

# FAKTA

NORSK PETROLEUMSVERKSEMD

2009



# FAKTA

## NORSK PETROLEUMSVERKSEMD 2009

### 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](http://www.regjeringen.no/oed)  
[www.faktaheftet.no](http://www.faktaheftet.no)  
E-post: [postmottak@oed.dep.no](mailto: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](http://www.npd.no)  
E-post: [postboks@npd.no](mailto:postboks@npd.no)

Redaktører: Frode Martin Nordvik (Olje- og energidepartementet), Tarjei Moen og  
Evy Zenker (Oljedirektoratet)  
Redaksjon avslutta: mai 2009

Layout/design: Janne-Beth Carlsen N'Jai  
Illustrasjoner: Kunsttrykk av Randy Naylor  
Papir: omslag: Multiart silk 250 g, materie: Multiart matt 115 g  
Grafisk produksjon: 07 Gruppen AS  
Trykk: 07 Gruppen AS  
Opplag: 9500 nynorsk/8000 engelsk

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

ISSN 1504-3398



# Forord av olje- og energiminister Terje Riis-Johansen

Verda treng energi – og på kort og mellomlang sikt er det klart at mykje av det globale energiforbruket vil kome frå fossile kjelder, som olje, gass og kol. Her i Noreg utgjør investeringane i petroleumssektoren om lag ein fjerdedel av dei totale investeringane. Ein tredjedel av statens inntekter kjem frå denne sektoren, og verdiskapinga frå olje- og gassverksemda stod for ein fjerdedel av bruttonasjonalproduktet i 2008. Om lag 200 000 personar er sysselsatte i petroleumsrelatert verksemd. Desse tala understrekar at aktivitetsnivået i olje- og gassverksemda er svært viktig for utviklinga i norsk økonomi.

Klimagassutslepp er ein ubehageleg sideeffekt av verksemda. Vi veit at produksjonen av norsk olje og gass fører til mindre utslepp av klimagassar enn produksjonen i andre land vi samanliknar oss med, mellom anna på grunn av strenge reguleringar og det høge nivået på norsk teknologi. Det skal vi vere stolte av, men vi må også sjå framover. Utfordringane som kjem, vil krevje endå meir av styresmaktene og næringa.

2009 vil bli eit spennande år. Den heilskaplege forvaltningsplanen for Norskehavet legg til rette for verdiskaping gjennom berekraftig bruk av ressursar og gode i Norskehavet, samtidig som vi held oppe strukturen, verkemåten og produktiviteten i økosystema. Vi er godt i gang med å oppdatere forvaltningsplanane for Lofoten og Barentshavet.

Vi ser på nordområda som Noregs viktigaste strategiske satsingsområde i åra som kjem. Regjeringa har som målsetjing å styrkje Noregs suverenitet og sikre berekraftig forvaltning av dei rike fiske- og petroleumsressursane i desse områda. Det skal skje gjennom vern av miljøet, busetjing og industriutvikling i nordområda – i samarbeid med Russland og andre partnarar. Det sårbare marine miljøet er ei særskild utfordring for



industriutvikling i Arktis. Det er avgjerande å sikre sameksistens mellom miljøsyn, fiskeriinteresser, trygg sjøtransport og petroleumsverksemd. Dette krev aktive tiltak frå styresmaktene, der ein fastset rammene for dei ulike verksemdene. Både i dag og i framtida vil det vere behov for å samordne innsatsen frå styresmaktene og verksemdene, for å utvikle politikk, teknologi, system og kunnskap slik at petroleumsaktiviteten i arktiske strøk kan skje på ein sikker og berekraftig måte. Vidareutvikling av kunnskapsbasen vår, ytterlegare forskning på relevante område og tett samarbeid mellom land og verksemdar er nøkkel-element for å oppnå dette.

For at petroleumsaktivitet skal ha brei legitimitet i befolkninga, trengst det ein oljevernberedskap i verdstoppen. Regjeringa vil prioritere oljevernet sterkare, forstå behovet for ressursar i form av opplæring og øvingar og bidra til god samhandling mellom dei ansvarlege. I tillegg ser vi det som sær

viktig å sikre at oljevernberedskapen blir forankra lokalt, regionalt og nasjonalt. Som styresmakter skal vi ha tydelege forventningar og setje klare krav til petroleumsnæringa.

Det er ei krevjande oppgåve å hente ut dei ressursane som ligg i bakken. Norsk oljeproduksjon er fallande. Dei nye produksjonsprognosane våre viser at nedgangen i produksjonen kjem raskare enn ein trudde tidlegare. Men overslaga er svært usikre. Olje- og energidepartementet retter merksemda mot tiltak som kan bremse nedgangen i produksjonen. I åra framover ventar ein at produksjonen av gass vil stige. Ein reknar med at gassdelen av det totale petroleumssalet vil auke frå 40 prosent i 2008 til 48 prosent i 2012. Dette viser at det er nødvendig å kunne omstille seg til nye situasjonar. Det skal vi som styresmakter vere flinke til, også i tida som kjem.

2009 blir eit år prega av utfordringar, men også av moglegheiter for norsk petroleumssektor. Finanskrise og tilbakegangen i verdsøkonomien har hatt stor innverknad på utviklinga i oljeprisen. Etterspørselen etter olje har minka, i OECD-landa meir enn på 30 år. I dagens marknadssituasjon er ikkje problemet lenger at oljeprisen er høg. Det er ein risiko for at svakare etterspørsel, lågare oljepris, høgare kostnadsnivå og vanskelegare tilgang til kreditt kan hindre investeringar i nye oljeprosjekt. Dette vil bety lågare oljetilbod i framtida.

Aktivitetsnivået i 2008 var svært høgt. Mi vurdering er at det høge aktivitetsnivået vil halde fram i 2009. Prosjekt er påbegynt, og kontraktar er inngått. At aktivitetsnivået er høgt, vil ikkje seie at einskildbedrifter eller bedrifter i visse marknader ikkje kan oppleve ei krevjande tid med mangel på nye oppdrag. Det betyr heller ikkje at prosjekt ikkje vil bli utsette. Det betyr berre at den samla etterspørselen etter varer og tenester frå aktivite-

ten til havs framleis vil vere svært høg også i 2009. Likevel, utan den økonomiske krise seier analysar at investeringane ville vekse kraftig i åra framover, frå eit nivå som alt var rekordhøgt.

Andre delar av norsk økonomi må vere innstilte på ei svak utvikling og aukande arbeidsløye i 2009. Ein så open økonomi som vår vil bli prega av dei internasjonale nedgangskonjunkturane. Noreg står likevel sterkt rusta i den økonomiske nedgangsperioden vi no er inne i. Gjennom dei inntektene vi har hausta frå petroleumsværksemda, har staten stor handlefridom til å gjennomføre tiltak for å dempe effektane av det som skjer i verdsøkonomien, og til å bidra til omstilling slik at Noreg kan kome styrkt ut av nedgangstidene.

Vi kan også velje å sjå nedgangstidene som moglegheiter og som nye rammer for handling enn dei vi har hatt til no. Ressursar kan overførast og setjast inn på viktige område der vi har ein stor jobb å gjere. Klima og miljø er eit slikt område. Selskapa på norsk sokkel har betalt CO<sub>2</sub>-avgift sidan 1991, og denne avgifta har vore sentral i arbeidet med å få ned utsleppa av klimagassar. Frå 1. januar 2008 vart petroleumsværksemda innlemma i det norske kvotesystemet og må kjøpe utsleppskvotar. Regjeringa vil også arbeide vidare med små og store tiltak som kan gje auka energi-effektivisering og lågare utslepp frå norsk sokkel. I tillegg legg regjeringa all si tyngd i å stimulere til utvikling av teknologi for fangst og lagring av CO<sub>2</sub>.

Regjeringa legg stor vekt på at petroleumssektoren skal skape regionale og lokale ringverknader. Petroleumsværksemd kan føre til auka økonomisk vekst og næringsutvikling både lokalt og nasjonalt. Slike ringverknader kan vere direkte effektar, som kontraktar til nasjonale, regionale eller lokale leverandørværksemdar, eller indirekte

effektar i form av større lokal kjøpekraft og etterspørsel etter varer og tenester.

Ringverknadene frå olje- og gassverksemda handlar om langt meir enn dei ressursane som blir mobiliserte for kvar einskild feltutbygging. Oljenæringa treng innsats frå ei rekkje andre næringar og kompetanseområde, og medverkar til å utvikle dei vidare. Eitt eksempel er norsk leverandørindustri, som i dag er Noregs nest største eksportnæring, etter olje og gass. Eit anna eksempel er relevansen for norsk forskning og teknologiutvikling, og for samspelet mellom industrien og norske forskingsmiljø innanfor praktisk talt alle fagområde. Eit tredje eksempel er behovet for transporttenester, vedlikehaldstenester, forpleiing og logistikk. Vi reknar med at i underkant av 150 000 personar har eit arbeid som er knytt direkte til norsk olje- og gassverksemd. I desse tala er ikkje generelle underleveransar inkluderte, for eksempel støtte til administrasjon, rekneskap, IT-tenester, kantinedrift og transport. Legg vi talet på sysselsette i alle typar underleveransar på toppen av dei som er sysselsette direkte i næringa, blir det truleg langt meir enn 200 000 personar.

Den viktigaste verknaden av petroleumsværksemda er like fullt kombinasjonen av lønnsame utbyggingar og at det offentlege haustar ein stor del av overskotet frå utvinninga. Dermed får vi gode moglegheiter til å drive ein offensiv velferds- politikk til glede for heile folket. Det skal vi halde fram med.



Olje- og energiminister

# Forord av oljedirektør Bente Nyland

I 2009 er det 40 år sidan Ekofiskfeltet i Nordsjøen blei oppdaga. Det markerte starten på ei utvikling som har ført til at petroleumsverksemda er blitt den viktigaste næringa i Noreg. I januar 2009 blei ein ny milepæl nådd, då Det norske oljeselskap (operatør) og nykomarane Skeie Energy og Spring Energy fekk tildelt utvinningsløyve nummer 500.

I tillegg til at petroleumsverksemda betyr mykje for økonomien i landet og for lokalsamfunn der industrien sysselset mange arbeidstakarar, har ho ført til ei storstilt satsing på og bruk av teknologi som gjer Noreg til ein stor teknologisk sportør.

Sidan hausten 2008 har den globale økonomien vore prega av krise. Oljeprisen nådde i fjor sommar ein topp på 146 dollar per fat. Ved årsskiftet låg prisen rundt 40 dollar per fat, og fram til no i 2009 har prisen lege mellom 40 og 55 dollar per fat. Saman med eit høgt kostnadsnivå i industrien har oljeprisfallet gjort at nokre store oljeselskap har varsla nedskjeringar, og at prosjekt kan bli utsette på grunn av kapitalmangel. I denne situasjonen er det viktig for Oljedirektoratet at oljeindustrien ikkje tek forhasta avgjerder som får permanent negativ påverknad på ressursuttaket frå den norske kontinentalsokkelen.

Gassproduksjonen på den norske sokkelen aukar framleis. I 2008 var gassalet nær 100 milliardar Sm<sup>3</sup>. Ein ventar at det vil auke til 112 milliardar Sm<sup>3</sup> i den neste femårsperioden. Noreg vil vere ein viktig leverandør av gass til Europa i mange tiår framover.

Oljeproduksjonen på den norske sokkelen minkar. Det er i tråd med prognosane frå Oljedirektoratet, men prognosane for 2009 indikerer eit brattare fall enn ein har gått ut frå tidlegare. Vedvarande oljepris på nivået i dag kan forsterke denne trenden. Mens oljeproduksjonen i toppåret 2001 var på 3,1



millionar fat per dag, er prognosane for 2009 1,9 millionar fat per dag.

Dei viktigaste tiltaka for å redusere fallet i oljeproduksjonen, er å finne og bygge ut nye ressursar og å vinne ut meir frå eksisterande felt, mellom anna ved å gjennomføre kostnads-effektiviserande tiltak og vedta lønnsame prosjekt. Gjennom tett oppfølging av oljeselskapa arbeider Oljedirektoratet for å få gjennomført nødvendige tiltak.

## Auka oljeutvinning

Ingen andre oljeproduserande land får meir olje ut av felta sine til havs enn Noreg. Likevel vil om lag 54 prosent av oljen bli liggjande igjen når felta blir stengde ned ifølgje dagens planar. Det er for mykje. Dei største attverande oljeressursane, finst i felt der oljeproduksjonen minkar. Dei næraste åra vil difor vere tidskritiske for viktige val for å få ut vesentleg meir olje og gass. Oljedirektoratet

er oppteke av å auke utvinninga, så sant det vil auke verdien. I lys av dette har direktoratet revitalisert satsinga på auka utvinning i samarbeid med FORCE, industriens eige samarbeidsforum for teknologiutvikling. Og nettopp samarbeid meiner Oljedirektoratet er viktig for å kome eit steg vidare i kvalifisering av teknologi som på sikt kan auke oljeutvinninga. Storskalaforsøk på produsierende felt vil vere eit stort steg i rett retning. Men dette er eit stort lyft som krev at industrien stiller seg bak. Oljedirektoratet vil gjere sitt for å få det til.

### **Stor leiteaktivitet**

I 2008 blei det bora i alt 56 leitebrønner, fleire enn det har vore bora noko år på den norske kontinentalsokkelen. Ein gjorde 25 nye funn, stort sett mindre funn i nærleiken av eksisterande infrastruktur. Etter dei planane oljeselskapa melde inn til Oljedirektoratet seinhaustes i 2008, blir leiteaktiviteten høg også i 2009.

Dei aller fleste leitebrønnane er det StatoilHydro som borar, den største aktøren på den norske sokkelen. Men også dei nye selskapa som er komne til på sokkelen etter år 2000, har begynt å gjere seg gjeldande innanfor leiting. I alt har mellom 55 og 60 nye selskap blitt prekvalifiserte som operatør eller rettshavar i dei siste 10 åra.

Aktørbiletet på sokkelen kjem også fram i søknadsmengda til TFO (tildeling i førehandsdefinerte område) og dei ordinære konsesjonsrundane. Det var 47 søkjarar på TFO 2008, som blei tildelt like etter nyttår. Til den 20. konsesjonsrunden som blei utlyst i juni i fjor, var det også 47 søkjarar. Tildeling er venta våren 2009.

Oljedirektoratet meiner at det framleis finst betydelege uoppdaga olje- og gassressursar på den norske kontinentalsokkelen, men overslaga er svært usikre. Oljedirektoratet reknar med at

disse utgjer ca. 25 prosent av dei totale ressursane på sokkelen, ein tredjedel i kvar av dei tre områda Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.

### **CO<sub>2</sub>-lagring**

I Noreg står produksjon av olje og gass for ca. 31 prosent (2007-tal) av dei totale CO<sub>2</sub>-utsleppa. Regjeringa har ambisiøse mål om å redusere dei totale utsleppa av klimagassar. Sjølv om det er gjennomført betydelege tiltak for å få ned CO<sub>2</sub>-utsleppa, skal dei reduserast endå meir. Energieffektivisering på eksisterande felt og kraft frå land til nye felt er mellom dei tiltaka som blir vurderte. Fangst og lagring av CO<sub>2</sub> er eit anna tiltak der Oljedirektoratet har gjort og skal gjere ein jobb. Ei forsvarleg lagring av CO<sub>2</sub> i undergrunnen krev kunnskap om eigenskapane og lagringskapasiteten til bergartane. Oljedirektoratet har høg kompetanse om dei geologiske forholda på den norske sokkelen. No blir denne kompetansen brukt til å kartlegge moglege lager for CO<sub>2</sub>.

Hausten 2008 sette regjeringa i gang prosjektet Klimakur. Føremålet med prosjektet er å kartlegge tiltak som skal gjere det mogleg å nå klimamåla som regjeringa har sett. Dette er eit samarbeidsprosjekt mellom Statens forureiningstilsyn, Oljedirektoratet, Noregs vassdrags- og energidirektorat, Statens vegvesen og Statistisk sentralbyrå. Oljedirektoratet utgreier moglege tiltak innanfor petroleumssektoren. Fangst og lagring av CO<sub>2</sub> er eitt av tiltaka som blir vurderte.

### **Sameksistens**

Større aktivitet på den norske sokkelen har ført til auka konfliktnivå mellom dei to største brukarane av havet: petroleumsnæringa og



fiskeria. Fiskarane merkar mellom anna at det er blitt trongare om plassen på grunn av stadig meir seismisk datainnsamling. Basert på dette blei det i 2007 sett ned ei arbeidsgruppe med representantar frå Fiskeridirektoratet og Oljedirektoratet. Grappa skulle vurdere tiltak for å betre forholda. Ei rekkje tiltak er sette i verk, mellom anna er det etablert obligatoriske kurs for fiskerikunnige, Oljedirektoratet har betra kunngjeringsssystemet sitt, og regelverket er endra. I tillegg har ein kartlagt statusen for forskning om effektane av seismikk på fisk og havpattedyr, som eit ledd i arbeidet for å bli einig om avstanden mellom pågåande fiske og seismikk.

Sommaren 2009 skal Oljedirektoratet avslutte innsamlinga av seismiske data i Nordland VII og Troms II. Datainnsamlinga tok til sommaren 2007 på oppdrag frå regjeringa. Formålet er å skaffe kunnskap om moglege petroleumsførekomstar i dette havområdet. Kunnskapen skal brukast når den heilskaplege forvaltningsplanen for Barentshavet og havområda utanfor Lofoten og Vesterålen skal reviderast i 2010. I samband med innsamlinga av 3D-seismikk sommaren 2009 har Oljedirektoratet gitt Havforskningsinstituttet i oppdrag å drive følgjeforskning for å studere skremmeeffekt på fisk og for å studere korleis lyd frå seismiske kjelder bevegar seg i vatnet.

### Framsyn

I 2008 fekk Oljedirektoratet Norsk Petroleumsforenings pris, grunngeve med arbeidet direktoratet gjer som fagleg premissleverandør, og arbeidet med scenario. Oljedirektoratet meiner det er avgjerande for å kunne ta gode avgjerder at vi er i stand til å sjå for oss ikkje berre eitt, men mange ulike framtidsbilete. Ved å kombinere faktakunnskapen om petroleumsressursane på

norsk sokkel med kunnskap om verda rundt oss, vil Oljedirektoratet med scenarioarbeidet sitt gi innspel og idear til dei som skal ta avgjerder om framtida vår.



Oljedirektør

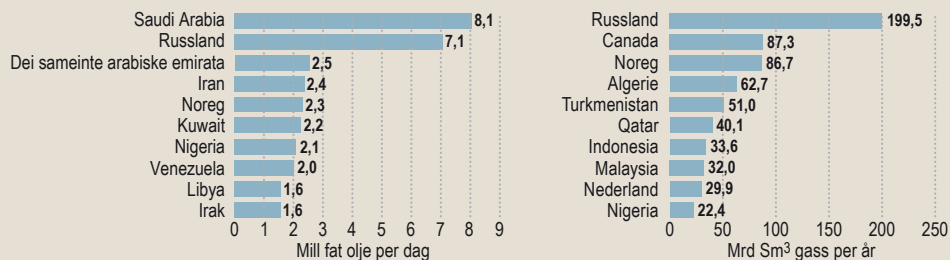
# Innhold

<b>Forord av olje- og energiminister Terje Riis-Johansen</b> .....	5
<b>Forord av oljedirektør Bente Nyland</b> .....	8
<b>1. Petroleumsverksemda – Noregs største næring</b> .....	13
Petroleumsverksemda i det norske samfunnet	14
Utviklinga framover .....	15
<b>2. Organisering av norsk ressursforvaltning</b> .....	17
Dagens ressursforvaltingsmodell .....	18
Samarbeid og konkurranse .....	19
Statleg organisering av petroleumsverksemda .....	20
Meir om organiseringa av petroleumsverksemda .....	21
Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda .....	22
<b>3. Petroleumsinntektene til staten</b> .....	23
Petroleumsskattesystemet .....	24
Avgifter .....	24
Normprisen .....	25
SDØE .....	25
Utbyte frå StatoilHydro .....	25
<b>4. Leiteverksemda</b> .....	27
Konsesjonssystemet .....	28
Modne og umodne område .....	30
Leitepolitikk i modne og umodne område .....	30
Omstridt område .....	36
Aktørbiletet .....	36
<b>5. Utbygging og drift</b> .....	37
Historisk utvikling .....	38
Effektiv produksjon av petroleumsressursane .....	38
Auka utvinning i modne område .....	39
Auka ressursuttak .....	40
Forlengd levetid .....	40
Effektiv drift .....	41
Nye funn – effektiv utnytting av infrastruktur .....	41
Utviklinga framover .....	42
PIAF .....	43
<b>6. Gasseksport frå norsk sokkel</b> .....	45
Organisering av verksemda .....	46
Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport .....	49
<b>7. Opprydding etter at produksjonen er slutt</b> .....	51
Regelverk .....	52
Avslutningsplan .....	52
Ansvar .....	53
<b>8. Forsking, teknologi og næringsutvikling</b> .....	55
Norsk petroleumsindustri .....	56
Industri og industrisamarbeid knytt til petroleumsverksemda .....	57
Forsking og teknologiutvikling i olje- og gassverksemda .....	58
<b>9. Miljøomsyn i norsk petroleumsverksemd</b> .....	63
Introduksjon .....	64
Lover og avtaleverk som regulerer utslepp frå petroleumsverksemda .....	64
Utslepp til luft .....	64
Utslepp til sjø .....	65
Utslepp frå petroleumsverksemda .....	66
Måling og rapportering av utslepp .....	66
Utsleppsstatus for CO <sub>2</sub> .....	67
Utsleppsstatus No <sub>x</sub> .....	70
Utsleppsstatus nmVOC .....	72
Utsleppsstatus for kjemikalier .....	73
Utslepp av olje .....	74
Oljevernberedskap .....	76
<b>10. Petroleumsressursane</b> .....	79
Ressursar .....	80
Reservar .....	80
Avhengige ressursar .....	80
Uoppdaga ressursar .....	81
Nordsjøen .....	81
Norskehavet .....	81
Barentshavet .....	81
<b>11. Felt i produksjon</b> .....	83
Alvheim .....	93
Balder .....	94
Blane .....	95
Brage .....	96
Draugen .....	97
Ekofisk .....	98
Eldfisk .....	100
Embla .....	101
Enoch .....	102
Fram .....	103
Gimle .....	104
Glitne .....	105

Grane .....	106	Volve .....	165
Gullfaks .....	107	Yttergryta .....	166
Gullfaks Sør .....	109	Åsgard .....	167
Gungne .....	111	<b>12. Felt under utbygging</b> .....	169
Gyda .....	112	Alve .....	170
Heidrun .....	113	Gjøa .....	171
Heimdal .....	114	Morvin .....	172
Hod .....	115	Skarv .....	173
Huldra .....	116	Tyrihans .....	174
Jotun .....	117	Vega .....	175
Kristin .....	118	Vega Sør .....	176
Kvitebjørn .....	119	Volund .....	177
Mikkjel .....	120	Yme .....	178
Murchison .....	121	<b>13. Utbyggingar i framtida</b> .....	179
Njord .....	122	Utbygging vedteke av rettshavarane .....	180
Norne .....	123	Funn i planleggingsfasen .....	180
Ormen Lange .....	124	<b>14. Felt der produksjonen er avslutta</b> .....	187
Oseberg .....	125	Albuskjell .....	188
Oseberg Sør .....	127	Cod .....	188
Oseberg Øst .....	128	Edda .....	188
Rev .....	129	Frigg .....	189
Ringhorne Øst .....	130	Frøy .....	189
Sigyn .....	131	Lille-Frigg .....	189
Skirne .....	132	Mime .....	190
Sleipner Vest .....	133	Nordøst Frigg .....	190
Sleipner Øst .....	134	Odin .....	190
Snorre .....	136	Tommeliten Gamma .....	191
Snøhvit .....	138	Vest Ekofisk .....	191
Statfjord .....	140	Øst Frigg .....	191
Statfjord Nord .....	142	<b>15. Rørleidningar og landanlegg</b> .....	193
Statfjord Øst .....	143	Gassled-rørleidningar .....	195
Sygna .....	144	Andre rørleidningar .....	199
Tambar .....	145	Landanlegg .....	204
Tambar Øst .....	146	<b>Vedlegg</b> .....	207
Tor .....	147	Vedlegg 1 Historisk statistikk .....	208
Tordis .....	148	Vedlegg 2 Petroleumsressursane .....	212
Troll .....	150	Vedlegg 3 Operatørar og rettshavarar .....	221
Troll I .....	150	Vedlegg 4 Adresseliste .....	223
Troll II .....	152	Vedlegg 5 Omrekningsfaktorar .....	227
Tune .....	154	Vedlegg 6 Den geologiske tidsskalaen .....	228
Ula .....	155	Vedlegg 7 Reservoar og litostratigrafi .....	229
Urd .....	156		
Vale .....	157		
Valhall .....	158		
Varg .....	160		
Veslefrikk .....	161		
Vigdis .....	162		
Vilje .....	163		
Visund .....	164		

# 1 Petroleumsverksemda - Noregs største næring





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

(Kjelde: KBC Market Services)

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

Med funnet av Ekofisk i 1969 begynte det norske oljeeventyret for alvor. Produksjonen frå feltet tok til 15.06.1971. I åra etterpå blei det gjort ei rekkje store funn. I dag er 60 felt i produksjon på den norske kontinentalsokkelen. Desse felte produserte i 2008 2,5 millionar fat olje (inkludert NGL og kondensat) per dag og 99,3 milliardar standardkubikk-meter (Sm<sup>3</sup>) gass, ein produksjon av salbar petroleum på i alt 242,2 millionar Sm<sup>3</sup> oljeekvivalentar (o.e.). I 2007 var Noreg rangert som den femte største oljeeksportøren og den ellefte største oljeproduzenten i verda. Noreg var i 2007 den tredje største gass eksportøren i verda. Foreløpig ser det ut til at Noreg vil gå forbi Canada og vere nest største gass eksportør i 2008.

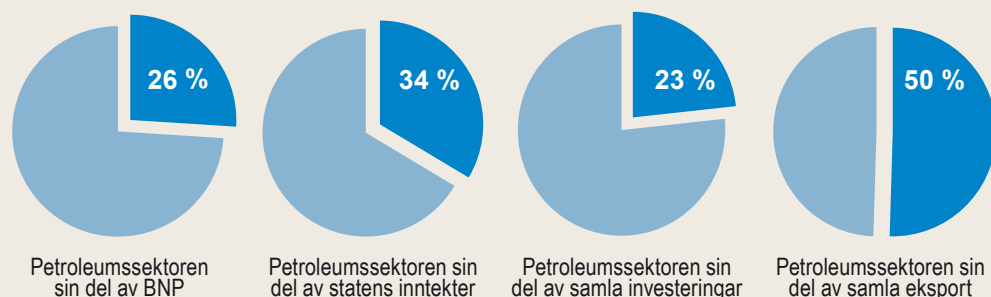
### Petroleumsverksemda i det norske samfunnet

Petroleumsverksemda har hatt svært mykje å seie for den økonomiske veksten i Noreg og finansie-

ringa av det norske velferdssamfunnet. Gjennom 40 år har næringa skapt verdiar for godt over 7000 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. I 2008 stod petroleumssektoren for 26 prosent av verdiskapinga i landet. Verdiskapinga i petroleumsnæringa er tre gonger høgare enn i landindustrien, og rundt omkring 23 gonger den samla verdiskapinga i primærnæringane.

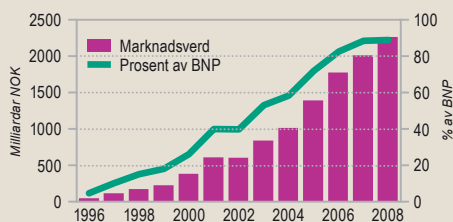
Skatt frå utvinningsselskapa og direkte eigarskap (SDØE) sikrar staten ein stor del av verdiane som petroleumsverksemda skaper. Nettokontantstraumen frå sektoren i 2008 utgjorde om lag 34 prosent av dei samla inntektene til staten. Gjennom meir enn 35 års produksjon har verksemda skaffa staten omkring 3750 milliardar kroner i nettoinntekter, målt i pengeverdien i dag. Statens kontantstrøm blir overført til eit eige fond, Statens pensjonsfond – Utland. Ved utgangen av 2008 var verdien av fondet 2 275 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.

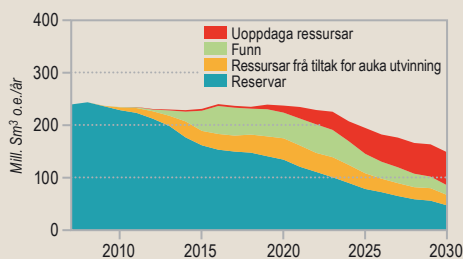


**Figur 1.2** Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Finansdepartementet)



**Figur 1.3** Storleiken på Statens pensjonsfond - Utland per 31.12.2008 og som del av BNP  
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå/Norges Bank)



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

I 2008 stod råolje, naturgass og røttenester for halvparten av Noregs eksportverdi. Petroleums-eksporten utgjorde rundt 600 milliardar i 2008. Det er 15 gonger meir enn eksportverdien av fisk.

Sidan oppstarten av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen er det investert enorme summar i leiting, utbygging av felt, transportinfrastruktur og landanlegg. Per 31.12. 2008 var det investert godt og vel 2100 milliardar kroner, målt i pengeverdien i dag. I 2008 blei det investert omkring 130 milliardar kroner. Det utgjer 23 prosent av dei samla real-investeringane i landet.

### Utviklinga framover

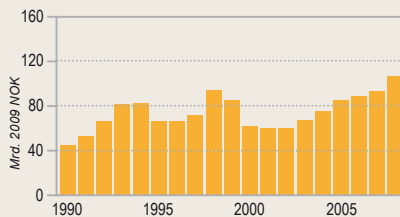
Vi har produsert om lag 38 prosent av det ein reknar med er dei samla ressursane på den norske kontinentalsokkelen. Dei attverande ressursane utgjer eit stort potensial for verdiskaping også i mange år framover.

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. Gasseksporten vil derimot auke frå nivået i dag til mellom 115 og 140 milliardar Sm<sup>3</sup> i løpet av det neste tiåret. Frå å utgjere om lag 40 prosent av den norske petroleumsproduksjonen i 2008 vil gassproduksjonsdelen auke betydeleg i åra framover. På lengre sikt vil talet på nye funn og storleiken på dei vere avgjerande for produksjonsnivået.

Aktivitetsnivået på norsk sokkel har auka betydeleg dei siste åra, og ein reknar med eit rekordhøgt investeringsnivå i 2009. Grunna utviklinga i verdsøkonomien den siste tida er årets prognoser betydeleg meir usikre enn vanlig. Det høge investeringsnivået på tross av den finansielle krisa skuldast at investeringane i 2009 i stor grad er drive av avgjersler som allereie er tatt og kontraktar som er inngått. Effektane av den negative økonomiske utviklinga ventast i sterkare grad å slå ut på eit seinare tidspunkt.

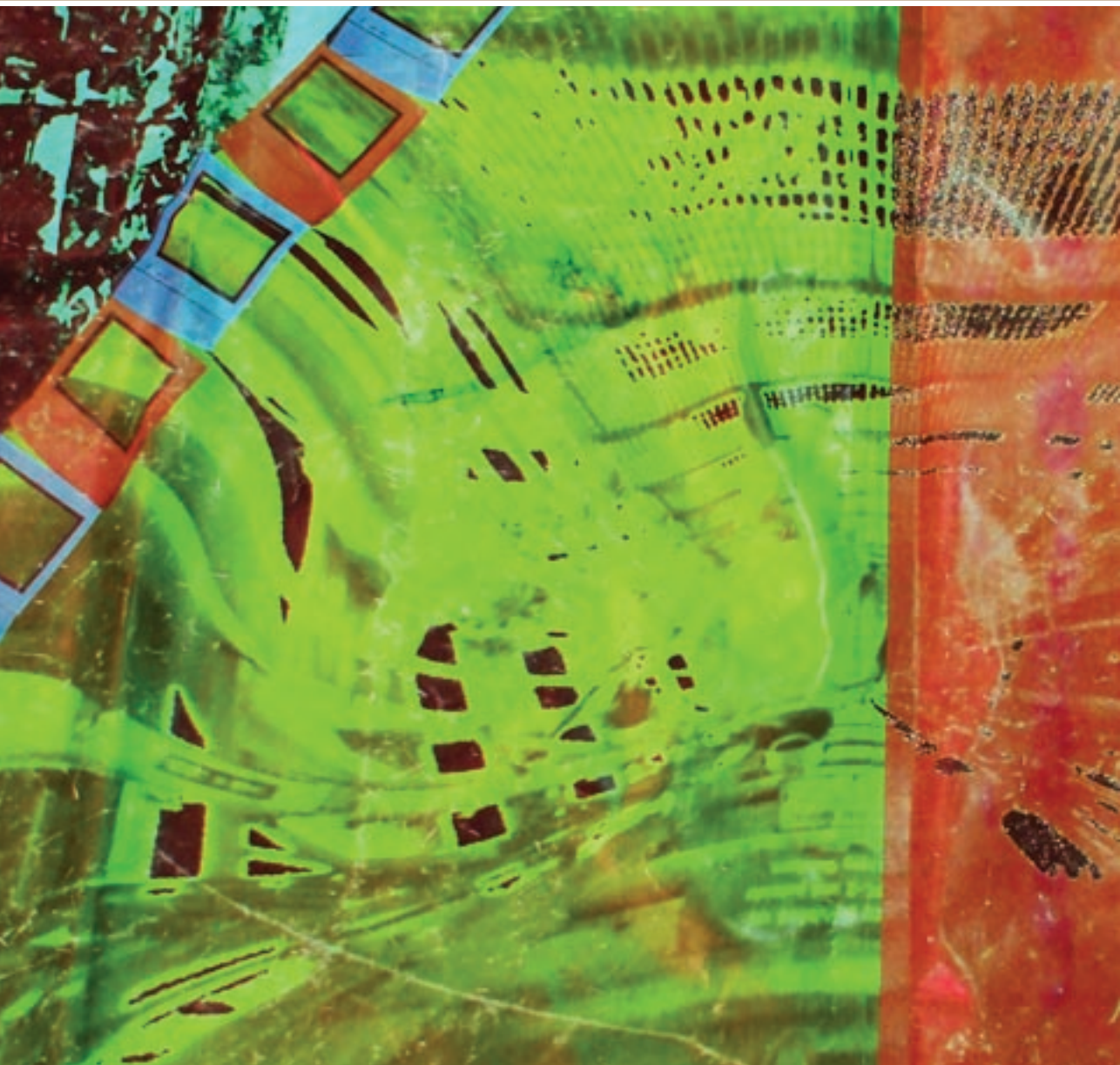
Oljeprisen er svært viktig for aktivitetsnivået og inntektene til staten. Prisen på olje har auka mykje dei siste åra og var over 140 dollar per fat i midten av 2008. Etter den tid har forverringa i verdsøkonomien ført til minsking i etterspurnaden etter olje og kraftig fall i oljeprisane. Ved inngangen til 2009 var oljeprisen i overkant av 40 dollar per fat. Når veksten i verdsøkonomien tek seg opp, er det grunn til å tru at også etterspurnaden etter olje igjen vil auke. Utviklinga for oljeprisen vil også avhenge av kor mykje olje produksjonskartellet OPEC vil tilføra marknaden dei neste åra.



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

# 2

## Organisering av norsk ressursforvaltning



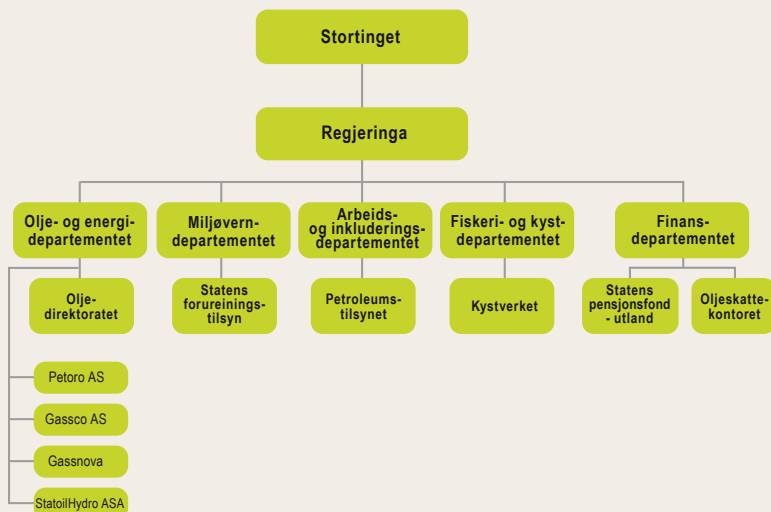
Interessa for oljeleting på den norske kontinental-sokkelen begynte tidleg i 1960-åra. På den tida fanst det ingen norske oljeselskap, og svært få norske institusjonar, offentlege eller private, hadde kunnskap om petroleumsrelatert verksemd. Det var også eit spørsmål om det verkeleg fanst særleg store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

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

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

### Dagens ressursforvaltningsmodell

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



**Figur 2.1** Statleg organisering av petroleumsverksemda  
(Kjelde: Statsbudsjettet)



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

Norske og internasjonale oljeselskap står for sjølve drifta av petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen. Konkurransen mellom oljeselskapa gir dei beste resultatane når det gjeld å maksimere verdien av petroleumsressursane. Samtidig er det viktig at styresmaktene forstår og kan evaluere avgjerslene som oljeselskapa tek. Noreg har derfor etablert eit system der oljeselskapa har ideane og set i verk det tekniske arbeidet som skal til for å vinne ut ressursane, men verksemda deira krev også offentleg godkjenning. Offentleg godkjenning er nødvendig i alle fasar av petroleumsverksemda, i samband med leiteboring<sup>2</sup>, planar for utbygging<sup>3</sup> og planar for avslutning<sup>4</sup> av felt.

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

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

### **Samarbeid og konkurranse**

Samtidig som det er 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.<sup>6</sup> Dei viktigaste kriteria for tildeling er geologisk forståing, teknisk ekspertise, finansiell styrke og erfaringane som styresmaktene har med oljeselskapet. Basert på søknadene set Olje- og energidepartementet saman ei rettshavargruppe. I denne gruppa utvekslar oljeselskapa idear og erfaringar, samtidig som dei deler kostnadene og inntektene frå verksemda. Selskapa konkurrerer, men dei må også samarbeide for å maksimere verdiane i det utvinningsløyvet dei har fått tildelt. Med dette systemet blir ekspertise og erfaringar frå fleire selskap frå heile verda samla. Rettshavargruppa fungerer også som eit internt kontrollsystem i utvinningsløyvet, der kvar rettshavar har rolla som kontrollør av arbeidet til operatøren.

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

<sup>1</sup> Miljøomsyn i petroleumsverksemda er det gjort greie for i kapittel 9.

<sup>2</sup> Jf. kapittel 4.

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

<sup>4</sup> Meir om avslutning etter at produksjonen er slutt, i kapittel 7.

<sup>5</sup> Jf. kapittel 3.

<sup>6</sup> Leitepolitikken er nærare omtala i kapittel 4.

<sup>7</sup> Sjå kapittel 8.

## **Statleg organisering av petroleumsverksemda**

### *Stortinget*

Stortinget set rammene for petroleumsverksemda i Noreg, mellom anna ved å vedta lover og proposisjonar, og drøfte stortingsmeldingar om petroleumsverksemda. Opning av nye områder for petroleumsverksemd, store utbyggingssaker og meir prinsipielle saker skal drøftast der. Stortinget kontrollerer også regjeringa og statsforvaltninga.

### *Regjeringa*

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

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

## 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 ein majoritetsandel av, StatoilHydro ASA.

### **Oljedirektoratet**

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

### **Petoro AS**

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

### **Gassnova**

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

### **StatoilHydro ASA**

I 2007 blei olje- og gassverksemda i Norsk Hydro slått saman med Statoil, og selskapet bytte namn til StatoilHydro ASA. StatoilHydro er eit børsnotert selskap i Oslo og New York. Staten eig per 15.3.2009, 67 prosent av aksjane.

## Meir om den statlege organiseringa av petroleumsverksemda

### ARBEIDS- OG INKLUDERINGSDEPARTEMENTET

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

#### Petroleumstilsynet

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

### FINANSDEPARTEMENTET

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

#### Oljeskattekontoret

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

#### Statens pensjonsfond – Utland

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

### FISKERI- OG KYSTDEPARTEMENTET

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

#### Kystverket

Kystverket har ansvaret for den statlege oljevernberedskapen.

### MILJØVERNDEPARTEMENTET

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

#### Statens forureiningstilsyn

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

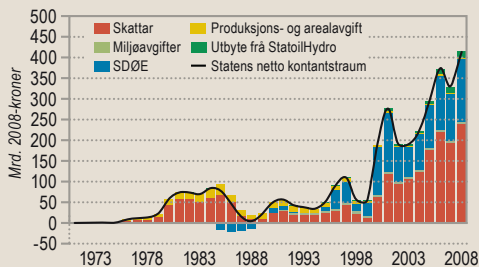
#### Toppleiarforum

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

# 3

## Petroleumsinntektene til staten





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

Skattar:	239,6
Miljøavgifter og arealavgift:	5,5
SDØE:	153,8*
Utbytte frå Statoil:	16,9**
<b>Totalt:</b>	<b>415,8</b>

\* SDØE rekneskap 2008 (Overføring til SPFF ikkje medrekna)  
\*\* Utbytte for rekneskapsåret 2007 utbetalt i 2008

**Figur 3.2** Netto kontantstrøm for staten frå petroleumsverksemda 2008 (mrd. NOK).

(Kjeld: Statsrekneskapa for 2008 og rekneskapstal for SDØE)

Staten får store inntekter frå petroleumsverksemda. I 2008 kom 33,5 prosent av inntektene til staten derifrå. Figur 3.1 viser innbetalingane frå sektoren. Dei har vore spesielt store dei siste åra, og 2006 var eit år med svært høge innbetalingar. Verdien av petroleumsressursane som er igjen på kontinentalsokkelen, er i nasjonalbudsjettet for 2009 vurdert til 5455 milliardar 2009-kroner.

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

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

Noreg har eit eige system for å sikre staten inntekter frå petroleumsverksemda. 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 lønnsmda ved utvinning av dei norske petroleumsressursane blir det i tillegg lagt ein særskatt på denne typen næringsverksemd. Den ordinære skattesatsen er som på land, 28 prosent. Særskattesatsen er 50 prosent. Når ein reknar ut grunnlaget for ordinær skatt og særskatt, blir investeringane avskrivne lineært over seks år frå det året investeringa skjer. Det er frådrag for alle relevante kostnader, medrekna kostnader til

leiding, forskning og utvikling, finansiering, drift og fjerning (sjå figur 3.3). Konsolidering mellom felt er det fullt høve til. For å skjerme normalavkastninga frå særskatt er det eit ekstra fråtrekk i utrekningsgrunnlaget for særskatt, kalla friinntekt. Ho er på 30 prosent av investeringane (7,5 prosent per år i fire år frå og med investeringsåret).

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

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

### Avgifter

Dei viktigaste avgiftene for petroleumsverksemda er CO<sub>2</sub>-avgifta, NO<sub>x</sub>-avgifta og arealavgifta.

CO<sub>2</sub>-avgifta blei innført i 1991 og er eit verkemiddel for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> frå petroleumsverksemda. CO<sub>2</sub>-avgifta skal betalast per standardkubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) gass som blir brend eller sleppt direkte ut, og per liter petroleum som blir brend. For 2009 er satsen sett til 46 øre per liter petroleum eller standardkubikkmeter gass.

Noreg er med heimel i Göteborgprotokollen av 1999 forplikta til å redusere dei årlege utslappa av nitrogenoksid (NO<sub>x</sub>), og derfor blei det innført ei NO<sub>x</sub>-avgift frå 1. januar 2007. For 2009 er satsen sett til 15,85 kroner per kilo NO<sub>x</sub>.

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 rammer, og slik at eksisterande felt får lengre levetid.

#### Driftsinntekter (normpris)

- Driftskostnader
- Avskrivning (lineært over seks år)
- Leitekostnader, FoU, avslutningskostnader
- CO<sub>2</sub>-avgift, NO<sub>x</sub>-avgift og arealavgift
- Netto finanskostnader

= Ordinært skattegrunnlag (skattesats: 28 %)

- Friinntekt (7,5 % av investeringer i 4 år)

= Særskattegrunnlag (skattesats: 50 %)

**Figur 3.3** Utrekning av petroleumsskatt

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

## Normprisen

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

For skattestyresmaktene kan det vere ei 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 endelege 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 råoljekvalitetar og NGL. For gass legg ein den faktiske salsprisen til grunn.

## SDØE

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

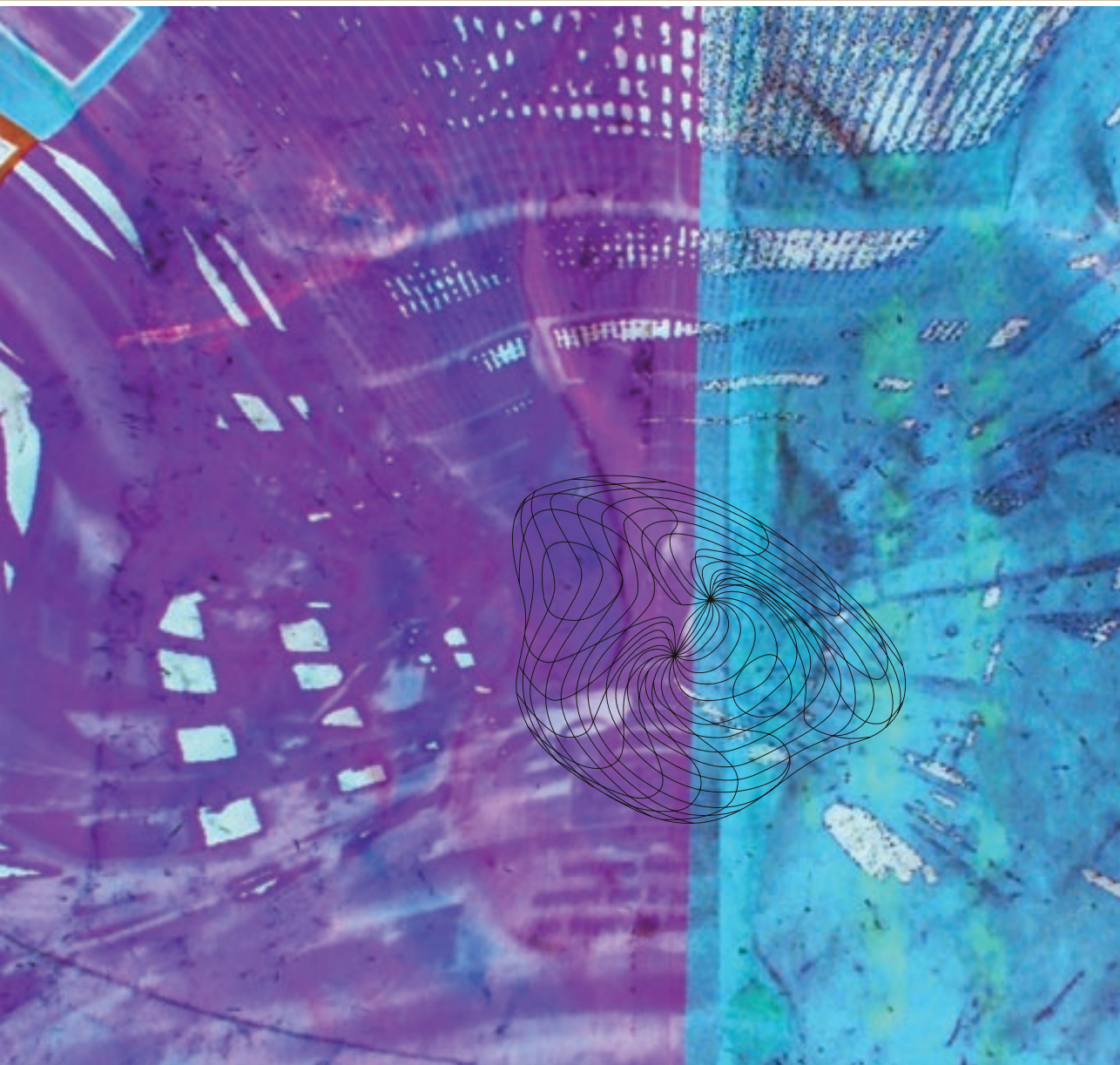
tektene frå utvinningsløyvet. SDØE blei oppretta med verknad frå 1. januar 1985. Fram til då hadde staten hatt eigarskap i utvinningsløyve berre gjennom selskapet Statoil, som staten var eineigar av. Statoils deltakardelar blei i 1985 splitta i ein direkte økonomisk del til staten (SDØE) og ein del til Statoil. I samband med delprivatiseringa av Statoil 18.06.2001 blei forvaltninga av SDØE-porteføljen overført til det statlege ivaretakarselskapet Petoro. Per 01.01.2009 hadde staten direkte økonomiske deltakardelar i 121 utvinningsløyve, og dessutan delar i 12 interessentskap i rørleidningar og landanlegg.

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

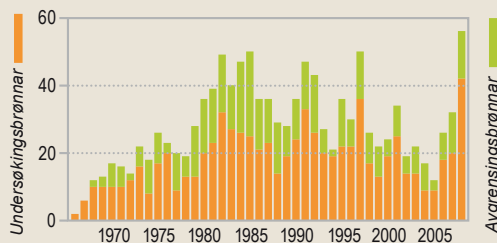
## Utbyte frå StatoilHydro

Per 15.03.2009 eig staten 67 prosent av aksjane i StatoilHydro. Som eigar i StatoilHydro får staten utbyte som går inn i inntektene frå petroleumsvirksomda.

