0106 Oslo
Tlf. 21 06 35 30, faks 21 06 35 31
www.wintershall.com

Wintershall Norge ASA

Postboks 230 Sentrum, 4001 Stavanger
Tlf. 51 50 63 50, faks 51 50 63 51
www.wintershall.com

ANDRE RETTSHAVARAR**4Sea Energy AS**

Postboks 250, 4002 Stavanger
Tlf. 51 56 53 00, faks 51 21 32 09

Altinex Oil Norway AS

Postboks 550 Sentrum, 4003 Stavanger
Tlf. 99 28 39 00, faks 51 53 33 33
www.altinexoil.com

Bayerngas Norge AS

Postboks 73, 0216 Oslo
Tlf. 22 52 99 00, faks 22 52 99 01
www.bayerngasnorge.com

Bayerngas Produksjon Norge AS

Postboks 73, 0216 Oslo
Tlf. 22 52 99 00, faks 22 52 99 01
www.bayerngasnorge.com

Concedo ASA

Torvveien 1, 1383 Asker
Tlf. 40 00 62 55, faks 66 78 99 93
www.concedo.no

Edison International Norway Branch

Postboks 130, 4065 Stavanger
Tlf. 52 97 71 00, faks 52 97 71 49

Enterprise Oil Norge AS

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

Faroe Petroleum Norge AS

Postboks 309, 4002 Stavanger
Tlf. 51 21 51 00, faks 51 21 51 01
www.faroe-petroleum.com

Genesis Petroleum Norway AS

Postboks 156, 1371 Asker
Tlf. 66 76 98 00, faks 66 76 98 30
www.bayerngasnorge.com

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
www.petoro.no

PGNiG Norway AS

Postboks 344, 4067 Stavanger
Tlf. 51 95 07 50, faks 51 95 07 51
www.pgnig.no

Sagex Petroleum Norge AS

Haakon VIIIs gate 8, 4001 Stavanger
Tlf. 51 53 83 40, faks 51 53 83 41
www.sagex.no

Skagen 44 AS

Postboks 332 Sentrum, 4002 Stavanger
Tlf. 51 52 38 00, faks 51 52 38 01
www.skagen44.no

Skeie Energy AS

Luramyrvæien 29, 4313 Sandnes
Tlf. 51 87 46 17, faks 51 87 46 19

Spring Energy Exploration AS

Tordenskioldsgate 6B, 0160 Oslo
Tlf. 23 13 99 50, faks 23 13 99 99
www.springenergy.no

Spring Energy Norway AS

Tordenskioldsgate 6B, 0160 Oslo
Tlf. 23 13 99 50, faks 23 13 99 99
www.springenergy.no

Svenska Petroleum Exploration AS

Postboks 153, 0216 Oslo
Tlf. 21 50 84 00, faks 21 50 84 19
www.spe.se

Talisman Resources Norge AS

Postboks 649, 4003 Stavanger
Tlf. 52 00 20 00, faks 52 00 15 00
www.talisman-energy.com