# 4 Leiteverksemda







Figur 4.1 Igangsette leitebrønner på den norske kontinentalsokkelen 1966-2008

(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 sterkt 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 attraktivt 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 avgrensingsbrønner. Det blei gjort 12 funn. I 2008 blei det satt ny rekord med 56 påbegynte leitebrønner. Av dei 56 leitebrønnane var det 42 undersøkningsbrønner og 14 avgrensingsbrønner. Det blei gjort 25 funn. 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

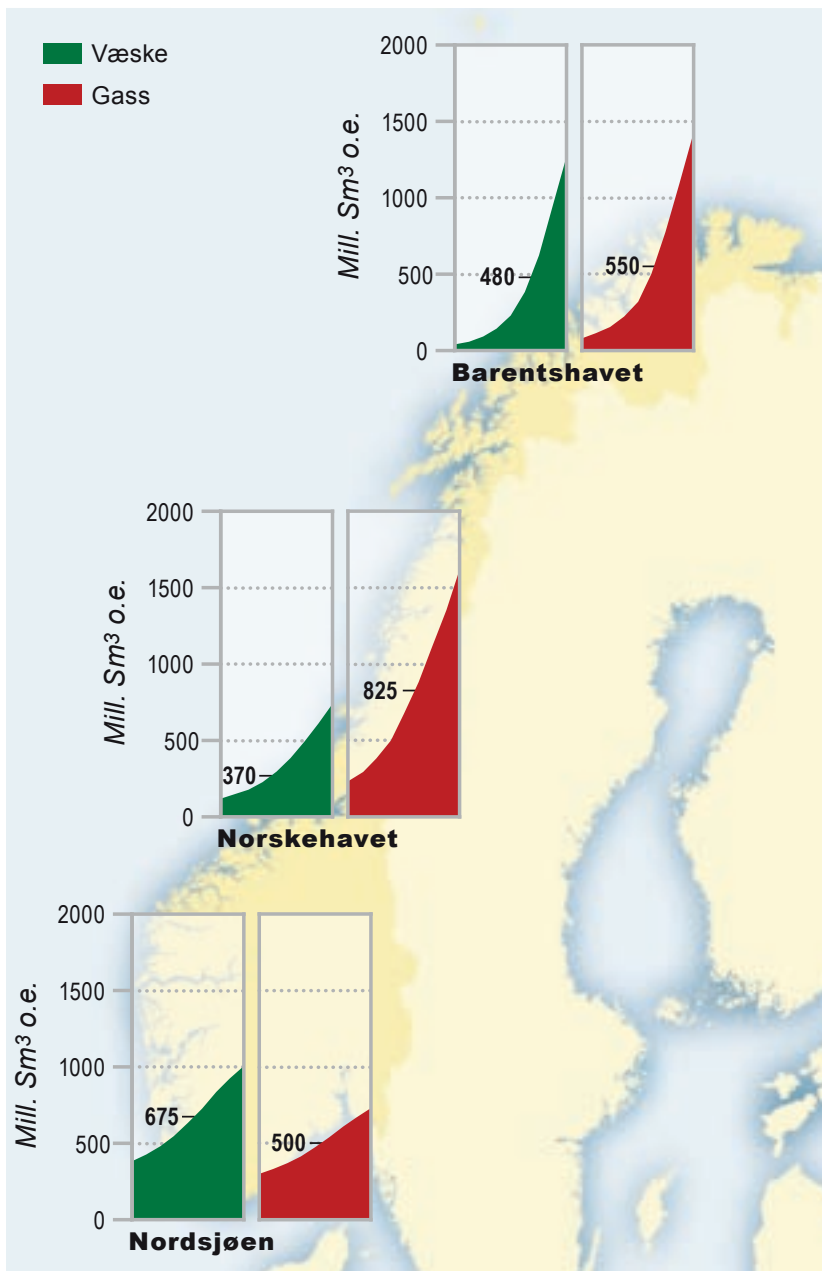
av konsesjonsrundar og tildeling av utvinningsløyve, legg ein stor vekt på å finne ordningar som tek vare på interessene til alle brukarane av havområda.

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

Utvinningsløyve blir til vanleg tildelte gjennom konsesjonsrundar. Regjeringa kunngjer 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 kunngjorde kriterium. På bakgrunn av søknadene som kjem inn, set Olje- og energidepartementet saman ei gruppe selskap for kvart utvinningsløyve eller gjer tilpassingar i ei gruppe som har sendt ein gruppesøknad. Departementet peikar ut ein operatør for interessentskapet til å stå for den operative verksemda som løyvet gir rett til.

Utvinningsløyvet regulerer rettar og plikter som selskapa har overfor staten. Dokumentet utfyller føresegnene i petroleumslova og gir detaljerte vilkår. Det gir enerett til undersøking,



**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)

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 på til saman 3,4 milliardar Sm<sup>3</sup> utvinnbare oljeekvivalentar. Ressursane fordeler seg nokså likt mellom dei tre regionane, med 35 prosent i Nordsjøen, 35 prosent i Norskehavet og 30 prosent i Barentshavet (sjå figur 4.2). Avhengig av kor modne områda er, varierer utfordringane med å realisere det økonomiske potensialet for dei uoppdaga ressursane.

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

Kjenneteikn på umodne område er lite kjennskap til geologien, til dels store tekniske utfordringar og manglande infrastruktur. Uvissa omkring leiteaktiviteten er større her, men det er mogleg å gjere nye, store funn. Aktørane som skal leite i

umodne område, må ha brei erfaring og teknisk og geologisk kompetanse, i tillegg til eit solid finansielt fundament.

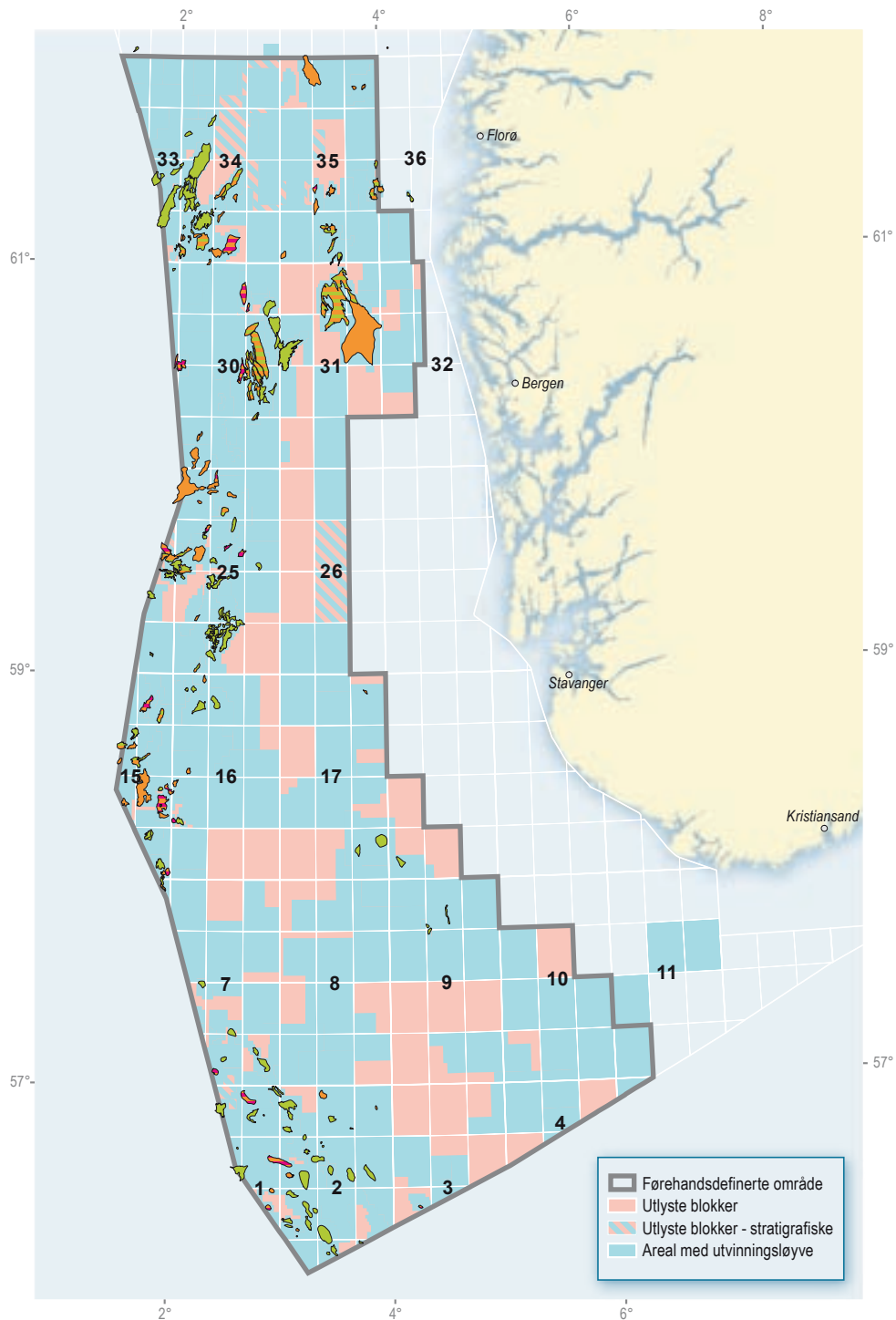
### **Leitepolitikk i modne og umodne område**

#### *Modne område*

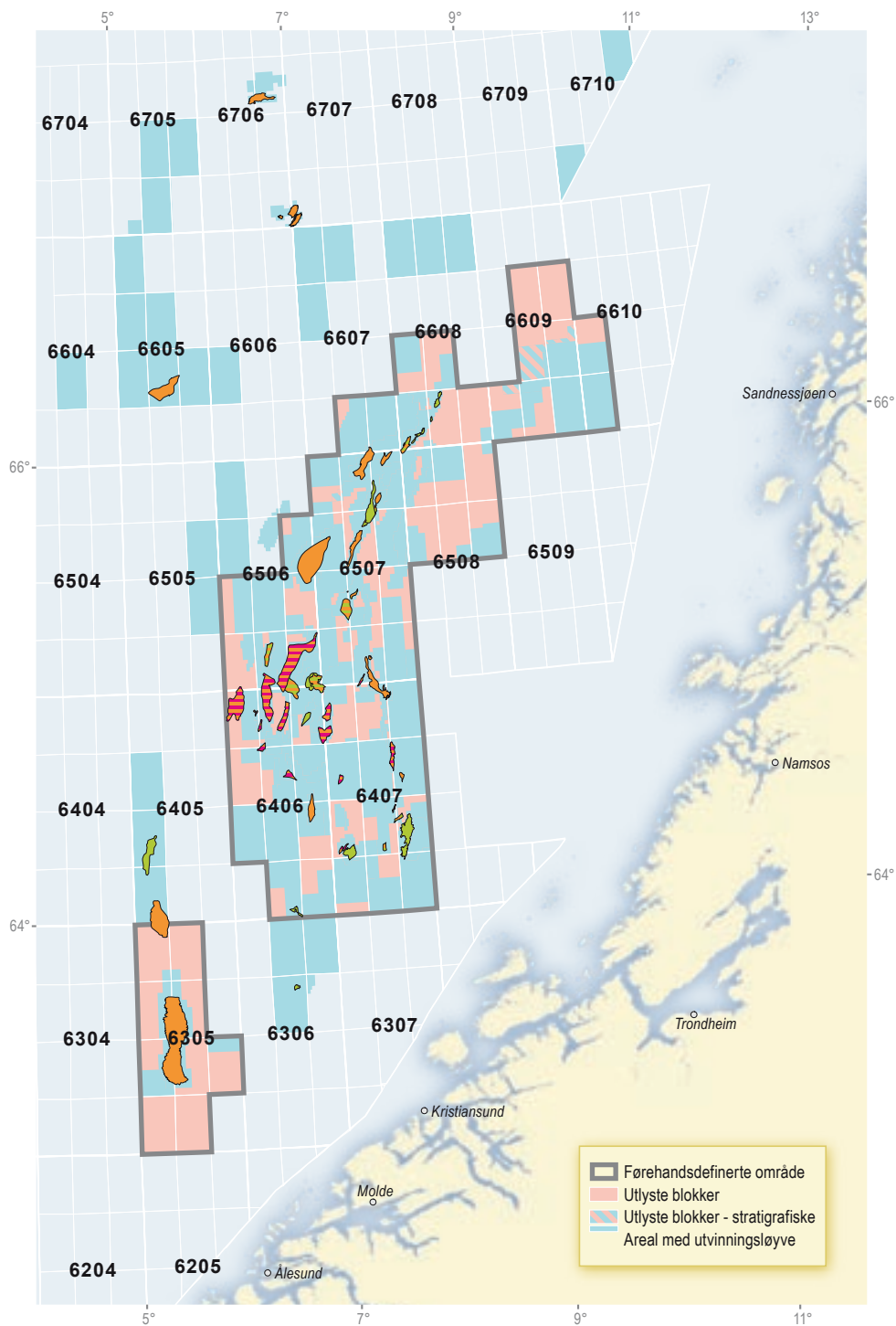
Petroleumsverksemda på den norske kontinentalsokkelen tok til i Nordsjøen og har med tida, basert på prinsippet om gradvis utlysing, flytt seg nordover. Det gjer at store delar av Nordsjøen i dag, frå eit leiteperspektiv, blir rekna som modne. Haltenbanken i Norskehavet har også vore mykje utforska,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

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

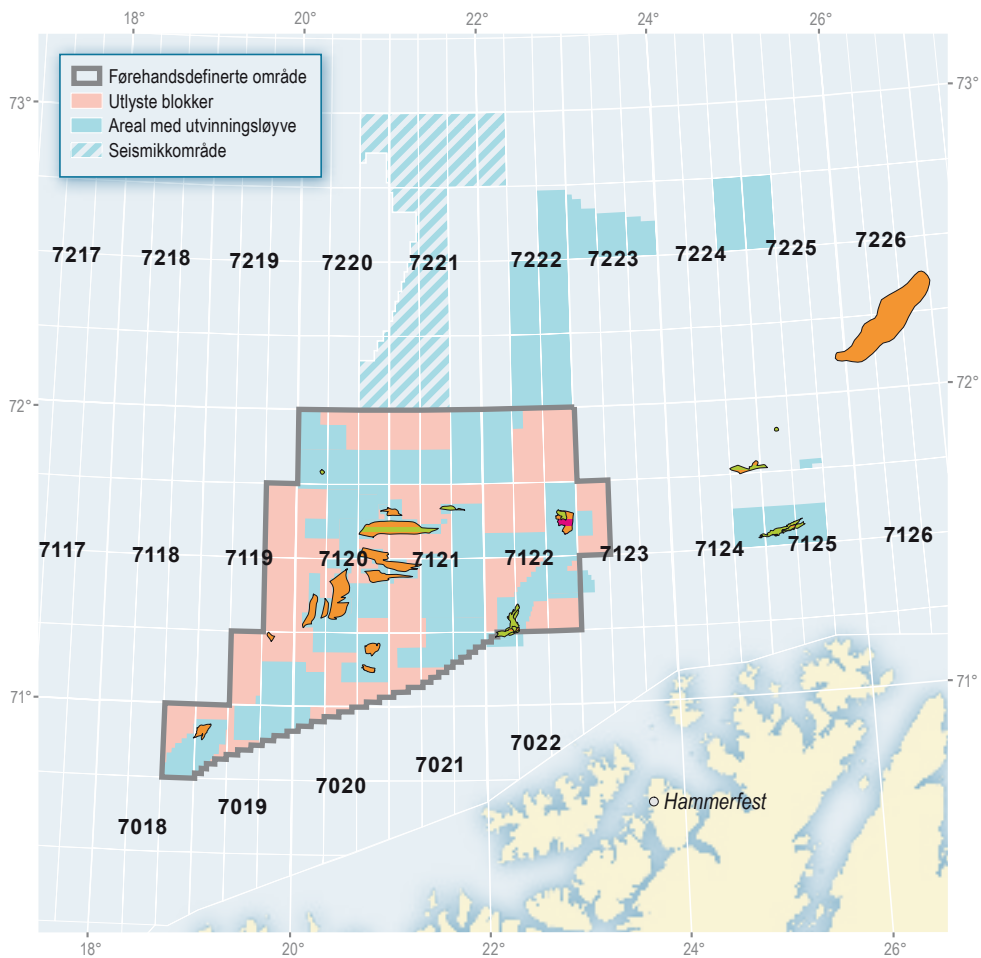
I desse områda har styresmaktene vurdert det som viktig at industrien får tilgang til større område, slik at dei ressursane som er tidskritiske, kan vinnast ut til rett tid. I tillegg er det viktig at areala som industrien får tildelt, blir utforska på ein rask og effektiv måte. Regjeringa har derfor 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 leiteområde, som omfattar alt mode areal på sokkelen. Områda vil bli utvida, men ikkje innskrenka, etter kvart som nye område modnast. Det er lagt opp



**Figur 4.3** Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Nordsjøen 2009  
(Kjelde: Oljedirektoratet)



**Figur 4.4** Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Norskehavet 2009  
(Kjelde: Oljedirektoratet)



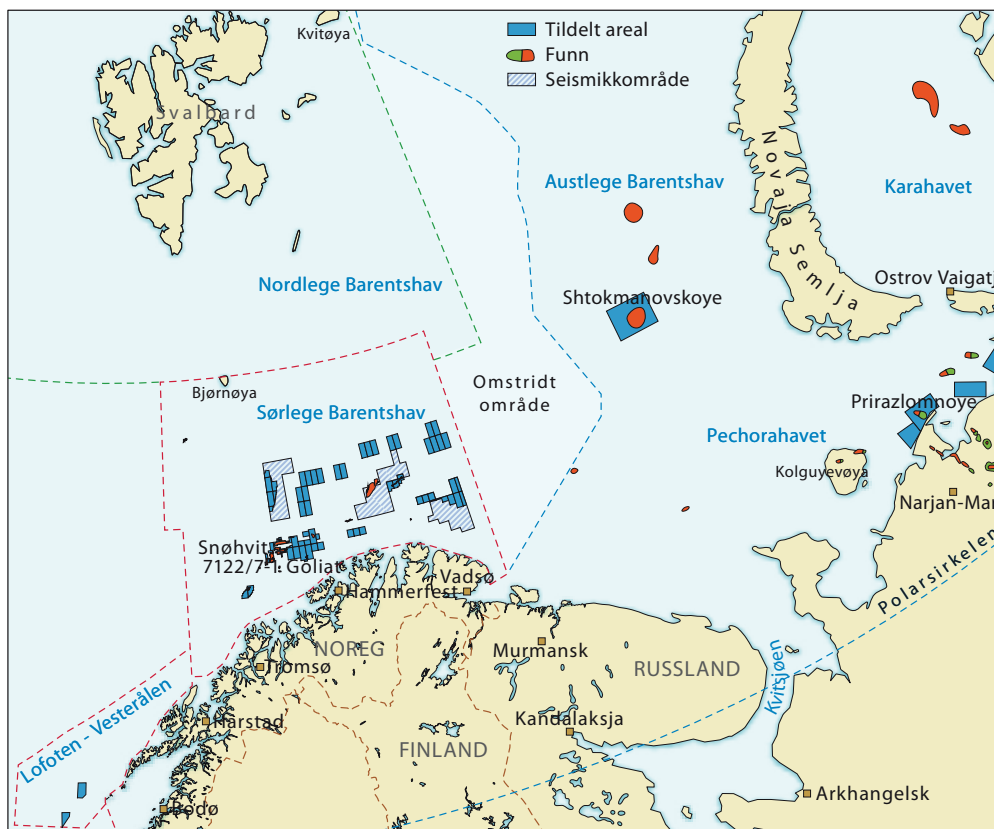
**Figur 4.5** Tildeling i førehandsdefinerte område – utlysning Barentshavet 2009

(Kjelde: Oljedirektoratet)

til ein fast årleg syklus for konsesjonsrundar i modne område. Til no har det vore gjennomført seks årlege rundar i modne område (TFO 2003–2008). Figurane 4.3, 4.4 og 4.5 viser det arealet som er lyst ut for tildeling i TFO 2009. For styresmaktene er det viktig at det blir arbeid aktivt med konsesjonsbelagt areal. Områda for utvinningsløyve som skal tildelast, blir skreddarsydd slik at selskapa får tildelt berre dei områda der dei har konkrete planar. Arbeidsplikta som selskapa tek på seg når dei får tildelt nye utvinningsløyve, er sett opp i punkt som gjeld aktivitetar og avgjersler. For kvart punkt må selskapa avgjere om dei vil

gjennomføre nye aktivitetar i løyvet eller levere tilbake heile området. Tilbakelevert areal kan søkjast av nye 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.



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

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 undersøkningsbrønn utover fastsett arbeidsplikt.

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

\* Er ikkje sjølvstendig selskap i dag.

**Figur 4.7** Prekvalifiserte/nye selskap sidan 2000 (per 1. kvartal 2009)

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

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

Utlysinga av 19. konsesjonsrunde i 2005 fokuserte særleg på område i Barentshavet og vest i Norskehavet. Tildelingane representerte eit viktig steg for å få utforska desse områda. Den pågåande 20. konsesjonsrunde fokuserer på dei same områda. 20. konsesjonsrunde blei utlyst våren 2008; tildeling av utvinningsløyve er planlagt våren 2009.

Etter kvart som petroleumsaktivitetane gradvis har nærma seg dei store umodne områda i dei nordlege delane av kontinentalsokkelen, har det vore nødvendig å avklare vilkåra for petroleumsaktivitetane der. *St.meld. nr. 8 (2005–2006) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten* (HFB) blei lagd fram for Stortinget våren 2006. Denne forvaltningsplanen legg rammene for petroleumsverksemda i desse områda. HFB legg også føringar i form av kvar det skal gå for seg petroleumsverksemd. Fleire program held no på å samle meir kunnskap

om havområdet før HFB skal oppdateras i 2010. Mellom anna har Oljedirektoratet ansvar for eit treårig program for geologisk kartlegging og innsamling av seismiske data på Nordland VII og Troms II. I 2007 og 2008 blei det sett av 70 millionar og 140 millionar kroner til dette programmet, mens i 2009 er det sett av 200 millionar kroner.

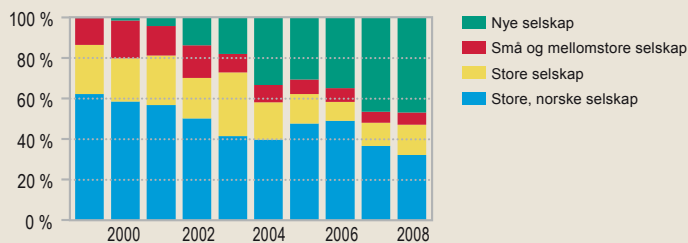
Arbeidet med ein heilskapleg forvaltningsplan for Norskehavet (HFNH) begynte våren 2007. Målet er, som for HFB, å etablere rammevilkår som balanserer interessene til fiskerinæringa, petroleumsnæringa og skipsfartsnæringa, og samtidig tek omsyn til miljøet. Planen skal sjå på dei samla verknadene på miljøet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

### Uopna område

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

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





**Figur 4.8** Leitekostnader i utvinningsløyve i Nordsjøen etter storleiken på selskapa

(Kjelde: Oljedirektoratet)

### Omstridt område

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

### Aktørbiletet

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

#### Prekvalifisering

For å leggje forholda betre til rette for nye aktørar introduserte St.meld. nr. 39 (1999–2000) *Olje og gassvirksomheten* ei ordning med prekvalifisering

av nye operatørar, og rettshavarar. Sidan ordninga blei sett i verk og fram til januar 2009, har 55 nye selskap (noverande) gjennomgått prekvalifisering eller blitt rettshavarar på den norske kontinentalsokkelen. Fleire andre selskap er til vurdering eller har indikert at dei ønskjer prekvalifisering. Figur 4.7 viser prekvalifiserte og nye selskap sidan 2000.

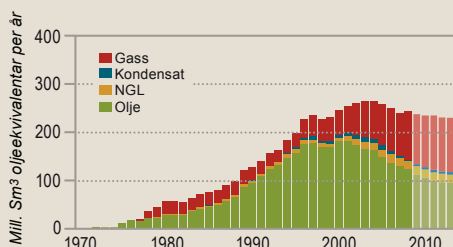
Når det gjeld dei årlege konsesjonsrundane i modne område, har dei nye aktørane fått tildelt betydelege areal og utvinningsløyve. Dei to siste åra har nye aktørar stått for over 40 prosent av leitekostnadane i Nordsjøen (sjå figur 4.8).

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

Fleire opplysningar om operatørar og rettshavarar i utvinningsløyve og felt på den norske kontinentalsokkelen finst på nettstaden til Oljedirektoratet: [www.npd.no](http://www.npd.no)

# 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 242,1 millionar Sm<sup>3</sup> olje og gass i 2008. Av dette var om lag 99 milliardar Sm<sup>3</sup> gass. Det er ein auke på nesten 10 milliardar Sm<sup>3</sup> i forhold til rekordåret 2007. Mens produksjon av gass auka i fjor, gjekk produksjonen av olje ned. I 2009 er det venta at det vil bli selt meir enn 100 milliardar Sm<sup>3</sup> gass. Også i åra framover ventar ein at produksjonen av gass vil stige. Ein reknar med at gassdelen av det totale petroleumssalet vil auke frå 40 prosent i 2008 til 48 prosent i 2012. Figur 5.1 viser historisk produksjon av olje og gass, og prognose for produksjon dei neste åra.

Høg oljepris førte i 2008 til ein betydeleg auke i aktivitets- og kostnadsnivået på norsk sokkel. Det er knytt stor uvissle til korleis det store fallet i oljeprisen og den generelle økonomiske situasjonen kjem til å slå ut i tida som kjem. Aktivitetsnivået dei nærmaste åra styrast i stor grad av avgjersle som blei tatt for nokre år sidan. I 2008 godkjende myndigheitene planane for utbygging og drift (PUD) av Yttergryta og Morvin i Norskehavet. I 2009 kan det bli sendt inn fleire nye utbyggingsplanar til myndigheitene for godkjenning. Utbygging av funna Goliat og Gudrun kan bli godkjende av myndigheitene i løpet av 2009.

### Historisk utvikling

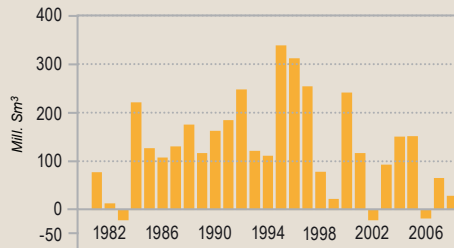
Produksjonen frå den norske kontinentalsokkelen har vore dominert av nokre store felt. Då Nord-sjøen blei opna for oljeverksemd, blei dei områda som såg mest lovande ut, undersøkte først. Det førte til funn i verdsklasse, funn som seinare kom i produksjon og fekk feltnamn som Ekofisk, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll. Desse felta har vore og er framleis viktige for utviklinga av petroleumsverksemda. Utbygginga av dei store felta har ført til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyte seg opp mot. Produk-

sjonen frå fleire av desse felta minkar no, samtidig som fleire nye mindre felt har kome til. Derfor for-deler produksjonen seg i dag på fleire felt enn før. Det er ei naturleg utvikling. Etter kvart som den norske petroleumsverksemda har flytt seg nord-over, har ein gått inn i område med store gass-ressursar. Det er bygt ut mange gassfelt og etablert mykje transportinfrastruktur for gass. Denne infrastrukturen har gjort det mogleg å utvikle stadig nye gassressursar. Utvikling av gassfelt, kombinert med fallande produksjon frå store oljefelt, gjer at gass blir ein stadig viktigare del av petroleumsvirksemda i Noreg.

### Effektiv produksjon av petroleumsvirksemda

Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift av oljefelt og gassfelt har styresmaktene etablert rammene 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 petroleumsvirksemda er selskapa forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsvirksemda. 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



**Figur 5.2** Brutto reservetilvekst, olje 1981 - 2008

(Kjelde: Oljedirektoratet)

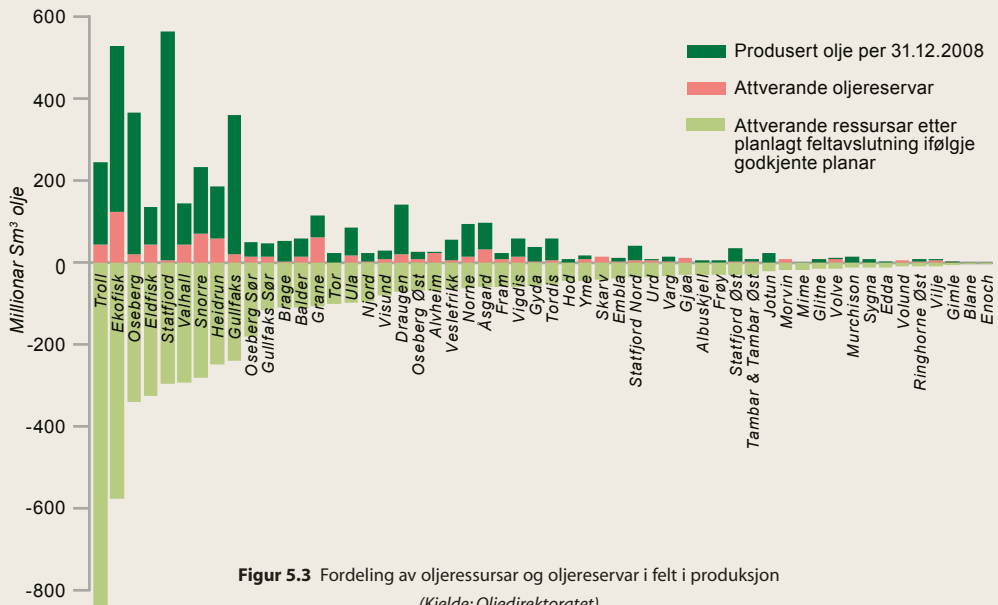
av sjølve utbyggingsplanen sikrar ressursmessig forsvarlege prosjekt som har akseptable konsekvensar for andre samfunnsinteresser. Departementet har utarbeidd ei ny rettleiar for plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift. Hovudfremålet med den oppdaterte rettleiaren er å tydeleggjere regelverket og styresmaktene sine forventningar til utbyggjarar på norsk sokkel.

Utbygging av påviste petroleumsressursar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsnæringa i dag, men 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 Sm<sup>3</sup> 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 oljeresservar i perioden 1981–2008. Rekneskapa for 2008 viste ein vekst på 29 millionar Sm<sup>3</sup> olje, bokført som nye reservar. I 2007 vart det bokført 65 millionar Sm<sup>3</sup> olje. I 2008 var den største auken i oljeresservane frå felta Morvin, Ula og Oseberg.

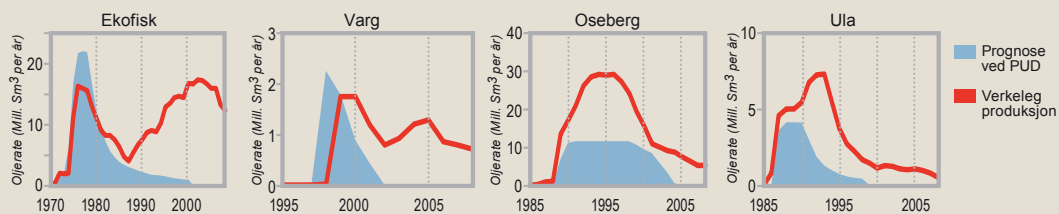
### Auka utvinning i modne område

Delar av den norske kontinentalsokkelen blir i dag definerte som modne område, det vil seie område med kjend geologi, godt utbygd infrastruktur, minkande produksjon og aukande einings-



**Figur 5.3** Fordeling av oljeressursar og oljeresservar i felt i produksjon

(Kjelde: Oljedirektoratet)



**Figur 5.4** Produksjonsutvikling for Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula

(Kjelde: Oljedirektoratet)

kostnader i produksjonen. I desse områda er det framleis eit betydeleg potensial for verdiskaping dersom ein aukar utvinningsgraden i produserande felt, effektiviserer drifta og leitar etter ressursar i nærleiken av infrastrukturen som er utbygd.

Figur 5.3 viser ei oversikt over dei totale 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 felte. Mange tiltak er nødvendige dersom ein skal kunne vinne ut desse ressursane. Tiltaka kan delast i to hovudgrupper, den eine dekkjer tiltak for å auke ressursuttaket, og den andre går ut på å effektivisera drifta.

### Auka ressursuttak

Først og fremst må rettshavarane investere i prosjekt som kan auke utvinninga. Nokre eksempel er boring av fleire brønner, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønner, injeksjon i reservoara for å få ut meir petroleum, og tilpassingar i prosessanlegg. 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. Teknologitvillinga gjer det for eksempel mogleg å bore brønner og utvikle felt på måtar som var teknisk umoglege tidlegare.

Figur 5.4 viser produksjonsutviklinga for felte Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula. Vi ser at den faktiske produksjonen frå desse felte har blitt mykje annleis enn det dei opphavlege utbyggingsplanane la opp til. Ut frå desse planane skulle felte no ha vore nedstengde. Men tiltak med sikte på effektiv drift og auka utvinning har resultert i at felte 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 utbyggingsstidspunktet. 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 felte gir større verdiskaping, men kan også gje auka utslepp til luft og sjø. Tiltak som aukar utvinninga, er ofte energikrevjande og kan føre til større utslepp til luft. Når oljeproduksjonen minkar, kan det også føre til at meir av vatnet som finst naturleg i reservoaret, blir produsert. Desse utfordringane er omtala nærare i kapittel 9.

## Effektiv drift

Den viktigaste 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.

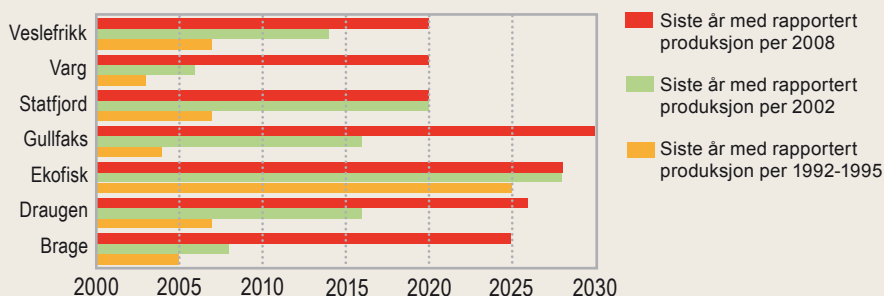
Utviklinga i kommunikasjonsteknologien har opna for nye måtar å arbeide på. Innføring av integrerte operasjonar (IO) i petroleumsverksemda inneber mellom anna at ein bruker informasjonsteknologi til å endre arbeidsprosessar for å oppnå betre avgjersler, til å fjernstyre utstyr og prosessar og til å flytte funksjonar og personell til land. Målet med dette er reduserte kostnader og meir effektiv drift. Petroleumsverksemda i Noreg er i dag langt framme internasjonalt i implementering av IO. Ein av grunnane er at det allereie er lagt breiband (fiberkablur) 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 moglege 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 2008 blei det investert om lag 130 milliardar kroner på den norske kontinentalsokkelen. Totalt er det investert om lag 2100 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 bygge ut eigen infra-



Figur 5.5 Levetida for nokre felt  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

struktur. 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 kartleggje utsiktene og for å kunne utnytte fordelane med infrastrukturen der har styresmaktene etablert ein offensiv leitepolitikk for modne område. På ein føreseieleg måte blir store område tilgjengelege for selskapa, men det set samtidig strenge krav til framdrift for dei selskapa som får tildelt leiteareal. I forlenginga av denne politikken og det faktum at ein del felt nærmar seg nedstenging, er det viktig at infrastrukturen i områda blir utnytta effektivt – anten det no er av eigarane sjølve eller av tredjepartsbrukarar.

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

## Utviklinga framover

For å sikre at potensialet i og omkring produserande felt blir utnytta, er det viktig at eigarinteressene er hos dei selskapa som ønskjer å gjere mest ut av dette. Styresmaktene er derfor positive til omsetning av eigardelar. I tillegg er det opna for eit vidare spekter av aktørar, jamfør omtalen av aktørbiletet i kapittel 4. Norske styresmakter meiner at eit mangfald av aktørar som gjer ulike vurderingar og prioriteringar, er positivt når det gjeld å realisere ressurspotensialet på den norske kontinentalsokkelen.

Auka utvinning, lengre levetid og innfasing av ressursar i nærleiken av felt som produserer, legg grunnlaget for å skape store meirverdiar for samfunnet. Men auka ressursuttak og lengre levetid er aktuelt berre dersom dette lét 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.

## PIAF

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

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

Formålet med PIAF er å sikre styresmaktene betre og meir systematisk oversikt over utviklinga i ressurstilvekst, utvinning, driftskostnader og inves-



teringar. Gjennom PIAF kan ein også identifisere problemstillingar som hindrar utviklinga av felt, og eventuelle forbedringspotensial. PIAF gjer det mogleg til å skilje mellom problemstillingar som gjeld for heile sokkelen, og meir feltspesifikke problemstillingar.





**Figur 5.6** Fiberkabelnettet på norsk kontinentalsokkel  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

# 6 Gasseksport frå norsk sokkel



Gassverksemda utgjer ein stadig større del av petroleumssektoren, og gir dermed staten store inntekter. Norsk gass er også viktig for energiforsyninga i Europa og blir eksportert til alle dei store konsumentlanda i Vest-Europa. Gasseksporten i 2008 var i energiinnhald om lag åtte gonger så stor som den norske normalproduksjonen av elektrisitet. Den norske gasseksporten dekkjer om lag 16 prosent av det europeiske<sup>1</sup> 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. Produsentselskap på den norske kontinentalsokkelen har gassavtalar med kjøparar i Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekkia, Austerrike og Danmark. Etter at Snøhvit-anlegget kom i drift har vi også levert LNG (liquefied natural gas) til mellom anna USA og Japan.

Transportkapasiteten i det norske rørleidningssystemet er i dag om lag 120 milliardar Sm<sup>3</sup> 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 gasstransportssystemet omfattar eit nettverk av rørleidningar med ei lengde på over 7800 km. Det er utarbeidd traktatar som regulerer rettar og plikter mellom Noreg og landa som har landingspunkt for gass.

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

<sup>1</sup> OECD Europa.

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

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

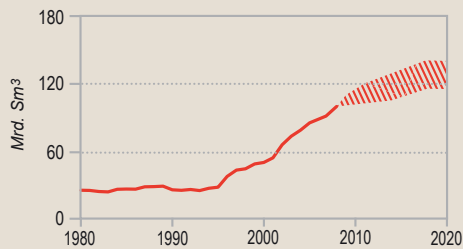
### Organisering av verksemda

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

Styresmaktene har ansvaret for at alternative transportløyser blir utgreidd, slik at det sikrar ei effektiv utvikling av systemet. Samtidig er det viktig å sikre effektiv drift, mellom anna i form av stordriftsfordelar. Olje- og energidepartementet har



**Figur 6.1** Gassrørleidningar  
(Kjeld: Oljedirektoratet)



**Figur 6.2** Historisk og venta norsk gassal. Gassalet er venta å nå eit nivå mellom 115 og 140 milliardar Sm<sup>3</sup> i løpet av det neste tiåret (Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

mange verkemiddel for å oppnå dette. Tre sentrale verkemiddel i det norske gasstransportsystemet er operatøren Gassco, den samordna eigarskapen Gassled og regulert tilgang til transportsystemet. Departementet vurderer bruken av verkemidla i samband med utvikling av ny infrastruktur og ved endra bruk av eksisterande infrastruktur. Operatørskap, eigarskap og spørsmål om regulert tilgang kan brukast uavhengig av kvarandre.

#### Gassco

Selskapet Gassco AS er operatør for Gassled, som omfattar størstedelen av transportsystemet på 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 gasstransportbehov, 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 skala-fordelane. 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 utnyttja 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 er i bruk i dag, eller som det er planar om at andre enn eigarane skal bruke ein del av (tredjepartsbruk). Det er lagt opp til at nye rørleidningar og transportrelaterte anlegg kan innlemmast i Gassled frå det tidspunktet når ein tredjepart tek dei i bruk, og at dei såleis kan bli ein del av det sentrale oppstraums gassstransportsystemet.

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 fortenesta blir teken ut på felta og ikkje i transportsystemet. Oljeselskapa har tilgang til kapasitet i systemet ut frå behovet for gasstransport. For å sikre god ressursforvaltning kan transportrettane overdragast mellom brukarar når behova endrar seg. Gassco har ansvar for kapasitetsallokeringa.

## Gassled – samla eigarstruktur for gasstransport

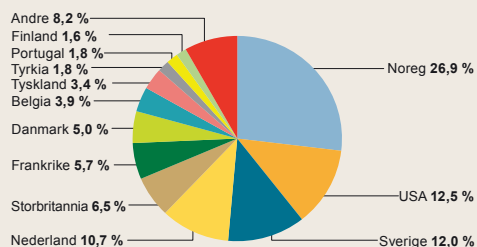
### Eigarfordelinga i Gassled:

Petoro AS*	38,46 %
StatoilHydro ASA	20,47 %
StatoilHydro Petroleum AS	11,63 %
Total E&P Norge AS	7,78 %
Exxon Mobil Exploration and Production Norway AS	5,29 %
Mobil Development Norway AS	4,14 %
Norske Shell Pipelines AS	3,97 %
Norsea Gas AS	2,73 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	2,00 %
Eni Norge AS	1,53 %
A/S Norske Shell	1,35 %
DONG E&P Norge AS	0,66 %

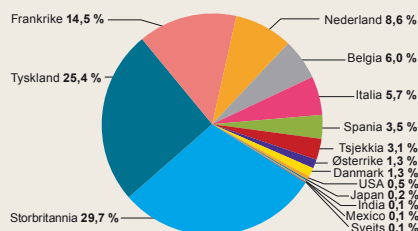
\* Petoro AS er rettshavar for statens deltakardel (Statens direkte økonomiske engasjement, SDØE).

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. Konsesjonstida for dei fleste anlegga i Gassled er sett til 31.12.2028.

Ein samla eigarstruktur for den viktigaste gassinfrastrukturen la grunnlaget for tilgongsregimet for transportsystemet, og lettar 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 2008, fordelt på første mottakarland, totalt 19,5 mill. Sm<sup>3</sup> oe. (Kjelde: Oljedirektoratet)



**Figur 6.4** Norsk naturgasseksport 2008, totalt 96,1 mrd. Sm<sup>3</sup>, fordelt på mottakarland (Kjelde: Oljedirektoratet)

# 7

## Opprydding etter at produksjonen er slutt





**Figur 7.1** Bore- og produksjonsinnretninga DP2 som blei fjerna frå Friggfeltet i 2008  
(Kjelde: Total E&P Norge AS)

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

Olje- og energidepartementet har til no behandla meir enn ti avslutningsplanar. I dei fleste sakene er det bestemt at utrangerte innretningar skal fjernast og takast til land, for eksempel for Odin, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille-Frigg, Frøy og TOGI. Under behandlinga av avslutningsplanane for Ekofisk I og Frigg blei det også gitt løyve til å etterlate betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet. Arbeidet med å fjerne innretningane på Friggfeltet og delar av Ekofisk tok til i 2005. Avslutningsplanen for MCP-01 er for tida til behandling i departementet. Bore- og produksjonsinnretninga DP2 på Friggfeltet blei fjerna i juli 2008 (sjå figur 7.1).

### Regelverk

Når styresmaktene gjer vedtak om korleis ei innretning på den norske kontinentalsokkelen skal disponerast, tek ein i bruk både nasjonalt og internasjonalt regelverk. Petroleumslova av 1996 regulerer disponering eller avvikling av innretningar. I tillegg til petroleumslova regulerer OSPAR-konvensjonen (konvensjon om vern av det marine miljøet i det nordaustlege Atlanterhavet) 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 nemnt er det gitt løyve til å etterlate betongunderstellet med vernevegg på Ekofisk-tanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet.

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

### Avslutningsplan

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

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

På bakgrunn av konsekvensutgreiinga og høyringsfråsegnene, og disponeringsdelen og vurderinga av denne delen, utarbeider Olje- og energidepartementet eit framlegg til kongeleg



resolusjon om disponering og legg det fram for regjeringa. Når det er søkt om unntak frå OSPAR-vedtaket om ilandføring, skal saka leggjast fram for Stortinget.

### **Ansvar**

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

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



**Figur 7.2** Illustrasjon av Ekofisktanken før og etter fjerning av overbygninga

(Kjelde: ConocoPhillips)



## Norsk petroleumsindustri

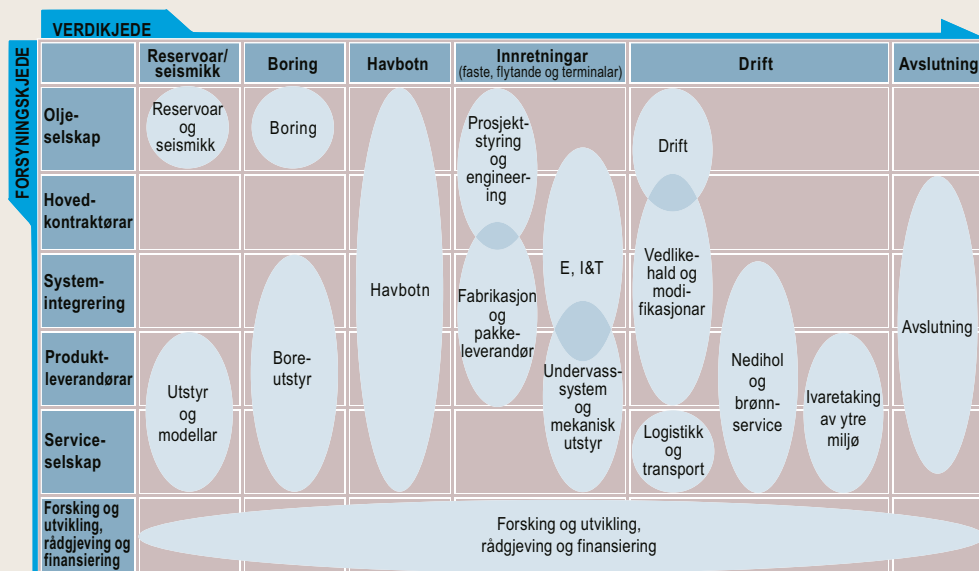
Oppbygging av norsk og norskbasert petroleumskompetanse har vore eit viktig element i norsk petroleumpolitikk. I førstninga blei mykje av kunnskapen overført frå utanlandske oljeselskap og leverandørbedrifter, men i dag har Noreg ein velutvikla og internasjonalt konkurransedyktig petroleumsindustri. 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

produksjonsløysingar. Leverandørbedriftene er representerte i alle fylka i landet, og lokale og regionale ringverknadar av petroleumsverksemda er til dels omfattande også i delar av landet som vi til vanleg ikkje tenkjer på i samband med denne næringa. Ein studie<sup>1</sup> utført av Menon Business Economics viser at næringa produserer meir enn berre skatteinntekter for staten. Den skaper 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

<sup>1</sup> *Konkraft-rapport 4 Internasjonalisering*



**Figur 8.1** Interaktivt kart over norske olje- og gassklynger  
(Kjelde: [www.Intsok.com](http://www.Intsok.com))

andre land. Men for at veksten i leverandørbedriftene skal kunne halde fram, er dei avhengige av å vekse internasjonalt. Internasjonale erfaringar og deltaking i internasjonale utbyggingsprosjekt er svært viktig for at leverandørindustrien skal utvikle seg vidare. Slik internasjonal erfaring vil også kunne bidra til å redusere kostnadsnivået endå meir på den norske kontinentalsokkelen.

### **Industri og industrisamarbeid knytt til petroleumsvirksomma**

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

#### *INTSOK*

For å fremme internasjonaliseringa av norsk petroleumsretta industri etablerte styresmaktene i 1997, i samarbeid med norsk petroleumsindustri, stiftinga INTSOK – Norwegian Oil and Gas Partners. Norske styresmakter ser INTSOK som ein viktig samarbeidspartnar. INTSOK har i dag om lag 180 medlemsbedrifter. Tal frå Menon Business Economics legg til grunn at i 2007 omsette norske petroleumsretta selskap for 95 milliardar kroner i utlandet, ei seksdobling sidan 1995. Målsetjinga er at dei skal auke den årlege omsetninga i utlandet til om lag 120 milliardar norske kroner i 2012.

#### *Petrad*

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

i nasjonale oljeselskap og petroleumsförvaltning i utviklingsland.

#### *Olje for utvikling*

Olje- og energidepartementet samarbeider med Utanriksdepartementet, Finansdepartementet og Miljøverndepartementet om ei felles satsing på bistand til utviklingsland når det gjeld petroleumsförvaltning og godt styresett. Satsinga omfattar:

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

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

#### *EITI*

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

Som i all anna norsk offentleg förvaltning er det eit berande prinsipp at den norske petroleumsförvaltninga skal oppfylle dei strengaste krav til kontroll og etterprøving. Openheit om skatte- og avgiftsbetalingar er eit grunnleggjande element i norsk petroleumsförvaltning, og skattetalara er

offentleg tilgjengelege. Inntektsstraumane er også underlagde uavhengig kontroll gjennom arbeidet i Riksrevisjonen.

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

bidra til å styrkje EITIs gjennomslagskraft globalt. Vinteren 2008/2009 ble det etablert en gruppe med representantar frå det sivile samfunn, industrien og myndigheitene for å ha ansvaret for implementeringa i Noreg. Noreg søkte også om å få status som EITI-kandidat.

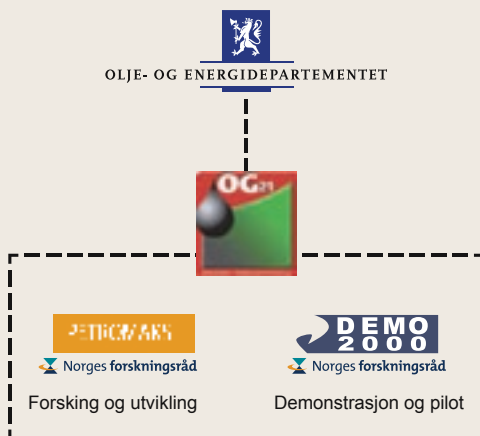
Medlemsbedriftene i Oljeindustrienes landsforening (OLF) deler målsetjinga til regjeringa om større transparens i utvinningsbransjane. OLF har på vegner av medlemsbedriftene sine samtykt i at oversikter over skattebetalningar frå oljeselskap på den norske kontinentalsokkelen til norske styresmakter skal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

Noreg er også vertskap for det internasjonale sekretariatet for EITI. Les meir om EITI på [www.eitransparency.org](http://www.eitransparency.org).

### Forskning og teknologiutvikling i olje- og gassverksemda

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

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



**Figur 8.2** Olje- og energidepartementet si involvering i petroleumsforskninga

(Kjelde: Olje- og energidepartementet)

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

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

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

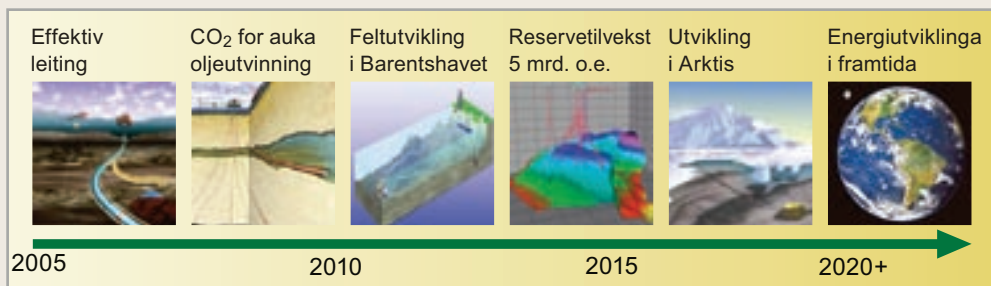
OG21-strategien blei revidert i 2005 for å tilpasse seg betre utfordringane som bransjen står overfor i dag. Den reviderte strategien har definert åtte teknologiområde som er avgjerande for den vidare utviklinga av petroleumsaktiviteten:

- 1 Miljøteknologi for framtida
- 2 Leiteteknologi og reservoarkarakterisering
- 3 Auka utvinning
- 4 Kostnadseffektiv boring og intervensjon
- 5 Integreerte operasjonar og sanntidsstyring av reservoar
- 6 Undervassprosessering og transport
- 7 Djupvass- og undervassproduksjonsteknologi
- 8 Gassteknologi

Et nytt styre for OG21 blei oppnemnt i oktober 2007, og StatoilHydro leier styret.

#### PETROMAKS

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



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

(Kjelde: OG21)

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 marknaden. 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.

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

#### *DEMO 2000*

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

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

på å utvikle eit framtidssretta, marknadsorientert kompetansenettverk.

DEMO 2000-programmet har støtta demonstrasjon av ny petroleumsteknologi sidan 1999. Nokre teknologiar som er utvikla gjennom programmet, er alt no kommersielt tilgjengelege og har spart næringa for store kostnader. DEMO 2000 ser 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.

#### *PETROSAM*

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.

#### *PROOF*

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

#### *CLIMIT*

CLIMIT er eit programsamarbeid mellom Gassnova og Noregs forskingsråd om forskning,

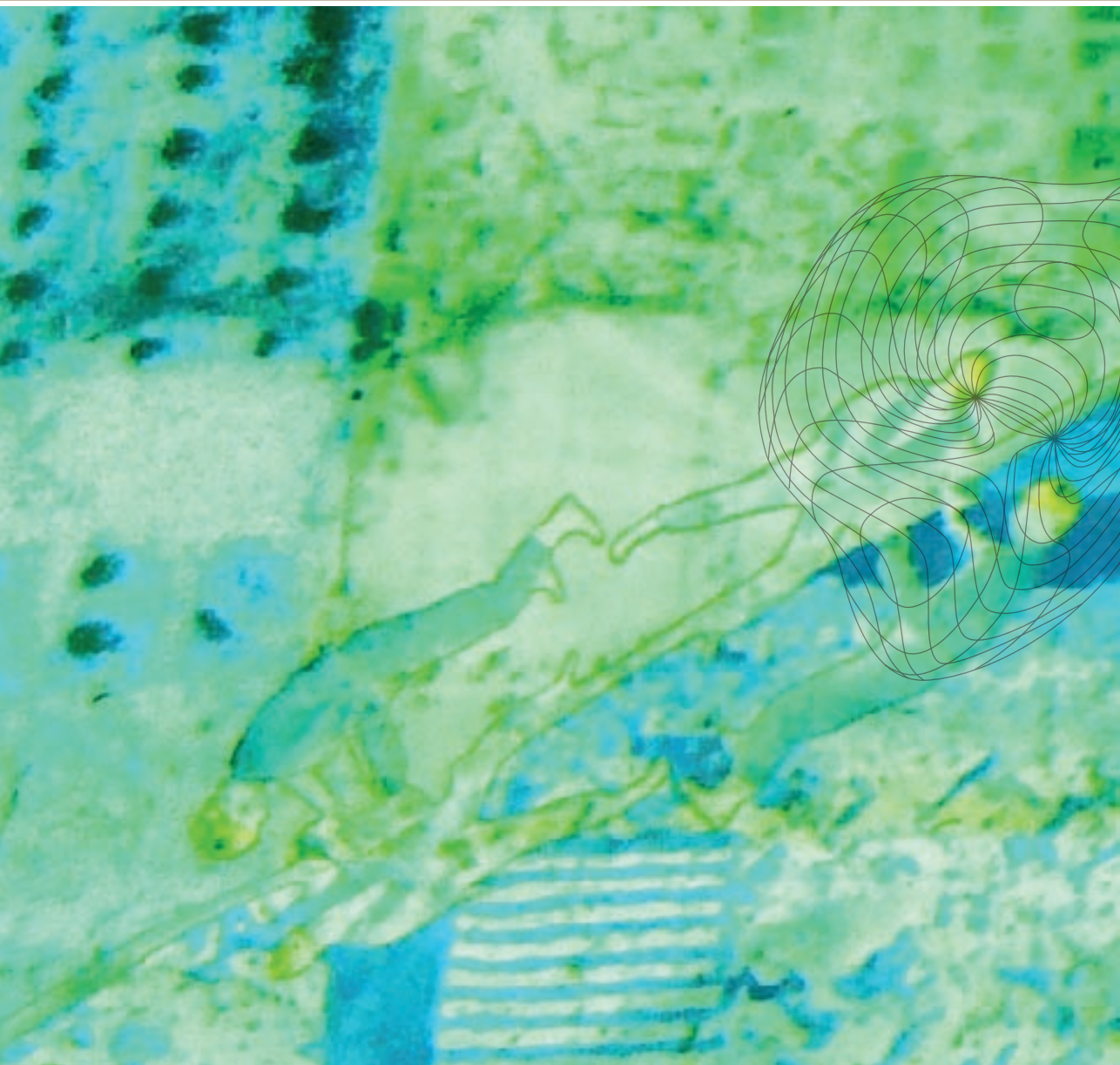
utvikling og demonstrasjon av teknologi til miljøvennleg kraftgenerering. Programmet blir finansiert dels med midlar frå avkastninga av Gassteknologifondet som blir disponert av Gassnova, og dels med midlar som Forskningsrådet disponerer.

Målsetjinga til CLIMIT er å bidra til lønnsam kraftgenerering med CO<sub>2</sub>-handtering. Programmet skal dekkje heile utviklingskjeda, frå langsiktig, kompetanseoppbyggande forskning til prosjekt som demonstrerer CO<sub>2</sub>-handteringsteknologiar. Prosjektporteføljen er særleg innretta mot teknologiløysingar for fangst av CO<sub>2</sub> på ein mest mogleg kostnadseffektiv måte. CLIMIT skal også prioritere utvikling av kunnskap og løysingar for sikker og påliteleg lagring av CO<sub>2</sub> i geologiske formasjonar.



# 9

## Miljøomsyn i norsk petroleumsverksemd



## Introduksjon

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

Noreg var eit av dei første landa i verda då vi i 1991 innførte ei høg CO<sub>2</sub>-avgift. CO<sub>2</sub>-avgifta har ført til teknologiutvikling og utløyst tiltak som har gitt betydelege utslppsreduksjonar. Den strenge reguleringa av faking gjennom petroleumslova bidreg til at det generelle nivået for faking på den norske sokkelen er lågt samanlikna med nivået internasjonalt. Styresmaktene og oljeindustrien har arbeidd tett saman om å nå målet om null skadelege utslipp til sjø (nullutslppsmålet). Ein reknar at målet om nullutslipp er nådd for tilsette kjemikaliar. 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 utslipp til luft og sjø frå petroleumsverksemda, og verkemiddel og tiltak som sikrar at ein tek omsyn til miljøet.

## Lover og avtaleverk som regulerer utslipp frå petroleumsverksemda

Utslipp frå petroleumsverksemda i Noreg blir i stor grad regulert gjennom petroleumslova, CO<sub>2</sub>-avgiftslova, særavgiftslova, klimakvotelova og forureiningslova. Petroleumsanlegga på land står overfor dei same verkemidla som annan 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

## Ulike typar utslipp frå petroleumsverksemda

Dei ulike fasane i petroleumsverksemda gir ulike typar utslipp. Med leiteaktivitet følgjer det utslipp av borkaks og utslipp til luft frå energiproduksjon. I driftsfasen blir det utslipp til sjø og luft, først og fremst vatn med restar av olje og kjemikaliar (produsert vatn), og dessutan karbondioksid (CO<sub>2</sub>), nitrogenoksid (NO<sub>x</sub>) frå energiproduksjon og faking, og flyktige organiske sambindingar utanom metan (nmVOC) frå lagring og lasting av råolje. Både leiteaktiviteten og produksjonen gir risiko for akutte utslipp.

i tillegg inn under føresegnene i plan- og bygningslova (sjå kapittel 5).

I tillegg til det nemnde lovverket har petroleumsverksemda bunde seg til å avgrense utslippa gjennom avtalar. I samsvar med internasjonale avtalar pliktar Noreg å avgrense utslippa sine av ulike komponentar. Korleis dette påverkar petroleumssektoren, er avhengig av ordlyden i den einskilde avtalen, og korleis krava og verkemiddelbruken blir fordelte sektorvis i Noreg.

## Utslipp til luft

Avtalane om utslipp til luft spesifiserer vanlegvis utslippstak 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 utslippa frå dei ulike utslppskjeldene, både

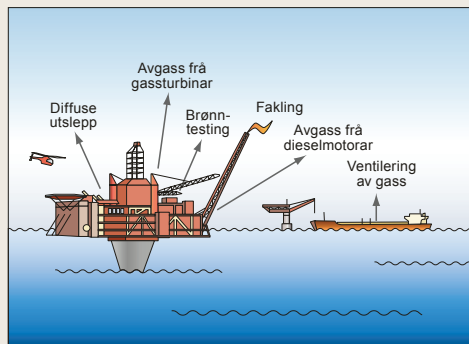
nasjonalt og internasjonalt, har innverknad på kva for tiltak ein set i verk overfor petroleumssektoren.

Etter Kyotoprotokollen har Noreg eit utsleppstak som inneber at klimagassutsleppet her i landet i gjennomsnitt for åra 2008–2012 ikkje skal auke meir enn 1 prosent i forhold til utsleppsnivået i 1990. I forhold til 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 Kyotomekanismane «Den grønne utviklingsmekanismen» (CDM) og «Felles gjennomføring» (JI).

Klimameldinga, som blei lagd fram i juni 2007, inneber at Noreg skal overoppfylle Kyoto-målsetjinga med 10 prosentpoeng. Klimaforliket i januar 2008 opnar for at Noreg skal bli karbonnøytralt i 2030. Vidare er det lagt til grunn reduksjon i dei norske klimagassutsleppa på 15–17 millionar tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalentar innan 2020, når skog er inkludert. Det inneber at om lag 2/3 av dei totale utsleppsreduksjonane våre skal takast nasjonalt.

Noreg oppretta med klimakvotelova eit nasjonalt kvotesystem for klimagassar frå 2005 som oppfølging av Kyotoprotokollen. Klimakvotelova blei revidert i 2007 og i februar 2009. Hausten 2007 implementerte Noreg EUs kvotehandelsdirektiv, og det norske kvotesystemet er knytta til EUs kvotesystem i perioden 2008–2012. I desember 2008 samla EU seg om 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 søkjer å løyse miljøproblema forsuring, overgjødning og bakkenært ozon. Göteborgprotokollen tok til å gjelde 17.05.2005.



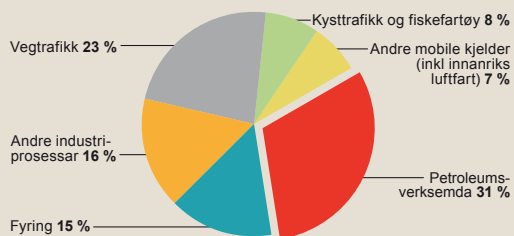
Oversikt over utsleppskjelder

I samsvar med denne protokollen skal Noreg redusere NO<sub>x</sub>-utsleppa til 156 000 tonn innan 2010. Det inneber 27 prosent reduksjon, samanlikna med utsleppsnivået i 1990. For nmVOC er den nye forpliktinga tilnærma lik det Noreg har teke på seg under den gjeldande Genèveprotokollen. Der er kravet at dei årlege nmVOC-utsleppa frå heile fastlandet og norsk økonomisk sone sør for den 62. breiddegraden så snart som råd skal reduserast med 30 prosent i forhold til 1989-nivået. Dei samla nasjonale utsleppa skal etter Göteborgprotokollen ikkje bli høgare enn 195 000 tonn per år innan 2010.

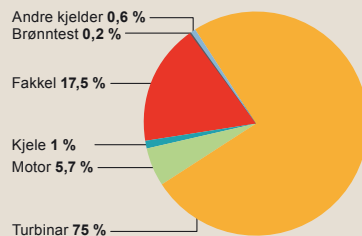
### Utslepp til sjø

Utslepp til sjø omfattar i hovudsak produsert vann, borkaks og restar av kjemikaliar 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



**Figur 9.1** Kjelder til norske utslipp av CO<sub>2</sub> 2007  
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



**Figur 9.2** CO<sub>2</sub>-utslipp frå petroleumserverksemda 2007, fordelt på kjelder (Kjelde: Oljedirektoratet)

30 mg per liter frå og med 2007. Bruk og utslipp av kjemikalier er internasjonalt regulert i form av krav om risikovurdering og kategorisering etter eigenskapane til kjemikaliane.

Målsetjinga om null miljøfarlege utslipp til sjø frå petroleumserverksemda blei slått fast i St.meld. nr. 58 (1996–1997) *Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling*. Målsetjinga er også teken opp i fleire seinare stortingsmeldingar, mellom anna i St.meld. nr. 12 (2001–2002) *Rent og rikt hav*, St.meld. nr. 25 (2002–2003) *Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand* og St.meld. nr. 26 (2006–2007) *Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand*.

Nullutslippsmåla er føre-var-mål som skal bidra til at utslipp til sjø av olje og miljøfarlege stoff ikkje fører til uakseptabel helse- eller miljøskade. Hovudregelen er at det ikkje skal sleppast ut miljøfarlege stoff, verken kjemiske stoff som er tilsette, eller kjemiske stoff som finst naturleg. Etter at målsetjinga om null utslipp til 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 milliardsummer for å få ned utslippa til sjø, og tiltaka som er gjennomførte, har redusert utslippa betydeleg. Utslippa av miljøfarlege stoff på prioritetslista frå produsert vatn og borkaks utgjør i dag under 3 prosent av dei nasjonale utslippa av dei aktuelle stoffa. Utslippa av tilsette miljøfarlege kjemikalier (raud og svart kategori) er reduserte med over 99 prosent i perioden 1997 til 2007, og ein reknar at nullutslippsmålet er nådd for tilsette kjemikalier. SFT har gjort greie for framdrifta i nullutslppsarbeidet i rapportar til Miljøverndepartementet i 2002, 2003, 2005 og 2006.

Målet for miljøfarlege naturlege stoff i produsert vatn er ikkje nådd like godt som for tilsette

kjemikalier. Produsert vatn inneheld restar av olje og kjemiske stoff, både kjemikalier som er tilsette i prosessen, og kjemiske stoff som finst naturleg. For olje og stoff som finst naturleg i produsert vatn, er det prosessoptimaliseringar, reinjeksjon av produsert vatn og reinsetiltak som bidreg mest til å redusere risikoen for miljøskade innanfor ei akseptabel kostnadsramme.

Mange av felta har implementert tiltak for å redusere utslipp med tanke på å nå nullutslippsmålet. Fleire av dei planlagde tiltaka har likevel kravt noko lengre tid å gjennomføre. Det endeleg oppnådde målet for eksisterande felt kan difor ikkje vurderast før tidlegast i 2009. Regjeringa vil i 2009 vurdere kor langt ein er komen, og om det trengst fleire tiltak for å sikre at nullutslippsmålet blir nådd.

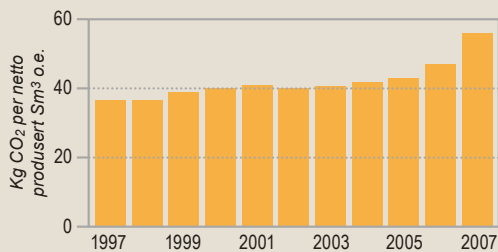
### Utslepp frå petroleumserverksemda

Utslepp frå petroleumssektoren til luft er stort sett avgassar frå forbrenning av gass i turbinar, fakling av gass og forbrenning av diesel. Desse avgassane inneheld mellom anna CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Andre miljøskadelege stoff som blir sleppte ut, er nmVOC, metan (CH<sub>4</sub>) og svoveldioksid (SO<sub>2</sub>). Utslepp frå petroleumssektoren til sjø inneheld restar av olje og kjemikalier som blir nytta i produksjonsprosessane, og dessutan kjemiske stoff som finst naturleg.

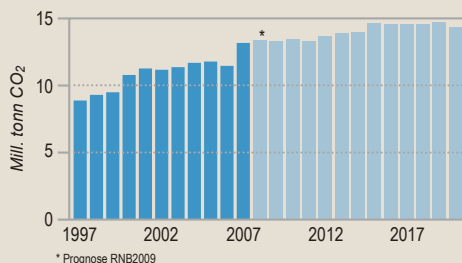
### Måling og rapportering av utslipp

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

Når ein skal rekne ut totale oljeutslipp, måler ein volumet av det produserte vatnet som blir



**Figur 9.3** Utslepp av avgiftspliktig CO<sub>2</sub> per produsert eining (Kjelde: Oljedirektoratet)



**Figur 9.4** Utslepp av CO<sub>2</sub> frå petroleumssektoren i Noreg (Kjelde: Oljedirektoratet)

sleppt til sjø, og analyserer oljeinnhaldet i vatnet. Utslepp av kjemikalier blir rekna ut frå forbruk, relatert til kor mykje som blir vunne att og/eller injisert.

Statens forureiningstilsyn, Oljedirektoratet og Oljeindustriens Landsforening har etablert ein felles database for rapportering av utslepp til sjø og luft frå oljeværksemda. Frå 2004 rapporterer alle operatørar 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.

### Utsleppsstatus for CO<sub>2</sub>

I nasjonal samanheng står petroleumsværksemda for 31 prosent av CO<sub>2</sub>-utsleppa (sjå figur 9.1). Dei andre store utsleppskjeldene for CO<sub>2</sub> i Noreg er vegtrafikk, fyring og utslepp frå industriprosessar. CO<sub>2</sub>-utsleppa frå innretningane på kontinentalsokkelen stammar i all hovudsak frå forbrenning av gass og diesel i turbinar og faking av gass (sjå figur 9.2).

Miljøeffektane av CO<sub>2</sub> er mellom anna:

- CO<sub>2</sub> bidreg til drivhuseffekten, som gir global oppvarming.
- Høg konsentrasjon av CO<sub>2</sub> i atmosfæren gjer at meir CO<sub>2</sub> løyser seg i vatn. Det kan føre til at pH-verdien minkar i sjø og hav.

Utviklinga på den norske kontinentalsokkelen mot meir modne felt, flytting av aktivitet nordover og lengre avstandar for gasstransport dreg i retning av auka utslepp per produsert eining (sjå figur 9.3). Behandling og transport av produsert gass er meir energikrevjande enn produksjon av væske. Produksjonen av gass utgjer ein stadig større del på den norske kontinentalsokkelen. I tillegg minkar

reservoartrykket i produksjonsbrønnane. Dermed aukar behovet for gasskompresjon og med det energibehovet.

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

CO<sub>2</sub>-utsleppa frå petroleumsværksemda vil dei næraste åra liggje på rundt 14 millionar tonn CO<sub>2</sub> per år. Toppen vil truleg kome i 2019.

### Verkemiddel for å redusere CO<sub>2</sub>-utsleppa

Noreg ligg langt framme når det gjeld å ta i bruk miljøeffektive løysingar, og nyttar både politiske verkemiddel og tekniske tiltak i arbeidet med å redusere CO<sub>2</sub>-utsleppa. CO<sub>2</sub>-avgifta og klimakvotelova er dei sentrale verkemidla for å redusere desse utsleppa. Styresmaktene kan også bruke andre verkemiddel, som vilkår i PUD/PAD, utsleppsløyve og produksjonsløyve, som mellom anna omfattar faking.

#### CO<sub>2</sub>-avgifta

Bruk av gass, olje og diesel i samband med petroleumsværksemda på kontinentalsokkelen er etter CO<sub>2</sub>-avgiftslova med verknad frå 01.01.1991 pålagt CO<sub>2</sub>-avgift. Frå 01.01.2008 er CO<sub>2</sub>-avgifta 45 øre per liter olje og per standardkubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) gass (svarar til ca. 184 kroner per tonn CO<sub>2</sub>).

#### Klimakvotelova

Klimakvotelova blei revidert i 2007 og i februar 2009. Petroleumsværksemda 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.

## CO<sub>2</sub>-utslepp frå produksjonen i Noreg samanlikna med gjennomsnittet i verda

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

Figuren viser utslepp av CO<sub>2</sub> per produsert eining petroleum. Figuren viser utviklinga for Noreg og for verda. Noregs utslepp per produsert eining var i 2006 om lag 47 kilo per Sm<sup>3</sup> o.e. Det internasjonale gjennomsnittet låg i 2006 på om lag 120 kilo per Sm<sup>3</sup>.<sup>1</sup>

Utsleppa per produsert eining har auka svalt på den norske kontinentalsokkelen dei

siste åra, stort sett på grunn av meir energi-intensiv produksjon i modne felt.



**Figur 9.5** Utslepp av CO<sub>2</sub> per produsert eining i Noreg og gjennomsnittet i verda (2003-2006)  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

<sup>1</sup> Kjelde: International Association of Oil and Gas Producers, [www.ogp.org.uk](http://www.ogp.org.uk).

Petroleumsanlegga må kjøpe alle kvotane. Det er per i dag fleire felt som får heile kraftforsyninga eller delar av henne frå land. Mellom anna nyttar installasjonane på Troll A og Ormen Lange kraft frå el-nettet, mens det er vedteke at Valhall vidareutvikling og Gjøafeltet skal byggjast ut med kraft frå land.

### Vilkår og løyve

Brenning av gass i fakkelt ut over det som er nødvendig for å sikre normal drift, er etter petroleumslova ikkje tillate utan godkjenning frå Olje- og energidepartementet. Sjølv om faking står for om lag 7 prosent av CO<sub>2</sub>-utsleppa frå petroleumsverksemda, er det norske nivået lågt samanlikna med andre land (sjå figur 9.5). CO<sub>2</sub>-avgifta og direkte regulering av faking har utløyst ei rekkje utslepps-

reducerande tiltak, som 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 ein analyse av mogleg kraftforsyning frå land. Det gjeld både nye feltutbyggingar og større modifikasjonar på eksisterande installasjonar.

### Eksempel på tiltak for å redusere CO<sub>2</sub>-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 olje-

industri 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 felte Oseberg, Snorre og Eldfisk. Desse anlegga er eineståande i offshoresamanheng i verda.

#### *Lagring av CO<sub>2</sub>*

CO<sub>2</sub> 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 ein million tonn CO<sub>2</sub> i Utsiraformasjonen i samband med prosessering av gassen frå Sleipnerfeltet. Utsiraformasjonen er det einaste anlegget i verda der større mengder CO<sub>2</sub> blir lagra i ein geologisk formasjon under havbotnen. På Snøhvitfeltet begynte ein i april 2008 å separere og lagre CO<sub>2</sub> før naturgassen blir kjølt ned til flytande gass (LNG). CO<sub>2</sub>-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 700 000 tonn CO<sub>2</sub> bli lagra i året.

Noreg vil i framtida ha godt høve til å lagre CO<sub>2</sub> på grunn av tilgang til store vassfylte reservoar og ferdigproduserte olje- eller gassreservoar utanfor Norskekysten. Lagring av CO<sub>2</sub> i ferdigproduserte reservoar er ei geologisk god løysing fordi strukturen er tett, i og med at han har halde på gass og olje gjennom millionar av år.

Norske styresmakter arbeider aktivt for å sikre at slik lagring av CO<sub>2</sub> kan skje på ein trygg og miljømessig forsvarleg måte. Innanfor OSPAR-kon-

vensjonen og Londonkonvensjonen blir det arbeid med å etablere eit godt internasjonalt regelverk for CO<sub>2</sub>-lagring. Hausten 2006 blei det gjort vedtak i Londonkonvensjonen om at det skulle vere til-late med injeksjon og lagring av CO<sub>2</sub> i geologiske formasjonar under havbotnen. Endringa tok til å gjelde 10. februar 2007. Tilsvarende endring blei gjort under OSPAR-konvensjonen sommaren 2007. Endringa tek til å gjelde når minst sju av partane i konvensjonen har ratifisert endringsvedtaket. Noreg godkjende endringane 9. november 2007.

Gassco, Gassnova, OD og NVE har på oppdrag frå Olje- og energidepartementet vurdert alternative transportløysingar og deponeringsstader for CO<sub>2</sub> frå CO<sub>2</sub>-fangstanlegga på mellom anna Kårstø og Mongstad. Den første rapporteringa låg føre sommaren 2007. Gruppa skal i 2009 leggje fram ei tilråding om det dei reknar som den beste transport- og deponeringsløysinga for CO<sub>2</sub>, når ein tek omsyn til kostnader, reservoarforhold og teknologisk risiko. Etter planen skal investeringa avgjerast i 2009.

Statsføretaket Gassnova SF blei stifta i juli 2007. Føretaket har ansvar for staten sine interesser i teknologiseret på Mongstad, arbeidet med CO<sub>2</sub>-fangst på Kårstø og prosjekta for transport og lagring av CO<sub>2</sub>.

#### *Bruk av CO<sub>2</sub> for å auke oljeutvinninga*

Oljedirektoratet har estimert eit stort teknisk potensial for auka oljeutvinning ved hjelp av CO<sub>2</sub>-injeksjon i oljefelt på den norske kontinentalsokkelen. Nyare utgreingar har vist negativ lønnsemd med dagens føresetnader om utbyggingskostnader og oljeprisar (for eksempel bruk av CO<sub>2</sub> for å auke oljeutvinninga frå Draugenfeltet). Det store potentialet, og fokus på miljøutslepp, gjer at Oljedirektoratet framleis vil ha spesielt fokus på bruk av CO<sub>2</sub> til å auke oljeutvinninga.

### *Energileiing og energieffektivisering*

Utslepp av CO<sub>2</sub> frå kraftproduksjon på kontinental-sokkelen står for om lag 90 prosent av dei totale utsleppa frå offshoreverksemda. I 2004 laga styresmaktene i samarbeid med industrien ei utgreiing om moglegheitene for meir effektiv energiforsyning på den norske kontinental-sokkelen. Utgreiinga konkluderte med at eit realistisk, men ambisiøst overslag for mogleg utsleppsreduksjon er om lag 5–10 prosent i ein periode på 10 år. Denne betringa har ein alt lagt opp til i framskrivingane av CO<sub>2</sub>-utsleppa frå sektoren. Dette kan ein oppnå dersom industrien systematisk gjennomfører energileiing i alle delar av verksemda. Næringa følgde opp utgreiinga frå styresmaktene, og våren 2006 publiserte Oljeindustriens Landsforening ei rettleiing som hjelper selskapa med å systematisere og formalisere arbeidet med energileiing, og som byggjer på dei same prinsippa som godkjende standardar for miljøstyring, for eksempel ISO 1400 og EMAS. Det er sett krav til energileiing (energistyringssystem) i utsleppsløyvet frå SFT etter forureiningslova, og selskapa skal reviderast på dette kravet.

Mange ENØK-tiltak blei gjennomførte då CO<sub>2</sub>-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*

Oljedirektoratet (OD), Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE), Statens forureiningstilsyn (SFT) og Petroleumstilsynet (PTIL) overleverte 4. januar 2008 ein rapport til regjeringa. Rapporten var ein ny gjennomgang av kostnadene ved å forsyne petroleumsverksemda på sokkelen med kraft frå land, og blei varsla i St.meld. nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk*. Dei nye utrekingane viser at

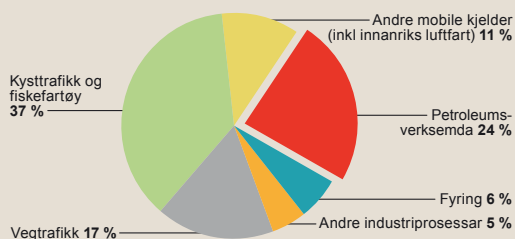
tiltakskostnadene for å delelektrifisere eit område med eksisterande innretningar ligg frå 1600 til 5000 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Kostnadene skriv seg hovudsakleg frå betydeleg auka byggjekostnader offshore, stor kompleksitet i ombyggingsprosessane og kortare levetid for felta enn det som tidlegare har vore lagt til grunn. Samtidig viser rapporten at nærare 45 prosent av utsleppa frå sektoren ikkje kan erstattast med elektrisk kraft frå land (mellom anna utslepp frå flytande innretningar og utslepp som knytter seg til gassfakling som eit tryggingstiltak). I avtalen om klimameldinga (klimaforliket) blei partane einige om at arbeidet med utsleppsfri kraft i petroleumsverksemda må intensiverast, og med bakgrunn i tekniske, økonomiske og forsyningsmessige forhold skal kraft frå land og utsleppsfri kraft vurderast ved nye utbyggingar og større utviklingsprosjekt. Elektrifisering må ein sjå i lys av at det er betydelege variasjonar mellom installasjonane når det gjeld tekniske eigenskapar, kostnader og ikkje minst verknaden dei påfører andre brukarar av kraft gjennom tilknyttinga til den generelle kraftforsyninga. Økonomien i ei løysing med kraft frå land er særleg avhengig av varme- og kraftbehovet, avstanden til land og designen på innretninga.

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 og Gjøafeltet skal byggjast ut med kraft frå land.

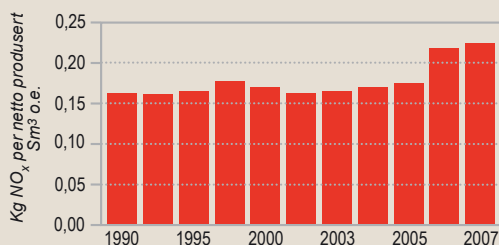
### **Utsleppsstatus for NO<sub>x</sub>**

Det er nær samanheng mellom utsleppa av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Som for CO<sub>2</sub> er gassforbrenning i turbinar, fakling av gass og dieselforbruk på innretningane sentrale utsleppskjelder også for NO<sub>x</sub>. Mengda av utslepp er avhengig både av forbrenningsteknologi og kor mykje drivstoff som blir brukt. For





**Figur 9.6** Kjelder til norske utslipp av NO<sub>x</sub> 2007  
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)



**Figur 9.7** Utslipp av NO<sub>x</sub> per produsert eining  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

eksempel gir forbrekking i gassturbinar lågare utslipp av NO<sub>x</sub> enn forbrekking i dieselmotorar.

NO<sub>x</sub> er ei nitrogensambinding som bidreg til forsureing. Miljøeffektane av NO<sub>x</sub> er mellom anna:

- skade på fiske- og dyreliv gjennom forsureing av vassdrag og jordsmonn
- skade på bygningar, stein og metall som følgje av sur nedbør
- skade på helse, avlingar og bygningar på grunn av at det dannar seg bakkenært ozon

Mobile kjelder står for størsteparten av dei norske NO<sub>x</sub>-utslappa (sjå figur 9.6). Petroleumsverksemda bidreg på si side med 24 prosent. Utsleppa av NO<sub>x</sub> per produsert oljeequivalent har auka svakt sidan 1997 (sjå figur 9.7). Dei totale utslappa av NO<sub>x</sub> frå sektoren har også auka frå 1991 (sjå figur 9.8). Hovudårsaka til veksten fram til i dag er at auka aktivitet har kravt meir energi, og det har bidrege til meir utslipp.

## Verkemiddel for å redusere NO<sub>x</sub>-utslappa

### PUD/PAD

I driftsfasen er utslipp av NO<sub>x</sub> på kontinentalsokkelen regulert ved eventuelle vilkår i samband med behandlinga av PUD/PAD. Det kan også bli gitt utslippsløyve med heimel i forureiningslova, som omfattar NO<sub>x</sub>. SFT arbeider for tida med oppdatering av utslippsløyva.

### NO<sub>x</sub>-avgifta og Göteborgprotokollen

Stortinget vedtok 28. november 2006 at det skal betalast ei avgift for utslipp av NO<sub>x</sub>. Dette er heimla i endring (01.01.2007) i forskrifta om særavgifter. Avgifta omfattar samla utslipp frå petroleumsverksemda frå turbinar med innfyrt effekt over 10 MW og maskinar over 750 hk. Avgifta gjeld

dessutan utslipp frå fakkell. Avgifta er sett til 15 kroner per kilo NO<sub>x</sub>.

Formålet med avgifta er å redusere det årlege utslippet av NO<sub>x</sub> i Noreg til 156 000 tonn innan 2010, i samsvar med det vi har forplikta oss til etter Göteborgprotokollen frå 1999 (ratifisert av Noreg 30. januar 2002). Avgifta rettar seg hovudsakleg mot utslipp frå innanlandsk verksemd, og omfattar utslipp frå store einingar innanfor sektorane sjøfart, luftfart og landbasert verksemd og på kontinentalsokkelen. Avgiftspliktige er reiarlag eller eigarar av fartøy, eigarar av landbasert verksemd og operatørar av verksemd på kontinentalsokkelen.

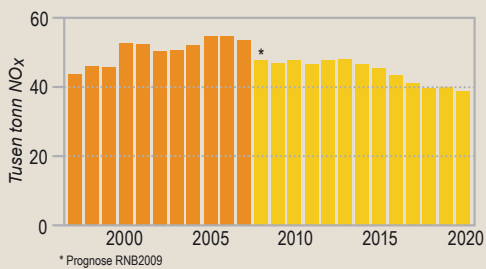
I samband med at Stortinget behandla NO<sub>x</sub>-avgifta, blei det bestemt å gi avgiftsfritak for utslippskjelder som kjem inn under miljøavtalar med staten om gjennomføring av NO<sub>x</sub>-reducerande tiltak i samsvar med eit fastsett miljømål. Det er no inngått ein miljøavtale om reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslipp mellom den norske staten ved Miljøverndepartementet og næringsorganisasjonane. Utsleppa frå desse næringsorganisasjonane skal ikkje overstige 98 000 tonn i det geografiske området som er omfatta av den utslippsforpliktinga Noreg har etter Göteborgprotokollen.

Næringsorganisasjonane har etablert eit eige NO<sub>x</sub>-fond som skal nyttast til å oppfylle dei forpliktingane dei har etter denne avtalen. På vegner av næringsorganisasjonane krev fondet inn betaling per kilo utslipp av NO<sub>x</sub> frå verksemdar som sluttar seg til avtalen, og fondet gir tilskot til kostnadseffektive NO<sub>x</sub>-reducerande tiltak.

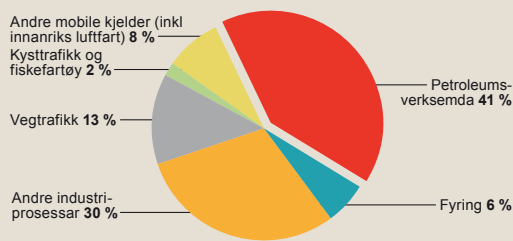
## Eksempel på tiltak for å redusere NO<sub>x</sub>-utslappa

### Låg-NO<sub>x</sub>-brennarar

I tillegg til regelverket som er nemnt ovanfor, blir det gjennomført praktiske tiltak for å redusere



**Figur 9.8** Utslepp av NO<sub>x</sub> frå petroleumsvirksemda  
(Kjelde: Oljedirektoratet)



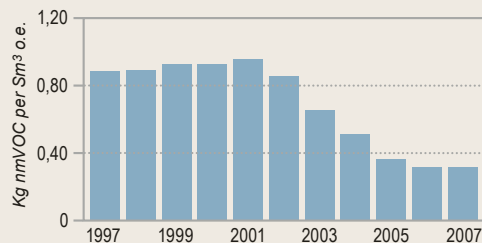
**Figur 9.9** Kjelder til norske utslepp av nmVOC, 2007  
(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)

utsleppa av NO<sub>x</sub>. Eit av desse tiltaka er låg-NO<sub>x</sub>-brennarar, som kan etterinstallast på turbinar. Studiar viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere slike brennarar på eksisterande innretningar er ein god del høgare enn det ein gjekk ut frå tidlegare. Generelt vil låg-NO<sub>x</sub>-teknologi installert på maskinar som køyrer med høg utnyttingsgrad, gi betydelege miljøeffektar. På maskinar som køyrer med låg kapasitetsutnytting, aukar CO<sub>2</sub>-utsleppa, samtidig som NO<sub>x</sub>-reduksjonane blir mindre enn når utnyttingsgraden er høg.

Dampinjeksjon eller vassinjeksjon er ein teknologi som reduserer NO<sub>x</sub>-utsleppa gjennom å redusere forbrenningstemperaturen i brennkammeret. Teknologien blir ikkje brukt i dag fordi damp- og vassinjeksjon ikkje er kvalifisert for bruk til havs. Mellom anna er det eit stort problem at teknologien krev store mengder reint vatn. Men i framtida kan denne teknologien gjere sitt til å redusere NO<sub>x</sub>-utsleppa frå petroleumssektoren endå meir.

### Utsleppsstatus for nmVOC

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



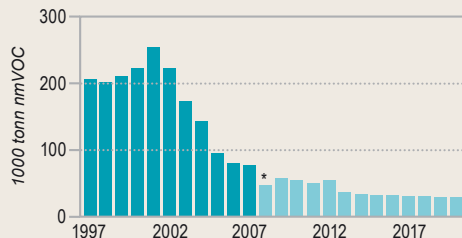
**Figur 9.10** nmVOC-utslepp per produsert eining  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Miljøeffektane av nmVOC er mellom anna:

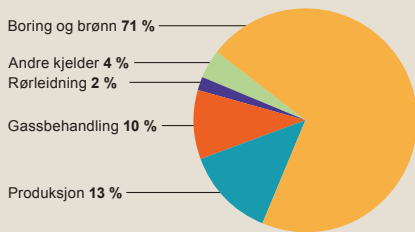
- Det dannar seg bakkenært ozon som kan gje helseskadar og skade avlingar og bygningar.
- nmVOC kan skade luftvegane ved direkte eksponering.
- nmVOC bidreg indirekte til drivhuseffekten ved at det dannar seg CO<sub>2</sub> og ozon når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

Petroleumssektoren er hovudkjelda til utslepp av nmVOC i Noreg (sjå figur 9.9), med om lag 41 prosent av dei totale utsleppa. Utsleppa av nmVOC kjem i hovudsak frå lagring og lasting av råolje offshore. Mindre utslepp oppstår også på gassterminalane og ved mindre lekkasjar. Andre industriprosessar og vegtrafikk er dessutan 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 også redusert dei siste åra (sjå figur 9.10).

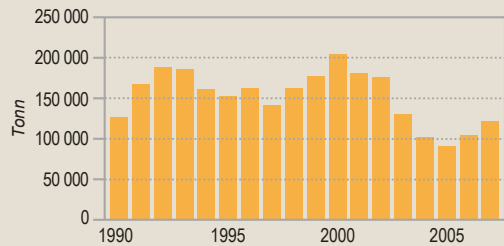
Det er store skilnader på utsleppa frå lasting av olje på dei ulike felt. Ei hovudårsak til det er at innhaldet av flyktige gassar i oljen varierer frå felt til felt. Fleire av dei nyare felt på kontinentalsokkelen bruker flytande lagerinnretningar. Denne typen utbyggingsløyningar kan gi høgare utslepp



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



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



**Figur 9.13** Totale utslepp av kjemikalier frå norsk petroleumsverksemd  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

av nmVOC enn på felt der oljelagringa skjer i fundamentet til plattformene (Statfjord, Draugen og Gullfaks). Grunnen til det er at det ved flytande lagerinnretningar også blir utslepp ved produksjon inn til lageret.

Prognosen for utslepp av nmVOC frå sektoren minskar sterkt i åra framover (sjå figur 9.11). Hovudårsaka til det er implementering av utsleppsreducerande teknologi.

### Verkemiddel og tiltak for å redusere nmVOC-utslepp

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

Oljeselskapa har i fleire år arbeidd med å gjere teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengeleg for lagerskip og skytteltankarar. I dag finst det

utprøvd gjenvinningsteknologi som reduserer utsleppa frå lasting med om lag 70 prosent. Fleire båtar har no installert utsleppsreducerande teknologi. Operatørane for felt med bøyelasting på den norske sokkelen har etablert eit industrisamarbeid (sjå tekstboksen).

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

### 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.

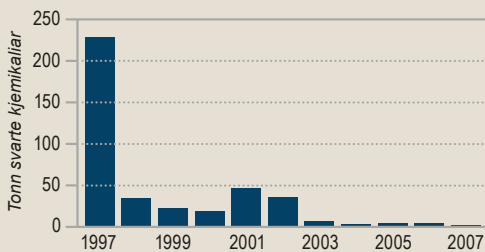
## Industrisamarbeidet

Gjennom utsleppsløyve er det sett krav til at oljen skal lagrast og lastast med beste tilgjengelege utsleppsreducerande teknologi (BAT). Teknologiar som tilfredsstiller krava, blei fasa inn etter ein fastlagd tidsplan fram til utgangen av 2008.

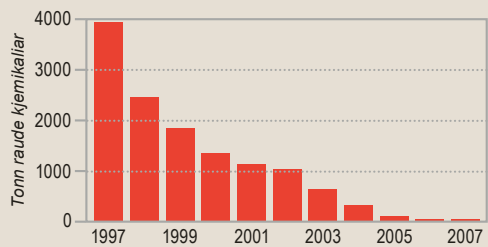
Operatørane for felt med bøyelasting på den norske kontinentalsokkelen har etablert eit industrisamarbeid for å kunne samordne innføring av teknologi og oppfylle kravet på ein formålstenleg og kostnadseffektiv måte. Industrisamarbeidet legg til rette for utveksling av erfaringar ved drift av anlegga.

Avtalen om industrisamarbeid blei inngått i 2002, og 29 selskap er med i samarbeidet. Det gjeld bøyelasting av olje frå Varg, Glitne, Jotun, Balder, Gullfaks, Statfjord, Draugen, Njord, Åsgard, Norne, Volve og Alvheim.

Ved utgangen av 2008 var det installert nmVOC-reduksjonsteknologi på 16 bøyelastarar, og i tillegg er det installert anlegg på tre skip som fraktar olje frå Heidrun. Frå 2007 til 2008 minka nmVOC-utsleppa med om lag 25 778 tonn. I 2009 vil ein fokusere på fortsatt sikker og god drift av anlegga for å oppnå høg driftsregularitet.



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



**Figur 9.15** Utslepp av raude kjemikalier frå petroleumsverksemda (Kjelde: Oljedirektoratet)

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 SFT.

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

Nokre miljøeffektar av kjemikalier:

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

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

Det meste av kjemikalieutsleppa er knytt til boreverksemda (sjå figur 9.12), og utsleppsmengda varierer i tråd med aktivitetsnivået. Figur 9.13 viser utviklinga i dei totale utsleppa av kjemikalier frå petroleumsverksemda. Utsleppa av tilsette produksjonskjemikalier (svarte og raude kjemikalier, jf. kategoriseringa frå Statens forureiningstilsyn) er reduserte med 94 prosent for svarte kjemikalier og 98 prosent for raude kjemikalier sidan 2000. Figurane 9.14 og 9.15 viser utviklinga i utslepp av miljøfarlege kjemikalier.

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

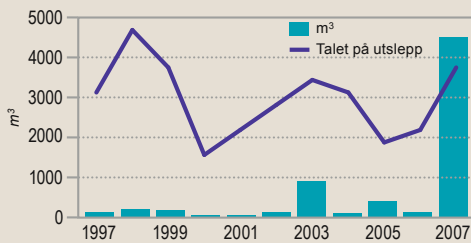
### Verkemiddel for å redusere utslepp av kjemikalier

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

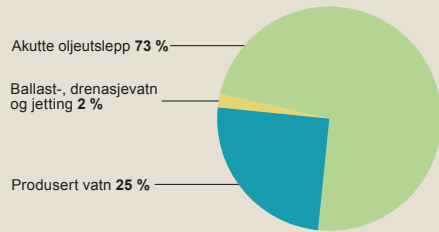
### Utslepp av olje

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. Figur 9.16 viser ei oversikt over akutte oljeutslepp på meir enn ein kubikkmeter (m<sup>3</sup>). Alle akutte utslepp frå innretningane på kontinentalsokkelen blir rapporterte til Kystverket, og årsakene blir undersøkte.

Gjennom 40 år med olje- og gassverksemd har petroleumsverksemda ikkje vore årsak til store akutte utslepp av olje som har ført til miljøskadar. I 2006 utgjorde dei totale akutte utsleppa til sjø 122 m<sup>3</sup> (sjå figur 9.16). Sterkt beklageleg var det i 2007 ei hending ved Statfjordfeltet i Nordsjøen der om lag 4408 m<sup>3</sup> olje hamna i sjøen. Det er det nest største akutte oljeutsleppet frå produksjonen på den norske kontinentalsokkelen. For 2007 blei difor dei totale akutte utsleppa til sjø 4488 m<sup>3</sup>. Målet for industrien og styresmaktene er å halde fram med å redusere risikoen for framtidige oljeutslepp frå petroleumsverksemda.



**Figur 9.16.** Akutte oljeutslepp over ein kubikkmeter (Kjelde: Oljedirektoratet)



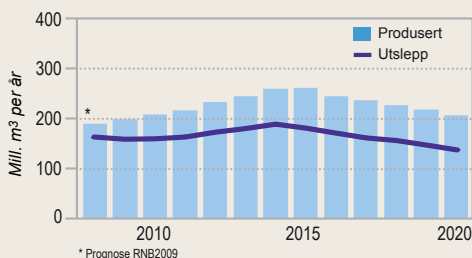
**Figur 9.17** Utslepp av olje frå petroleumsverksemda fordelt på aktivitetar, 2007 (Kjelde: Oljedirektoratet)

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 skrivne seg frå skip nær kysten.

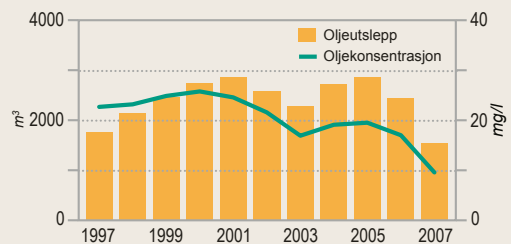
Oljeutsleppa frå petroleumssektoren stammar i hovudsak frå den regulære drifta. Vann som blir produsert saman med olje og gass, inneheld restar av olje i dropeform (dispergert olje), andre organiske komponentar (inkludert lause oljefraksjonar), uorganiske komponentar (tungmetall, naturlige låradioaktive sambindingar, osv.) og restar av tilsette kjemikalier. Det produserte vatnet blir reinjisert til undergrunnen eller reinsa så godt som mogleg før det blir sleppt til sjø. Oljehaldig 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 9.17 viser oljeutslepp fordelte på aktivitetar, medan figur 9.18 viser prognosert utvikling i mengda av produsert vann og utslepp av produsert vann. Implementerte tiltak har ført til betydelege reduksjonar i utslepp av olje per eining

produsert vann. Tiltaka som er sette i verk til no, overstig likevel ikkje auken i utslepp som skriv seg frå at vassproduksjon aukar etter kvart som felta blir eldre, men tiltaka har stabilisert utsleppa på dagens nivå. Figur 9.19 viser totale oljeutslepp og gjennomsnittleg konsentrasjon av dispergert olje i vann (mg per liter).

Nye forskingsresultat viser mellom anna at alkylfenol i produsert vann ikkje fører til risiko for skade på fiskebestandane i Nordsjøen. Men langtidseffektane er usikre. For å auke kunnskapen er Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og petroleumsindustrien med på å finansiere forskingsprogrammet «Langtidseffektar av utslepp til sjø frå petroleumsverksemda (PROOF)» under Noregs forskingsråd, som blei sett i gang hausten 2002. Programmet blir vidareført som eit delprogram (PROOFNy) under forskingsprogrammet «Havet og kysten». PROOFNy omfattar desse hovudområda: effektar i vassøyla, spesielle forskingsoppgåver i Arktis, kopling mellom forskning og overvaking, langtidseffektar av akutte utslepp og utslepp av borkaks. Programmet skal også fokusere på prosjekt innanfor samverkande effektar på økosystemnivå.



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



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

### Verkemiddel for å redusere utslipp av olje

På same måten som for kjemikalier må selskapa søkje om utslippepløyve frå Statens forureiningstilsyn for å kunne sleppe ut olje til sjø. Statens forureiningstilsyn gir utslippepløyve med heimel i føresegnene i forureiningslova. Etter forureiningslova har operatørselskapa sjølv ansvar for og plikt til å eta-

blere nødvendig beredskap for å møte akutt forureining. I tillegg er det kommunal og statleg beredskap.

*Nokon av miljøtala i figurane er ikkje oppdaterte sidan i fjor pga desse ikkje var klare når heftet vart trykt. Oljedirektoratet og SSB har oppdaterte tal for ein del av miljøindikatorane.*

## Oljevernberedskap

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

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

## 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 hormonforstyrrande 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 Statens forureiningstilsyns svarte kategori (i utgangspunktet forbode å bruke og sleppe ut) og Statens forureiningstilsyns 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 Statens forureiningstilsyns 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 egne vilkår for petroleumsvirksomhet i området Lofoten–Barentshavet. Dette området er definert som særleg sårbart, og for petroleumsvirksomhet der blir det difor sett strengare krav til utslepp til sjø enn for 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.

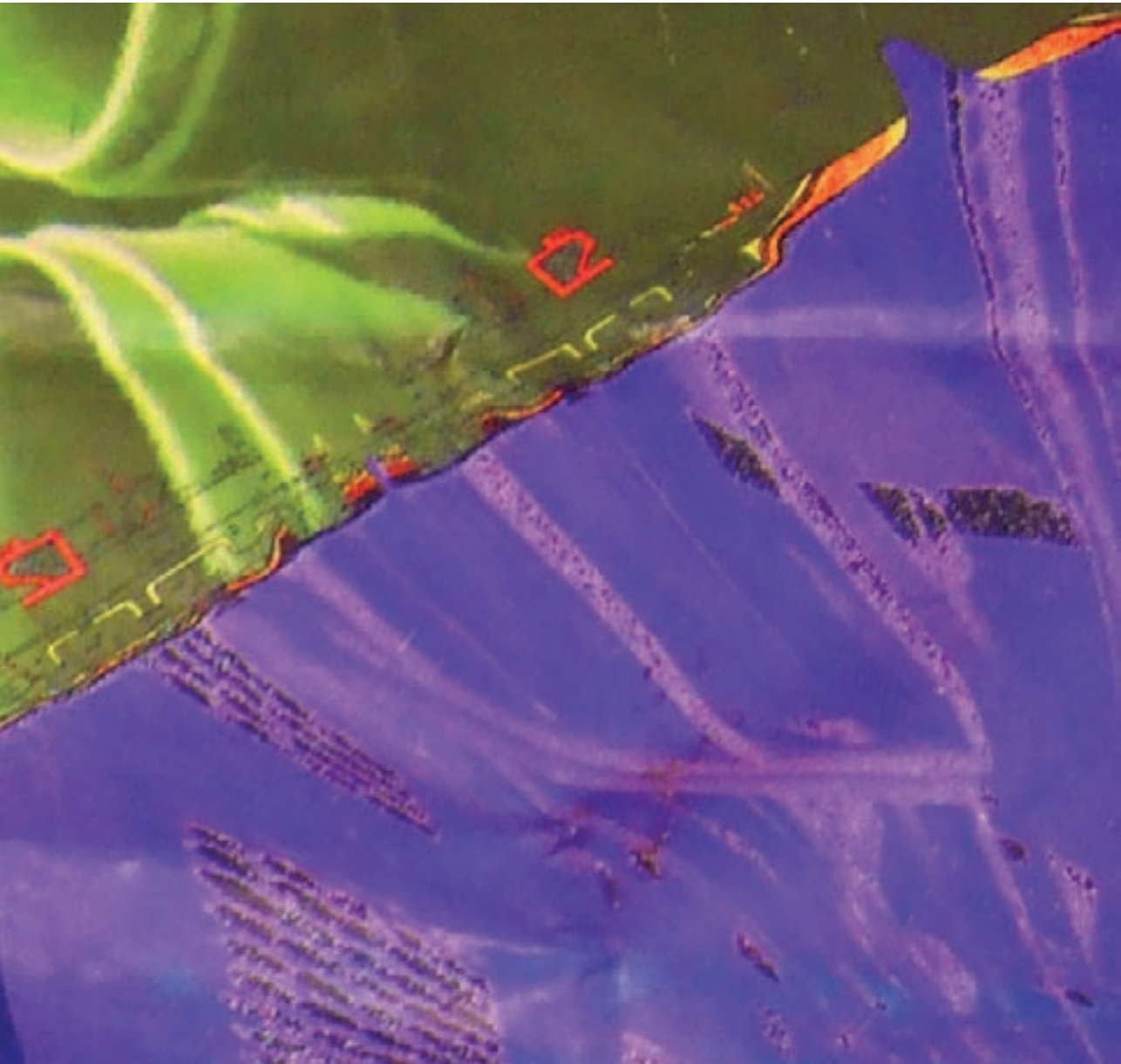
Ingen utslepp av borkaks og borevæske. Borkaks og boreslam blir reinjisert eller deponert på land. Borkaks frå topphol kan normalt sleppast ut så sant utsleppet ikkje inneheld stoff med uakseptable miljøeigenskapar, og berre i område der potensialet for skade på sårbare miljøkomponentar er vurdert som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

Ingen utslepp til sjø frå brønntesting.