Andre selskap**Gassco AS**

Postboks 93, 5501 Haugesund
Tlf. 52 81 25 00, faks 52 81 29 46
www.gassco.no

Vedlegg 5 Omrekningsfaktorar

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

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

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

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

Omtrentleg energiinnhald

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

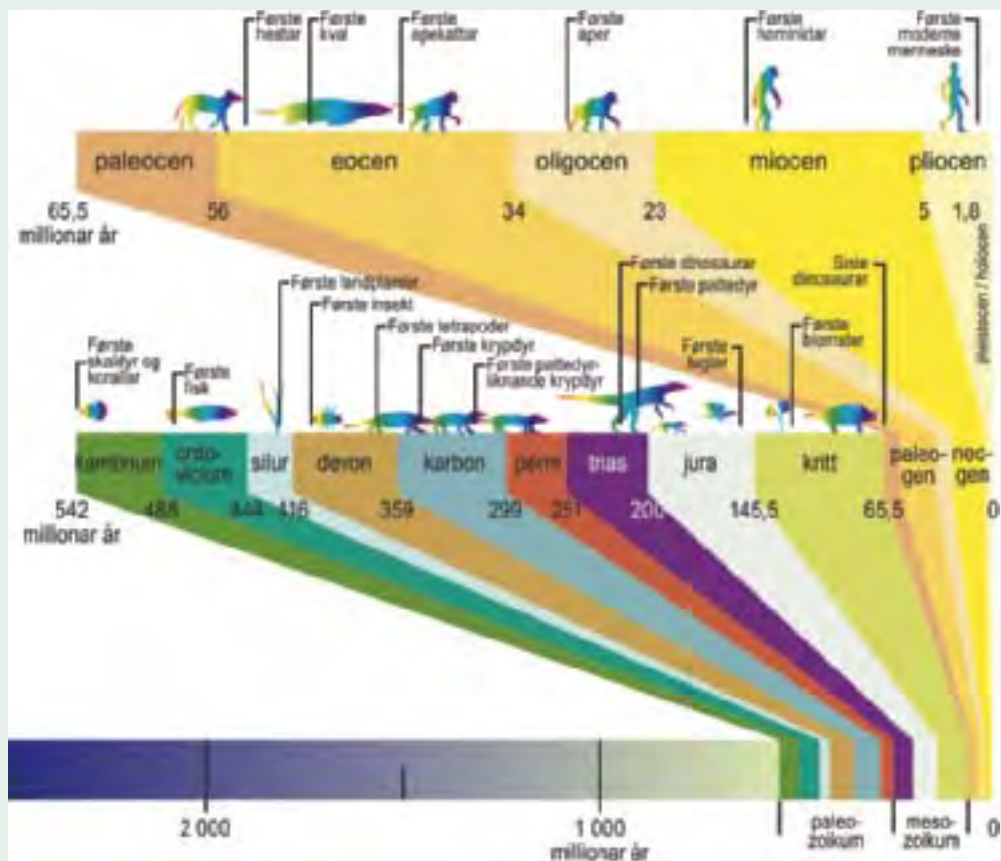
Omrekningsfaktorar for volum

1 Sm ³ råolje	=	6,29 fat
1 Sm ³ råolje	=	0,84 tonn råolje (gjennomsnitt for olje frå norsk kontinentalsokkel)
1 Sm ³ gass	=	35,314 kubikkfot

Omrekningsfaktorar mellom ulike einingar for energi

	MJ	kWh	BTU
1 MJ Megajoule	1	0,2778	947,80
1 kWh kilowatttime	3,6	1	3412,10
1 BTU Britisk termal unit	0,001055	0,000293	1

Vedlegg 6 Den geologiske tidsskalaen



Vedlegg 7 Reservoar og litostratigrafi

System	Serie	Nordsjøen			Norske- havet	Barents- havet
		56°	58°	60°		
PALEOGEN	Olig					
	Eoc		Hordaland			
	Pale	Balder Forties Ekofisk	Rogaland	× Frigg Balder Hermod Heimdal Ty	"Egga"	
KRITT	Ø	Shetland Tor Hod			Nise Lysing	
	N				Lange	
JURA	Ø	Ula	Viking	o Draupne Δ Heather	Sognefjord	
	M	Sandnes	Hugin		Fensfjord Tarbert Ness Eivie Rannoch Oseberg	Rogn Melke
	N	Bryne	Vestland	Sleipner	Dunlin	Fangst
TRIAS	Ø	Skagerrak	Skagerrak	Statfjord		Kapp Toscanagruppen
	M			Lunde		Snadd
	N					Kobbe
PERM						
CARB						
DEVON		"Devon"				

- × Balder - intra Balder sandstein
- o Draupne - intra Draupne sandstein
- Δ Heather - intra Heather sandstein
- "Egga" - uformell enhet



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

EINAR GERHARDSSENS Plass 1 (R4)
Postboks 8148 DEP. NO-0033 OSLO
[WWW.REGJERINGEN.NO/OED](http://www.regjeringen.no/oed)



OLJEDIREKTORATET

◆
PROFESSOR OLAV HANSSENS VEI 10
Postboks 600, NO-4003 STAVANGER
[WWW.NPD.NO](http://www.npd.no)