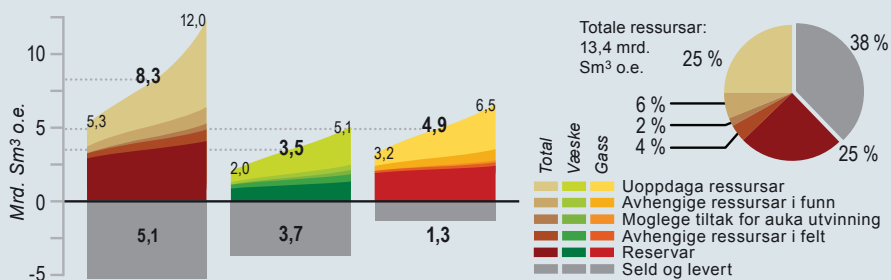
*\* Jf. «Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten» (aktivitetsforskrifta) av 03.09.2001.*

# 10

## Petroleumsressursane







**Figur 10.1** Petroleumsressursar og usissa i estimata per 31.12.2008  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

Oljedirektoratet reknar med at dei totale oppdaga og uoppdaga petroleumsressursane på norsk kontinental-sokkel utgjer om lag 13 milliardar standard kubikkmeter oljeekvivalentar (Sm<sup>3</sup> o.e.). Av dette er det produsert i alt 5,1 milliardar Sm<sup>3</sup> o.e., som svarar til 38 prosent av dei totale ressursane. Dei totale attervande utvinnbare ressursane utgjer 8,4 milliardar Sm<sup>3</sup> o.e. Av dette er 5,0 milliardar Sm<sup>3</sup> o.e. påviste ressursar, medan estimatet for dei uoppdaga ressursane er 3,4 milliardar Sm<sup>3</sup> o.e.

Ressurstilveksten frå leiteverksemda i 2008 er svært god. Det blei gjort 25 nye funn i totalt 56 leitebrønner. Samla tilvekst av utvinnbare ressursar frå leiteverksemda er 50 millionar Sm<sup>3</sup> olje og 72 milliardar Sm<sup>3</sup> gass. 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 73 felt. I 2008 starta produksjonen frå tre nye felt: Alvheim, Vilje og Volve. Av dei felta som var i produksjon ved årsskiftet 2008/2009, ligg 51 i Nordsjøen, ni i Norskehavet og eit i Barentshavet. Plan for utbygging og drift (PUD) for to nye felt, Morvin og Yttergryta, blei godkjent i 2008 og PUD for 3/7-4 Trym er under vurdering i Olje- og energidepartementet. I tillegg blei endra PUD for Ekofisk, Urd og Norne godkjent av styresmaktene, og det blei gitt PUD fritak for Varg og 30/9-14 G Sentral.

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

## Ressursar

Ressursar er eit samleomgrep for teknisk utvinnbare petroleumsmengder. Ressursane blir klassifiserte etter kor 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 ressursrekneskapa per 31.12.2008 er framtilt i tabell 10.1 og i tabellar i Vedlegg 2.

## Reservar

Reservar omfattar attervande, utvinnbare petroleumsressursar i førekomstnar som styresmaktene har godkjent PUD for, eller gitt PUD-fritak for. Reservar omfattar også petroleumsressursar i førekomstnar som rettshavarane har vedtekte å vinne ut, men der styresmaktene enno ikkje har ferdigbehandla planen i form av ei PUD-godkjenning eller eit PUD-fritak.

Brutto gass- og væskeressursar auka med 39 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. i 2008. Årsaka er reserveauke på fleire felt, mellom andre Tyrihans, Ula og Alvheim. I tillegg har godkjent plan for utbygging og drift for Morvin og Yttergryta og utbyggingsvedtak for 3/7-4 Trym, ført til at ressursar nå er bokførte som reservar. Då det samstundes blei produsert 243 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. i 2008, viser ressursrekneskapa ein netto reduksjon i attervande reservar på 204 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. som svarer til om lag 6 prosent.

Når det gjeld styresmaktene sitt mål om å modne fram 800 millionar Sm<sup>3</sup> olje til reservar før 2015, blei 29 millionar Sm<sup>3</sup> olje bokførte som nye reservar i 2008. I perioden frå 2005 til 2008 har samla reservetilvekst vore på totalt 232 millionar Sm<sup>3</sup> olje.

## Avhengige ressursar

Avhengige ressursar omfattar påviste petroleumsmengder som ein enno ikkje har vedtekte å produsere. Avhengige ressursar i felt, ikkje medrekna ressursar frå moglege framtidige tiltak for auka utvinning (ressurskategori 7A), auka med 34 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. Årsaka til dette er at det i 2008 har vore ei generell modning av ressursar i prosjekt på felt og at mange nye prosjekt for auka utvinning er sette i gang.

Estimatet for avhengige ressursar i funn har auka med 129 millionar Sm<sup>3</sup> o.e., til 775 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. Dette kjem mellom anna av at det har vore ein god ressurstilvekst frå leiting i 2008 og at seks funn der utvinning blei sett på som lite sannsynleg i fjor (ressurskategori 6), nå blir evaluerte av ny operatør.

Det er inga endring i ressurspotensialet for moglege framtidige tiltak for auka oljeutvinning (ressurskategori 7A) i høve til i fjor. Estimatet for olje er 145 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. og estimatet for gass er 77 mill Sm<sup>3</sup> o.e.

## Uoppdaga ressursar

Uoppdaga ressursar omfattar petroleumsmengder som ein reknar med finst i definerte leitemodellar, stadfeste og ikkje stadfeste, men som enno ikkje er påviste ved boring (ressurskategoriane 8 og 9). Estimater over dei totale uoppdaga ressursane er 3,4 milliardar Sm<sup>3</sup> o.e. og er uendra frå i fjor.

## Nordsjøen

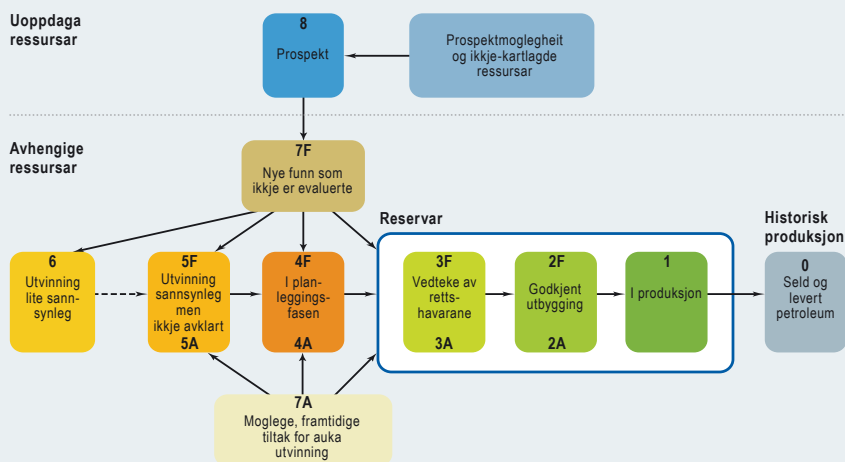
Produksjonen frå Nordsjøen det siste året var på 176 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. og tilveksten av brutto reservar var 16 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. Dette førte til at attverande reservar i Nordsjøen blei reduserte med 160 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. Avhengige ressursar i felt auka med 32 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. blant anna som følgje av at fleire prosjekt for auka utvinning blei sette i gang. Avhengige ressursar i funn auka med 42 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. som følgje av ein relativt god ressurstilvekst frå leiting og auka ressursestimater for blant anna 15/3-1 S Gudrun og 16/1-8-funnet. Det er gjort 12 nye funn i Nordsjøen i 2008, åtte oljefunn, tre olje/gassfunn og eitt gassfunn.

## Norskehavet

Produksjonen frå Norskehavet i 2008 var 64 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. Trass i auka reservar i nokre av felt i produksjon og tilførsel av nye reservar frå Morvin og Yttergryta, blei attverande reservar reduserte med 41 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. i høve til i fjor. Det er gjort ni nye funn i Norskehavet i 2008, eitt oljefunn, sju gassfunn og eitt gass/kondensatfunn. Likevel er estimatet for avhengige ressursar i funn redusert med 21 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. i høve til rekneskapen i fjor. Årsaka er blant anna at nokre av ressursane har modna til reservar samt at funna 6605/8-1 og 6706/6-1 er overført til ressurskategori 6 der utbygging er lite sannsynleg.

## Barentshavet

Produksjonen frå Barentshavet i 2008 var på 3 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. Det er inga endring når det gjeld avhengige ressursar i felt det siste året, men det er ei auke i estimatet for avhengige ressursar i funn. Auka på 108 millionar Sm<sup>3</sup> o.e. kjem mellom anna av at det er gjort fire nye funn i Barentshavet det siste året, eit olje-/gassfunn og tre gassfunn. I tillegg er det tre funn som ligg i utvinningsløyve som er re-tildelt. Her vurderer den nye operatoren funna på ny.



Figur 10.2 Oljedirektoratet si ressursklassifisering  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

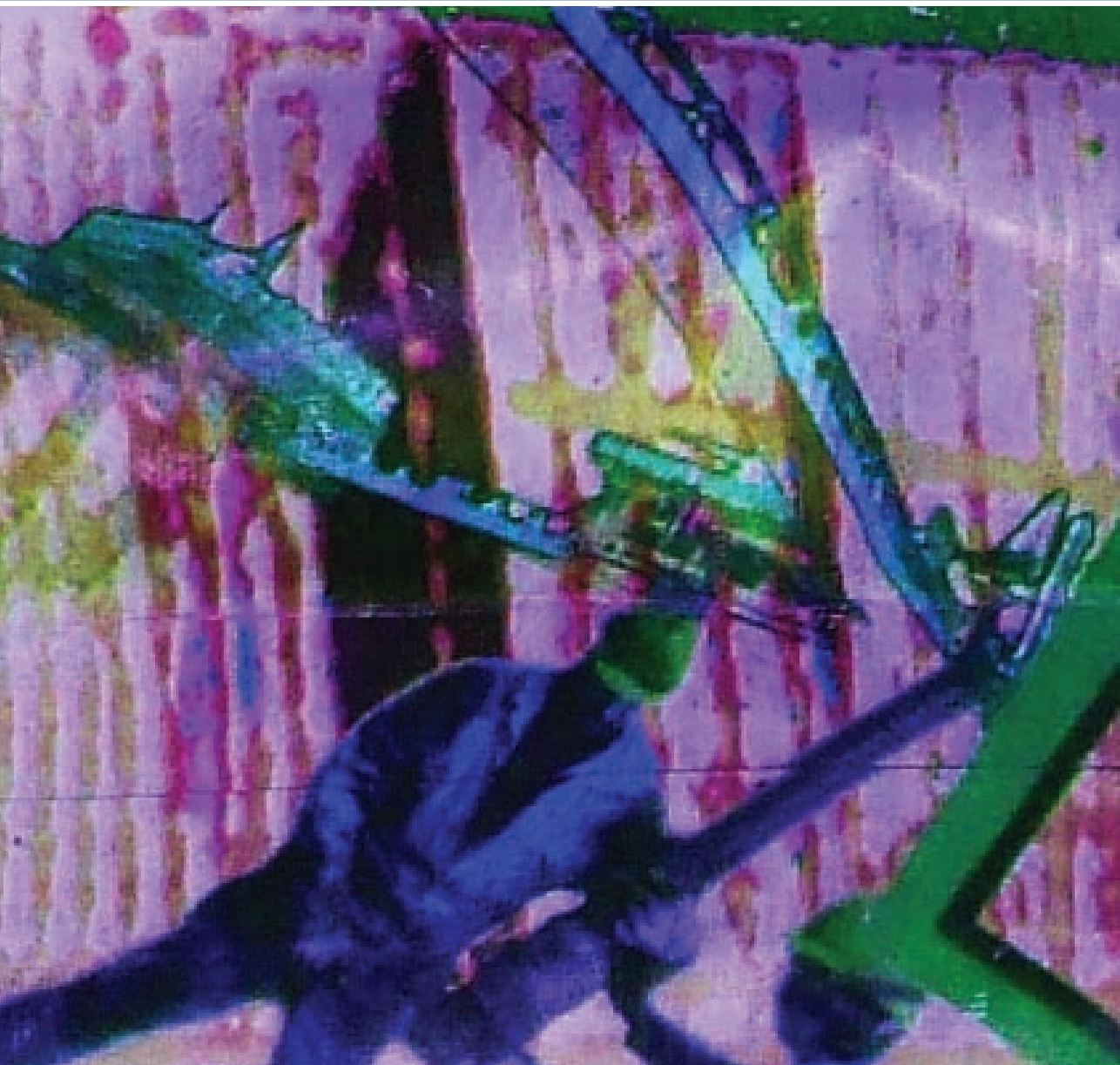
**Tabell 10.1** Ressursrekneskapen per 31.12.2008

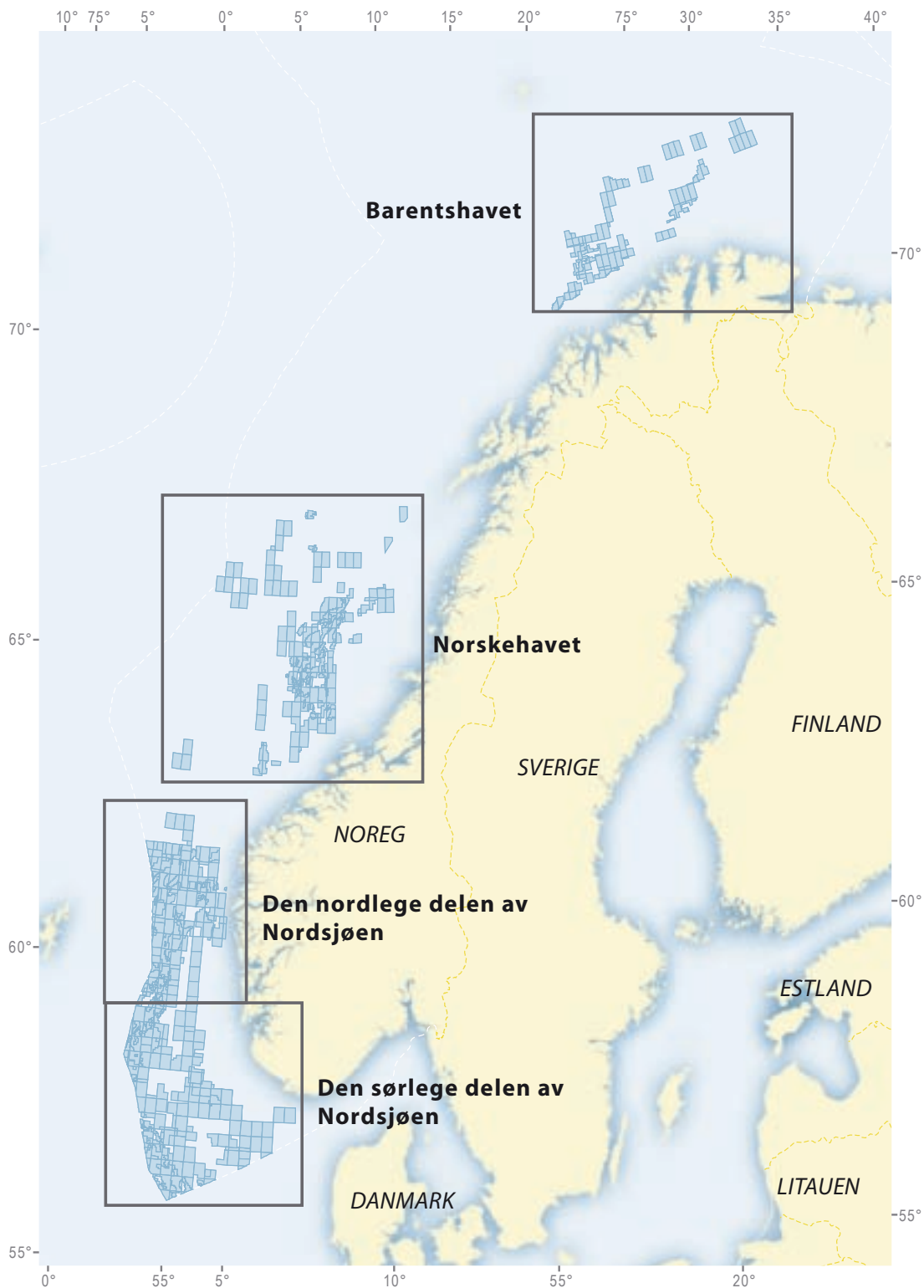
Ressursrekneskap per 31.12.2008						Endring frå 2007				
Totalt utvinnbart potensial	Olje	Gass	NGL	Kond	Total	Olje	Gass	NGL	Kond	Total
Prosjektstatuskategori	mill Sm <sup>3</sup>	mrd Sm <sup>3</sup>	mill tonn	mill Sm <sup>3</sup>	mill Sm <sup>3</sup> o.e.	mill Sm <sup>3</sup>	mrd Sm <sup>3</sup>	mill tonn	mill Sm <sup>3</sup>	mill Sm <sup>3</sup> o.e.
Produsert	3405	1333	116	96	5055	122	101	8	4	243
Attverande reservar*	919	2215	120	43	3407	-93	-97	-3	-8	-204
Avhengige ressursar i felt	333	181	28	5	572	15	15	3	-2	34
Avhengige ressursar i funn	210	512	14	27	775	41	107	-2	-15	129
Moglege framtidige tiltak for auka utvinning**	145	77			222	0	0	0	0	0
Uoppdaga	1260	1875		265	3400	0	0	0	0	0
<b>Sum totalt</b>	<b>6273</b>	<b>6193</b>	<b>277</b>	<b>437</b>	<b>13431</b>	<b>86</b>	<b>126</b>	<b>6</b>	<b>-20</b>	<b>202</b>
<b>Nordsjøen</b>										
Produsert	2975	1202	95	73	4430	97	67	5	3	176
Attverande reservar*	708	1405	65	0	2237	-76	-74	-4	-3	-160
Avhengige ressursar i felt	286	108	13	3	422	23	10	0	-2	32
Avhengige ressursar i funn	130	170	4	16	325	25	31	-5	-4	42
Uoppdaga	620	500		55	1175	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>4720</b>	<b>3385</b>	<b>177</b>	<b>147</b>	<b>8589</b>	<b>69</b>	<b>34</b>	<b>-4</b>	<b>-6</b>	<b>90</b>
<b>Norskehavet</b>										
Produsert	431	128	21	23	621	25	31	3	1	64
Attverande reservar*	211	652	49	26	983	-17	-21	1	-4	-41
Avhengige ressursar i felt	47	65	15	1	141	-8	5	3	0	2
Avhengige ressursar i funn	21	226	9	9	273	1	-16	3	-11	-21
Uoppdaga	220	825		150	1195	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>930</b>	<b>1896</b>	<b>93</b>	<b>209</b>	<b>3212</b>	<b>1</b>	<b>-1</b>	<b>9</b>	<b>-14</b>	<b>4</b>
<b>Barentshavet</b>										
Produsert		2	0	1	3	0	2	0	1	3
Attverande reservar*	0	158	6	17	187	0	-2	0	-1	-3
Avhengige ressursar i felt	0	8	0	1	10	0	0	0	0	0
Avhengige ressursar i funn	59	116	0	2	177	15	92	0	0	108
Uoppdaga	420	550		60	1030	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>	<b>479</b>	<b>835</b>	<b>7</b>	<b>81</b>	<b>1408</b>	<b>15</b>	<b>92</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>108</b>

\* Inkluderer ressurskategoriane 1, 2 og 3

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

# 11 Felt i produksjon

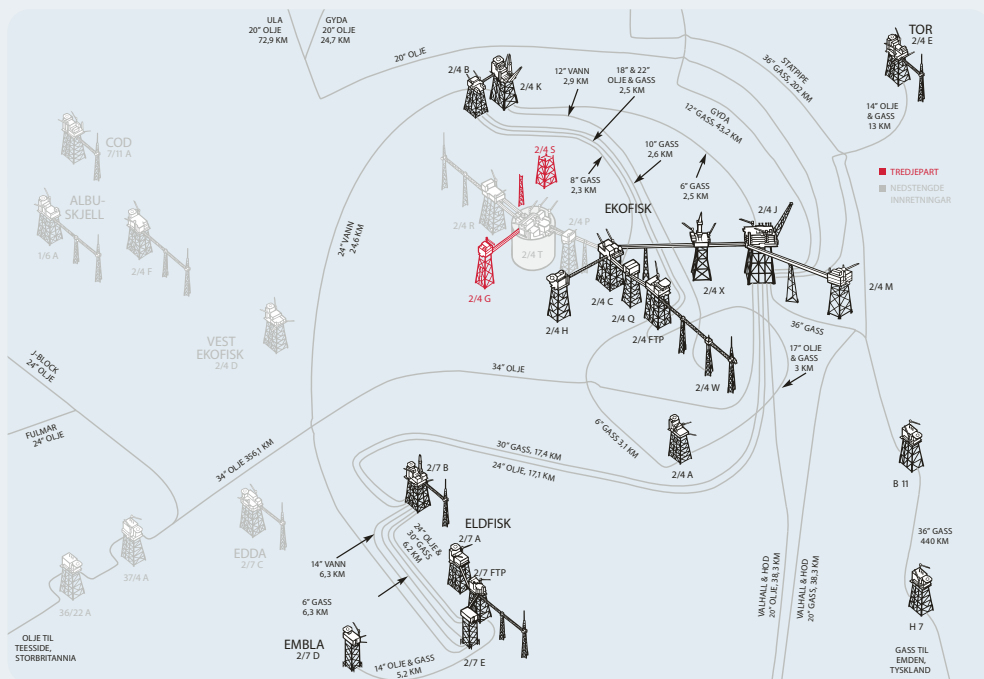




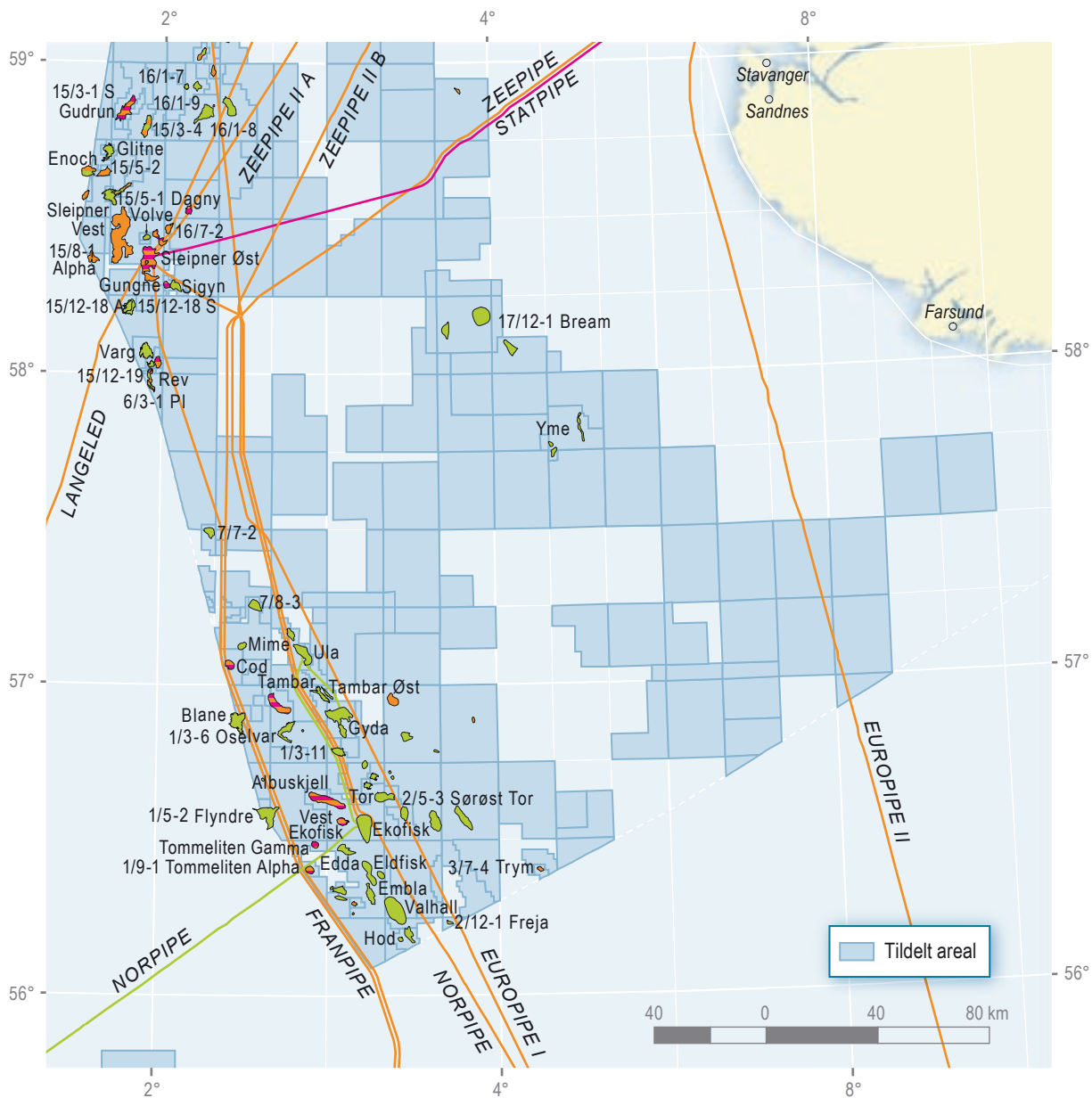
Figur 11.1 Område på den norske kontinentalsokkelen

## Den sørlege delen av Nordsjøen

Den sørlege delen av Nordsjøen blei tidleg viktig for Noreg då Ekofisk kom i produksjon i 1971 som det første feltet på norsk kontinentalsokkel. I dag er det totalt 28 felt i området, 20 av dei er i produksjon etter at Revfæltet kom i produksjon tidleg i 2009. Sju felt er stengde ned etter avslutta produksjon. På nokre av dei nedstengde feltene er det aktuelt å ta opp att produksjonen. Ymfeltet blir bygt ut på nytt og startar ny produksjon frå hausten 2009. Samstundes er det stor aktivitet med å fjerne innretningar som er stengde ned. Ekofisk er eit knutepunkt for petroleumsverksemda i området, og mange felt er knytte til infrastrukturen på Ekofisk for vidare transport i Norpipesystemet. Frå Ekofisk blir olje eksportert i rørledning til Teesside i Storbritannia, medan gass går i rørledning til Emden i Tyskland. Nord for Ekofiskområdet ligg Sleipnerfeltene som er eit viktig knutepunkt i gass transportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Trass i at feltene i den sørlege delen av Nordsjøen har produsert i mange år, er det framleis store ressurser att i området, særleg i dei store kritfeltene heilt i sør. Ein ventar difor at det vil bli produsert olje og gass derifrå i meir enn 30 år til.



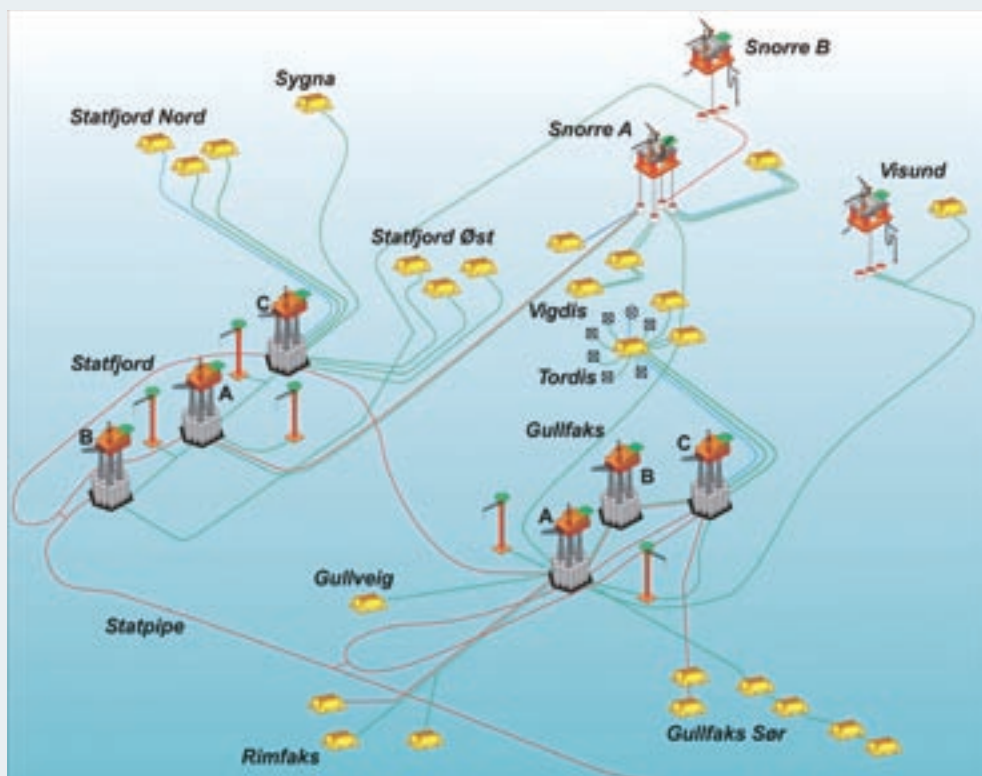
Figur 11.2 Innretningar i Ekofiskområdet  
(Kjelde: ConocoPhillips)



**Figur 11.3** Felt og funn i den sørlige delen av Nordsjøen  
(Kilde: Oljedirektoratet)

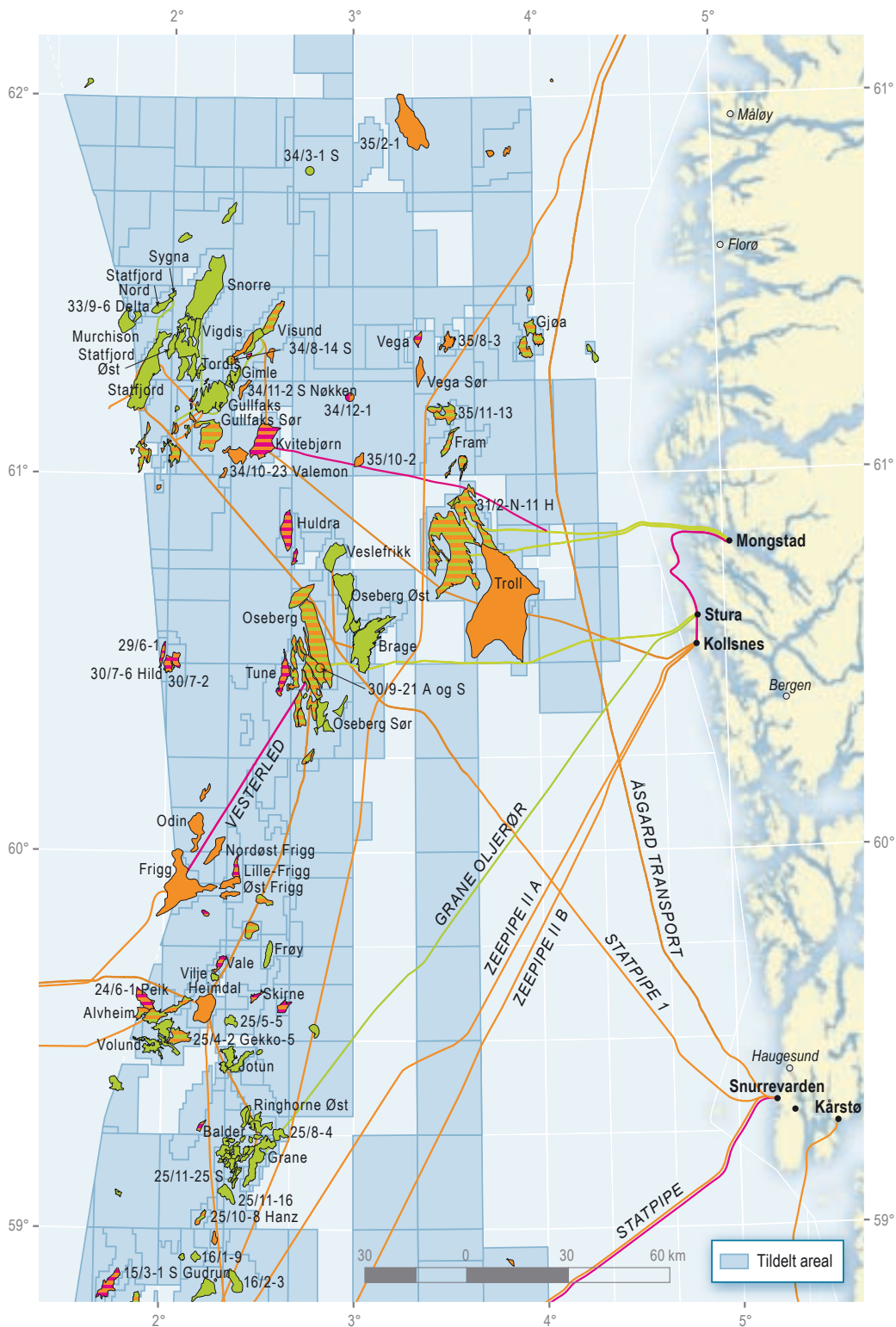
## Den nordlege delen av Nordsjøen

Den nordlege delen av Nordsjøen omfattar hovudområda Tampen, Oseberg/Troll og Balder/Heimdal. I dag er det 31 felt i produksjon i denne delen av Nordsjøen og fire er under utbygging. Gassfelta i Friggområdet er stengde ned etter avslutta produksjon, men det er mogeleg at somme av desse kan bli bygt ut på nytt seinare. I Tampenområdet ligg mange av dei største oljefelta på den norske kontinentalsokkelen, mellom anna Statfjord, Snorre og Gullfaks. Sjølv om Tampen er ein moden petroleumsprovin, er ressurspotensialet framleis stort, og ein ventar at det vil vere produksjon i området i meir enn 20 år til. Troll har ein svært viktig funksjon for gassforsyninga frå norsk kontinentalsokkel, og vil vera hovudkjelda for norsk gasseksport i dette hundreåret. Etter kvart har det også blitt ein stor oljeproduksjon på Troll. Osebergområdet omfattar Brage og Veslefrikk i tillegg til Osebergfelta. Oljeproduksjonen frå Osebergområdet minkar, men vil framleis vere viktig i mange år. Heimdal er i første rekkje eit gassenter som utfører prosesseringstenester for andre felt. Olje og gass frå 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 Innretningar i Tampenområdet  
(Kjelde: Statoil)

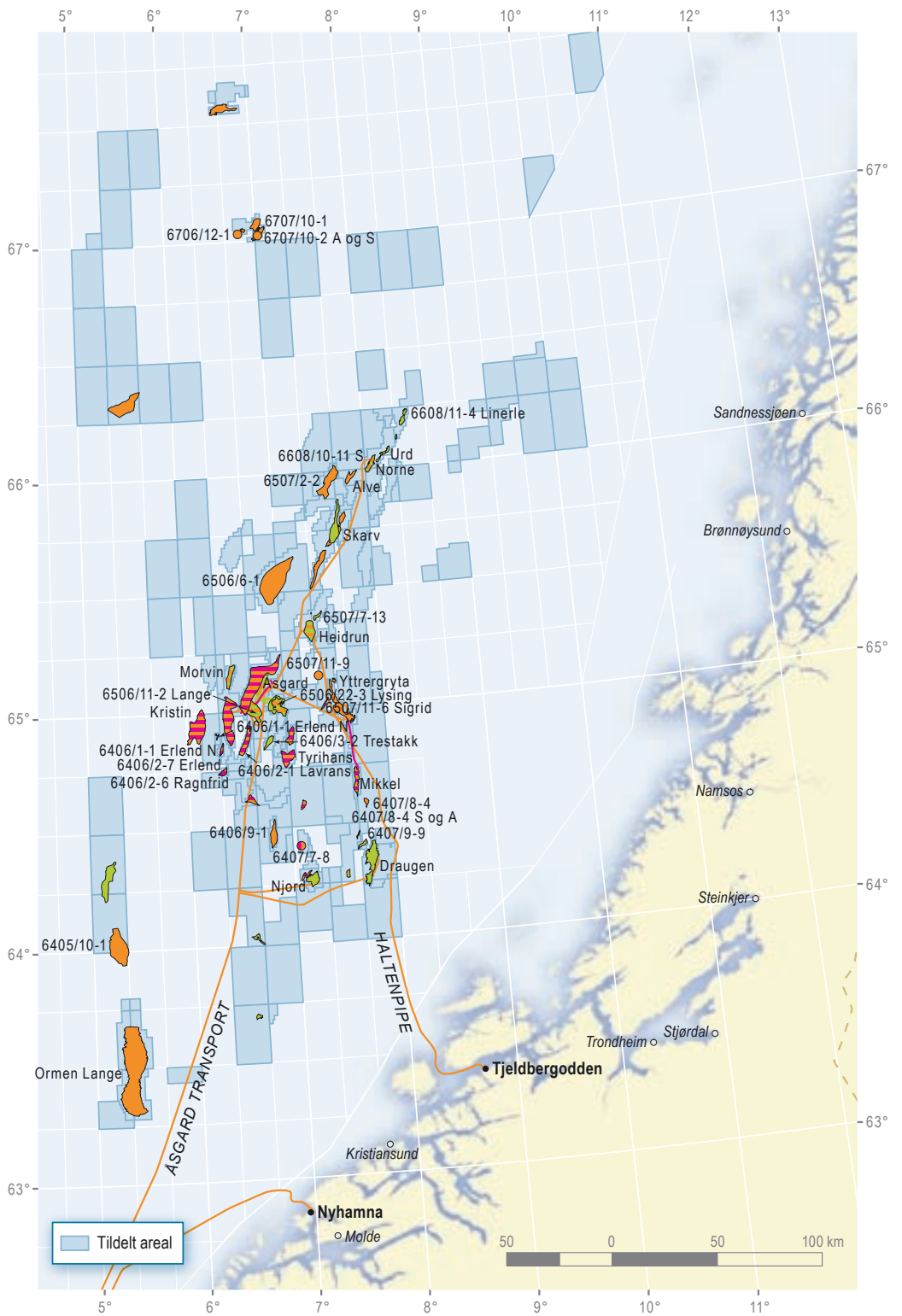




**Figur 11.5** Felt og funn i den nordlege delen av Nordsjøen  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

## Norskehavet

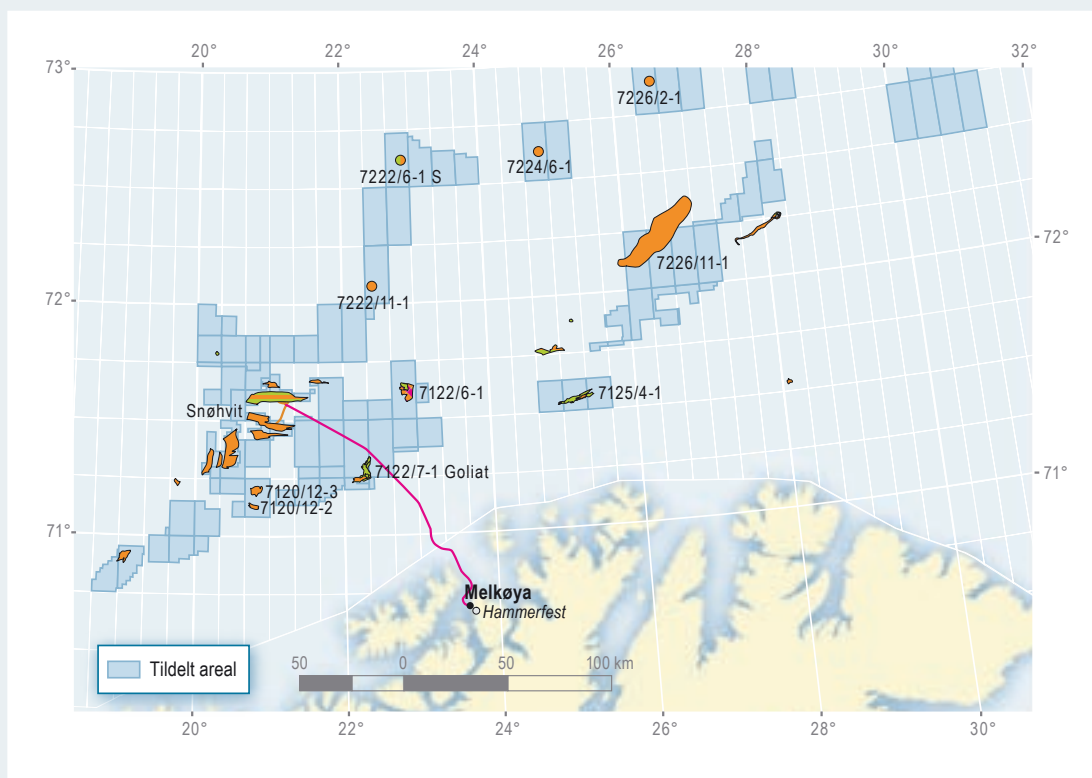
Norskehavet som petroleumsprovins er mindre modent enn Nordsjøen. Det er no 10 felt i produksjon i området og fire er under utbygging. Ingen av feltene i Norskehavet har avslutta produksjonen. Draugen var det første feltet som kom i produksjon, i 1993. Norskehavet har store gassreservar. Åsgardfeltet og Åsgard Transport er hovudsenter for prosessering og gassseksport i Norskehavet. Gass frå Åsgard, Kristin, Mikkel, Norne og Draugen blir transportert i rørleidningen Åsgard Transport til Kårstø i Rogaland, medan gass frå Heidrun blir transportert i Haltenpipe til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Ormen Lange starta gassproduksjon hausten 2007 og gassen går i ny rørleidning til Nyhamna og derifrå vidare til Easington i Storbritannia. Oljetransporten frå feltene i Norskehavet skjer med tankskip.



**Figur 11.6** Felt og funn i Norskehavet  
(Kilde: Oljedirektoratet)

## Barentshavet

Barentshavet er ein umoden petroleumsprovins. Her er Snøhvit det einaste feltet som er bygt ut til no. Feltet kom i produksjon i 2007. Det er fleire funn rundt Snøhvit som blir vurdert fasa inn til Snøhvit i samband med ei mogleg vidare utbygging på Melkøya. Gassen frå Snøhvit blir ført i rør til Melkøya og prosessert og nedkjølt til flytande form (LNG). LNG blir frakta med spesialskip til marknaden. PUD for 7122/7-1 Goliat blei sendt til styresmaktene i februar 2009. Utbyggingskonseptet er ei flytande produksjons- og lagringseining knytt til havbotnbrønner.



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

## Om tabellane i kapitla 11–14:

Deltakardelane til rettshavarane som er lista for felt, er ikkje alltid dei same som deltakardelane i det einkilde utvinningsløyvet fordi samordna felt eller felt der det er utøvd glideskala, har andre deltakardelar enn utvinningsløyvet. Fordi det er brukt berre to desimalar, hender det at deltakardelane for eit felt ikkje blir 100 prosent til saman. Deltakardelane er per 31.12.2008.

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

Under «Utvinnbare reservar, Att per 31.12.2008» 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

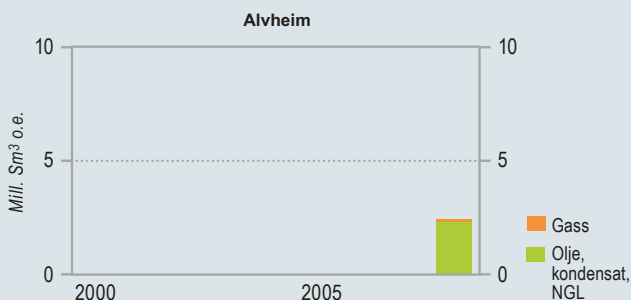
Ressurskategori 2: Reservar med godkjent plan for utbygging og drift

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 årsverdiar.

## Om bilete og figurar i kapitla 11–14

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



## Alvheim

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 24/6 - utvinningsløype 088 BS, tildelt 2003 Blokk 24/6 - utvinningsløype 203, tildelt 1996 Blokk 25/4 - utvinningsløype 036 C, tildelt 2003 Blokk 25/4 - utvinningsløype 203, tildelt 1996
<b>Funnår</b>	1998
<b>Godkjent utbygt</b>	06.10.2004 av Kongen i statsråd
<b>Produksjonsstart</b>	08.06.2008
<b>Operatør</b>	Marathon Petroleum Norge AS
<b>Rettsshavarar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS 20,00 % Lundin Norway AS 15,00 % Marathon Petroleum Norge AS 65,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 27,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje 25,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje 8,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 7,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 80 000 fat per dag, Gass: 0,57 milliardar Sm <sup>3</sup>
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 18,5 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 15,7 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoaret er i sandstein avsett som turbidittar, tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder. Reservoaret ligg på om lag 2 100 meters djup.

### Utvinningsstrategi:

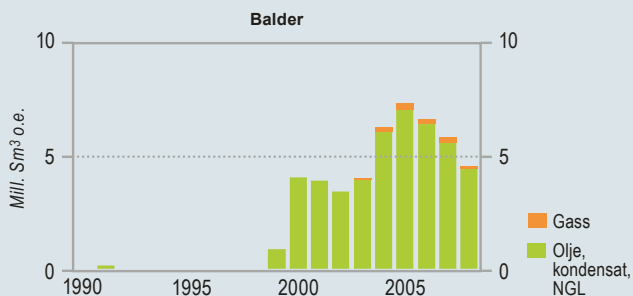
Alvheim blir produsert med naturleg vassdriv. Det er planar om vassinjeksjon seinare i produksjonsperioden.

### Transport:

Oljen blir eksportert med tankskip. Prosessert rikgass frå Alvheim går i ein rørleidning frå Alvheim til SAGE-systemet på den britiske kontinentalsokkelen.

### Status:

Alvheim kom i produksjon i juni 2008.



## Balder

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	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
<b>Funnår</b>	1967
<b>Godkjent utbygt</b>	02.02.1996 av Kongen i statsråd
<b>Produksjonsstart</b>	02.10.1999
<b>Operatør</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
<b>Rettsshavarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 100,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> Att per 31.12.2008 60,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje 14,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje 1,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 56 000 fat per dag, Gass: 0,13 milliardar Sm <sup>3</sup>
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 28,6 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 26,0 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Dusavik

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

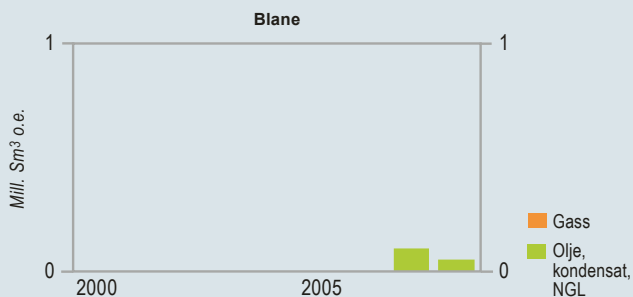
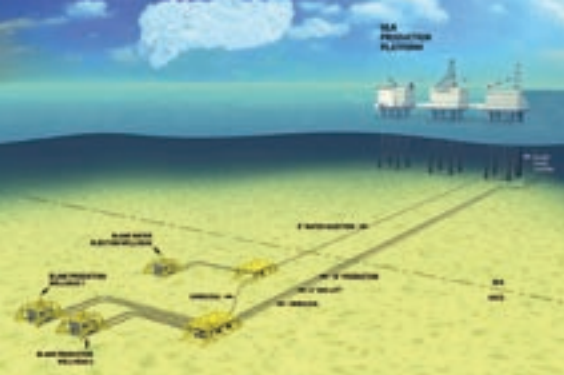
Balder og Ringhorneførekomsten produserer ved naturleg vassdriv. I enkelte tilfelle blir gass injisert.

### Transport:

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

### Status:

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



## Blane

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 1/2 - utvinningsløyve 143 BS, tildelt 2003 Den norske delen av feltet er 18%, den britiske delen er 82%	
<b>Funnår</b>	1989	
<b>Godkjent utbyggt</b>	01.07.2005	
<b>Produksjonsstart</b>	12.09.2007	
<b>Operatør</b>	Talisman Energy Norge AS	
<b>Rettsshavarar</b>	Talisman Energy Norge AS	18,00 %
	Bow Valley Petroleum (UK) Limited	12,50 %
	Eni UK Limited	13,90 %
	Eni ULX Limited	4,11 %
	Moc Exploration (U.K.) Limited	13,99 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,50 %
	Talisman North Sea Limited	25,00 %
<b>Utvinnbare reservar (den norske delen)</b>	<b>Opphavleg:</b> 0,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje	<b>Att per 31.12.2008</b> 0,7 millionar Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 2 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 0,6 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 0,6 milliardar 2009-kroner	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoaret er i marin sandstein tilhøyrande Fortiesformaasjonen av paleocen alder og ligg om lag 3 090 - 3 150 meter under havflata.

### Utvinningsstrategi:

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

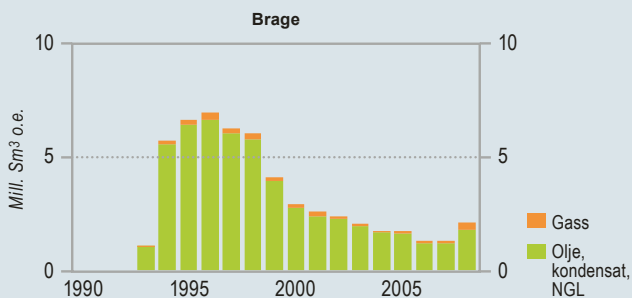
### Transport:

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:

Ein vassinjeksjonsbrønn blei bora i 2008. Vassinjeksjonen er forseinka på grunn av risiko for avleiring sidan injeksjonsvatnet frå Ula inneheld mykje sjøvatt.





## Brage

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053 B, tildelt 1998 Blokk 31/4 - utvinningsløyve 055, tildelt 1979 Blokk 31/7 - utvinningsløyve 185, tildelt 1991														
<b>Funnår</b>	1980														
<b>Godkjent utbygt</b>	29.03.1990 i Stortinget														
<b>Produksjonsstart</b>	23.09.1993														
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS														
<b>Rettsshavarar</b>	<table border="0"> <tr><td>Altinex Oil Norway AS</td><td style="text-align: right;">12,26 %</td></tr> <tr><td>Endeavour Energy Norge AS</td><td style="text-align: right;">4,44 %</td></tr> <tr><td>Petoro AS</td><td style="text-align: right;">14,26 %</td></tr> <tr><td>Wintershall Norge ASA</td><td style="text-align: right;">2,50 %</td></tr> <tr><td>StatoilHydro ASA</td><td style="text-align: right;">12,70 %</td></tr> <tr><td>StatoilHydro Petroleum AS</td><td style="text-align: right;">20,00 %</td></tr> <tr><td>Talisman Energy Norge AS</td><td style="text-align: right;">33,84 %</td></tr> </table>	Altinex Oil Norway AS	12,26 %	Endeavour Energy Norge AS	4,44 %	Petoro AS	14,26 %	Wintershall Norge ASA	2,50 %	StatoilHydro ASA	12,70 %	StatoilHydro Petroleum AS	20,00 %	Talisman Energy Norge AS	33,84 %
Altinex Oil Norway AS	12,26 %														
Endeavour Energy Norge AS	4,44 %														
Petoro AS	14,26 %														
Wintershall Norge ASA	2,50 %														
StatoilHydro ASA	12,70 %														
StatoilHydro Petroleum AS	20,00 %														
Talisman Energy Norge AS	33,84 %														
<b>Utvinnbare reservar</b>	<table border="0"> <tr><td><b>Opphavleg:</b></td><td style="text-align: right;"><b>Att per 31.12.2008</b></td></tr> <tr><td>55,1 millionar Sm<sup>3</sup> olje</td><td style="text-align: right;">5,0 millionar Sm<sup>3</sup> olje</td></tr> <tr><td>3,9 milliardar Sm<sup>3</sup> gass</td><td style="text-align: right;">1,2 milliardar Sm<sup>3</sup> gass</td></tr> <tr><td>1,3 millionar tonn NGL</td><td style="text-align: right;">0,2 millionar tonn NGL</td></tr> </table>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>	55,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	5,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje	3,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,3 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL						
<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>														
55,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	5,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje														
3,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass														
1,3 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL														
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 20 000 fat per dag, Gass: 0,15 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,05 millionar tonn														
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 23,4 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 21,2 milliardar 2009-kroner														
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen														
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Mongstad														

### Utbygging:

Brage er eit oljefelt som ligg øst for Oseberg i den nordlege delen av Nordsjøen, på 140 meters havdjupe. 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 dårleg til svært god.

### Utvinningsstrategi:

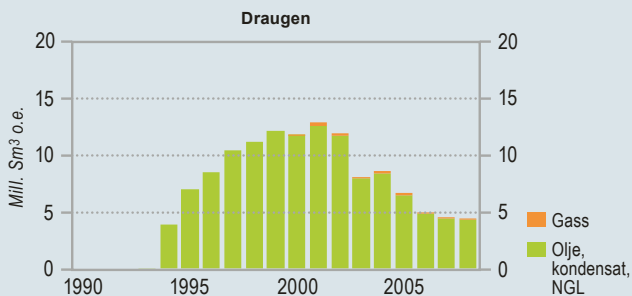
Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon i Statfjordformasjonen og Fensfjordformasjonen. Brønnane i Fensfjordformasjonen produserer dessutan med gasslyft. Sognefjordformasjonen har blitt produsert ved naturleg trykkavlasting, men gassinjeksjon vil ta til frå februar 2009.

### 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 haleproduksjon og ein arbeider aktivt med å finne nye løysingar for å auke utvinninga frå feltet. Vassinjeksjonskapasiteten blir utvida og produsert vatn blir reinjisert i delar av feltet. Nye brønner har blitt bora siste året og fleire er planlagde i dei komande åra. Tilsetjing av kjemiske stoff i injeksjonsvatnet for å betre vassfløyninga er ein metode som også blir vurdert. Produksjonen frå Brentreservoaret starta i 2008 og ein vassinjeksjonsbrønn vil bli bora i løpet av 2009.



## Draugen

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6407/9 - utvinningsløyve 093, tildelt 1984	
<b>Funnår</b>	1984	
<b>Godkjent utbygt</b>	19.12.1988 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	19.10.1993	
<b>Operatør</b>	A/S Norske Shell	
<b>Rettskavalar</b>	A/S Norske Shell	26,20 %
	BP Norge AS	18,36 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
	Petoro AS	47,88 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	143,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	21,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	1,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	2,4 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 54 000 fat per dag, Gass: 0,07 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,11 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 33,7 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 30,6 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Kristiansund	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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 1600 meters djup og er relativt homogent, med gode reservoareigenskapar.

### Utvinningsstrategi:

Feltet blir produsert ved hjelp av trykkvedlikehald med vassinjeksjon. Vassinjeksjonen nord på feltet blei stengd i 2005 av tekniske årsaker. Produksjonsdata viser at feltet har tilstrekkeleg naturleg trykkstøtte i dette området. To nye havbotnbrønner blei sett i produksjon i 2008.

### Transport:

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

### Status:

Fleire tiltak for å auke oljeutvinninga er vurdert. Rettskavarane har evaluert både gassinjeksjon og CO<sub>2</sub>-injeksjon, men har funne desse uaktuelle. Fleire brønner blir nå vurdert bora for å auke oljeutvinninga. Funnet 6407/9-9 er planlagt fasa inn til Draugeninnretninga. Gass frå denne førekomsten vil bli nytta til kraftgenerering på Draugen.



## Ekofisk

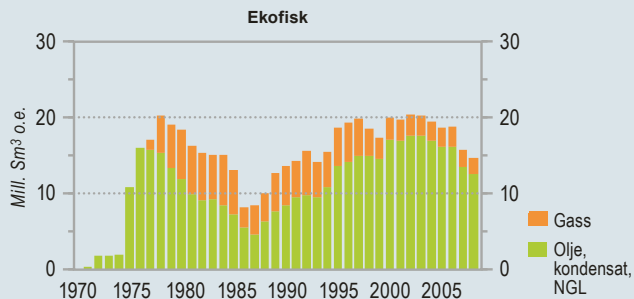
<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 2/4 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
<b>Funnår</b>	1969	
<b>Godkjent utbygt</b>	01.03.1972	
<b>Produksjonsstart</b>	15.06.1971	
<b>Operatør</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	
<b>Rettskavarar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	StatoilHydro ASA	0,95 %
	StatoilHydro Petroleum AS	6,65 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	528,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje	125,7 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	156,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	20,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	14,5 millionar tonn NGL	2,2 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 212 000 fat per dag, Gass: 2,5 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,24 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 185,7 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 139,5 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Tananger	

### Utbygging:

Ekofisk er eit oljefelt som ligg på 70–75 meters havdjup i den sørlege delen av Nordsjøen. Produksjonen frå Ekofisk tok til i 1971 på innretninga Gultide. Fram til 1973 blei feltet produsert til tankskip frå fire brønner, då ein betongtank kom på plass. Sidan har det kome til mange innretningar på feltet, inkludert stigerørinnetningar for tilknytte felt og eksport-rørleidningar. 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, brønnehovud-innretninga for vassinjeksjon Ekofisk W, bore- og produksjonsinnretninga Ekofisk X, prosessinnretninga Ekofisk J og produksjons- og prosessinnretninga Ekofisk M. Frå brønnehovudinnretninga Ekofisk A sør på feltet går produksjonen i rør til stigerørinnetninga Ekofisk FTP på Ekofisksenteret for prosessering. Rørleidningen frå Ekofisk B nord på feltet blei i 2007 lagt om og produksjonen går no til Ekofisk M. Ekofisk B er knytt med bru til Ekofisk K, som 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.

### Reservoar:

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



#### Utvinningsstrategi:

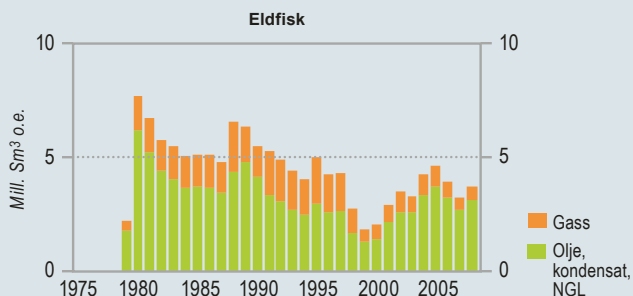
Ekofisk ble opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme og ein venta utvinningsgrad på 17 prosent. Seinare har avgrensa gassinjeksjon og omfattande vassinjeksjon gjort sitt til å auke oljeutvinninga vesentleg. Vassinjeksjon i stor skala byrja i 1987, og i ettertid har området for vassinjeksjon blitt utvida i fleire steg. Erfaringar viser at vatnet fortrengrer oljen effektivt, og venta utvinningsgrad for Ekofisk er nå 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 9 meter sentralt på feltet. Det er venta at innsynkinga vil fortsetje i mange år, men med lågare rate.

#### Transport:

Olje og gass blir ført til eksportørleidningane via prosessanlegget på Ekofisk J. Gassen frå Ekofiskområdet blir transportert i Norpipe Gassrør til Emden, medan oljen, som 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. Nye innretningar og nye boremål for utvida vassinjeksjon i sørlege delar av feltet blir nå planlagt. I tillegg til aktivitetar for å optimalisere produksjonen på kort og lang sikt, går det føre seg arbeid med å disponere innretningar som er stengde ned.



## Eldfisk

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 2/7 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965	
<b>Funnår</b>	1970	
<b>Godkjent utbygt</b>	25.04.1975	
<b>Produksjonsstart</b>	08.08.1979	
<b>Operatør</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	
<b>Rettsnavarar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	StatoilHydro ASA	0,95 %
	StatoilHydro Petroleum AS	6,65 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	135,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	45,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	43,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	5,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	4,0 millionar tonn NGL	0,4 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 38 000 fat per dag, Gass: 0,45 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,05 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 96,8 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 54,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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-, brønnhuvad- og prosessinnretning, medan Eldfisk A og Eldfisk FTP er brønnhuvad- og prosessinnretning knytte saman med bru. Eldfisk A har òg borefasilitetar. I 1999 kom Eldfisk E, ei innretning for vassinjeksjon, på plass. Innretninga leverer òg ein del injeksjonsvatn til Ekofiskfeltet gjennom ein rørleidning frå Eldfisk til Ekofisk K.

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

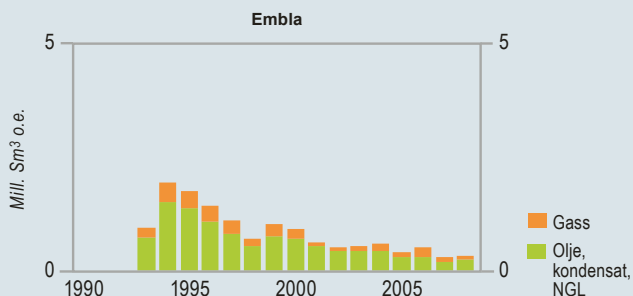
Eldfisk blei opphavleg bygt ut med trykkavlastning som drivmekanisme. I 1999 byrja vassinjeksjonen på feltet, basert på horisontale injeksjonsbrønningar. I tillegg blir det i periodar injisert gass, når eksport av gass ikkje er mogleg. Trykkavlastninga har ført til kompaksjon av reservoaret, og dette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

### Transport:

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

### Status:

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



## Embla

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 2/7 - utvinningsløype 018, tildelt 1965	
<b>Funnår</b>	1988	
<b>Godkjent utbygt</b>	14.12.1990	
<b>Produksjonsstart</b>	12.05.1993	
<b>Operatør</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	
<b>Rettsnavarar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,11 %
	Eni Norge AS	12,39 %
	Petoro AS	5,00 %
	StatoilHydro ASA	0,95 %
	StatoilHydro Petroleum AS	6,65 %
	Total E&P Norge AS	39,90 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	12,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje	2,4 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	5,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	2,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,6 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,10 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,01 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 5,0 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 4,4 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Tananger	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

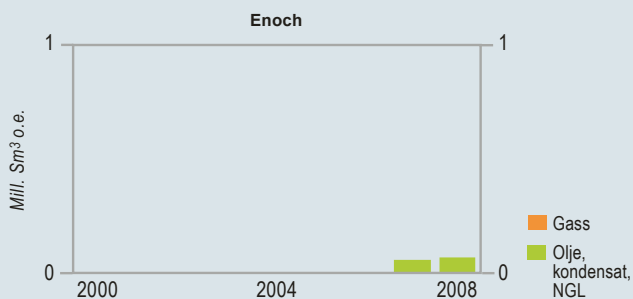
Embla produserer ved trykkavlastning.

### Transport:

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

### Status:

På lengre sikt kan nye brønner bli bora på Embla, dersom levetida for Eldfisk blir forlenga.



## Enoch

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 048 B, tildelt 2001 Den norske delen av feltet er 20,00%, den britiske delen er 80,00%	
<b>Funnår</b>	1991	
<b>Godkjent utbyggt</b>	01.07.2005	
<b>Produksjonsstart</b>	31.05.2007	
<b>Operatør</b>	Talisman North Sea Limited	
<b>Rettskavalar</b>		
	Altinex Oil Norway AS	4,36 %
	DONG E&P Norge AS	1,86 %
	Det norske oljeselskap ASA	2,00 %
	StatoilHydro ASA	11,78 %
	Bow Valley Petroleum (UK) Limited	12,00 %
	Dana Petroleum (E & P) Limited	8,80 %
	Dyas UK Limited	14,00 %
	Endeavour Energy (UK) Limited	8,00 %
	Roc Oil (GB) Limited	12,00 %
	Talisman LNS Limited	1,20 %
	Talisman North Sea Limited	24,00 %
<b>Utvinnbare reservar (den norske delen)</b>	<b>Opphavleg:</b> 0,4 millionar Sm <sup>3</sup> olje	<b>Att per 31.12.2008</b> 0,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 1 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 0,2 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 0,2 milliardar 2009-kroner	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

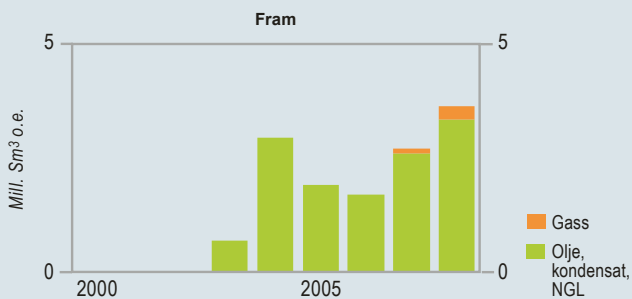
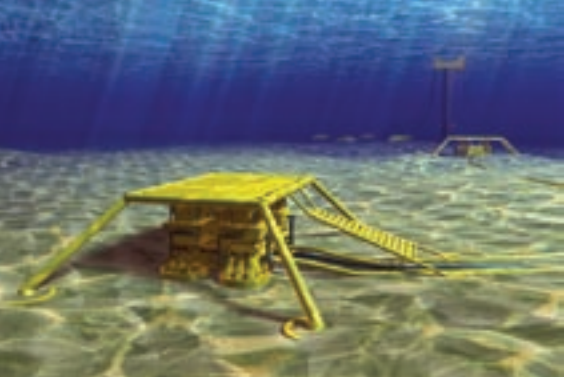
Reservoaret er i sandstein i eit submarint viftesystem av paleocen alder, på om lag 2 100 meters djup. Reservoarkvaliteten er varierende.

### 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 rørledning til Cruden Bay. Gassen blir seld til Brae.



## Fram

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 35/11 - utvinningsløyve 090, tildelt 1984	
<b>Funnår</b>	1992	
<b>Godkjent utbygt</b>	23.03.2001 av Kongen i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	02.10.2003	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	StatoilHydro ASA	20,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	25,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	23,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje	10,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	8,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	8,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 42 000 fat per dag, Gass: 0,38 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,01 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 11,7 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 10,8 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Mongstad	

### Utbygging:

Fram er eit oljefelt som ligg i den nordlege delen av Nordsjøen, 20 kilometer nord for Troll. Havdjupet 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 turbidittsandstein tilhøyrande Draupneformasjonen og grunnmarine 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 roterte forkastingsblokker og inneheld olje med overleggjande gasskappe. Reservoaret i Fram Vest-førekomsten er komplekst, medan reservoara i Fram Øst-førekomsten er av generelt god kvalitet.

### Utvinningsstrategi:

Produksjonen frå Fram Vest-førekomsten går føre seg med injeksjon av gass som trykkstøtte. Gasseksport frå Fram starta hausten 2007. Fram Øst-førekomsten i Sognefjordformasjonen blir produsert med injeksjon av produsert vatn som trykkstøtte frå starten av 2009, i tillegg til naturleg vassdriv. Brentreservoaret i Fram Øst-førekomsten produserer med trykkavlastning. Gasslyft vil og bli nytta i brønnane.

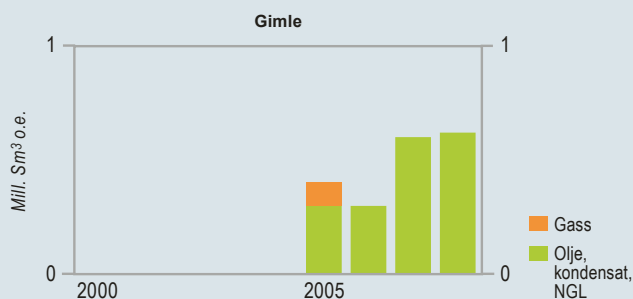
### Transport:

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

### Status:

Oljeproduksjonen frå Fram er avgrensa av gassproduksjonskapasiteten på Troll C. Fleire utvinningsbrønner blei bora på Fram Øst-førekomsten i 2008, mellom anna ein fleirgreinsbrønn. Tilleggsressursar frå nye førekomstar ved feltet er under vurdering for ein fase 3-utbygging av Fram. Fleire leitebrønner kan bli bora i området rundt Fram dei neste åra.





## Gimle

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 DS, tildelt 2006.	
<b>Funnår</b>	2004	
<b>Godkjent utbygt</b>	18.05.2006	
<b>Produksjonsstart</b>	19.05.2006	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	5,79 %
	Petoro AS	24,19 %
	StatoilHydro ASA	47,23 %
	StatoilHydro Petroleum AS	17,90 %
	Total E&P Norge AS	4,90 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	4,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje	2,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	1,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 8 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 1,0 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 0,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Tarbertformasjonen av mellomjura alder i ein nedforkasta struktur på nordaustsida av Gullfaks. Reservoaret ligg på om lag 2 900 meters djup. Reservoareigenskapane er gode med nokre få mindre forkastingar.

### Utvinningsstrategi:

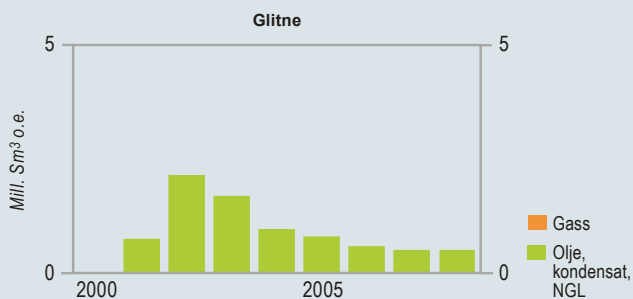
Utvinninga går føre seg med injeksjon av vatn frå ein injeksjonsbrønn som gir trykkstøtte til reservoaret.

### Transport:

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

### Status:

Boring av den andre og siste produksjonsbrønna starta i november 2007 og brønna blei fullført og sett i produksjon sommaren 2008. Brønna hadde også leitemål i to prospekt utan å treffe desse.



## Glitne

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 15/5 - utvinningsløyve 048 B, tildelt 2001 Blokk 15/6 - utvinningsløyve 029 B, tildelt 2001	
<b>Funnår</b>	1995	
<b>Godkjent utbygt</b>	08.09.2000 av Kronprinsregenten i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	29.08.2001	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettsnavarar</b>	DONG E&P Norge AS	9,30 %
	Det norske oljeselskap ASA	10,00 %
	StatoilHydro ASA	58,90 %
	Total E&P Norge AS	21,80 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	8,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje	0,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 5 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,8 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Dusavik	

### Utbygging:

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

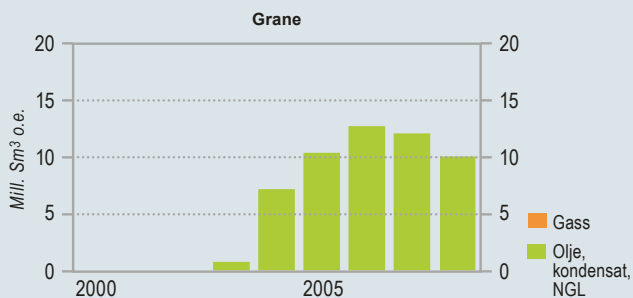
Glitne produserer med trykkstøtte dels frå reinjeksjon av produsert vatn i ein brønn, og dels frå eit stort naturleg vassbasseng. I tillegg blir assosiert gass frå feltet nytta til gasslyft i dei horisontale brønnane.

### Transport:

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

### Status:

Den siste brønnen på Glitne blei bora og sett i produksjon i 2007. Det er venta at produksjonen frå feltet vil bli avslutta i 2010, men ulike tiltak for å auke levetida for feltet blir framleis vurdert. Ny seismikk, samla inn i 2008, vil bli tolka for om mogleg å finne atverande ressursar som kan produserast med ein ny brønn.



## Grane

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 25/11 - utvinningsløyve 001, tildelt 1965 Blokk 25/11 - utvinningsløyve 169 B1, tildelt 2000
<b>Funnår</b>	1991
<b>Godkjent utbygt</b>	14.06.2000 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	23.09.2003
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS
<b>Rettskavalar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS 6,40 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 25,60 % Petro AS 30,00 % StatoilHydro Petroleum AS 38,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 116,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje 63,4 millionar Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 148 000 fat per dag
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 26,1 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 19,1 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Mongstad

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Feltet har ein hovudstruktur og fleire tilleggsstrukturar. Reservoaret ligg på om lag 1 700 meters djup i sandstein tilhøyrande Heimdalformaasjonen av paleocen alder med gode reservoareigenskapar. Oljen har høg viskositet. Det er også mindre mengder olje i eit reservoar i Listaformaasjonen.

### Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved gassinjeksjon i toppen av strukturen og langtrekkande horisontale produksjonsbrønner i botnen av oljesona. Oljen i Listaformaasjonen vil venteleg bli produsert med støtte frå gassinjeksjonen i Heimdalformaasjonen. Vassinjeksjon med fire injeksjonsbrønner er planlagt seinare i produksjonsperioden.

### Transport:

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

### Status:

Det er planar om å bore fleire nye brønner, dei fleste som greinbrønner. Den første vassinjeksjonsbrønnen er planlagt bora i 2010.



## Gullfaks

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050, tildelt 1978 Blokk 34/10 - utvinningsløyve 050 B, tildelt 1995
<b>Funnår</b>	1978
<b>Godkjent utbygt</b>	09.10.1981 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	22.12.1986
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettskavalar</b>	Petoro AS 30,00 % StatoilHydro ASA 61,00 % StatoilHydro Petroleum AS 9,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 360,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje 20,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje 24,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 1,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 3,0 millionar tonn NGL 0,2 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 88 000 fat per dag, Gass: 0,39 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,09 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 135,2 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 122,1 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Sotra og Florø

### Utbygging:

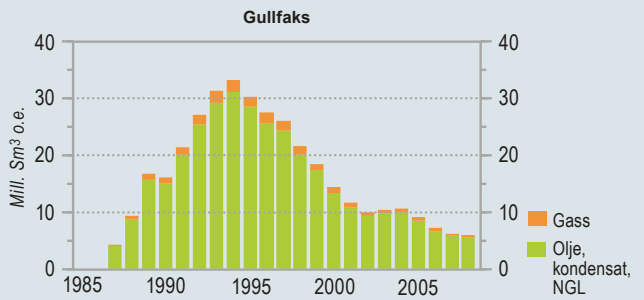
Gullfaks er eit oljefelt som ligg i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på 130 - 220 meters havdjup. Feltet er bygt ut med tre integrerte prosess-, bore- og bustadinnretningar med understell av betong og dekksskramme av stål, Gullfaks A, B og C. Gullfaks B har eit forenkla prosessanlegg 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 omfatta prospekt og små funn i nærområdet rundt Gullfaks, som kan bli bora og produserte frå eksisterande innretningar. Med denne planen kan utvinninga av ressursane i området gjerast meir effektiv i åra som kjem.

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

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

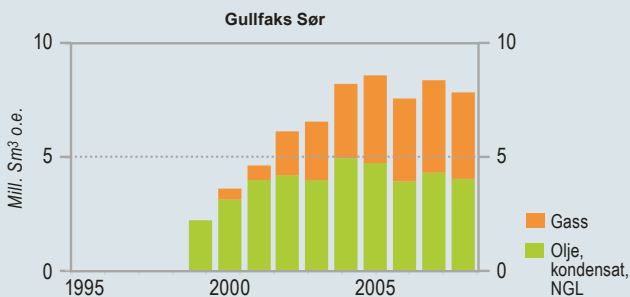


**Transport:**

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

**Status:**

Produksjonen frå Gullfaksfeltet er i avtrappingsfasen. Det blir arbeid med å auke utvinninga, dels ved å kartleggje og bore opp lommer med olje som er att i vassfløynde område, og dels gjennom massiv vassirkulering. Ein pilot med kjemisk fløimming blir vurdert starta i 2010. Det er også starta eit prosjekt for å vurdere behovet for oppgraderingar av innretningane ved ei forlenga levetid av feltet fram mot 2030.



## Gullfaks Sør

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	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
<b>Funnår</b>	1978
<b>Godkjent utbygt</b>	29.03.1996 av Kongen i statsråd
<b>Produksjonsstart</b>	10.10.1998
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettskavalar</b>	Petoro AS 30,00 % StatoilHydro ASA 61,00 % StatoilHydro Petroleum AS 9,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg: Att per 31.12.2008</b> 47,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje 14,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje 45,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 21,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 6,1 millionar tonn NGL 3,2 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 48 000 fat per dag, Gass: 2,41 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,32 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 40,2 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 32,8 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Sotra og Florø

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

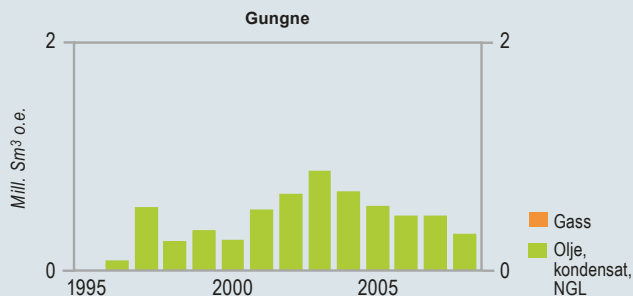
Utvinninga av olje og kondensat frå Gullfaks Sør går føre seg dels med trykkstøtte frå injeksjon av gass, og dels ved trykkavlastning. Rimfaksforekomsten i Brentgruppa produserer med fullt trykkvedlikehald ved hjelp av gassinjeksjon, medan Gullfaks Sør og Rimfaksforekomsten i Statfjordformasjonen har avgrensa gassinjeksjon. Forekomstane, Gullveig, Skinfaks og Gulltopp blir produsert med trykkavlastning, og produksjonen herifrå blir også påverka av produksjonen frå Tordis og 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:**

Gulltoppførekomsten starta produksjon i april 2008. Ein framtidig gassfase for dei førekomstane som no primært produserer olje, blir planlagt, men etter evaluering i 2008 blei gassinjeksjonsperioden forlenga med to år. Som ein del av prosjektet Gullfaks mot 2030 blir framtidig lågtrykksproduksjon frå Gullfaks Sør vurdert.



## Gungne

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046, tildelt 1976	
<b>Funnår</b>	1982	
<b>Godkjent utbygt</b>	29.08.1995 av Kongen i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	21.04.1996	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	28,00 %
	StatoilHydro ASA	52,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,40 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	14,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	2,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	1,9 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
	4,0 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat	
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Gass: 1,13 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,08 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,2 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 1,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Dusavik	

### Utbygging:

Gungne er eit gasskondensatfelt som ligg i Sleipnerområdet i den sørlege 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. Reservoarkvaliteten er generelt god, men reservoaret er segmentert, og laterale, kontinuerlege skiferlag verkar som interne barrierar.

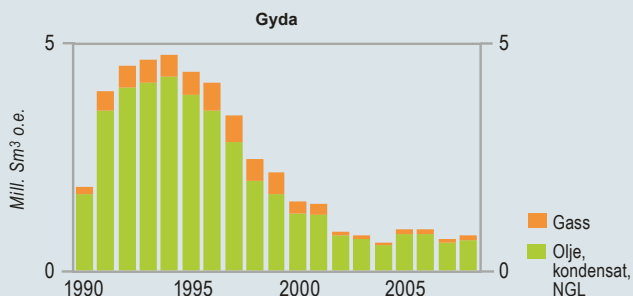
### Utvinningsstrategi:

Gungne produserer ved trykkavlastning.

### Transport:

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





## Gyda

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977	
<b>Funnår</b>	1980	
<b>Godkjent utbygt</b>	02.06.1987 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	21.06.1990	
<b>Operatør</b>	Talisman Energy Norge AS	
<b>Rettskavalar</b>	DONG E&P Norge AS	34,00 %
	Norske AEDC A/S	5,00 %
	Talisman Energy Norge AS	61,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	38,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje	4,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	6,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,3 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	1,9 millionar tonn NGL	
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 10 000 fat per dag, Gass: 0,13 milliardar Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 19,1 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 16,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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 områder med reservoar i sandstein tilhøyrande Ulaformasjonen av seinjura alder. Reservoaret ligg på om lag 4 000 meters djup.

### Utvinningsstrategi:

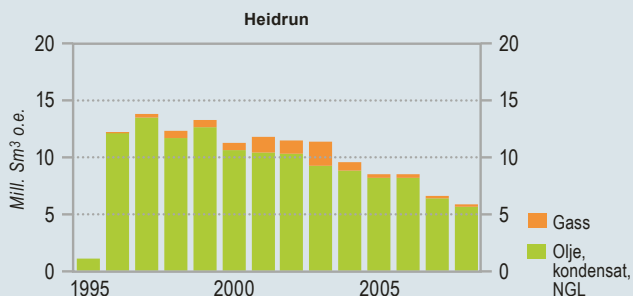
Feltet produserer med vassinjeksjon som drivmekanisme for hovuddelen av feltet. Trykkstøtte frå gasskappa og trykkstøtte frå naturleg vassdriv blir brukt som drivmekanisme for andre delar av feltet.

### 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 og erfarer aukande vassproduksjon og utfordringar med å oppretthalde oljeproduksjonen. Utvinningsløyvet har blitt forlenga til 2018 og det blir arbeidd med å forlengje drifta av feltet tilsvarende. Fleire nye brønningar blir no bora på feltet. Ein kompressor blei installert i 2007 til ein pilot med gasslyft. Denne har vist seg å gje auka produksjon frå brønnane. Auka utvinning ved hjelp av gassinjeksjon blir vurdert. Full gasslyft på feltet blir og vurdert. Det blir dessutan vurdert å fase andre førekomstar i området inn til Gyda.



## Heidrun

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6507/8 - utvinningsløyve 124, tildelt 1986 Blokk 6707/7 - utvinningsløyve 095, tildelt 1984
<b>Funnår</b>	1985
<b>Godkjent utbygt</b>	14.05.1991 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	18.10.1995
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettsshavarar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS 24,31 % Eni Norge AS 5,12 % Petoro AS 58,16 % StatoilHydro ASA 12,41 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphøvelg: Att per 31.12.2008</b> 186,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje 58,7 millionar Sm <sup>3</sup> olje 41,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 30,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 1,7 millionar tonn NGL 1,2 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 75 000 fat per dag, Gass: 0,24 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,03 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 83,1 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 66,7 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stjørdal
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Kristiansund

### Utbygging:

Heidrun ligg på Haltenbanken i Norskehavet utanfor Midt-Noreg. Havdjupet er på om lag 350 meter. Feltet er bygt ut med ei flytande strekkstaginnretning i betong over ei havbotnramme med 56 brønnsliiser. 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 Åreforماسjonane av tidleg- og mellomjura alder. Reservoaret er sterkt forkasta. Garn- og Ileforماسjonane har god reservoarkvalitet, medan Tilje- og Åreforماسjonane er meir komplekse. Reservoardjupet er om lag 2 300 meter.

### Utvinningsstrategi:

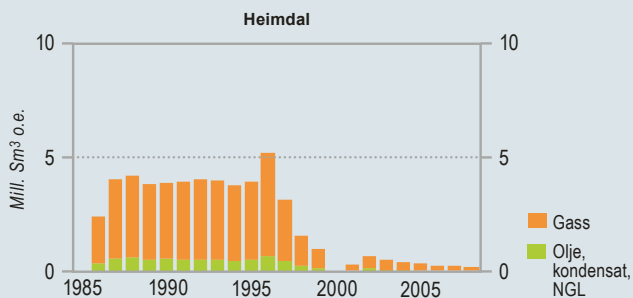
Utvinningsstrategien for feltet er trykkvedlikehald ved hjelp av vass- og gassinjeksjon i Garn- og Ileforماسjonane. I den meir komplekse delen av reservoaret i Tilje- og Åreforماسjonanen, er hovudstrategien vassinjeksjon.

### Transport:

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

### Status:

Ein arbeider aktivt for å finne nye metodar som kan auke oljeutvinninga på Heidrun. Det er bora fleire nye brønner dei siste åra og nye brønnmål blir kontinuerleg vurdert. Det har også blitt vurdert om CO<sub>2</sub>-injeksjon kan vere aktuelt, men dette er førebels skrinlagt. Ei utviding av gassbehandlingskapasiteten og ulike pilotprosjekt for å auke utvinninga frå reservoaret, er under vurdering.



## Heimdal

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 25/4 - utvinningsløype 036 BS, tildelt 2003	
<b>Funnår</b>	1972	
<b>Godkjent utbygt</b>	10.06.1981 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	13.12.1985	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettsshavarar</b>	Centrica Resources (Norge) AS	23,80 %
	Petoro AS	20,00 %
	StatoilHydro ASA	20,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	19,44 %
	Total E&P Norge AS	16,76 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	7,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	0,7 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	44,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,3 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Gass: 0,17 milliardar Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 22,4 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 21,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Mongstad	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Heimdalformaasjonen av paleocen alder, avsett som djupmarine turbidittar. Reservoardjupet er om lag 2 100 meter.

### Utvinningsstrategi:

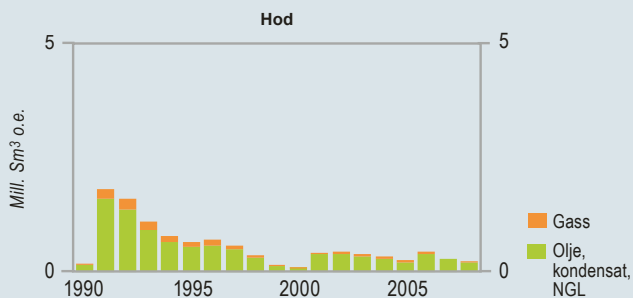
Produksjonen har gått føre seg ved naturleg trykkavlasting og er no på det næraste avslutta.

### 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:

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



## Hod

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 2/11 - utvinningsløype 033, tildelt 1969	
<b>Funnår</b>	1974	
<b>Godkjent utbygt</b>	26.06.1988 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	30.09.1990	
<b>Operatør</b>	BP Norge AS	
<b>Rettskavalar</b>	BP Norge AS	25,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	25,00 %
	Hess Norge AS	25,00 %
	Total E&P Norge AS	25,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	10,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje	1,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	1,8 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,4 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,03 milliardar Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 3,3 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,8 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Tananger	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

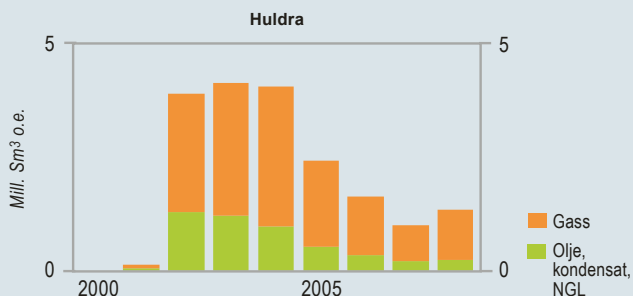
Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning. Fem brønner er i produksjon og i to av brønnane blir det nytta gasslyft for å auke produksjonen. Det er planar om å starte ein pilot for vassinjeksjon på Hod.

### 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 2009 vil det bli installert ei pumpe for å starte vassinjeksjon i ein brønn.



## Huldra

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blkk 30/2 - utvinningsløyve 051, tildelt 1979 Blokk 30/3 - utvinningsløyve 052 B, tildelt 2001
<b>Funnår</b>	1982
<b>Godkjent utbygt</b>	02.02.1999 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	21.11.2001
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettskavalar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS 23,34 % Petoro AS 31,96 % StatoilHydro ASA 19,88 % Talisman Energy Norge AS 0,50 % Total E&P Norge AS 24,33 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 4,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje 0,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje 15,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 2,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,83 milliardar Sm <sup>3</sup>
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 9,0 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 9,0 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Sotra og Florø

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

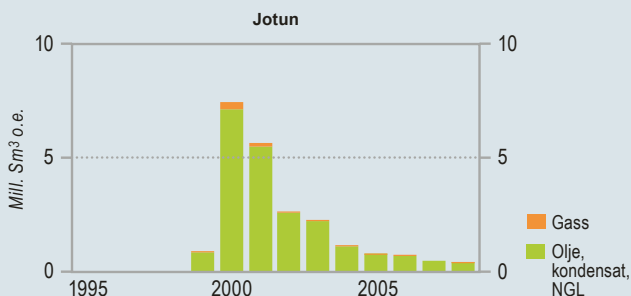
Huldra blir produsert ved naturleg trykkavlastning. Feltet gjekkv av platå hausten 2004.

### Transport:

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

### Status:

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



## Jotun

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 25/7 - utvinningsløyve 103 B, tildelt 1998 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027 B, tildelt 1999	
<b>Funnår</b>	1994	
<b>Godkjent utbygt</b>	10.06.1997 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	25.10.1999	
<b>Operatør</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
<b>Rettsshavarar</b>	Dana Petroleum Norway AS	45,00 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	45,00 %
	Lundin Norway AS	7,00 %
	Petoro AS	3,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> 23,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje 0,8 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	<b>Att per 31.12.2008</b> 1,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 6 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 12,3 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 12,3 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Dusavik	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Jotun har tre strukturar, og den austlegaste har ei gasskappe. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder. Reservoara ligg i eit submarint viftesystem som ligg på om lag 2 000 meters djup. I vest er reservoar-kvaliteten god, medan skiferinnhaldet aukar mot aust.

### Utvinningsstrategi:

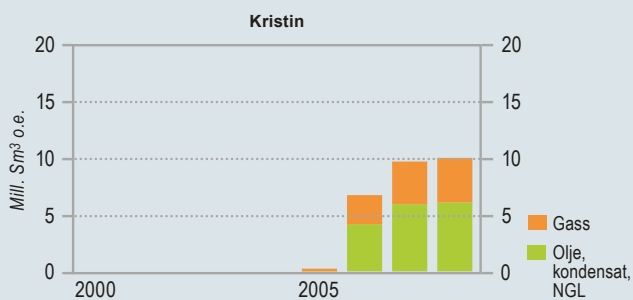
Utvinninga går føre seg ved trykkstøtte frå naturleg vassdriv kombinert med reinjeksjon av produsert vatn. Gasslyft blir nytta i alle brønnane.

### Transport:

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

### Status:

Feltet er i avtrappingsfasen og produserer no meir enn 90 prosent vatn. Det er ingen planar om tiltak for auka utvinning, men det vil bli gjennomført leiteboring nær Jotun dei neste åra som kan påvise nye ressursar til feltet.



## Kristin

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6406/2 - utvinningsløyve 199, tildelt 1993 Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 B, tildelt 2000
<b>Funnår</b>	1997
<b>Godkjent utbygt</b>	17.12.2001 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	03.11.2005
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettsshavarar</b>	Eni Norge AS 8,25 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 10,88 % Petro AS 19,58 % StatoilHydro ASA 55,30 % Total E&P Norge AS 6,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg: Att per 31.12.2008</b> 23,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje 14,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje 26,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 15,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 5,7 millionar tonn NGL 3,5 millionar tonn NGL 2,1 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 49 000 fat per dag, Gass: 2,73 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,59 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 27,6 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 26,3 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stjørdal
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Kristiansund

### Utbygging:

Kristin er eit gasskondensatfelt i Norskehavet som er bygt ut med eit havbotnanlegg med fire rammer og ei halvt nedsenkbar produksjonsinnretning for prosessering. Havdjuget ved innretninga er om lag 370 meter. Det er lagt til rette for å fase inn og prosessere andre førekomstar i området når Kristin går av platå. Tyrilhans blir no knytt til Kristin.

### Reservoar:

Reservoara er i sandstein av jura alder og ligg på om lag 4 600 meters djup. Reservoara ligg i Garn-, Ile- og Tofteformasjonane, og inneheld gass og kondensat under svært høgt trykk og høg temperatur. Reservoarkvaliteten er god.

### Utvinningsstrategi:

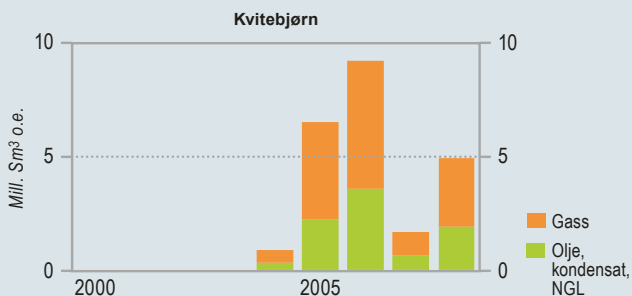
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlasting.

### Transport:

Rikgassen frå Kristin blir transportert i ein eigen rørledning til Åsgard Transport og vidare til Kårstø. Lettolje blir separert og stabilisert på Kristin og overført til Åsgard for lagring og utskipping. Kondensat frå Kristin blir seld som olje (Halten Blend).

### Status:

Reservoartrykket i Kristin fell raskare enn venta. Ein arbeider med å finne løysingar på produksjons- og boreutfordringar knytt til trykkfall og vassgjennombrøt til brønner. Det blir arbeida vidare med planlegging av «infill-brønner» i samband med auka utvinning. Forlenging av levetida for den halvt nedsenkbare produksjonsinnretninga er også eit sentralt element med omsyn til ressursutnytting i området.



## Kvitebjørn

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 34/11 - utvinningsløyve 193, tildelt 1993	
<b>Funnår</b>	1994	
<b>Godkjent utbygt</b>	14.06.2000 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	26.09.2004	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro ASA	43,55 %
	StatoilHydro Petroleum AS	15,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	27,4 millionar Sm <sup>3</sup> olje	20,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	74,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	59,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	3,0 millionar tonn NGL	1,7 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 41 000 fat per dag, Gass: 5,41 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,23 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 17,3 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 13,3 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Florø	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlastning. Rettskavarane vedtok i 2008 å installere ein kompressor som vil auke utvinninga ved at reservoartrykket kan senkast ytterlegare.

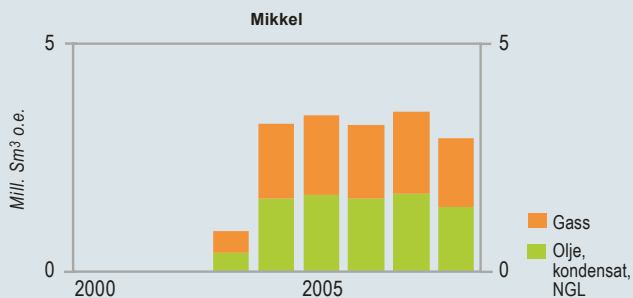
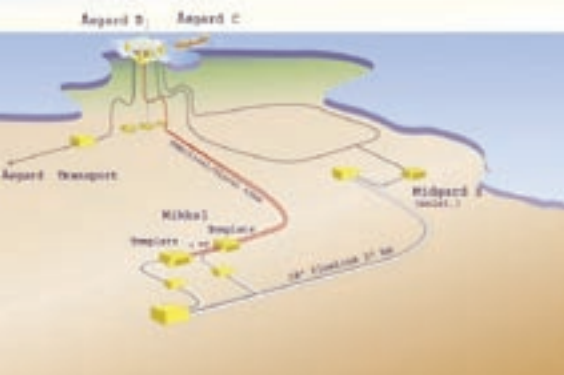
### Transport:

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:

I 2008 har produksjonen frå Kvitebjørn mellombels vore redusert for å gjere det mogleg å bore fleire brønner innan reservoartrykket blir for lågt. Produksjonen har og vore stengt fordi gassrørleidningen hadde lekkasje på havbotnen. Skaden var forårsaka av eit skipsanker. Produksjonen blei sett i gang att i januar 2009.





## Mikkel

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6407/5 - utvinningsløyve 121, tildelt 1986 Blokk 6407/6 - utvinningsløyve 092, tildelt 1984
<b>Funnår</b>	1987
<b>Godkjent utbygt</b>	14.09.2001 av Kongen i statsråd
<b>Produksjonsstart</b>	01.08.2003
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettskavalar</b>	Eni Norge AS 14,90 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 33,48 % StatoilHydro ASA 43,97 % Total E&P Norge AS 7,65 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 4,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje 3,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje 21,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 13,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 6,0 millionar tonn NGL 3,6 millionar tonn NGL 2,3 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 9 000 fat per dag, Gass: 1,75 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,47 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totalt investeringar vil venteleg bli 2,4 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,2 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stjørdal
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Kristiansund

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

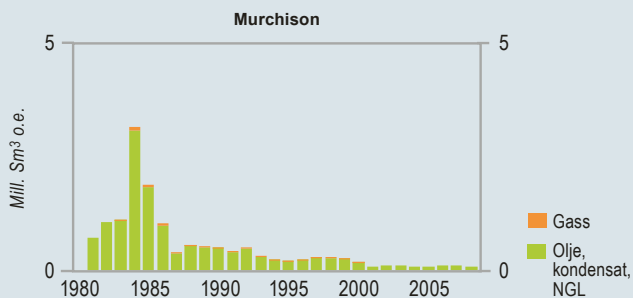
Utvinninga går føre seg ved hjelp av trykkavlasting.

### Transport:

Frå Mikkel 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 ein ekstra kompressor for å halde oppe trykket i rørleidningen frå Mikkel.



## Murchison

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 33/9 - utvinningsløype 037 C, tildelt 2000 Den norske delen av feltet er 22,20%, den britiske delen er 77,8%	
<b>Funnår</b>	1975	
<b>Godkjent utbygt</b>	15.12.1976	
<b>Produksjonsstart</b>	28.09.1980	
<b>Operatør</b>	CNR International (UK) Limited	
<b>Rettsshavarar</b>	Wintershall Norge ASA	22,20 %
	CNR International (UK) Limited	77,80 %
<b>Utvinnbare reservar (den norske delen)</b>	<b>Opphavleg:</b> 14,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje 0,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	<b>Att per 31.12.2008</b> 0,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje 0,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 1 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 8,2 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 8,1 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Aberdeen, Skottland	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Peterhead, Skottland	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoara i Murchison er i sandstein av jura alder.

### Utvinningsstrategi:

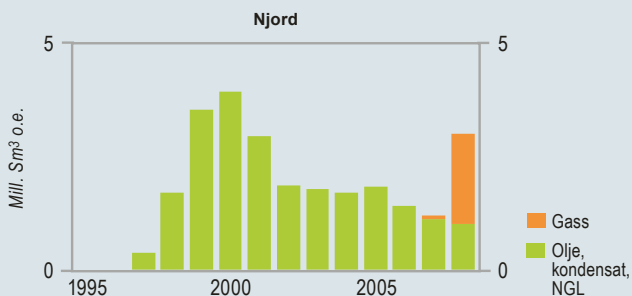
Utvinninga går føre seg med vassinjeksjon som trykkstøtte.

### Transport:

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

### Status:

Produksjonen frå Murchison er i halefasen.



## Njord

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 6407/10 - utvinningsløype 132, tildelt 1987 Blokk 6407/7 - utvinningsløype 107, tildelt 1985
<b>Funnår</b>	1986
<b>Godkjent utbygt</b>	12.06.1995 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	30.09.1997
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS
<b>Rettskavarar</b>	E.ON Ruhrgas Norge AS 30,00 % Endeavour Energy Norge AS 2,50 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 20,00 % GDF SUEZ E&P Norge AS 20,00 % Petoro AS 7,50 % StatoilHydro ASA 20,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg: Att per 31.12.2008</b> 25,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje 2,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje 10,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 8,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 2,1 millionar tonn NGL 2,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 15 000 fat per dag, Gass: 1,79 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,36 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 18,0 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 15,3 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Kristiansund
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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 gass-eksport blei godkjent 21.01.2005.

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

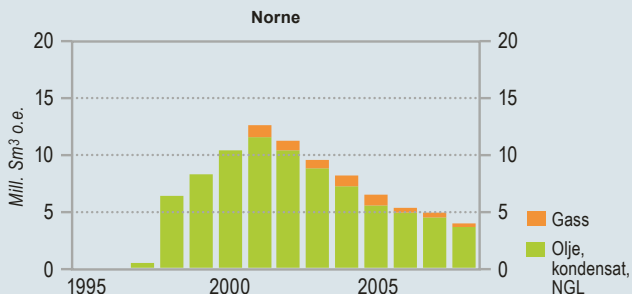
Mesteparten av gassen som har blitt produsert på Njord, har blitt reinjisert i totalt fire brønner for å gje trykkstøtte og auke oljeutvinninga frå delar av feltet. Frå desember 2007 starta Njord med gass-eksport frå feltet, slik at bare mindre mengder gass no blir injisert. Totalt 15 produksjonsbrønner er bora på Njord i løpet av fleire borekampanjar. Rettskavarane har ambisjonar om å bore ytterlegare 9 – 15 brønner for å auke oljeutvinninga frå feltet. Det kompliserte reservoaret med mange forkastningar 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:

Ein ny borekampanje for å auke oljeutvinninga starta hausten 2008. To brønner blei bora til nordvestflanken på feltet i 2007 og 2008. Desse segmenta er planlagt fasa inn til Njord, med venta produksjonsstart i 2010/2011.



## Norne

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6508/1 - utvinningsløyve 128 B, tildelt 1998 Blokk 6608/10 - utvinningsløyve 128, tildelt 1986
<b>Funnår</b>	1992
<b>Godkjent utbygt</b>	09.03.1995 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	06.11.1997
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettsshavarar</b>	Eni Norge AS 6,90 % Petoro AS 54,00 % StatoilHydro ASA 39,10 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 94,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje 14,4 millionar Sm <sup>3</sup> olje 11,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 5,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 1,7 millionar tonn NGL 1,0 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 53 000 fat per dag, Gass: 0,26 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,04 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 32,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 24,4 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Harstad
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Sandnessjøen

### Utbygging:

Norne er eit oljefelt som ligg i Norskehavet om lag 80 kilometer nord for Heidrun, på 380 meters havdjup. Feltet er bygt ut med eit produksjons- og lagerskip knytt til seks brønnrammer på havbotnen. Brønnstraumen blir ført opp til produksjonsskipet gjennom fleksible stigerør. I april 2008 blei endra PUD for Norne og Urd godkjent. Planen omfattar 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 Garnformasjonen. Reservoaret ligg om lag 2 500 meter under havflata, og er av god kvalitet.

### Utvinningsstrategi:

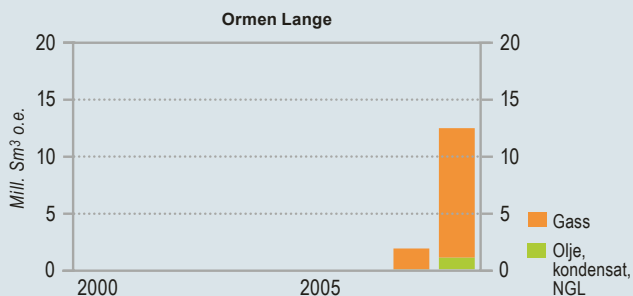
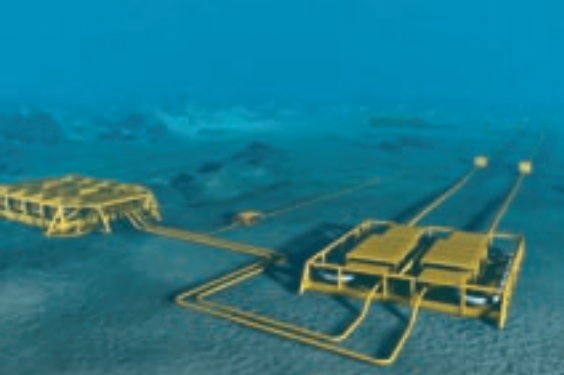
Oljen blir produsert ved hjelp av vassinjeksjon. Gassinjeksjonen blei avslutta i 2005 og all gass blir no eksportert.

### Transport:

Oljen blir lasta på tankskip og transportert til marknaden. Gasseksporten tok til i februar 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 vil og bli installert i den sørlege delen av feltet.



## Ormen Lange

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	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
<b>Funnår</b>	1997
<b>Godkjent utbygt</b>	02.04.2004 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	13.09.2007
<b>Operatør</b>	A/S Norske Shell
<b>Rettskavarar</b>	A/S Norske Shell 17,04 % DONG E&P Norge AS 10,34 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 7,23 % Petoro AS 36,48 % StatoilHydro ASA 10,84 % StatoilHydro Petroleum AS 18,07 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 394,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 381,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 28,5 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat 27,4 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Gass: 16,93 milliardar Sm <sup>3</sup> , Kondensat: 1,53 millionar Sm <sup>3</sup>
<b>Investeringar</b>	Totalt investeringar vil venteleg bli 64,3 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 21,4 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Kristiansund

\*Totalt investeringar inkludert landanlegg vil venteleg bli 88,6 milliardar 2009-kroner

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Hovudreservoaret er i sandstein av paleocen alder tilhøyrande Eggformasjonen, og ligg 2 700 – 2 900 meter under havflata.

### Utvinningsstrategi:

Utvinningsstrategien baserer seg på produksjon ved trykkavlasting og seinare gasskompresjon.

### Transport:

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

### Status:

Gassproduksjonen starta frå tre brønner i september 2007. A/S Norske Shell overtok som operatør frå StatoilHydro 1 november 2007. Feltet produserer med seks brønner etter at tre nye brønner blei ferdige i 3. kvartal 2008. Anlegget på Nyhamna kan nå produsera for fullt. Ei tredje havbotnramme vil bli installert i 2009.



## Oseberg

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 30/6 - utvinningsløype 053, tildelt 1979 Blokk 30/9 - utvinningsløype 079, tildelt 1982	
<b>Funnår</b>	1979	
<b>Godkjent utbygt</b>	05.06.1984 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	01.12.1988	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavalar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	StatoilHydro ASA	15,30 %
	StatoilHydro Petroleum AS	34,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	366,4 millionar Sm <sup>3</sup> olje	21,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	107,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	85,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	9,3 millionar tonn NGL	3,5 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 75 000 fat per dag, Gass: 3,23 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,50 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 101,1 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 94,6 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Mongstad	

### Utbygging:

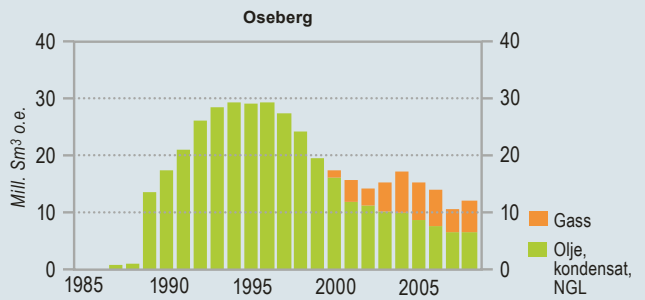
Oseberg er eit oljefelt med ei overliggjande gasskappe i den nordlege delen av Nordsjøen, på om lag 100 meters havdjup. Oseberg er bygt ut i fleire fasar. Feltsenteret i sør har to innretningar; prosess- og bustadinnretninga Oseberg A og bore- og vassinjeksjonsinnretninga Oseberg B. I den nordlege delen 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 felt-senter. 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 i Statfjordformasjonen starta våren 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 (TOGD) og Oseberg Vest. Mindre delar av feltet produserer med trykkavlasting.

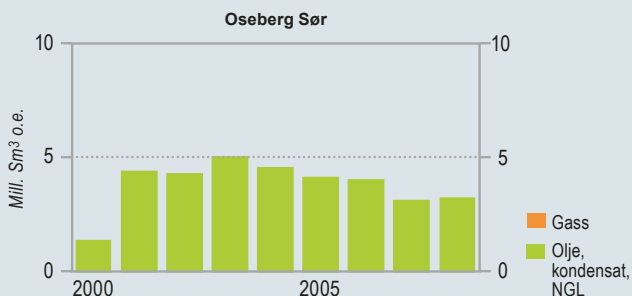


**Transport:**

Oljen blir transportert gjennom rørleidningen i Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gasseksporten tok til i 2000 gjennom ein rørleidning, Oseberg Gastransport (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 er vedteke installert på Oseberg feltsenter. Prøveutvinning frå eit overliggjande kritreservoar i Shetlandgruppa på Osebergfeltet går føre seg for å evaluere produksjonsegenskapane.



## Oseberg Sør

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 30/12 - utvinningsløype 171 B, tildelt 2000 Blokk 30/9 - utvinningsløype 079, tildelt 1982 Blokk 30/9 - utvinningsløype 104, tildelt 1985
<b>Funnår</b>	1984
<b>Godkjent utbygt</b>	10.06.1997 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	05.02.2000
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS
<b>Rettskavalar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS 2,40 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 4,70 % Petoro AS 33,60 % StatoilHydro ASA 15,30 % StatoilHydro Petroleum AS 34,00 % Total E&P Norge AS 10,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 50,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje 16,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje 10,8 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 5,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,4 millionar tonn NGL 0,4 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 40 000 fat per dag, Gass: 0,47 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,04 millionar tonn Per 31.12.2008 er det investert totalt 19,8 milliardar 2009-kroner
<b>Investeringar</b>	Totalt investeringar vil venteleg bli 24,3 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 19,8 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Mongstad

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Oseberg Sør omfattar ti førekomstlar med reservoar i sandstein av jura alder i skilde strukturar. 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, men det er òg alternierende vass- og gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet.

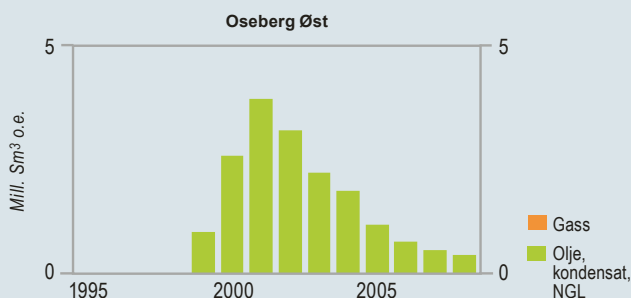
### Transport:

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

### Status:

Førekomsten Oseberg Sør G Sentral vil bli bygt ut ved å bore frå Oseberg Sør-innretninga i 2009.





## Oseberg Øst

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 30/6 - utvinningsløype 053, tildelt 1979	
<b>Funnår</b>	1981	
<b>Godkjent utbygt</b>	11.10.1996 av Kongen i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	03.05.1999	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	4,70 %
	Petoro AS	33,60 %
	StatoilHydro ASA	15,30 %
	StatoilHydro Petroleum AS	34,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	27,4 millionar Sm <sup>3</sup> olje	10,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	0,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,1 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,01 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 11,9 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 9,5 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Mongstad	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

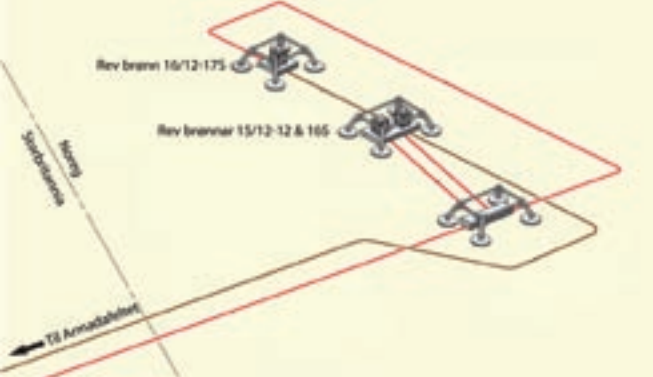
Feltet produserer ved hjelp av trykkvedlikehald med både vassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG).

### Transport:

Oljen går i rørleidningar til Oseberg feltsenter, der 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 og ein borekampanje på sju nye brønningar har starta.



## 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	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	4,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	4,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,3 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
	0,8 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat	0,8 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
Produksjon	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Gass: 0,98 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,07 millionar tonn, Kondensat: 0,26 millionar Sm <sup>3</sup>	
Investeringar	Totale investeringar vil venteleg bli 3,9 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 3,7 milliardar 2009-kroner	
Driftsorganisasjon	Stavanger	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

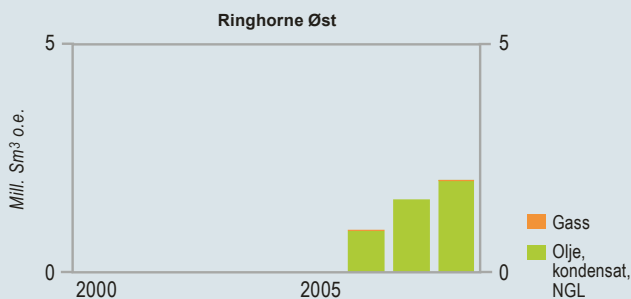
Feltet blir produsert ved trykkavlasting.

### Transport:

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

### Status:

Ein avgrensingsbrønn bora på austflanken i 2007, påviste tilleggsressursar. Brønnen vil bli nytta som produksjonsbrønn i 2009. Produksjonen frå Rev starta i januar 2009.



## Ringhorne Øst

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 25/8 - utvinningsløyve 027, tildelt 1969 Blokk 25/8 - utvinningsløyve 169, tildelt 1991
<b>Funnår</b>	2003
<b>Godkjent utbygt</b>	25.11.2005 av Kongen i statsråd
<b>Produksjonsstart</b>	19.03.2006
<b>Operatør</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS
<b>Rettskavalar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 77,38 % Petro AS 7,80 % StatoilHydro ASA 3,12 % StatoilHydro Petroleum AS 11,70 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphøvel:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 8,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje 4,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje 0,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 24 000 fat per dag, Gass: 0,06 milliardar Sm <sup>3</sup>
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 1,1 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 0,6 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger

### Utbygging:

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

### Reservoar:

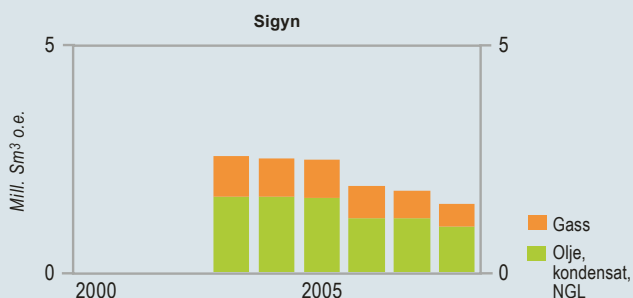
Reservoaret inneheld olje med assosiert gass og ligg på om lag 1 940 meters djup, i sandstein tilhøyrande Statfjord-formasjonen av jura alder. Kvaliteten på reservoaret er god.

### Utvinningsstrategi:

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

### Transport:

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



## Sigyn

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 16/7 - utvinningsløyve 072, tildelt 1981	
<b>Funnår</b>	1982	
<b>Godkjent utbygt</b>	31.08.2001 av Kongen i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	22.12.2002	
<b>Operatør</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	
<b>Rettskavarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	40,00 %
	StatoilHydro ASA	50,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	6,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	2,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	2,9 millionar tonn NGL	1,1 millionar tonn NGL
	3,9 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat	
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Gass: 0,50 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,21 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,5 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,5 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Dusavik	

### Utbygging:

Sigyn ligg i Sleipnerområdet i den sørlege delen av Nordsjøen, på om lag 70 meters havdjup. Til feltet høyrer førekomstane Sigyn Vest, som inneheld gass og kondensat, og Sigyn Øst som inneheld lettolje. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme som ein satellitt til Sleipner Øst. Brønnstraumen er styrt frå Sleipner Øst og går gjennom to 12 kilometer lange rørleidningar til Sleipner A-innretninga.

### Reservoar:

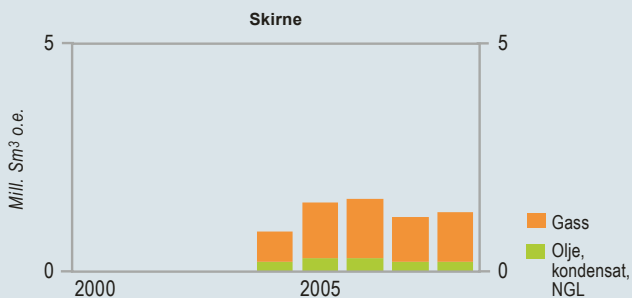
Hovudreservoaret ligg i Skagerrakformasjonen av trias alder og ligg på om lag 2 700 meters djup. Kvaliteten på reservoaret er god.

### Utvinningsstrategi:

Feltet produserer ved trykkavlasting.

### Transport:

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



## Skirne

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 25/5 - utvinningsløyve 102, tildelt 1985	
<b>Funnår</b>	1990	
<b>Godkjent utbygt</b>	05.07.2002 av Kronprinsregenten i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	03.03.2004	
<b>Operatør</b>	Total E&P Norge AS	
<b>Rettskavalar</b>	Centrica Resources (Norge) AS	20,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	40,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	2,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	0,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	8,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	3,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,93 milliardar Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 3,0 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	

### Utbygging:

Skirne, som inkluderer Byggveförekomsten, inneheld gass og kondensat og ligg aust for Heimdal i den nordlege delen av Nordsjøen. Havgjupet er 120 meter. Fellet 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. Skirneförekomsten ligg på om lag 2 370 meters djup, medan Byggveförekomsten ligg på om lag 2900 meter. Reservoarkvaliteten er god.

### Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved naturleg trykkavlastning.

### Transport:

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

### Status:

Levetida for Skirne er avhengig av levetida for Heimdalinnretninga.



## Sleipner Vest

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 15/6 - utvinningsløyve 029, tildelt 1969 Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976
<b>Funnår</b>	1974
<b>Godkjent utbygt</b>	14.12.1992 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	29.08.1996
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettskavalarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 32,24 % StatoilHydro ASA 49,50 % StatoilHydro Petroleum AS 8,85 % Total E&P Norge AS 9,41 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> Att per 31.12.2008* 117,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 36,8 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 8,3 millionar tonn NGL 3,0 millionar tonn NGL 29,1 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Gass: 6,64 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,39 millionar tonn, Kondensat: 1,22 millionar Sm <sup>3</sup>
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 28,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 27,6 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Dusavik

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

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

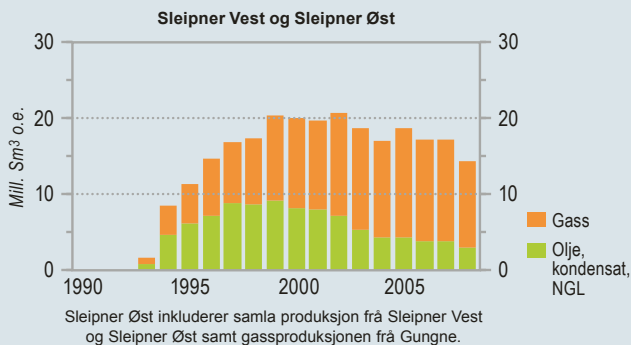
Sleipner Vest produserer ved trykkavlastning.

### Transport:

Gass og kondensat frå Sleipner Vest blir prosessert på Sleipner T, og CO<sub>2</sub> blir fjerna frå gassen. Prosessert gass frå Sleipner Vest går til Sleipner A for vidare eksport. CO<sub>2</sub> blir injisert i Utsiraformasjonen via ein eigen injeksjonsbrønn frå Sleipner A. Ustabilt kondensat frå Sleipner Vest og Sleipner Øst blir blanda på Sleipner A og går til Kårstø for prosessering til stabilt kondensat og NGL-produkt.

### Status:

For å halde produksjonen oppe, blir ein ny kompressor på Sleipner B tatt i bruk tidleg i 2009. Det er òg aktuelt å bore opp og bygge ut fleire førekomstlar i nærleiken i åra framover. Eit boreprogram over fleire år med innleigd borerigg er venta starta opp i 2009.



## Sleipner Øst

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 15/9 - utvinningsløyve 046, tildelt 1976	
<b>Funnår</b>	1981	
<b>Godkjent utbygt</b>	15.12.1986 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	24.08.1993	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	StatoilHydro ASA	49,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008*</b>
	67,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	36,8 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	13,4 millionar tonn NGL	3,0 millionar tonn NGL
	26,9 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat	
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Gass: 2,12 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,27 millionar tonn, Kondensat: 0,36 millionar Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 41,6 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 40,1 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Dusavik	

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

### Utbygging:

Sleipner Øst er eit gasskondensatfelt som ligg i den sørlege delen av Nordsjøen, på 82 meters havdjup. Feltet er bygt ut med ei integrert prosess-, bore- og bustadinnretning med understell av betong, Sleipner A. I tillegg er det installert ei stigerørrinnretning, Sleipner R, som knyter Sleipner A til rørleidningane for gasstransport, og eit faklingstårn, Sleipner F. Det er og installert to havbotrammer, ei for produksjon frå den nordlege delen av Sleipner Øst og ei for produksjon av Lokeførekomsten. I tillegg er tre brønner frå Sigyn knytte til Sleipner A. PUD for Loke blei godkjent i 1991 og produksjonen starta i 1993. Utbygging av Loke Trias blei godkjent 29.08.1995 og produksjonen starta 19.06.1998.

### Reservoar:

Reservoara i Sleipner Øst og Loke er hovudsakleg i sandstein tilhøyrande Tyformasjonen av paleocen alder og Huginformasjonen av mellomjura alder. Reservoara ligg på om lag 2 300 meters djup. Det er ingen trykkommunikasjon mellom dei to reservoarsonene. Under Huginformasjonen ligg Skagerrakformasjonen av trias alder. Skagerrakformasjonen, som er hovudreservoaret på Loke, har moderate til dårlege reservoareigenskapar.

### Utvinningsstrategi:

Huginreservoaret produserer ved trykkavlasting. Tyreservoaret produserte med resirkulering av tørrgass fram til oktober 2005. For å optimalisere produksjonen blir brønnane no produserte mot eit redusert innløpstrykk på separator B. Sleipner Øst gjekk av platå i desember 2005. Lågtrykksproduksjonen starta opp i juni 2006.

**Transport:**

Brønnstraumen frå Sleipner Øst blir prosessert på Sleipner A saman med produksjonen frå Gungne og Sigyn. Ustabilt kondensat blir blanda med ustabil kondensat frå Sleipner Vest og sendt til Kårstø for prosessering til stabilt kondensat og NGL-produkt. Prosessert gass blir blanda med gass frå Troll og eksportert til Zeebrugge via Draupner.

**Status:**

Ein ny brønn kom i produksjon i 2008. To nye brønnmål er planlagt sett i produksjon i 2009. Auka utvinning med redusert innløpstrykk er planlagt sett i gang i 2010.





## Snorre

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 34/4 - utvinningsløype 057, tildelt 1979 Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
<b>Funnår</b>	1979	
<b>Godkjent utbygt</b>	27.05.1988 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	03.08.1992	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavalar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	11,58 %
	Hess Norge AS	1,04 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	8,28 %
	StatoilHydro ASA	15,55 %
	StatoilHydro Petroleum AS	17,77 %
	Total E&P Norge AS	6,18 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	234,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje	70,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	6,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	4,6 millionar tonn NGL	0,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 125 000 fat per dag, Gass: 0,02 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,02 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 107,8 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 76,5 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Florø	

### Utbygging:

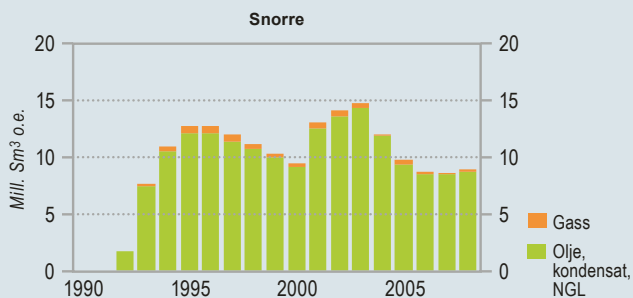
Snorre er eit oljefelt som ligg i Tampenområdet i den nordlege delen av Nordsjøen, på 300 – 350 meters havdjup. Snorre A i sør er ei flytande stålannretning (TLP) med bustad- og prosessanlegg. Snorre A har òg eit eige prosessanlegg for produksjonen frå Vigdisfeltet. Ei havbotnramme, Snorre UPA, med ti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

### Reservoar:

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

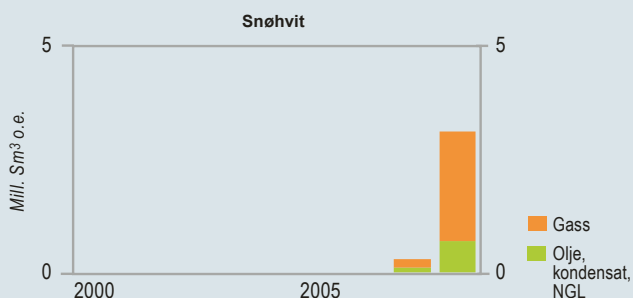


**Transport:**

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

**Status:**

I 2007 blei det vedteke å utvide prosesskapasitetane for produksjon og injeksjon av vatn. Det blir òg arbeida for å auke utvinningsgraden for Snorre mellom anna gjennom utvida gassinjeksjon ved import av gass til feltet. Dei eksisterande boreriggane på Snorre skal oppgraderas. Konseptval for «Snorre Future Development», som skal vere ei langsiktig løysing for Snorre etter at oljeeksporten via Statfjord er avslutta, er utsett til 2009. Det blir forhandla med Statfjord om vidare bruk av A og B innretningane fram til Snorre har den nye langsiktige utvinningsplanen på plass.



## Snøhvit

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 7120/6 - utvinningsløyve 097, tildelt 1984 Blokk 7120/7 - utvinningsløyve 077, tildelt 1982 Blokk 7120/8 - utvinningsløyve 064, tildelt 1981 Blokk 7120/9 - utvinningsløyve 078, tildelt 1982 Blokk 7121/4 - utvinningsløyve 099, tildelt 1984 Blokk 7121/5 - utvinningsløyve 110, tildelt 1985 Blokk 7121/7 - utvinningsløyve 100, tildelt 1984
<b>Funnår</b>	1984
<b>Godkjent utbygt</b>	07.03.2002 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	21.08.2007
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettsnavarar</b>	GDF SUEZ E&P Norge AS 12,00 % Hess Norge AS 3,26 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 2,81 % StatoilHydro ASA 33,53 % Total E&P Norge AS 18,40 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 160,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 158,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 6,3 millionar tonn NGL 6,2 millionar tonn NGL 18,1 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat 17,5 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Gass: 3,59 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,19 millionar tonn, Kondensat 0,60 millionar Sm <sup>3</sup>
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 21,9 milliardar 2009-kroner* Per 31.12.2008 er det investert totalt 9,0 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Harstad og Stjørdal

\* Totale investeringar, inkludert landanlegg, vil venteleg bli 77,3 milliardar 2009-kroner.

### Utbygging:

Snøhvit ligg i Barentshavet i den sentrale delen av Hammerfestbassenget, på 310–340 meters havdjup. Snøhvit er eit gassfelt med kondensat og ei underliggjande tynn oljesone. Snøhvitfeltet omfattar fleire funn og førekomstar i Askeladd- og Albatross-strukturane i tillegg til Snøhvit. Godkjent utbyggingsplan for gassressursane omfattar havbotnrammer for 19 produksjonsbrønner og ein injeksjonsbrønn for CO<sub>2</sub>.

### 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 djup.

### Utvinningsstrategi:

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

**Transport:**

Den ubehandla brønnstraumen, som inneheld naturgass inklusiv CO<sub>2</sub>, 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). CO<sub>2</sub>-innhaldet i gassen blir skilt ut i anlegget på Melkøya og sendt tilbake til feltet for å bli injisert i ein djupare formasjon. LNG går med skip til marknaden.

**Status:**

Sommaren 2007 blei det bora ein avgrensingsbrønn i den vestlege delen av Snøhvitfeltet for mellom anna å samle meir informasjon om oljesona. Resultata frå brønnen viste at det ikkje var grunnlag for utbygging av oljesona. Produksjonen på Snøhvit starta hausten 2007. LNG-anlegget på Melkøya var stengt ned frå november 2007 til januar 2008 på grunn av tekniske problem. Sommaren 2008 blei det gjennomført ein om lag åtte uker lang revisjonsstans. Anlegget produserer no med litt redusert kapasitet.



## Statfjord

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	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%	
<b>Funnår</b>	1974	
<b>Godkjent utbygt</b>	16.06.1976 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	24.11.1979	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavalar</b>	A/S Norske Shell 8,55 % ConocoPhillips Skandinavia AS 10,33 % Enterprise Oil Norge AS 0,89 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 21,37 % StatoilHydro ASA 44,34 % Centrica Resources Limited 9,69 % ConocoPhillips (U.K.) Limited. 4,84 %	
<b>Utvinnbare reserver (den norske delen)</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	565,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje	6,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	76,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	18,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	24,0 millionar tonn NGL	8,5 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 32 000 fat per dag, Gass: 1,92 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 1,05 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 144,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 132,6 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Sotra og Florø	

### Utbygging:

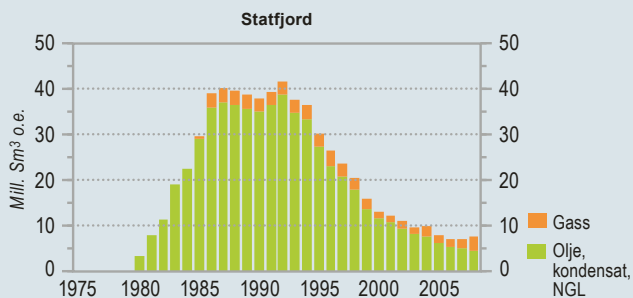
Statfjord er eit oljefelt som ligg på begge sider av grenselina mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampen-området. Havdjupet er om lag 150 meter. Feltet er bygt ut med tre fullt integrerte innretningar; Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C. Statfjord A er plassert sentralt på feltet, og kom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

### Reservoar:

Statfjordreservoara ligg på 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 reservoarkvalitet.

### Utvinningsstrategi:

Brentreservoaret har opphavleg produsert med trykkstøtte frå alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG), medan Statfjordformasjonen har produsert med trykkstøtte frå vassinjeksjon og supplerande gassinjeksjon i den øvre delen og VAG-injeksjon i den nedre delen. Statfjord Seinfase inneber at all injeksjon nå er stansa og injeksjonsbrønnane blir nytta til vassprodusentar. Dette vil gje ti år lengre levetid for feltet og auka utvinning av både gass og olje.

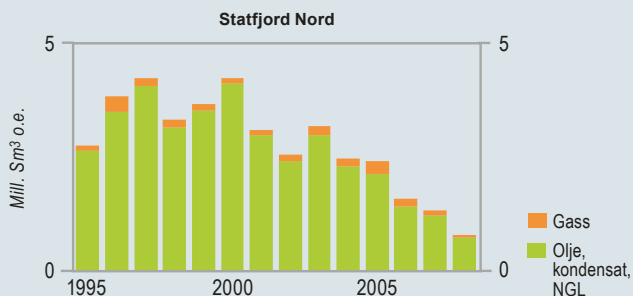


#### Transport:

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

#### Status:

Som ein del av Statfjord Seinfase blir innretningane modifiserte, samstundes med at det i 2008 blei bora og reparert brønner. Nedblåsing av trykket i reservoaret i Brentgruppa starta hausten 2008. Levetida for Statfjord A, B og C og vidare tilknytning av Snorre til Statfjord A og B i nokre år til, blir no vurdert i samarbeid med rettshavarane for Snorre-feltet.



## Statfjord Nord

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973	
<b>Funnår</b>	1977	
<b>Godkjent utbygt</b>	11.12.1990 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	23.01.1995	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavalar</b>	A/S Norske Shell	10,00 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	12,08 %
	Enterprise Oil Norge AS	1,04 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	25,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro ASA	21,88 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	40,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje	5,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	2,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,9 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 4 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,01 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 8,5 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 8,3 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Sotra	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

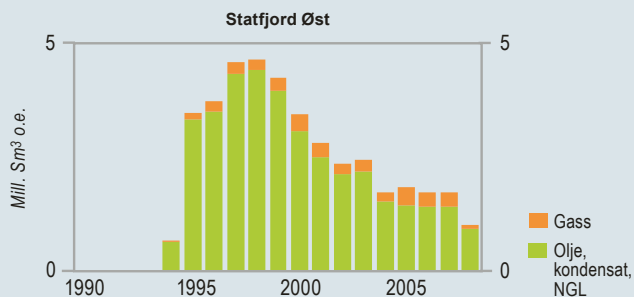
Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

### Transport:

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

### Status:

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



## Statfjord Øst

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984
<b>Funnår</b>	1976
<b>Godkjent utbygt</b>	11.12.1990 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	24.09.1994
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettsnavarar</b>	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 % StatoilHydro ASA 25,05 % StatoilHydro Petroleum AS 6,64 % Total E&P Norge AS 2,80 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 37,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje 3,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje 4,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 1,5 millionar tonn NGL 0,3 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 13 000 fat per dag, Gass: 0,08 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,04 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 8,2 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 7,9 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Sotra

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

Feltet produserer med trykkstøtte frå vassinjeksjon.

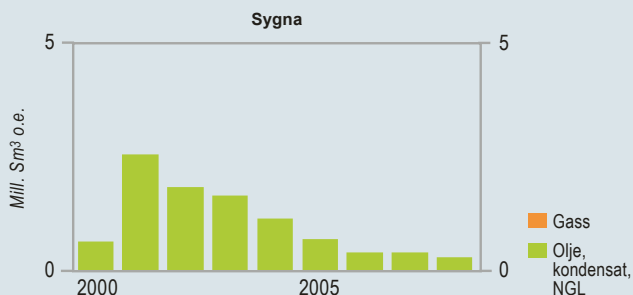
### Transport:

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

### Status:

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





## Sygna

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 33/9 - utvinningsløyve 037, tildelt 1973 Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984
<b>Funnår</b>	1996
<b>Godkjent utbygt</b>	30.04.1999 av Kongen i statsråd
<b>Produksjonsstart</b>	01.08.2000
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettsnavarar</b>	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 % StatoilHydro ASA 24,73 % StatoilHydro Petroleum AS 5,98 % Total E&P Norge AS 2,52 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 10,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje 1,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 4 000 fat per dag
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,5 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,5 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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:

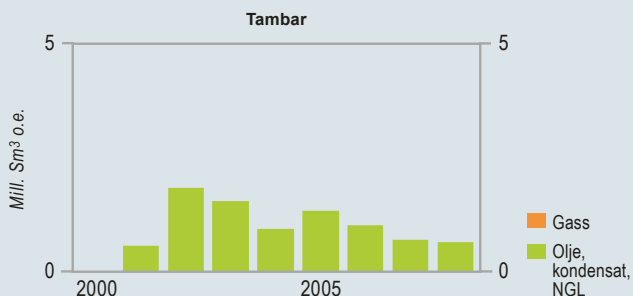
Feltet produserer med injeksjon av vatn frå Statfjord Nord.

### Transport:

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

### Status:

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



## Tambar

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 1/3 - utvinningsløyve 065, tildelt 1981 Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977
<b>Funnår</b>	1983
<b>Godkjent utbygt</b>	03.04.2000 av Kongen i statsråd
<b>Produksjonsstart</b>	15.07.2001
<b>Operatør</b>	BP Norge AS
<b>Rettskavalar</b>	BP Norge AS 55,00 % DONG E&P Norge AS 45,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 9,7 millionar Sm <sup>3</sup> olje 1,7 millionar Sm <sup>3</sup> olje 2,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 2,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,3 millionar tonn NGL 0,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 8 000 fat per dag, Gass: 0,12 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,01 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,5 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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 nytt rør som var på plass i juni 2007. Etter prosessering på Ula blir oljen eksportert i eksisterande rørleidningssystem til Teesside via Ekofisk, medan gassen blir injisert i Ulareservoaret for å auke oljeutvinninga der.

### Status:

Ei multifasepumpe som er installert og sett i drift i 2008, vil senke brønnehovudtrykket og auke utvinninga frå Tambar. Potensialet for vassinjeksjon og gasslyft på Tambar blir vurdert kontinuerleg. Dette arbeidet vil halde fram i 2009.

## Tambar Øst

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 1/3 - utvinningsløyve 065, tildelt 1981 Blokk 2/1 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977 Blokk 2/1 - utvinningsløyve 300, tildelt 2003	
<b>Funnår</b>	2007	
<b>Godkjent utbygt</b>	28.06.2007	
<b>Produksjonsstart</b>	02.10.2007	
<b>Operatør</b>	BP Norge AS	
<b>Rettskavalar</b>	BP Norge AS	46,20 %
	DONG E&P Norge AS	43,24 %
	Norske AEDC A/S	0,80 %
	Talisman Energy Norge AS	9,76 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008*</b>
	1,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	1,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	0,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 1,1 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 1,1 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

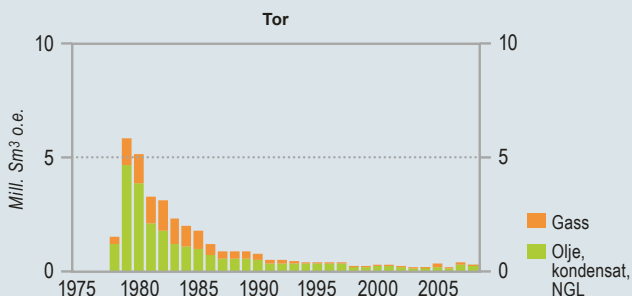
Reservoaret i Tambar Øst ligg på 4 050 – 4 200 meters djup og er i sandstein av seinjura alder, avsett i eit grunnmarint miljø. Reservoarkvaliteten er vekslende.

### 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.



## Tor

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 2/4 - utvinningsløyve 018, tildelt 1965 Blokk 2/5 - utvinningsløyve 006, tildelt 1965												
<b>Funnår</b>	1970												
<b>Godkjent utbygt</b>	04.05.1973												
<b>Produksjonsstart</b>	28.06.1978												
<b>Operatør</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS												
<b>Rettsshavarar</b>	<table border="0"> <tr><td>ConocoPhillips Skandinavia AS</td><td style="text-align: right;">30,66 %</td></tr> <tr><td>Eni Norge AS</td><td style="text-align: right;">10,82 %</td></tr> <tr><td>Petoro AS</td><td style="text-align: right;">3,69 %</td></tr> <tr><td>StatoilHydro ASA</td><td style="text-align: right;">0,83 %</td></tr> <tr><td>StatoilHydro Petroleum AS</td><td style="text-align: right;">5,81 %</td></tr> <tr><td>Total E&amp;P Norge AS</td><td style="text-align: right;">48,20 %</td></tr> </table>	ConocoPhillips Skandinavia AS	30,66 %	Eni Norge AS	10,82 %	Petoro AS	3,69 %	StatoilHydro ASA	0,83 %	StatoilHydro Petroleum AS	5,81 %	Total E&P Norge AS	48,20 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	30,66 %												
Eni Norge AS	10,82 %												
Petoro AS	3,69 %												
StatoilHydro ASA	0,83 %												
StatoilHydro Petroleum AS	5,81 %												
Total E&P Norge AS	48,20 %												
<b>Utvinnbare reservar</b>	<table border="0"> <tr><td><b>Opphavleg:</b></td><td style="text-align: right;"><b>Att per 31.12.2008</b></td></tr> <tr><td>24,5 millionar Sm<sup>3</sup> olje</td><td style="text-align: right;">1,6 millionar Sm<sup>3</sup> olje</td></tr> <tr><td>11,0 milliardar Sm<sup>3</sup> gass</td><td style="text-align: right;">0,2 milliardar Sm<sup>3</sup> gass</td></tr> <tr><td>1,2 millionar tonn NGL</td><td></td></tr> </table>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>	24,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje	1,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje	11,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,2 millionar tonn NGL					
<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>												
24,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje	1,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje												
11,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass												
1,2 millionar tonn NGL													
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 2 000 fat per dag, Gass: 0,01 milliardar Sm <sup>3</sup>												
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 10,5 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 9,7 milliardar 2009-kroner												
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger												
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Tananger												

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Hovudreservoaret i Tor er i naturleg oppsprokne kritbergartar tilhøyrande Torformasjonen av seinkrit alder. Reservoaret ligg på rundt 3 200 meters djup. Ekofiskformasjonen av tidleg paleocen alder inneheld òg olje, men har dårlegare produksjonsegenskapar.

### Utvinningsstrategi:

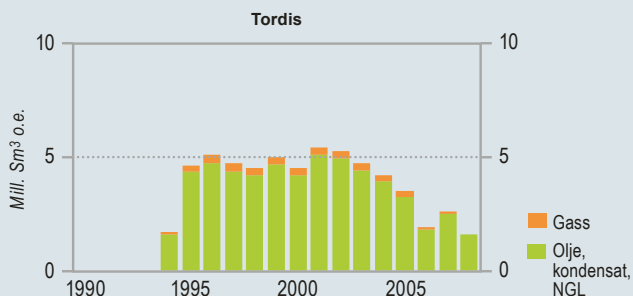
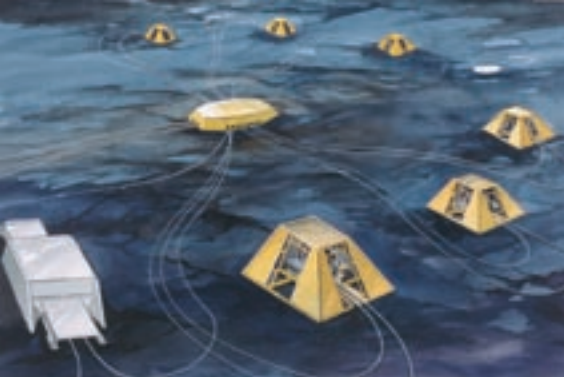
Tor produserte opphavleg ved trykkavlasting. I 1992 byrja ein med avgrensa vassinjeksjon. Anlegget er seinare oppgradert og omfanget av vassinjeksjonen utvida. Alle dei fem brønnane produserar med gasslyft.

### Transport:

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

### Status:

Innretninga på Tor har avgrensa levetid og det blir vurdert korleis restressursane i feltet kan utvinnast på lang sikt.



## Tordis

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 34/7 - utvinningsløype 089, tildelt 1984	
<b>Funnår</b>	1987	
<b>Godkjent utbygt</b>	14.05.1991 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	03.06.1994	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	StatoilHydro ASA	28,22 %
	StatoilHydro Petroleum AS	13,28 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	59,7 millionar Sm <sup>3</sup> olje	7,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	5,3 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	1,7 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 17 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 14,0 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 12,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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 havdyp. Feltet er bygt ut med ein sentral havbotnmanifold som er knytt til Gullfaks C. Til denne manifolden er det knytt sju separate satellittbrønner og to havbotnrammer. Brønnstraumen blir overført til Gullfaks C i to rørleidningar. Vatn til injeksjon kjem gjennom ein rørleidning frå Gullfaks C. Tordis omfattar fire førekomstar; Tordis, Tordis Øst, Borg og 34/7-25 S. PUD for Tordis Øst blei godkjent 13.10.1995. PUD for Borg blei godkjent 29.06.1999. Endra PUD for Tordis (Tordis IOR) blei godkjent 16.12.2005.

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

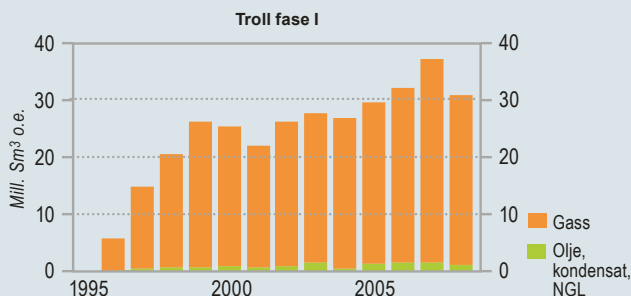
Utvinninga går føre seg med delvis trykkvedlikehald med vassinjeksjon og med naturleg vassdriv. Borg har fullt trykkvedlikehald med vassinjeksjon. Utvinninga på Tordis Øst går føre seg med trykkstøtte frå naturleg vassdriv. Tordis IOR inneber auka oljeutvinning med lågtrykksproduksjon.

**Transport:**

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

**Status:**

Prosjektet Tordis IOR blei fullført i 2007 då ein havbotnseparator blei installert på feltet og ein brønn for injeksjon av produsert vatn ned i Utsiraformaasjonen blei bora. Prosjektet omfatta og modifikasjonar på Gullfaks C for lågtrykksproduksjon. Tordis havbotnseparator blei stengt i mai 2008 då det blei oppdaga lekkasje til havbotnen frå injeksjonsbrønnen til Utsiraformaasjonen. Ei alternativ løysing for injeksjon av produsert vatn blir no 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 atterverande 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. 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 3. 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

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	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
<b>Funnår</b>	1983
<b>Godkjent utbygt</b>	15.12.1986 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	09.02.1996
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettshavarar</b>	A/S Norske Shell 8,10 % ConocoPhillips Skandinavia AS 1,62 % Petoro AS 56,00 % StatoilHydro ASA 20,80 % StatoilHydro Petroleum AS 9,78 % Total E&P Norge AS 3,69 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 1330,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 995,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 25,7 millionar tonn NGL 22,1 millionar tonn NGL 1,6 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Gass: 28,7 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 1,08 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 81,0 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 62,0 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Ågotnes

**Utbygging:**

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

**Reservoar:**

Gassen og oljen i Troll Øst og Troll Vest finst hovudsakleg i grunnmarin sandstein tilhøyrande Sognefjordformasjonen. Ein del av reservoaret er òg i Fensfjordformasjonen som ligg under Sognefjordformasjonen. Formasjonane er av seinjura alder. Feltet omfattar tre relativt store, roterte forkastingsblokker. Den austlegaste av desse utgjer Troll Øst. Det er påvist trykkkommunikasjon mellom Troll Øst og Troll Vest. Tidlegare var oljekolonna i Troll Øst kartlagt frå null til fire meter tjukk. I 2007 blei det bora ein brønn som påviste ein oljekolonne på seks til ni meter i Fensfjordformasjonen i den nordlege delen av Troll Øst. Reservoaret i Troll Øst ligg på 1 330 meters djup.

**Utvinningsstrategi:**

Gassen i Troll Øst blir produsert ved trykkavlastning.

**Transport:**

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

**Status:**

Prøveproduksjon av olje frå den nordlege delen av Troll Øst blei sett i gang i november 2008. Rettshavarane vil vurdere utbygging av dette området når erfaring frå prøveproduksjonen ligg føre.





## Troll II

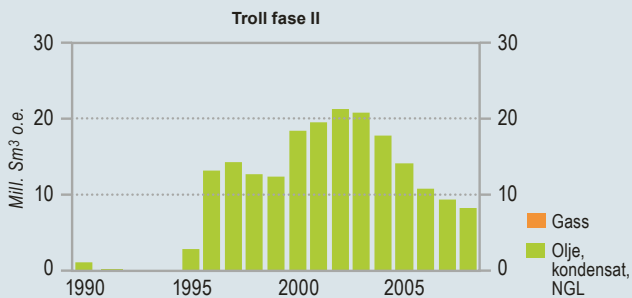
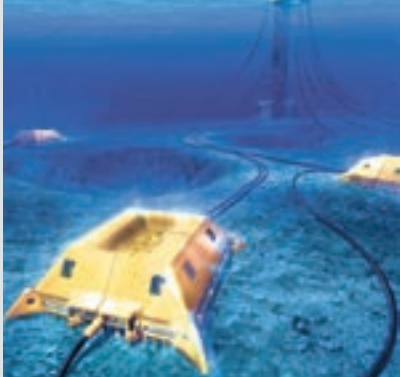
<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 31/2 - utvinningsløyve 054. Tildelt 1979 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 C. Tildelt 2002 Blokk 31/3 - utvinningsløyve 085 D. Tildelt 2006 Blokk 31/5 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085. Tildelt 1983 Blokk 31/6 - utvinningsløyve 085 C. Tildelt 2002	
<b>Funnår</b>	1979	
<b>Godkjent utbygt</b>	18.05.1992 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	19.09.1995	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	A/S Norske Shell	8,10 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,62 %
	Petoro AS	56,00 %
	StatoilHydro ASA	20,80 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,78 %
	Total E&P Norge AS	3,69 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	244,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje	45,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 122 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 104,5 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 84,8 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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 havdjup, er eit anlegg på havbotnen for separasjon og reinjeksjon av produsert vatn. Troll C-innretninga blir òg nytta i produksjonen frå Framfeltet. Utbygging av Troll C blei godkjent i 1997. Det har vore fleire PUD-godkjenningar av ulike havbotnrammer på Troll Vest.

### Reservoar:

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



#### Utvinningsstrategi:

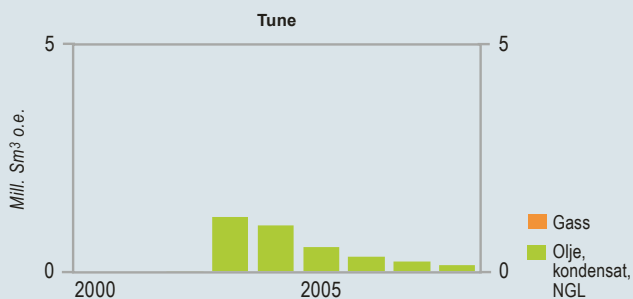
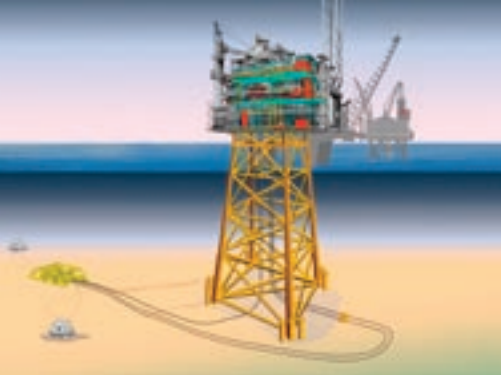
Oljen i Troll Vest blir produsert gjennom lange horisontale brønner som er bora i den tynne oljesona, like over kontakten mellom olje og vatn. Også her er utvinningsstrategien hovudsakleg trykkavlastning, men samtidig ekspanderer gasskappa over og vassona under oljen. I Troll Vest oljeprovins har ein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

#### Transport:

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

#### Status:

Oppboring av Troll Vest med horisontale produksjonsbrønner frå havbotnrammene held fram med tre flyttbare boreinnetningar samtidig. I alt er det bora om lag 120 oljeproduksjonsbrønner i Troll Vest. Dei siste åra er det kvart år vedteke å bore nye produksjonsbrønner som aukar oljereservane i Troll, og framleis står det att ei rekkje brønner i boreplanen. Det er bora mange greinbrønner med opptil sju greiner i den same brønnen. I 2008 leverte rettshavarane ein PUD som blant anna omfattar gassinjeksjon i Troll Vest. I tillegg er det sett i gang studiar med tanke på vassinjeksjon.



## Tune

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 30/5 - utvinningsløype 034, tildelt 1969 Blokk 30/6 - utvinningsløype 053, tildelt 1979 Blokk 30/8 - utvinningsløype 190, tildelt 1993
<b>Funnår</b>	1996
<b>Godkjent utbygt</b>	17.12.1999 av Kongen i statsråd
<b>Produksjonsstart</b>	28.11.2002
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS
<b>Rettskavalar</b>	Petoro AS 40,00 % StatoilHydro ASA 10,00 % StatoilHydro Petroleum AS 40,00 % Total E&P Norge AS 10,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 3,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje 0,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje 18,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 2,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,2 millionar tonn NGL 0,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009</b> Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,77 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,01 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 5,4 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 4,9 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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 havdyp. Feltet er bygt ut med ei havbotnramme sentralt på feltet, med fire produksjonsbrønner. I mars 2004 blei det gitt PUD-fritak for utbygging av den nordlege delen av feltet, 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:

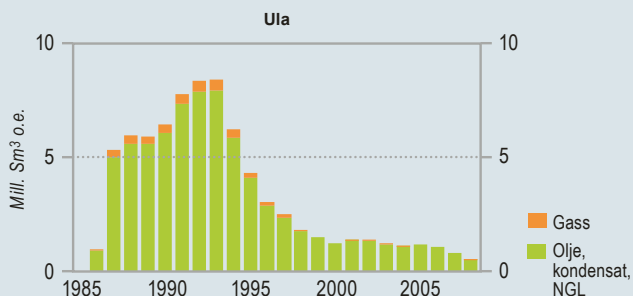
Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting.

### Transport:

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

### Status:

Ein ny produksjonsbrønn i den sørlege delen av Tune vil bli bora i 2009. Det er og planlagt boring av fleire prospekt rundt Tune. Lågtrykkproduksjon på Tune er sett i gang.



## Ula

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019, tildelt 1965 Blokk 7/12 - utvinningsløyve 019 B, tildelt 1977
<b>Funnår</b>	1976
<b>Godkjent utbygt</b>	30.05.1980 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	06.10.1986
<b>Operatør</b>	BP Norge AS
<b>Rettskavalar</b>	BP Norge AS 80,00 % DONG E&P Norge AS 20,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 87,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje 18,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje 3,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,8 millionar tonn NGL 3,3 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 10 000 fat per dag, NGL: 0,02 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 27,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 23,6 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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.

### 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:

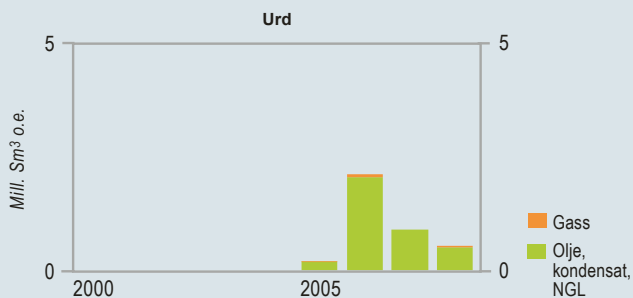
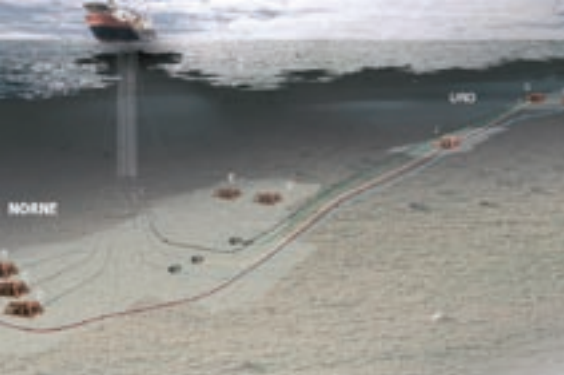
Feltet produserte opphavleg ved trykkavlastning, men etter nokre år tok ein i bruk vassinjeksjon for å auke utvinninga. Alternanderande vass- og gassinjeksjon (VAG) tok til i 1998. Med gass frå Tambar har VAG-programmet blitt utvida, og gassen frå Blane blir no og nytta til injeksjon i Ula. Gasslyft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

Gasskapasiteten på Ula blei oppgradert i 2008 med ein ny gassprosess- og gassinjeksjonsmodul (UGU) som vil dobla kapasiteten. Som følgje av god effekt på oljeutvinninga blir det vurdert å utvide VAG-programmet ved å bore fleire brønningar frå 2009 og importere meir gass til injeksjon. Det er mellom anna planlagt å prosessere brønnstraumen frå 1/3-6 Oselvar og kjøpe gassen til injeksjon på Ulafeltet frå slutten av 2011.



## Urd

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6608/10 - utvinningsløyve 128, tildelt 1986	
<b>Funnår</b>	2000	
<b>Godkjent utbygt</b>	02.07.2004 av Kronprinsregenten i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	08.11.2005	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	Eni Norge AS	11,50 %
	Petoro AS	24,55 %
	StatoilHydro ASA	63,95 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	9,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje	5,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	0,3 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 7 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 5,2 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 4,8 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	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. I april 2008 blei endra PUD for Norne og Urd godkjent. Planen omfattar 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:

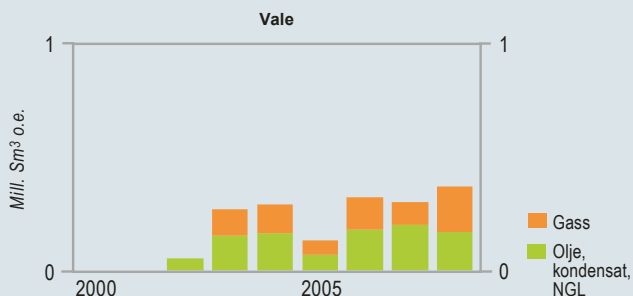
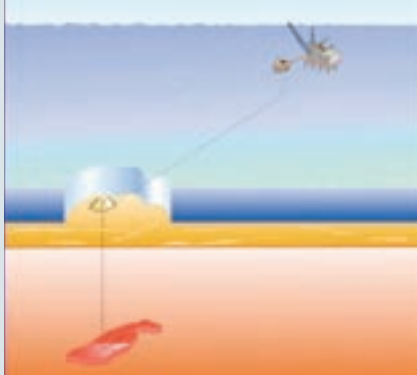
Urd blir drenert med vassinjeksjon. I tillegg er brønnane utstyrte med gasslyft for å handtere lågt trykk og høgt vasskutt.

### Transport:

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

### Status:

Produksjonsutviklinga i 2008 har vore betre enn venta frå Stærførekosten, medan Svaleførekosten har produsert mindre enn prognosert som følgje av manglande trykkstøtte. Ein ny vassinjeksjonsbrønn har blitt bora, og olje-produksjonen frå Svaleførekosten er venta å auke. Melkeformasjonen, som ligg over Svale- og Stær-førekostane, blir grundig analysert for ei mogleg utvikling i 2010 - 2011.



## Vale

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 25/4 - utvinningsløype 036, tildelt 1971	
<b>Funnår</b>	1991	
<b>Godkjent utbygt</b>	23.03.2001 av Kronprinsregenten i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	31.05.2002	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	Centrica Resources (Norge) AS	46,90 %
	StatoilHydro Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	2,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje	1,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	2,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 3 000 fat per dag, Gass: 0,17 milliardar Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,7 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,6 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

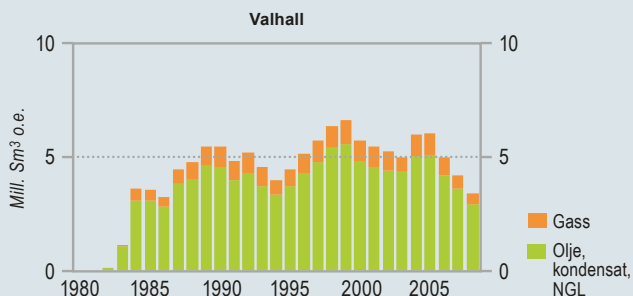
Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og ligg på om lag 3 700 meters djup. Reservoaret har svært låg permeabilitet.

### Utvinningsstrategi:

Utvinninga går føre seg ved trykkavlasting.

### Transport:

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



## Valhall

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 2/11 - utvinningsløyve 033 B, tildelt 2001 Blokk 2/8 - utvinningsløyve 006 B, tildelt 2000
<b>Funnår</b>	1975
<b>Godkjent utbygt</b>	02.06.1977 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	02.10.1982
<b>Operatør</b>	BP Norge AS
<b>Rettskavalar</b>	BP Norge AS 28,09 % Enterprise Oil Norge AS 28,09 % Hess Norge AS 28,09 % Total E&P Norge AS 15,72 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 145,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje 46,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje 26,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 6,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 5,3 millionar tonn NGL 2,2 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 41 000 fat per dag, Gass: 0,45 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,05 millionar tonn
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 79,5 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 61,4 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger
<b>Hovudforsyningsbase</b>	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 seinkrit alder. Reservoaret ligg på om lag 2 400 meters djup. Kriet i Torformasjonen er finkorna og mjukt, med gjennomgåande sprekker som gjer at olje og vatn strøymer lettare. Som følgje av trykkavlastinga frå produksjonen har kriet blitt pakka tettare slik at havbotnen på Valhallfeltet søkk inn.

### Utvinningsstrategi:

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

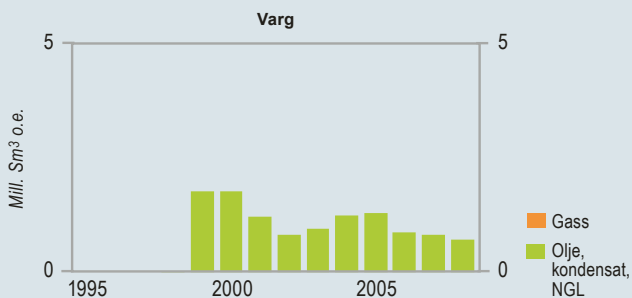
**Transport:**

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

**Status:**

I forhold til planane for produksjonen i dag er det gode utsikter til å auke reservane ved å utnytte alle brønnsliiser og optimalisere vassinjeksjonen. Vidareutvikling av Valhall går føre seg ved å byggje eit nytt feltsenter med prosessanlegg og bustadkvarter. Den nye innretninga vil få straumforsyning frå land.





## Varg

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 15/12 - utvinningsløyve 038, tildelt 1975	
<b>Funnår</b>	1984	
<b>Godkjent utbygt</b>	03.05.1996 av Kongen i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	22.12.1998	
<b>Operatør</b>	Talisman Energy Norge AS	
<b>Rettskavarar</b>	Det norske oljeselskap ASA	5,00 %
	Petoro AS	30,00 %
	Talisman Energy Norge AS	65,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	15,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	3,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 11 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 9,4 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 8,2 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Tananger	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

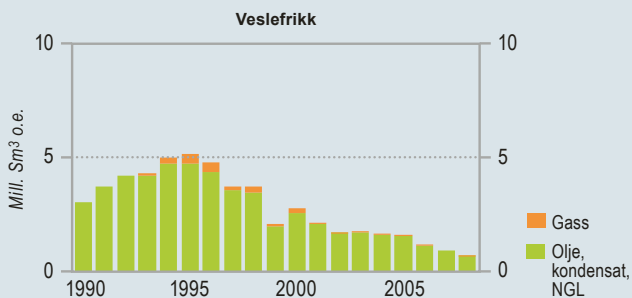
Utvinninga går føre seg ved vass- og gassinjeksjon. Dei mindre strukturane blir produsert med trykkavlastning. Alle brønnane produserer med gasslyft.

### Transport:

Oljen blir lossa frå produksjonsskipet til tankskip.

### Status:

Operatøren arbeider kontinuerleg med å auke ressursane på Varg. Fleire prospekt i området blir vurdert. Grevling-prospektet, om lag 18 kilometer nord for Varg, vil bli bora i 2009. Tiltak for å optimalisere utvinninga blir vurdert, som for eksempel alternierende vass- og gassinjeksjon (VAG). Fleire brønner er planlagt bora dei komande åra.



## Veslefrikk

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 30/3 - utvinningsløyve 052, tildelt 1979 Blokk 30/6 - utvinningsløyve 053, tildelt 1979
<b>Funnår</b>	1981
<b>Godkjent utbygt</b>	02.06.1987 i Stortinget
<b>Produksjonsstart</b>	26.12.1989
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettskavalar</b>	Petoro AS 37,00 % RWE Dea Norge AS 13,50 % Wintershall Norge ASA 4,50 % StatoilHydro ASA 18,00 % Talisman Energy Norge AS 27,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> <b>Att per 31.12.2008</b> 55,7 millionar Sm <sup>3</sup> olje 6,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje 3,8 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 1,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 1,3 millionar tonn NGL 0,1 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b> Olje: 13 000 fat per dag
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 28,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 20,9 milliardar 2009-kroner
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Sotra og Florø

### Utbygging:

Veslefrikk er eit oljefelt som ligg 30 km 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 brusaband til Veslefrikk B. Veslefrikk B er ei halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og bustadkvarter. Innretninga blei oppgradert i 1999 for å kunne ta imot kondensat frå Huldrafeltet. PUD for Statfjordformasjonen blei godkjent 11.06.1994. PUD for reservoara i Øvre Brent og I-områda blei godkjent 16.12.1994.

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

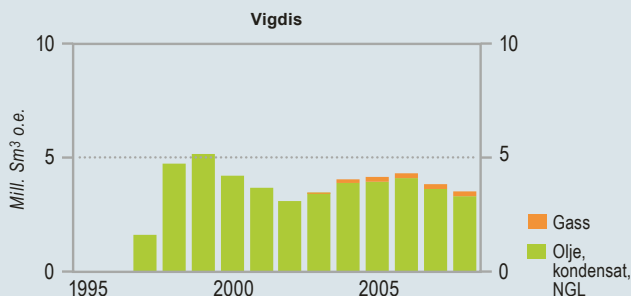
Utvinninga går føre seg med trykkstøtte frå vassinjeksjon, og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG) i delar av feltet.

### Transport:

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

### Status:

Produksjonen frå Veslefrikk er i avtrappingsfasen. Prosjektet Veslefrikk 2020 vurderer modifikasjon og oppgradering av innretningane for å forlengje levetida på Veslefrikk fram mot 2020. Fleire metodar for å auke oljeutvinninga blir evaluert. Ein leitebrønn vil bli bora tidleg i 2009 for å kartlegge moglege ressursar som kan fasas inn mot Veslefrikk.



## Vigdis

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 34/7 - utvinningsløyve 089, tildelt 1984	
<b>Funnår</b>	1986	
<b>Godkjent utbygt</b>	16.12.1994 av Kongen i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	28.01.1997	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettsnavarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	10,50 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	9,60 %
	Petoro AS	30,00 %
	RWE Dea Norge AS	2,80 %
	StatoilHydro ASA	28,22 %
	StatoilHydro Petroleum AS	13,28 %
	Total E&P Norge AS	5,60 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	59,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje	15,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	1,8 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,7 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	1,6 millionar tonn NGL	0,9 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 52 000 fat per dag, Gass: 0,17 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,19 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 16,8 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 15,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Florø	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder, Statfjordformasjonen av tidlegjura og seintrias alder, og i intra-Draupne sandstein av seinjura alder. Reservoara ligg på 2 200 – 2 600 meters djup. Kvaliteten på reservoara er generelt god.

### Utvinningsstrategi:

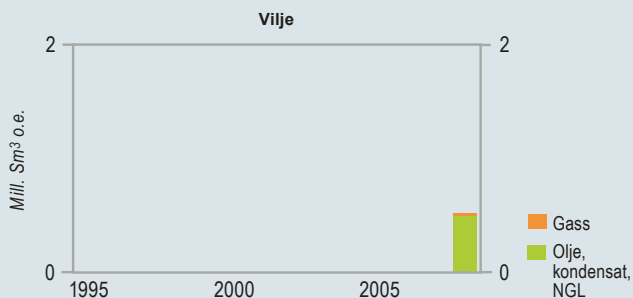
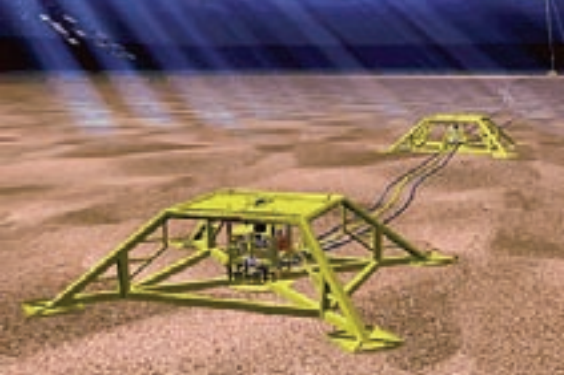
Utvinninga er basert på delvis trykkvedlikehald ved hjelp av vassinjeksjon. Deler av Vigdisreservoaret vil bli påverka av nedblåsinga av Statfjordfeltet og ein ny vassinjeksjonsbrønn er difor bora.

### Transport:

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

### Status:

Det blir arbeida for å auke utvinninga frå Vigdis. To nye brønner for produksjon og vassinjeksjon kom i produksjon i 2008. Det er vedteke å auke vassinjeksjonen på Vigdis med vatn frå Statfjord C. Utstyr for lågtrykksproduksjon blir installert.



## Vilje

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 25/4 - utvinningsløyve 036 D, tildelt 2008	
<b>Funnår</b>	2003	
<b>Godkjent utbygt</b>	18.03.2005 av Kongen i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	01.08.2008	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettsnavarar</b>	Marathon Petroleum Norge AS	46,90 %
	StatoilHydro Petroleum AS	28,85 %
	Total E&P Norge AS	24,24 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	8,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje	7,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	0,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	0,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 21 000 fat per dag	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,1 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,1 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoaret er i turbidittsandstein tilhøyrande Heimdalformasjonen av paleocen alder og ligg om lag 2 150 meter under havflata.

### Utvinningsstrategi:

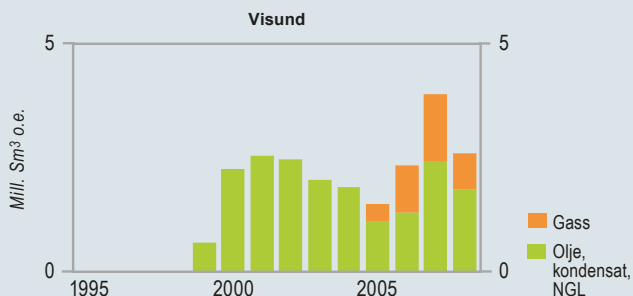
Utvinninga går føre seg med naturleg vassdriv.

### Transport:

Brønnstraumen går i rørleidning til Alvheim, der oljen blir bøyelasta.

### Status:

Produksjonen tok til i august 2008.



## Visund

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 34/8 - utvinningsløyve 120, tildelt 1985	
<b>Funnår</b>	1986	
<b>Godkjent utbygt</b>	29.03.1996 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	21.04.1999	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	9,10 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro ASA	32,90 %
	StatoilHydro Petroleum AS	20,30 %
	Total E&P Norge AS	7,70 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	29,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	11,0 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	47,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	43,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	6,0 millionar tonn NGL	5,7 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 25 000 fat per dag, Gass: 0,73 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,10 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 32,8 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 22,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Bergen	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Florø	

### Utbygging:

Visund er eit oljefelt som ligg aust for Snorrefeltet i den nordlege delen av Nordsjøen. Utbyggingsløyvinga omfattar ei halvt nedsenkbar integrert bustad-, bore- og prosessinnretning i stål (Visund A). Havdjupe er om lag 335 meter ved Visund A. Den nordlege delen av Visund er bygt ut med ei innretning på havbotnen, om lag ti kilometer nord for Visund A. PUD for gass eksport blei godkjent 04.10.2002. Havbotnramma, Visund Nord, blei stengd i 2006 etter gasslekkasje på Visund A-innretninga.

### 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 Lundeforماسjonene av tidlegjura og seintrias alder. Reservoara ligg på 2 900 - 3 000 meters djup.

### Utvinningsstrategi:

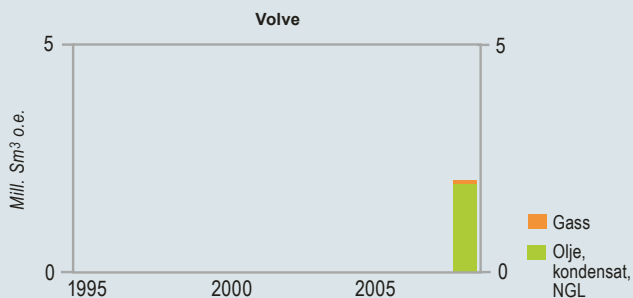
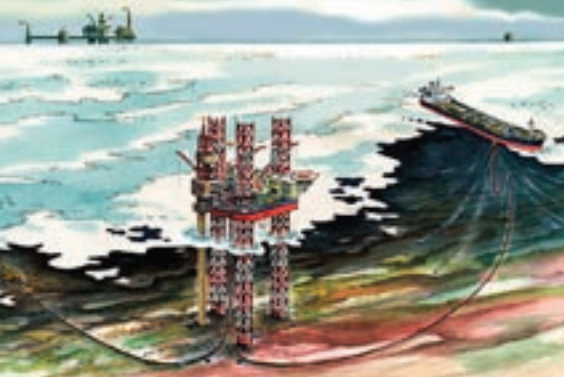
Oljeutvinninga går føre seg ved hjelp av gassinjeksjon og alternerande vass- og gassinjeksjon (VAG). I eit av reservoara blir det òg injisert tilbake produsert vatn. Hausten 2005 byrja ein å eksportere delar av den produserte gassen.

### 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 gass eksportnivået aukar. Mellom anna vurderer ein å skaffe meir vatn for å auke vassinjeksjonen, og ein har redusert gass eksporten. Eit leitemål nær Visund som blei bora i 2008, påviste tilleggsressursar som kan bli knytt til feltet. Det er venta at ein områdeplan for utbygging av nye ressursar vil bli laga i 2009. Eit leitemål aust for Visund Nord er planlagt bora i 2009. Eit eventuelt funn kan bli knytt til ei ny utbygging av Visund Nord.



## Volve

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 15/9 - utvinningsløype 046 BS, tildelt 2006	
<b>Funnår</b>	1993	
<b>Godkjent utbygt</b>	22.04.2005 av Kronprinsregenten i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	12.02.2008	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettsnavarar</b>	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	30,40 %
	PA Resources Norway AS	10,00 %
	StatoilHydro ASA	49,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	13,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje	11,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	1,1 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,0 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,2 millionar tonn NGL	0,2 millionar tonn NGL
	0,1 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat	0,1 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 43 000 fat per dag, Gass: 0,25 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,05 millionar tonn, Kondensat: 0,03 millionar Sm <sup>3</sup>	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 3,9 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,8 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stavanger	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoaret inneheld olje i ei kombinert stratigrafisk og strukturell felle og er i sandstein tilhøyrande Huginformasjonen av jura alder. 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.

### Status:

Prospekta Volve Sør og Volve Vestflanke som er inkludert i PUD, vil bli bora ved forlenging av nye produksjonsbrønner. Volve Sør blei bora i november 2008, medan Volve Vestflanke vil bli bora i første halvår 2009.



## Yttergryta

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 062, tildelt 1981 Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 263 C, tildelt 2008	
<b>Funnår</b>	2007	
<b>Godkjent utbygt</b>	21.05.2008 av Kongen i statsråd	
<b>Produksjonsstart</b>	05.01.2009	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavalar</b>	Eni Norge AS	9,80 %
	Petoro AS	19,95 %
	StatoilHydro ASA	45,75 %
	Total E&P Norge AS	24,50 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	0,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje	0,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	1,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	1,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,3 millionar tonn NGL	0,3 millionar tonn NGL
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 1 000 fat per dag, Gass: 0,31milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,05 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 1,4 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 1,4 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stjørdal	

### Utbygging:

Feltet ligg om lag 5 kilometer nord for Midgard og er bygt ut med ei havbotnramme 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.

### Transport:

Gassen blir transportert til Midgard X-ramma, og vidare til Åsgard B for prosessering. Gassen frå Yttergryta er CO<sub>2</sub>-fattig og er difor ein god «blandegass» i Åsgard Transport.

### Status:

Feltet blei sett i produksjon i januar 2009.



## Åsgard

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 094 B, tildelt 2002 Blokk 6407/2 - utvinningsløyve 074, tildelt 1982 Blokk 6407/3 - utvinningsløyve 237, tildelt 1998 Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134, tildelt 1987 Blokk 6506/12 - utvinningsløyve 094, tildelt 1984 Blokk 6507/11 - utvinningsløyve 062, tildelt 1981	
<b>Funnår</b>	1981	
<b>Godkjent utbygt</b>	14.06.1996 i Stortinget	
<b>Produksjonsstart</b>	19.05.1999	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	Eni Norge AS	14,82 %
	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	7,24 %
	Petoro AS	35,69 %
	StatoilHydro ASA	34,57 %
	Total E&P Norge AS	7,68 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>
	97,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje	34,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	185,9 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	110,8 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	36,1 millionar tonn NGL	23,0 millionar tonn NGL
	16,0 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat	
<b>Produksjon</b>	<b>Venta produksjon i 2009:</b>	
	Olje: 88 000 fat per dag, Gass: 10,93 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 1,96 millionar tonn	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 82,4 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 70,9 milliardar 2009-kroner	
<b>Driftsorganisasjon</b>	Stjørdal	
<b>Hovudforsyningsbase</b>	Kristiansund	

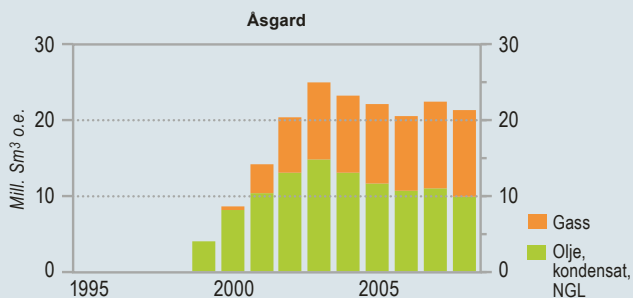
### Utbygging:

Åsgard ligg sentralt i Norskehavet, på 240 - 300 meters havdjup. Feltet er bygt ut med havbotnkompletterte 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 at dei behandlar eigen produksjon, behandlar dei gassen frå Mikkell og Yttergryta. Åsgardfeltet er bygt ut i to fasar. Væskefasen kom i produksjon i 1999 og gassseksportfasen starta 01.10.2000. Åsgard omfattar funna 6506/12-1 Smørbukk, 6506/12-3 Smørbukk Sør og 6507/11-1 Midgard.

### Reservoar:

Smørbukkkjøremkomsten 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-føremkomsten, med reservoarbergartar i Garn-, Ile- og Tiljefformasjonane, inneheld olje, gass og kondensat. Midgardfjøremkomsten 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 porositet og permeabilitet mellom dei tre føremkomstane.





**Utvinningsstrategi:**

I Smørbukkforekomsten og Smørbukk Sør-forekomsten går utvinninga føre seg ved hjelp av gassinjeksjon, medan Midgard forekomsten blir produsert ved trykkavlasting. Under gasskappa på Midgardforekomsten er det ei tynn oljesone (11,5 meter) som det førebels ikkje er planar om å produsere. Det blir arbeid med å halde strømmen i røra frå Midgardforekomsten til Åsgard på eit optimalt nivå for å sikre at ein stabil tilførsel av låg-CO<sub>2</sub> gass frå Mikkel og Midgardforekomsten kan nyttast til utblanding av høg-CO<sub>2</sub> gass frå Kristin i Åsgard Transport til Kårstø.

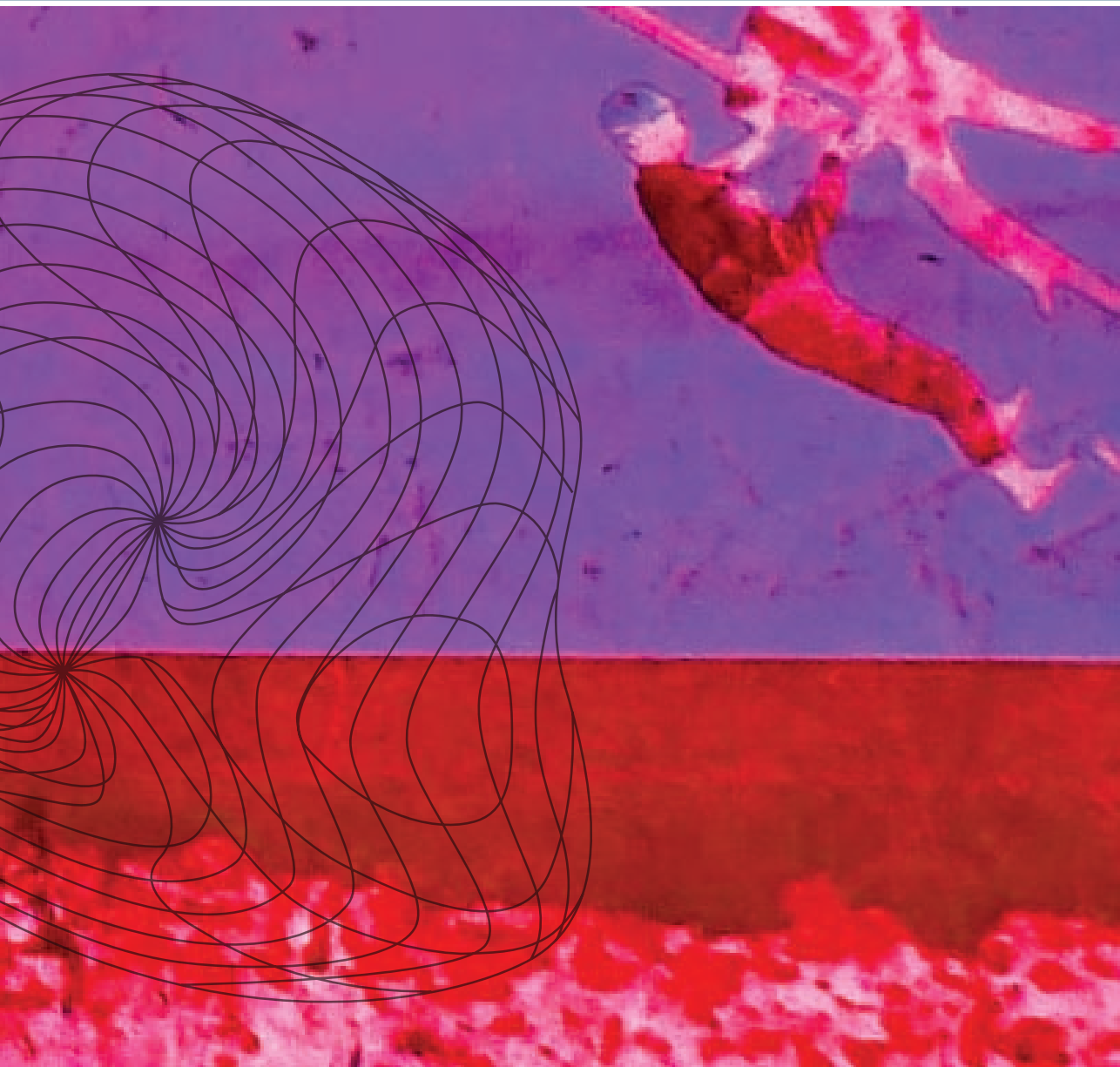
**Transport:**

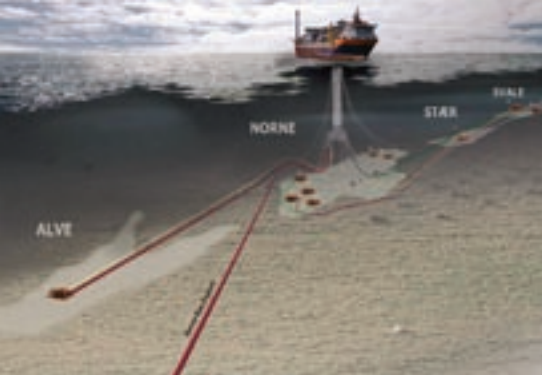
Olje og kondensat blir mellombers lagra på feltet og transportert til land med tankskip. Gassen går i Åsgard Transport til Kårstø. Kondensat frå Åsgard blir selt som olje (Halten Blend).

**Status:**

Dei fleste av produksjonsbrønnane er bora, og ein arbeider aktivt for å auke utvinninga frå feltet. Det er vedteke å fase inn Morvin til Åsgard. Yttergryta er fasa inn til Åsgard og blei sett i produksjon i januar 2009. I tillegg ser ein på løysingar for å auke produksjonen av CO<sub>2</sub>-fattig gass frå Midgardforekomsten. Det blir og leita etter andre forekomstar i området som kan ha gass med lågt CO<sub>2</sub>-innhald.

# 12 Felt under utbygging





## Alve

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 6507/3 - utvinningsløype 159 B, tildelt 2004	
<b>Funnår</b>	1990	
<b>Godkjent utbygt</b>	16.03.2007 av Kongen i statsråd	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	DONG E&P Norge AS	15,00 %
	StatoilHydro ASA	85,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	
	1,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje	
	5,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	
	1,1 millionar tonn NGL	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,7 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,6 milliardar 2009-kroner	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

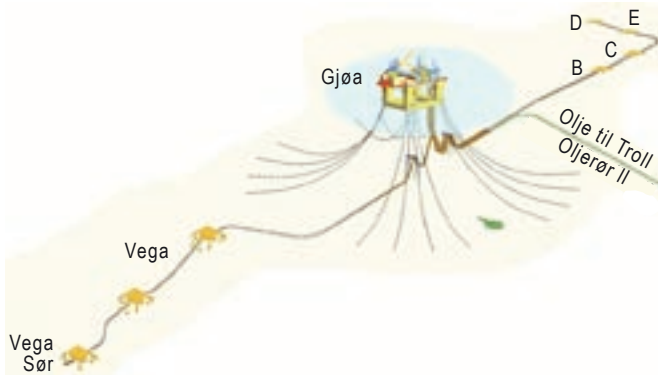
Reservoaret vil bli produsert ved trykkavlastning.

### Transport:

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

### Status:

Alve kom i produksjon 19. mars 2009.



## Gjøa

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 35/9 - utvinningsløype 153, tildelt 1988 Blokk 36/7 - utvinningsløype 153, tildelt 1988
<b>Funnår</b>	1989
<b>Godkjent utbygt</b>	14.06.2007 i Stortinget
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettskavalarar</b>	A/S Norske Shell 12,00 % GDF SUEZ E&P Norge AS 30,00 % Petoro AS 30,00 % RWE Dea Norge AS 8,00 % StatoilHydro ASA 20,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> 11,1 millionar Sm <sup>3</sup> olje 32,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 5,6 millionar tonn NGL
<b>Investeringar</b>	Totalt investeringar vil venteleg bli 28,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 14,2 milliardar 2009-kroner

### Utbygging:

Gjøa ligg om lag 40 kilometer nord for Framfeltet på 360 meters havdjupe. StatoilHydro 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. Feltet inneheld fleire skrånne forkastingssegment med delvis usikker kommunikasjon og vekslende reservoarkvalitet. Reservoaret ligg på om lag 2 200 meters djup.

### Utvinningsstrategi:

Reservoaret vil bli produsert ved naturleg trykkavlastning.

### 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:

Produksjonen er venta å starte hausten 2010.

## Morvin

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 B, tildelt 2000
	Blokk 6506/11 - utvinningsløyve 134 C, tildelt 2006
<b>Funnår</b>	2001
<b>Godkjent utbygt</b>	25.04.2008 av Kongen i statsråd
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettskavarar</b>	Eni Norge AS 30,00 %
	StatoilHydro ASA 64,00 %
	Total E&P Norge AS 6,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>
	9,3 millionar Sm <sup>3</sup> olje
	3,2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass
	0,7 millionar tonn NGL
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 7,6 milliardar 2009-kroner
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 2,3 milliardar 2009-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 er i ein rotet og skråstilt forkastingsblokk i den nordvestlege delen av Haltenterrassen og ligg på 4 500–4 700 meters djup. Funnbrønnen blei bora i 2001 og påviste olje i sandstein tilhøyrande Garn- og Ileformasjonane av mellomjura alder. Reservoaret i Garnformasjonen har relativt homogene avsetjingar, medan reservoaret i Ileformasjonen er meir heterogent.

### Utvinningsstrategi:

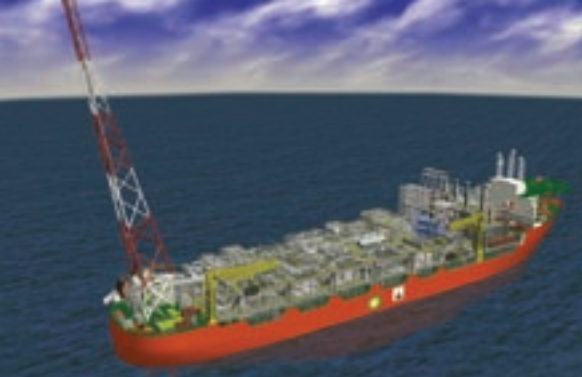
Reservoaret vil bli produsert ved trykkavlastning.

### Transport:

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

### Status:

Produksjonsstart er planlagt seint i 2010.



## Skarv

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	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	
<b>Funnår</b>	1998	
<b>Godkjent utbygt</b>	18.12.2007 i Stortinget	
<b>Operatør</b>	BP Norge AS	
<b>Rettskavarar</b>	BP Norge AS	23,84 %
	E.ON Ruhrgas Norge AS	28,08 %
	PGNiG Norway AS	11,92 %
	StatoilHydro ASA	36,16 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> 16,5 millionar Sm <sup>3</sup> olje 41,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 5,4 millionar tonn NGL	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 36,8 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 8,7 milliardar 2009-kroner	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

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

### Transport:

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

### Status:

Produksjonsskipet og brønrammene er under bygging og er planlagt ferdige hausten 2010. Den planlagte borestarten sommaren 2009 kan bli utsett som følge av forseinka bygging av borerigg. Produksjonsstart er venta i 2011.



## Tyrihans

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 073 B, tildelt 2004 Blokk 6406/3 - utvinningsløyve 091, tildelt 1984 Blokk 6407/1 - utvinningsløyve 073, tildelt 1982
<b>Funnår</b>	1983
<b>Godkjent utbygt</b>	16.02.2006 i Stortinget
<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA
<b>Rettsnavarar</b>	Eni Norge AS 6,23 % ExxonMobil Exploration & Production Norway AS 11,75 % StatoilHydro ASA 58,84 % Total E&P Norge AS 23,18 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> 29,6 millionar Sm <sup>3</sup> olje 35,5 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 6,5 millionar tonn NGL
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 15,6 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 10,0 milliardar 2009-kroner

### Utbygging:

Tyrihans ligg i Norskehavet om lag 25 kilometer søraust for Åsgardfeltet. Havdjupe i området er om lag 270 meter. Tyrihans omfattar funna 6407/1-2 Tyrihans Sør som blei påvist i 1983, og 6407/1-3 Tyrihans Nord som blei påvist i 1984. Utbyggingsløyvinga er fem havbotnrammer knytt til Kristin, 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 3500 meters djup. Reservoaret er homogent og kvaliteten er god.

### Utvinningsstrategi:

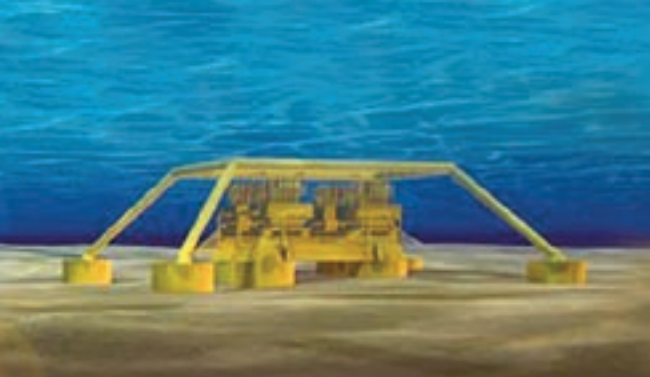
Utvinninga baserer seg på gassinjeksjon frå Åsgard B i Tyrihans Sør dei fyrste åra. I tillegg vil ein nytta havbotnpumper til injeksjon av sjøvattn for å auke utvinninga. Det er også vedteke å vinne ut oljesona i Tyrihans Nord.

### Transport:

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

### Status:

Produksjonen er planlagt å starte første halvår 2009.



## Vega

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 35/11 - utvinningsløype 248, tildelt 1999 Blokk 35/8 - utvinningsløype 248, tildelt 1999
<b>Funnår</b>	1981
<b>Godkjent utbygt</b>	14.06.2007 i Stortinget
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS
<b>Rettskavarar</b>	Petoro AS 40,00 % StatoilHydro ASA 20,00 % StatoilHydro Petroleum AS 40,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b> 9,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass 0,5 millionar tonn NGL 1,7 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 5,0 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 1,6 milliardar 2009-kroner

### Utbygging:

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

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

Feltet vil bli produsert med trykkavlasting.

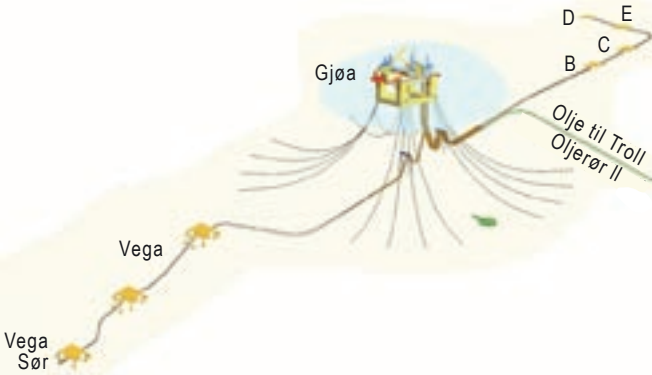
### Transport:

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

### Status:

Produksjonen er venta å starte hausten 2010.





## Vega Sør

<b>Blokk og utvinningsløype</b>	Blokk 35/11 - utvinningsløype 090 C, tildelt 2005	
<b>Funnår</b>	1987	
<b>Godkjent utbygt</b>	14.06.2007 i Stortinget	
<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavalar</b>	Bayerngas Norge AS	25,00 %
	GDF SUEZ E&P Norge AS	15,00 %
	Idemitsu Petroleum Norge AS	15,00 %
	StatoilHydro ASA	20,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	25,00 %
<b>Utvinnbare reservar</b>	<b>Opphavleg:</b>	
	7,4 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	
	0,4 millionar tonn NGL	
	2,4 millionar Sm <sup>3</sup> kondensat	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 2,9 milliardar 2009-kroner	
	Per 31.12.2008 er det investert totalt 0,9 milliardar 2009-kroner	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Feltet inneheld ein gass- og kondensatførekomst med ei oljesone i øvre del av Brentgruppa av mellomjura alder. Reservoaret ligg på om lag 3 500 meters djup.

### Utvinningsstrategi:

Feltet vil bli produsert med trykkavlasting.

### Transport:

Brønnstraumen vil bli sendt i ein rørleidning frå Vega Sør via havbotnrammene 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. Utbygging av oljesona blir vurdert i samanheng med 35/11-13-funnet som ligg aust for Vega Sør.

## Volund

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 24/9 - utvinningsløyve 150, tildelt 1988	
<b>Funnår</b>	1994	
<b>Godkjent utbygt</b>	18.01.2007 av Kongen i statsråd	
<b>Operatør</b>	Marathon Petroleum Norge AS	
<b>Rettsshavarar</b>	Lundin Norway AS	35,00 %
	Marathon Petroleum Norge AS	65,00 %
<b>Utvinnbare reserver</b>	<b>Opphavleg:</b> 7,2 millionar Sm <sup>3</sup> olje 0,6 milliardar Sm <sup>3</sup> gass	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 3,4 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 1,3 milliardar 2009-kroner	

### Utbygging:

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

### Reservoar:

Reservoaret er intrudert sandstein i Balderformaasjonen av eocen alder, på om lag 2 000 meters djup.

### Utvinningsstrategi:

Volund vil bli produsert med vassinjeksjon som drivmekanisme.

### Transport:

Brønnstraumen vil gå i rørledning til Alvheim for bøyelasting.

### Status:

Produksjonen vil etter planen ta til i november 2009.



## Yme

<b>Blokk og utvinningsløyve</b>	Blokk 9/2 - utvinningsløyve 316, tildelt 2004 Blokk 9/5 - utvinningsløyve 316, tildelt 2004								
<b>Funnår</b>	1987								
<b>Godkjent utbygt</b>	11.05.2007 av Kongen i statsråd								
<b>Operatør</b>	Talisman Energy Norge AS								
<b>Rettskavalar</b>	<table> <tr> <td>Det norske oljeselskap ASA</td> <td>10,00 %</td> </tr> <tr> <td>Lotos Exploration and Production Norge AS</td> <td>10,00 %</td> </tr> <tr> <td>Wintershall Norge ASA</td> <td>10,00 %</td> </tr> <tr> <td>Talisman Energy Norge AS</td> <td>70,00 %</td> </tr> </table>	Det norske oljeselskap ASA	10,00 %	Lotos Exploration and Production Norge AS	10,00 %	Wintershall Norge ASA	10,00 %	Talisman Energy Norge AS	70,00 %
Det norske oljeselskap ASA	10,00 %								
Lotos Exploration and Production Norge AS	10,00 %								
Wintershall Norge ASA	10,00 %								
Talisman Energy Norge AS	70,00 %								
<b>Utvinnbare reservar*</b>	<table> <tr> <td><b>Opphavleg:</b></td> <td><b>Att per 31.12.2008</b></td> </tr> <tr> <td>18,8 millionar Sm<sup>3</sup> olje</td> <td>10,9 millionar Sm<sup>3</sup> olje</td> </tr> </table>	<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>	18,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje	10,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje				
<b>Opphavleg:</b>	<b>Att per 31.12.2008</b>								
18,8 millionar Sm <sup>3</sup> olje	10,9 millionar Sm <sup>3</sup> olje								
<b>Investeringar*</b>	Totale investeringar vil venteleg bli 9,4 milliardar 2009-kroner Per 31.12.2008 er det investert totalt 5,4 milliardar 2009-kroner								

\* Inkluderer tidlegare og ny utbygging

### Utbygging:

Yme ligg i den søraustlege delen av Nordsjøen på 77–93 meters havdjupe. Yme er det første oljefeltet på norsk sokkel som blir bygt ut på ny etter at feltet har vore stengt ned. Yme 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 rettskavalar i utvinningsløyve 316 med Talisman som operatør, vedtok i 2006 å utvinne attverande ressursar med ei ny oppjekkbar produksjonsinnretning. Denne er plassert på ein lagertank for olje på havbotnen over Gamma-strukturen. Beta-strukturen blir bygt ut med brønningar på havbotnen.

### Reservoar:

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

### Utvinningsstrategi:

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

### Transport:

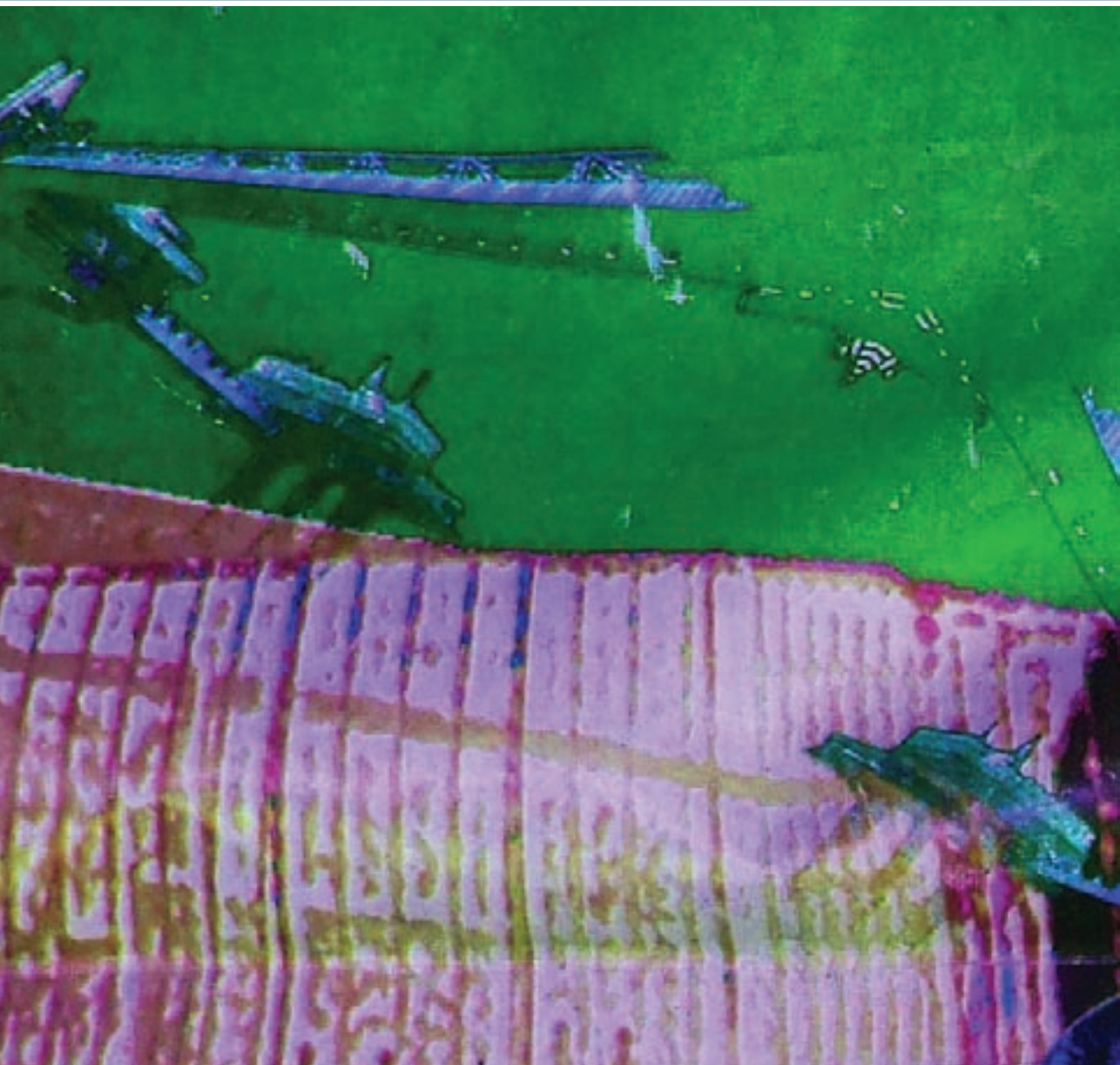
Brønnstraumen vil bli prosessert på Ymeinnretninga og oljen vil bli lagra i tanken for eksport via lastebøyer til tankskip. Overskottsgassen er planlagt injisert.

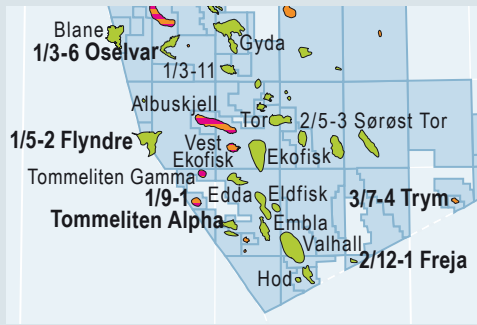
### Status:

Produksjonsstart er planlagt hausten 2009.

# 13

## Utbyggingar i framtida





Opplystinga omfattar ikkje funn som er inkludert i eksisterande felt per 31.12.08.

## Utbygging vedteke av rettshavarane

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

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 av seinjura og mellomjura alder. Funnet ligg på den same saltinduserte strukturen som det danske feltet Lulita. Ein reknar med at førekomstane er skilde av ei forkastingsone på norsk side av delelinja, men det kan vere trykkommunikasjon i vassona. Rettshavarane sendte inn PUD til styresmaktene 21.10.2008. Funnet er planlagt utbyggt med ei havbotinnretning knytt til Haraldinnretninga på dansk side av delelinja. Brønnstraumen vil bli prosessert på Haraldinnretninga for vidare eksport.

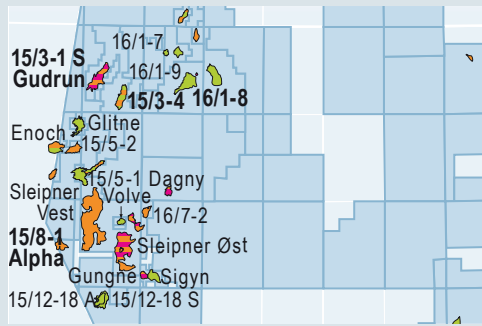
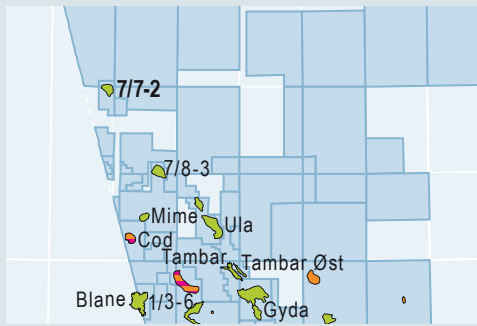
## Funn i planleggingsfasen

<b>1/3-6 Oselvar</b>	Utvinningsløyve 274, Operatør: DONG E&P Norge AS
Ressursar	Olje: 4,4 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 4,8 milliardar Sm <sup>3</sup>

1/3-6 Oselvar blei påvist i 1991. Funnet ligg 21 kilometer sørvest for Ulafeltet og 24 kilometer nordvest for Gydafeltet. Havdjupet i området er om lag 70 meter. Funnet inneheld olje med ein gradvis overgang til gass via kondensatfase. Reservoaret ligg på 2 900 - 3 250 meters djup. Rettshavarane sendte inn PUD til styresmaktene 09.03.2009. Dreneringsstrategi er naturleg trykkavlastning. Utbyggingsløyvinga for funnet er ei havbotnutbygging knytt til Ula. Gassen skal nyttas som injeksjonsgass i Ula WAG, og oljen skal gå via Ula til Ekofisk for vidare transport. Produksjonsstart er planlagt 4. kvartal 2011.

<b>1/5-2 Flyndre</b>	Utvinningsløyve 018 C, Operatør: Maersk Oil PL 018 C Norway AS
Ressursar	Olje: 0,2 millionar Sm <sup>3</sup>

1/5-2 Flyndre blei påvist i 1974 ved grenselinja mellom norsk og britisk sektor og ligg på om lag 70 meters havdjup. Funnet inneheld olje og assosiert gass i kritbergarter i Ekofisk-, Tor- og Hodformasjonane av seinkrit alder og i sandstein av paleocen alder. Det er bora 4 brønningar på funnet, ein på norsk side og tre på britisk side. Brorparten av ressursane ligg på britisk kontinentalsokkel. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene i løpet av 2009. Mest sannsynleg utbyggingsløyving er ei havbotnramme knytt til innretningar på britisk side. Produksjonsstart er venta i 2012.



<b>1/9-1 Tommeliten Alpha</b>	Utvinningsløyve 044, Operatør: ConocoPhillips Skandinavia AS
Ressursar	Olje: 8,1 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 12,8 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,5 millionar tonn

1/9-1 Tommeliten Alpha blei påvist i 1977. Funnet ligg om lag 20 kilometer sørvest for Ekofiskfeltet, nær grenselinja til britisk sektor. Havgjupet er om lag 80 meter. Reservoaret inneheld gass og kondensat i kritbergartar på 3 500 meters djup. Fire avgrensingsbrønner er bora på funnet, den siste, 1/9-7, i 2003. Rettshavarane vurderer utvinningsstrategi og alternative utbyggingsløysingar. Utvinninga kan ta til tidlegast i 2014.

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

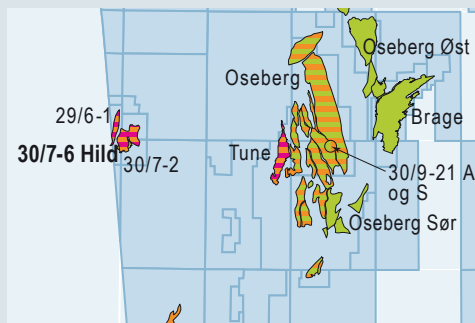
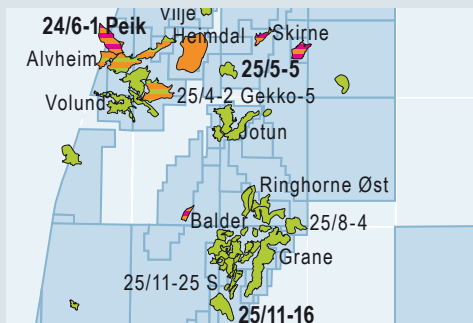
2/12-1 Freja blei påvist i 1987, mellom ein og to kilometer frå grenselinja mellom dansk og norsk sektor, på 70 meters havgjup. Reservoaret er i sandstein av seinjura alder. Det ligg på om lag 4 900 meters djup og inneheld olje og assosiert gass. 2/12-1 Freja ligg i eit geologisk komplekst område mellom 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 grenselina. Utbyggingsløysing er ei havbotnramme knytt til Valhall eller til ei innretning i dansk sektor.

<b>7/7-2</b>	Utvinningsløyve: 148 Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar	Olje: 3,3 millionar Sm <sup>3</sup>

7/7-2-funnet blei gjort i 1992. Funnet 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. Havgjupet i området er om lag 80 meter. Reservoaret ligg om lag 3 300 meter under havflata og er sandstein i Ulaformasjonen av seinjura alder. Planlagt utbyggingsløysing er ei havbotnutbygging knytt til Ula eller til ei innretning i britisk sektor.

<b>15/3-1 S Gudrun</b>	Utvinningsløyve 025, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Olje: 9,9 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 13,0 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 1,4 millionar tonn,

15/3-1 S Gudrun blei påvist i 1975 om lag 40 kilometer nord for Sleipnerfeltet. Havgjupet er om lag 110 meter. Reservoaret inneheld olje og gass i sandstein av seinjura alder og ligg på 4 000–4 500 meters djup. 15/3-1 S Gudrun skal etter planen byggjast ut saman med 15/3-4-funnet, som ligg ti kilometer søraust for 15/3-1 S Gudrun. Fleire utbyggingsløysingar med innfasing til innretningar både på britisk og norsk side har blitt vurdert. I januar 2009 vedtok rettshavarane at 15/3-1 S Gudrun skal bli bygt ut med ei prosesseringsinnretning knytt til Sleipnerfeltet. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene hausten 2009. Produksjonen kan ta til i 2013.



<b>15/3-4</b>	Utvinningsløyve: 025, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Olje: 1,8 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 1,3 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,3 millionar tonn

15/3-4-funnet blei gjort i 1981 om lag 10 kilometer søraust for 15/3-1 S Gudrun. Havdjupe er om lag 110 meter. Funnet inneheld olje i sandstein av midtre til seinjura alder, på om lag 3 800 meters djup. Avgrensingsbrønnen 15/3-5 blei bora i 1983. 15/3-4 Sigrun skal etter planen bli bygt ut saman med 15/3-1 S Gudrun. Planlagt utbyggingsløyving er ei havbotnramme knytt til 15/3-1 S Gudrun. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene hausten 2009. Produksjonen kan ta til i 2013.

<b>15/8-1 Alpha</b>	Utvinningsløyve: 046, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Gass: 2,0 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,3 millionar tonn, Kondensat: 1,2 millionar Sm <sup>3</sup>

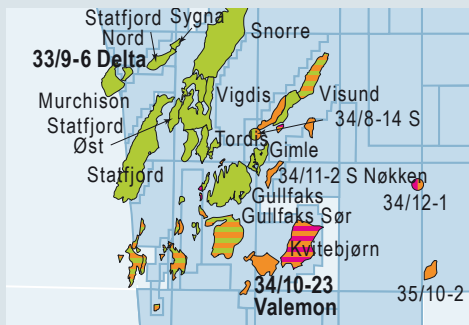
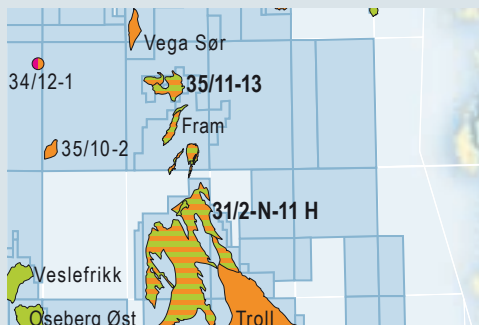
15/8-1 Alpha blei påvist i 1982 vest for Sleipnerfeltet, om lag 2 kilometer frå delelinja mellom norsk og britisk sektor. Havdjupe er om lag 110 meter. Funnet inneheld kondensat, gass og NGL i sandstein tilhøyrande Huginformasjonen av midtre jura alder. Reservoaret ligg på 3 650–3 950 meters djup. PUD skal etter planen bli levert til styresmaktene i juni 2009. Rettshavarane arbeider no med ei utbyggingsløyving som inneber ei havbotnramme knytt til eksisterande innretningar i området, mest sannsynleg til Sleipnerfeltet.

<b>16/1-8</b>	Utvinningsløyve: 338, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar	Olje: 19,0 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 2,4 milliardar Sm <sup>3</sup>

16/1-8-funnet blei gjort i 2007, om lag 30 kilometer sør for Grane og Balder. Havdjupe er om lag 100 meter. Funnet inneheld olje og gass i sandstein og konglomerat av jura og øvre trias alder, avsett på alluviale sletter. Reservoaret ligg på 1 900–1 990 meters djup, og i funnbrønnen blei det påvist ein oljekolonne på om lag 40 meter. Rettshavarane vurderer ei sjølvstendig utbygging med ei flytande innretning. Tidlegast produksjonsstart er 2013.

<b>24/6-1 Peik</b>	Utvinningsløyve: 088, Operatør: Lundin Norway AS
Ressursar	Gass: 2,5 milliardar Sm <sup>3</sup> , Kondensat: 0,7 millionar Sm <sup>3</sup>

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, med naturleg trykkavlasting som dreneringsstrategi.



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

Ressursar Olje: 1,9 millionar Sm<sup>3</sup>

25/5-5-funnet blei gjort i 1995, åtte kilometer aust for Heimdalfeltet, på om lag 120 meters havdjup. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Heimdalformaasjonen av paleocen alder, avsett som turbidittstraumar frå vest. I funnbrønnen blei det påvist ein oljekolonne på 18 meter om lag 2 130 meter under havflata. Funnet ligg nær eksisterande infrastruktur. Operatøren vurderer ressursgrunnlaget på ny.

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

Ressursar Olje: 5,5 millionar Sm<sup>3</sup>, Gass: 0,1 milliardar Sm<sup>3</sup>

25/11-16-funnet blei gjort i 1992 like vest av Granefeltet. Havdjupet er om lag 120 meter. Brønnen påviste olje og assosiert gass på om lag 1 750 meters djup i sandstein tilhøyrande Heimdalformaasjonen av paleocen alder. Sandsteinen er avsett som turbidittar frå vest. Utbyggingsløysinga blir mest sannsynleg havbotnrammer knytte til Grane. Funnet kan kome i produksjon i 2013.

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

Ressursar Olje: 3,3 millionar Sm<sup>3</sup>, Gass: 15,4 milliardar Sm<sup>3</sup>, NGL: 0,8 millionar tonn, Kondensat: 2,0 millionar Sm<sup>3</sup>

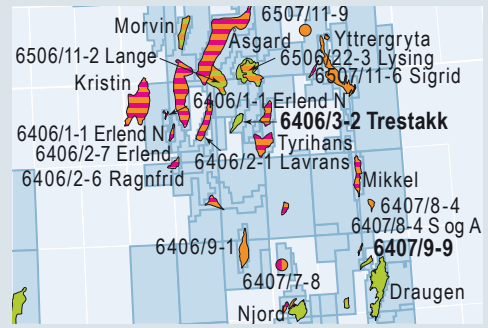
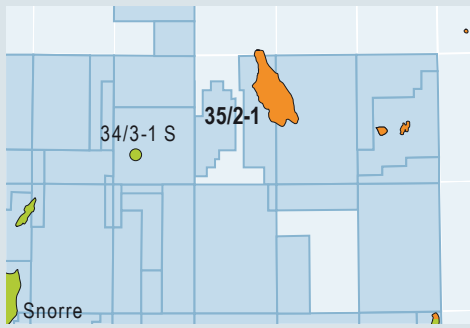
30/7-6 Hild blei påvist i 1978 nær delelinja til britisk sektor. Havdjupet er 100–120 meter. Reservoaret er strukturelt komplekst og inneheld gass ved høg temperatur og høgt trykk. Det er tre reservoar i sandstein i Brentgruppa av mellomjura alder på 3 700–4 400 meters djup. Det er også påvist olje i eit grunnare reservoar på om lag 1 750 meters djup. Rettshavarane vurderer ulike utbyggingsløysingar og planlegg boring av ein avgrensingsbrønn ved årsskiftet 2009–2010 for å sikre val av best mogleg utbyggingsløysing.

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

Ressursar Olje: 0,4 millionar Sm<sup>3</sup>

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 havbotninnetning knytt til Troll C.





<b>33/9-6 Delta</b>	Utvinningsløyve 037 D, Operatør: Wintershall Norge ASA
Ressursar	Olje: 0,1 millionar Sm <sup>3</sup>

33/9-6 Delta blei påvist i 1976 og ligg mellom Murchison og Statfjord Nord. Reservoaret er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder. Ei utbygging av funnet kan bli gjennomført ved å bore ein produksjonsbrønn frå Murchison-innettinga på britisk side. Det blir nå bora ein brønn for å avgrense reservoaret.

<b>34/10-23 Valemon</b>	Utvinningsløyve 050, 193, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Gass: 39,8 milliardar Sm <sup>3</sup> , Kondensat: 9,5 millionar Sm <sup>3</sup>

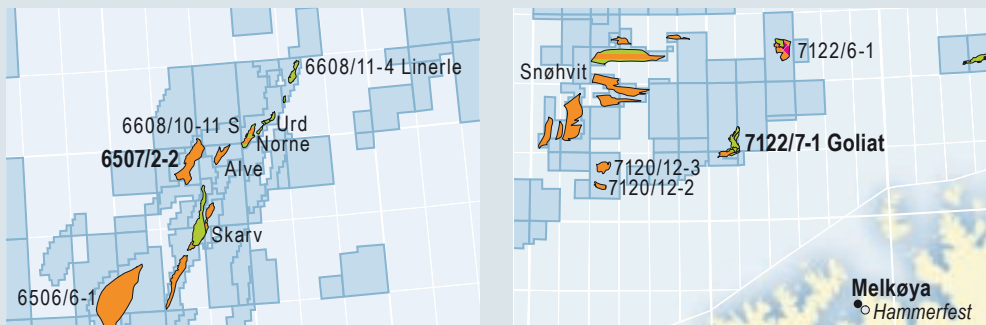
34/10-23 Valemon blei påvist i 1985 og ligg i blokkene 34/11 og 34/10 rett vest av Kvitebjørnfeltet. Havdjupet er om lag 135 meter. Det er bora fem leitebrønner på funnet, og i fire av dei er det påvist gass. Funnet har ein kompleks struktur med mange forkastingar. Reservoara er i sandstein tilhøyrande Brentgruppa av mellomjura alder og Cookformasjonen av tidlegjura alder. Reservoara ligg på om lag 4 000 meters djup, med høgt trykk og høg temperatur. I 2008 har operatøren gjort ferdig ei ny kartlegging av funnet. Det oppdaterte ressursgrunnlaget blir lagt til grunn for val av utbyggingskonsept. Konseptval er planlagt våren 2009, og den mest aktuelle utbyggingsløyvinga er ei botnfast innretning.

<b>35/2-1</b>	Utvinningsløyve 318, Operatør: StatoilHydro Petroleum AS
Ressursar	Gass: 21,2 milliardar Sm <sup>3</sup>

35/2-1-funnet blei gjort i 2005 og ligg vest av Florø, om lag 100 kilometer nordaust av Gullfaksfeltet. Havdjupet i området er om lag 380 meter. Funnet inneheld metangass. Reservoaret er i ukonsolidert sand tilhøyrande Nordlandgruppa av pleistocen alder, berre 580 meter under havflata. Det grunne reservoaret inneber lågt trykk og utfordringar med å bore brønner. Rettskavarane vurderer å bore ein avgrensingsbrønn i 2009 og evaluerer moglege utbyggingsløyvingar. Tidlegaste produksjonsstart er venteleg i 2013.

<b>35/11-13</b>	Utvinningsløyve 090 B, Operatør: StatoilHydro Petroleum AS
Ressursar	Olje: 6,4 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 2,1 milliardar Sm <sup>3</sup>

35/11-13-funnet blei gjort i 2005, rett nord av 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. Utbyggingsløyvinga blir venteleg havbotnrammer knytte opp mot Troll B. Funnet kan kome i produksjon frå 2012.



<b>6406/3-2 Trestakk</b>	Utvinningsløyve 091, 091 B, Operatør: StatoilHydro ASA
Ressursar	Olje: 8,8 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 2,2 milliardar Sm <sup>3</sup> , 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 tilhørande Garnformasjonen av mellomjura alder og ligg på 3 900–4 000 meters djup. Avgrensingsbrønn 6406/3-4, bora i 1986, penetrerte vassona i Garnformasjonen. Stor skilnad i reservoarkvalitet mellom dei to brønnane i Garnformasjonen skuldast at formasjonane tilhøyrer ulike sedimentære avsetjingsmiljø. Operatøren arbeider med planar for utbygging og drift av Trestakkførekosten. Mogeleg utbyggingskonsept er oppknytting til Åsgard A eller Åsgard B. Gass for injeksjon kan bli levert frå Åsgard A.

<b>6407/9-9</b>	Utvinningsløyve 093, Operatør: A/S Norske Shell
Ressursar	Olje: 0,3 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 1,1 milliardar Sm <sup>3</sup>

6407//9-9-funnet blei gjort i 1999. Funnet ligg om lag 7 kilometer nordvest for Draugenfeltet. Reservoaret inneheld olje og gass tilhørande Ile- og Rorformasjonane. 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.

<b>6507/2-2 Marulk</b>	Utvinningsløyve 122, Operatør: Eni Norge AS
Ressursar	Olje: 0,7 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 10,1 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 1,7 millionar tonn

6507/2-2 Marulk blei påvist i 1992 av Norsk Hydro. Funnet ligg 25–30 kilometer sørvest for Nornefeltet. Havdjupe er om lag 370 meter. Reservoaret inneheld gass og kondensat i sandstein tilhørande Lysing- og Langeformasjonane av kritt alder. Avgrensingsbrønn 6507/2-4 blei bora vinteren 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.

<b>7122/7-1 Goliat</b>	Utvinningsløyve 229, 229 B, Operatør: Eni Norge AS
Ressursar*	Olje: 30,5 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 7,4 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,4 millionar tonn

\*Inkluderer ressursar i RK 5

7122/7-1 Goliat blei påvist i 2000 og ligg om lag 50 kilometer søraust av Snøhvit og 85 kilometer nordvest av Hammerfest i den sørvestlege delen av Barentshavet. Havdjupe er mellom 360–420 meter. Den første leitebrønnen påviste olje i sandstein tilhørande Realgrunnen undergruppe av seintrias og tidlegjura alder, om lag 1100 meter under havflata. Avgrensingsbrønn 7122/7-3 påviste hydrokarbon i tre ulike nivå. I tillegg til olje og gass i Realgrunnen undergruppe, blei det påvist olje i Snaddformasjonen og olje og gass i Kobbeforformasjonen, begge av midtre trias alder. Vidare avgrensingsboring blei gjennomført med brønn 7122/7-4 S og 7122/7-5 A. Også her blei det påvist hydrokarbon i Kobbeforformasjonen samt eit mindre oljefunn i Klappmyssformasjonen i sørsegmentet. Utbyggingskonsept for Goliat er ei flytande produksjons- og lagringseining knytt til havbotnbrønner. PUD blei sendt til styresmaktene i februar 2009.

# 14 Felt der produksjonen er avslutta



## Felt der produksjonen er avslutta

Felta i denne oversikta er ikkje i produksjon per 31.12.2008. 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.

### Albuskjell

<b>Blokk</b>	1/6 og 2/4
<b>Godkjent utbygt</b>	25.04.1975
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
<b>Produksjonsstart</b>	26.05.1979
<b>Produksjonsslutt</b>	26.08.1998
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Phillips Petroleum Company Norway
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Olje: 7,4 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 15,6 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 1,0 millionar tonn

Status: Det er ingen konkrete planar om utvinning av attverande ressursar. SluttDisponering er sett i gang.

### Cod

<b>Blokk</b>	7/11
<b>Godkjent utbygt</b>	04.05.1973
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
<b>Produksjonsstart</b>	26.12.1977
<b>Produksjonsslutt</b>	05.08.1998
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Phillips Petroleum Company Norway
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Olje: 2,9 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 7,3 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,5 millionar tonn

Status: Det er ingen planar om utvinning av attverande ressursar. SluttDisponering er sett i gang.

### Edda

<b>Blokk</b>	2/7
<b>Godkjent utbygt</b>	25.04.1975
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 21. desember 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
<b>Produksjonsstart</b>	02.12.1979
<b>Produksjonsslutt</b>	05.08.1998
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Phillips Petroleum Company Norway
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Olje: 4,8 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 2,0 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,2 millionar tonn

Status: Det er ingen konkrete planar om utvinning av attverande ressursar. SluttDisponering er sett i gang.

## Frigg

<b>Blokk</b>	25/1
<b>Godkjent utbygt</b>	13.06.1974
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 26. september 2003 og St.prp. nr. 38 (2003–2004)
<b>Produksjonsstart</b>	13.09.1977
<b>Produksjonsslutt</b>	26.10.2004
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Total E&P Norge AS
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Gass: 116,2 milliardar Sm <sup>3</sup> , Kondensat: 0,5 millionar Sm <sup>3</sup>

Status: Sluttdisponering av innretningane er sett i gang.

## Frøy

<b>Blokk</b>	25/2 og 25/5
<b>Godkjent utbygt</b>	18.05.1992
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	Avslutningsplan godkjent ved kgl.res. 29. mai 2001 og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
<b>Produksjonsstart</b>	15.05.1995
<b>Produksjonsslutt</b>	05.03.2001
<b>Operatør ved nedstenging</b>	TotalFinaElf Exploration AS
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Olje: 5,6 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 1,6 milliardar Sm <sup>3</sup> , Kondensat: 0,1 millionar Sm <sup>3</sup>

Status: Arealet blei re-tildelt i 2006 i utvinningsløyve 364. Noverande operatør er Det norske oljeselskap ASA. PUD for ny utbygging er levert til styresmaktene og er under behandling.

## Lille-Frigg

<b>Blokk</b>	25/2
<b>Godkjent utbygt</b>	06.09.1991
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	St.prp. nr. 53 (1999–2000) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
<b>Produksjonsstart</b>	13.05.1994
<b>Produksjonsslutt</b>	25.03.1999
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Elf Petroleum Norge AS
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Olje: 1,3 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 2,2 milliardar Sm <sup>3</sup>

Status: Arealet blei retildelt i 2006 i utvinningsløyve 362. Noverande operatør er StatoilHydro Petroleum AS. Ein leitebrønn er bora i ein nedforkasta struktur ved sida av feltet og har påvist tilleggssressursar.

## Mime

<b>Blokk</b>	7/11
<b>Godkjent utbygt</b>	06.11.1992
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	St.prp. nr. 15 (1996–1997) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
<b>Produksjonsstart</b>	01.01.1993
<b>Produksjonsslutt</b>	04.11.1993
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Norsk Hydro Produksjon AS
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Olje: 0,4 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 0,1 milliardar Sm <sup>3</sup>

Status: Arealet blei retildelt i 2003 i utvinningsløyve 301. Noverande operatør er Talisman Energy Norge AS. Ein avgrensingsbrønn blei bora på feltet i 2007, men brønnen var tørr. Eit vedtak om ny utbygging eller tilbakelevering er venta i løpet av 2009.

## Nordøst Frigg

<b>Blokk</b>	25/1 og 30/10
<b>Godkjent utbygt</b>	12.09.1980
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	St.prp. nr. 36 (1994–1995)
<b>Produksjonsstart</b>	01.12.1983
<b>Produksjonsslutt</b>	08.05.1993
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Elf Petroleum Norge AS
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Gass: 11,6 milliardar Sm <sup>3</sup> , Kondensat: 0,1 millionar Sm <sup>3</sup>

Status: Arealet blei retildelt i 2007 i utvinningsløyve 415. Noverande operatør er StatoilHydro Petroleum AS. Det er konkrete planar om ei samla utbygging av attverande gassressursar i Nordøst Frigg og Odin.

## Odin

<b>Blokk</b>	30/10
<b>Godkjent utbygt</b>	18.07.1980
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	St.prp. nr. 50 (1995–1996) og St.meld. nr. 47 (1999–2000)
<b>Produksjonsstart</b>	01.04.1984
<b>Produksjonsslutt</b>	01.08.1994
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Esso Exploration and Production Norway A/S
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Gass: 27,3 milliardar Sm <sup>3</sup> , Kondensat: 0,2 millionar Sm <sup>3</sup>

Status: Arealet blei retildelt i 2007 i utvinningsløyve 415. Noverande operatør er StatoilHydro Petroleum AS. Det er konkrete planar om ei samla utbygging av attverande gassressursar i Nordøst Frigg og Odin.

## Tommeliten Gamma

<b>Blokk</b>	1/9
<b>Godkjent utbygt</b>	12.06.1986
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	St.prp. nr. 53 (1999-2000) og St.meld. nr. 47 (1999-2000)
<b>Produksjonsstart</b>	03.10.1988
<b>Produksjonsslutt</b>	05.08.1998
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Den norske stats oljeselskap a.s
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Olje: 3,9 millionar Sm <sup>3</sup> , Gass: 9,7 milliardar Sm <sup>3</sup> , NGL: 0,5 millionar tonn

Status: Det er ingen konkrete planar om å utvinne attverande ressursar.

## Vest Ekofisk

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

Status: Det er planar om å utvinne attverande ressursar på lengre sikt gjennom ny havbotnutbygging knytt til Ekofisk.

## Øst Frigg

<b>Blokk</b>	25/1 og 25/2
<b>Godkjent utbygt</b>	14.12.1984
<b>Avslutningsplan/ disponering</b>	St.prp. nr. 8 (1998-1999) og St.meld. nr. 47 (1999-2000)
<b>Produksjonsstart</b>	01.10.1988
<b>Produksjonsslutt</b>	22.12.1997
<b>Operatør ved nedstenging</b>	Elf Petroleum Norge AS
<b>Total produksjon i levetida til feltet</b>	Gass: 9,2 milliardar Sm <sup>3</sup> , Kondensat: 0,1 millionar Sm <sup>3</sup>

Status: Ingen aktivitet.

# 15 Rørleidningar og landanlegg







**Figur 15.1** Eksisterande og planlagte rørleidingnar  
(Kjelde: Oljedirektoratet)

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

## Gassled-rørleidningar

### Operatør: Gassco AS

#### Rettskavarar:

Petoro AS <sup>1</sup>	38,459 %
StatoilHydro ASA	20,474 %
StatoilHydro Petroleum AS	11,628 %
Total E&P Norge AS	7,783 %
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	5,286 %
Mobil Development Norway AS	4,142 %
Norske Shell Pipelines AS	3,974 %
Norsea Gas AS	2,726 %
ConocoPhillips Skandinavia AS	1,996 %
Eni Norge AS	1,525 %
A/S Norske Shell	1,345 %
DONG E&P Norge AS	0,662 %

<sup>1</sup> Petoro AS er rettskavarar 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 dato.

Regjeringa bad våren 2001 dei aktuelle selskapa om å etablere ein heilskapleg eigarstruktur for gasseksport. I Gassled er eigargrupperingane i ni gasstransportanlegg slått saman til eitt interessentskap. Gassled-eigaravtalen blei underskriven 20.12.2002 med verknad frå 01.01.2003. Konsesjonsperioden for Gassled varer til 2028.

Gassled omfattar: Europipe I, Europipe II, Franpipe, Norpipe, Oseberg Gasstransport, Statpipe, Tampen Link, Vesterled, Zeepipe, Åsgard Transport, Langeled, Norne Gasstransportsystem, Kvitebjørn gassrør, Kollsnes gassbehandlingsanlegg og Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg. Gassled er organisert i ulike soner for tilgjenge og tariffing. Gassco koordinerer og styrer gasstraumane gjennom eit nettverk på om lag 7800 kilometer rørleidningar, og handterer all transport av norsk gass til 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 Sm<sup>3</sup> per dag, avhengig av driftsmodusen. Europipe I er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 22,7 milliardar 2009-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 Sm<sup>3</sup> per dag. Europipe II er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,2 milliardar 2009-kroner.

(Tilleggsavtale 19.05.1999 til Europipe-avtalen (referert i St.prp. nr. 60 (1992–93) og Innst. S. nr. 164 (1992–93)) om overføring av gass frå Noreg gjennom ein ny rørleidning (Europipe II) til Tyskland, ratifisert i samsvar med kgl.res. 14.09.2001.)

## Franpipe

Franpipe startar ved stigerørinnretninga Draupner E i Nordsjøen og endar ved mottaksterminalen i Dunkerque i Frankrike. Gassled-interessentskapet eig 65 prosent av terminalen og 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 Sm<sup>3</sup> per dag. Franpipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,6 milliardar 2009-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 Sm<sup>3</sup> per dag utan bruk av kompressorkapasiteten på stigerørinnretninga B11. Kapasiteten aukar til 44 millionar Sm<sup>3</sup> per dag når ein nyttar kompresjon på B11. Norpipe blei bygt for ei levetid på minimum 30 år. Ein søknad om forlenging av levetida for både Norpipe Gassrør og B11 er til vurdering hos styresmaktene. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 28,2 milliardar 2009-kroner.

(Avtale mellom Noreg og Tyskland om overføring av petroleum gjennom ein rørleidning frå Ekofiskfeltet og områda rundt til Tyskland (referert i St.prp. nr. 88 (1973–74) og Innst. S. nr. 250 (1973–74).)

## Oseberg Gasstransport (OGT)

Oseberg Gasstransport startar ved Oseberg og endar ved stigerørinnretninga på Heimdal (HRP). Rørleidningen blei sett i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har ein diameter på 36 tommar, er 109 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 40 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Oseberg Gasstransport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,1 milliardar 2009-kroner.

## Statpipe

Statpipe omfattar eit 880 kilometer langt rørleidningssystem med ei stigerørinnretning og eit gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet blei sett i drift i 1985. Statpipe Rikgass startar ved Statfjord og endar på Kårstø. Rørleidningen har ein diameter på 30 tommar, er 308 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 24 millionar Sm<sup>3</sup> 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 Sm<sup>3</sup> per dag, avhengig av driftsmodusen. Den andre delen går ut frå hovudinnretninga 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 Sm<sup>3</sup> 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 Sm<sup>3</sup> 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 48,7 milliardar 2009-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 den nye gasseksportørleidningen ligg på britisk side av delelinja. Tampen Link blei 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 Sm<sup>3</sup> per dag. Kapasiteten er avhengig av innløpsvilkåra ved tilknytingspunktene i Statfjordområdet. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 2,1 milliardar 2009-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 stigerørinnretninga på Heimdal (HRP) og endar på mottaksanlegget i St. Fergus i Skottland. Han blei sett i drift i 1978. Vesterled har ein diameter på 32 tommar, er 360 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 38 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 34,4 milliardar 2009-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, Belgia. Denne mottaksterminalen har egne eigarar der Gassled-interessentskapet eig 49 prosent og belgiske Fluxys 51 prosent. Rørleidningen blei sett i drift i 1993. Zeepipe I har ein diameter på 40 tommar, er 813 kilometer lang og har ein kapasitet på om lag 42 millionar Sm<sup>3</sup> 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 Sm<sup>3</sup> 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 Sm<sup>3</sup> per dag. Zeepipe er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var 25,7 milliardar 2009-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 Sm<sup>3</sup> per dag. Åsgard Transport er bygt for ei levetid på 50 år. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 11,2 milliardar 2009-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 Sm<sup>3</sup> per dag, og kapasiteten i den sørlege rørleidningen er om lag 70 millionar Sm<sup>3</sup> per dag.

Transportsystemet har ei samla lengd på om lag 1200 kilometer. Den sørlege rørleidningen blei sett i drift i oktober 2006, den nordlege rørleidningen i oktober 2007. Hydro var operatør i utbyggingsfasen for den sørlege delen, medan Gassco er operatør for både utbyggingsfasen for den nordlege delen og i driftsfasen for heile transportsystemet. Langeled blei inkludert i Gassled hausten 2006. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 18,1 milliardar 2009-kroner.

## Norne Gasstransportsystem (NGTS)

Rørleidningen Norne Gasstransportsystem knytter Nornefeltet til Åsgard Transport. Lengda er 126 kilometer, og diameteren er 16 tommer. Kapasiteten til Norne Gasstransportsystem er om lag 3,6 milliardar Sm<sup>3</sup> per år. Norne gasstransportsystem er bygt for ei levetid på 50 år. Rørleidningen kom i drift i februar 2001. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,3 milliardar 2009-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 tommer og ei lengd på 147 kilometer. Kapasiteten er om lag 26,5 millionar Sm<sup>3</sup> per dag. Rørleidningen blei sett i drift samtidig med Kvitebjørnfeltet i 2004. Totale investeringar ved oppstarten var om lag 954 millionar 2002-kroner. Rørleidningen er planlagt 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 ei mindre mengd gass til LNG-anlegget i Gasnor-Kollsnes Næringspark. Etter ein stabiliseringsprosess går kondensatet vidare til Vestprosess-anlegget på Mongstad. Anlegget blei i 2004 oppgradert med eit NGL-ekstraksjonsanlegg for å kunne behandla gass frå Kvitebjørn og Visund. Etter oppgraderinga er kapasiteten 143 millionar Sm<sup>3</sup> tørrgass per dag og 9780 Sm<sup>3</sup> kondensat per dag. For at anlegget skal kunna levera 143 millionar Sm<sup>3</sup> tørrgass per dag, er ein ny eksportkompressor sett i drift frå 01.10.2006.

## Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg

Inn til Kårstø kjem rikgass og ustabilisert kondensat. På prosessanlegget blir desse råstoffa separert til tørrgass samt seks ulike væskeprodukt. I tillegg til metan inneheld rikgassen komponentane etan, propan, normal-butan, 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 Sleipnerfeltet og stabiliserer kondensatet ved å ta ut dei lettaste komponentane. Etan, isobutan og normalbutan blir lagra nedkjølt på tankar, medan nafta og kondensat blir lagra på tankar med same temperatur som omgjevnadene. Propan blir lagra nedkjølt i store fjellhallar. Skip transporterer desse produkta i flytande form frå Kårstø.

Anlegga på Kårstø er fire ekstraksjons- og fraksjoneringslinjer for metan, etan, propan, butan og nafta, og ei fraksjoneringsline for stabilisering av kondensat. 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 Sm<sup>3</sup> rikgass per dag.

## Andre rørleidningar

### Draugen Gasseksport

<b>Operatør</b>	A/S Norske Shell	
<b>Rettskavarar</b>	Petoro AS	47,88 %
	BP Norge AS	18,36 %
	A/S Norske Shell	26,20 %
	Chevron Norge AS	7,56 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliard 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 50 år.	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 2 milliardar Sm <sup>3</sup> per år	

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

### Grane Gassrør

<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	Som for Granefeltet	
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,3 milliardar 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 30 år	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 3,6 milliardar Sm <sup>3</sup> per år	

Rørleidningen kom i drift i september 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

<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	Petoro AS	43,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	25,60 %
	StatoilHydro Petroleum AS	24,40 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	6,40 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,7 milliardar 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 30 år	
<b>Kapasitet</b>	34 000 Sm <sup>3</sup> olje per dag	

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

## Haltenpipe

<b>Operatør</b>	Gassco AS	
<b>Rettsnavarar</b>	Petoro AS	57,81 %
	StatoilHydro ASA	19,06 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,13 %
	Eni Norge AS	5,00 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 3,1 milliardar 2009-kroner i rørledning og terminal	
<b>Levetid</b>	Konsesjonstida varer til utgangen av år 2020	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 2 milliardar Sm <sup>3</sup> gass per år	

Haltenpipe transporterer gass frå Heidrunfeltet i Norskehavet til Tjeldbergodden. Rørleidingen har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 250 kilometer. StatoilHydro ASA og ConocoPhillips Skandinavia AS har bygt ein metanol-fabrikk nær ilandføringsterminalen, der gassen frå Heidrun blir nytta til å framstille metanol. Gassleveransane til metanolanlegget utgjer kvart år om lag 0,7 milliardar Sm<sup>3</sup>.

## Heidrun Gasseksport

<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA <sup>1</sup>	
<b>Rettsnavarar</b>	Petoro AS	58,16 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	24,31 %
	StatoilHydro ASA <sup>1</sup>	12,41 %
	Eni Norge AS	5,12 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,0 milliardar 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 50 år	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 4,0 milliardar Sm <sup>3</sup> per år	

<sup>1</sup> Etter planen skal operatørskapet overførast til Gassco AS.

Rørleidingen knyter Heidrunfeltet til Åsgard Transport. Lengda er 37 kilometer, og diameteren er 16 tommar. Rørleidingen kom i drift i februar 2001.

## Kvitebjørn Oljerør (KOR)

<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA <sup>1</sup>	
<b>Rettsnavarar</b>	StatoilHydro ASA <sup>1</sup>	43,55 %
	Petoro AS	30,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	15,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	Enterprise Oil Norge AS	6,45 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 0,5 milliardar 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Teknisk levetid er 25 år	
<b>Kapasitet</b>	Om lag 10 000 Sm <sup>3</sup> per år	

Kvitebjørn Oljerør (KOR) transporterer kondensatet frå Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørleidningen er kopla inn på Y-koplinga på Troll Oljerør IL. Han har ein diameter på 16 tommar og ei lengd på 90 kilometer. Rørleidningen blei sett i drift i siste halvåret av 2004.

## Norpipe Oljerørleidning

<b>Eigar</b>	Norpipe Oil AS	
<b>Operatør</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	
<b>Eigarar i Norpipe Oil AS</b>	ConocoPhillips Skandinavia AS	35,05 %
	Total E&P Norge AS	34,93 %
	StatoilHydro ASA	15,00 %
	Eni Norge AS	6,52 %
	StatoilHydro Petroleum AS	3,50 %
	Petoro AS	5,00 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 17,4 milliardar 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Rørleidningen er bygt for ei levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetida til leidningen blir jamleg vurdert.	
<b>Kapasitet</b>	Designkapasiteten for oljerørleidningen er om lag 53 millionar Sm <sup>3</sup> per år (900 000 fat per dag), inkludert bruk av friksjonsdempande kjemikal. Mottaksanlegga avgrensar kapasiteten til 128 776 Sm <sup>3</sup> per dag.	

Norpipe Oljerørleidning kryssar britisk kontinentalsokkel og kjem i land i Teesside i Storbritannia. Han er 354 kilometer lang og har ein diameter på 34 tommar. Utgangspunktet er Ekofisk feltet, der tre pumper er plasserte. Om lag 50 kilometer 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 Ekofiskfelta (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), frå feltet Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar 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)

<b>Operatør</b>	StatoilHydro Petroleum AS	
<b>Rettskavarar</b>	Petoro AS	48,38 %
	StatoilHydro Petroleum AS	22,24 %
	StatoilHydro ASA	14,00 %
	Total E&P Norge AS	8,65 %
	Mobil Development Norway AS	4,33 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,40 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 10,2 milliardar 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Rørleidningen er bygt for ei levetid på 40 år	
<b>Kapasitet</b>	121 000 Sm <sup>3</sup> per dag (teknisk kapasitet), 990 000 Sm <sup>3</sup> (lagerkapasitet)	

Oljen frå Osebergfeltet blir transportert i ein 115 kilometer lang rørleidning frå Oseberg A-innretninga til råolje-terminalen på Stura i Øygarden kommune. Rørleidningen har ein dimensjon på 28 tommar. Rettskavarane til Oseberg har oppretta eit eige interessentskap som er ansvarleg for drifta av rørleidningen.

## Sleipner Øst kondensatrørleidning

<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	StatoilHydro ASA	49,60 %
	ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	30,40 %
	StatoilHydro Petroleum AS	10,00 %
	Total E&P Norge AS	10,00 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,7 milliardar 2009-kroner	
<b>Kapasitet</b>	32 000 Sm <sup>3</sup> olje per dag	

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

## Troll Oljerør I

<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavarar</b>	Petoro AS	55,77 %
	StatoilHydro ASA	20,85 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,3 milliardar 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Troll Oljerør I er bygt for ei levetid på 35 år	
<b>Kapasitet</b>	42 500 Sm <sup>3</sup> 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 september 1995.

## Troll Oljerør II

<b>Operatør</b>	StatoilHydro ASA	
<b>Rettskavalar</b>	Petoro AS	55,77 %
	StatoilHydro ASA	20,85 %
	StatoilHydro Petroleum AS	9,73 %
	A/S Norske Shell	8,29 %
	Total E&P Norge AS	3,71 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	1,66 %
<b>Investeringar</b>	Totale investeringar ved oppstarten var om lag 1,2 milliardar 2009-kroner	
<b>Levetid</b>	Troll Oljerør II er bygt for ei levetid på 35 år	
<b>Kapasitet</b>	Dagens kapasitet er 40 000 Sm <sup>3</sup> olje per dag. Hydraulisk kapasitet i røra er 47 500 Sm <sup>3</sup> 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 01.11.1999. 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	StatoilHydro ASA	65,00 %
	Petoro AS	35,00 %

Mongstadterminalen har tre kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 440 000 tonn, og dessutan seks kaverner som er sprengde ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har ein lagringskapasitet på til saman 1,5 millionar m<sup>3</sup> råolje. 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, Troll Blend (Fram), Kvitebjørn og bøyelastarar frå Heidrun.

### Ormen Lange-landanlegg

Eigarar	Som for Ormen Lange-feltet
---------	----------------------------

Prosessanlegget for Ormen Lange på Nyhamna er eit konvensjonelt anlegg for gasstørking, komprimering, gasseksport, kondensatutskilling/stabilisering/lagring samt fiskal måling av gass og kondensat. Kondensatet blir eksportert med skip frå Nyhamna. Anlegget kom i drift i september 2007. Landanlegget er bygt for ei levetid på 30 år, mens delar av hovudinfrastrukturen er bygt for 50 år. Anlegget har ein kapasitet på 70 millionar Sm<sup>3</sup> tørrgass per dag ved eit mottakstrykk på 90 bar.

### Snøhvit 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 CO<sub>2</sub> 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 Sm<sup>3</sup> per år. Kraftforsyninga kjem normalt frå fem gassturbinar på anlegget. Kondensat og LPG produkt blir sende til egne lagertankar for utskipping. CO<sub>2</sub> som blir skilt frå naturgassen, blir sendt i retur til Snøhvitfeltet der det blir injisert i ein eigen formasjon under oljen og gassen.

## Stureterminalen

<b>Eigarar</b>	Stureanlegget er med i interessentskapet for Oseberg Transportsystem (OTS), og eigarane er dei same som i OTS. Unntaket er eksportanlegget for flytande gass (LPG) som StatoilHydro Petroleum AS eig (LPG-kjølelager og eksportanlegg til skip) og Vestprosess DA (eksportanlegg mot Vestprosess).
----------------	--

Stureterminalen tek imot olje og kondensat via rørleidningen frå Oseberg A, frå felte 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 desember 1988. Stureanlegget inkluderer to kaianlegg som kan ta imot oljetankarar på opptil 300 000 tonn, fem råoljekaverner med ein kapasitet på 1 million Sm<sup>3</sup>, ei LPG-kaverne på 60 000 Sm<sup>3</sup> og ei ballastvatnkaverne på 200 000 m<sup>3</sup>. 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

<b>Eigar</b>	Statoil Metanol ANS	
<b>Eigarar i Statoil Metanol ANS</b>	StatoilHydro ASA	81,70 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	18,30 %

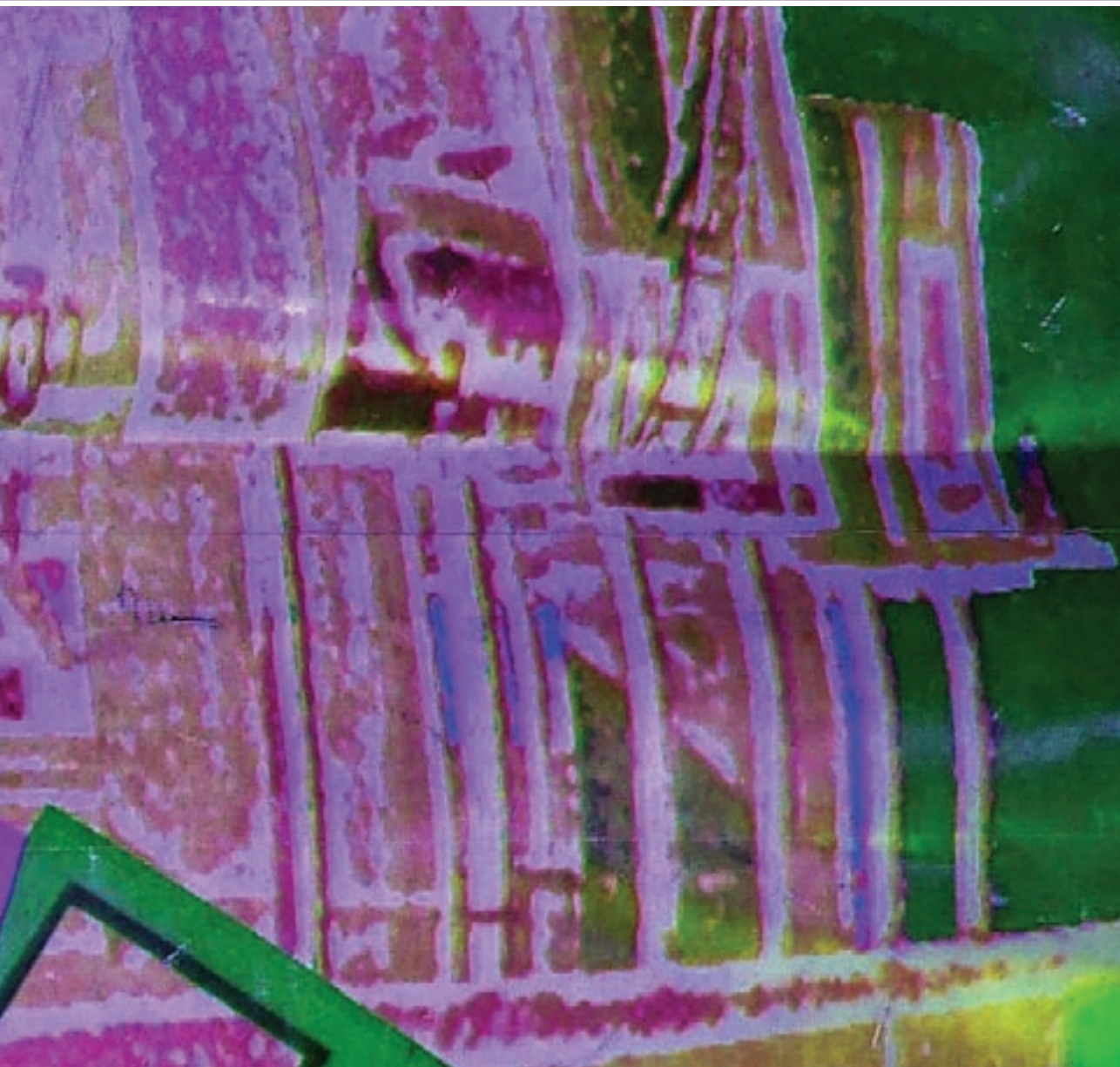
Metanolfabrikken på Tjeldbergodden kom i produksjon 05.06.1997. Gassleveransane gjennom Haltenpipe utgjør kvart år om lag 0,7 milliardar Sm<sup>3</sup>, som gir 830 000 tonn metanol. I tilknytning til metanolfabrikken er det bygt ein luftgassfabrikk. Tjeldbergodden Luftgassfabrikk DA har også eit mindre fraksjonerings- og LNG-anlegg med kapasitet på 35 millionar Sm<sup>3</sup> per år.

## Vestprosess

<b>Eigarar</b>	Petoro AS	41,00 %
	StatoilHydro ASA	17,00 %
	StatoilHydro Petroleum AS	17,00 %
	Mobil Exploration Norway Inc	10,00 %
	A/S Norske Shell	8,00 %
	Total E&P Norge AS	5,00 %
	ConocoPhillips Skandinavia AS	2,00 %

Selskapet Vestprosess DA eig og driv eit transportsystem og eit utskiljingsanlegg for våtgass (NGL). Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999. Gjennom ein 56 kilometer lang rørleidning blir ustabilisert NGL skipa frå gass-terminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Stura og vidare til Mongstad. På Mongstad blir det først skilt ut nafta og LPG. Naftaen blir nytta som råstoff i raffineriet, medan LPG blir fraksjonert i eit eige prosessanlegg. Fraksjoneringsprodukt, propan og butan, blir lagra i kaverne og seinare eksportert.

## Vedlegg

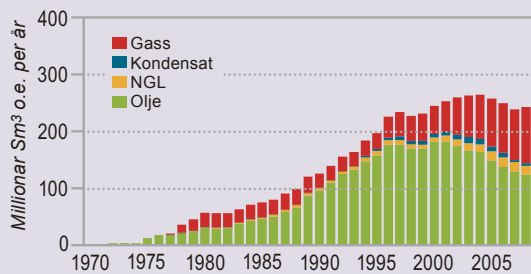


# Vedlegg 1 Historisk statistikk

Tabell 1.1 Statens inntekter fra petroleumsverksemda (mill. kr)

År	Ordinær skatt	Særskatt	Produksjonsavgift	Arealavgift	Miljøavgifter	Netto kontantstrøm SDØE	Utbytte StatoilHydro
1971			14				
1972			42				
1973			69				
1974			121				
1975			208				
1976	1 143	4	712	99			
1977	1 694	725	646	57			
1978	1 828	727	1 213	51			
1979	3 399	1 492	1 608	53			
1980	9 912	4 955	3 639	63			
1981	13 804	8 062	5 308	69			0,057
1982	15 036	9 014	5 757	76			368
1983	14 232	8 870	7 663	75			353
1984	18 333	11 078	9 718	84			795
1985	21 809	13 013	11 626	219		-8 343	709
1986	17 308	9 996	8 172	198		-11 960	1 245
1987	7 137	3 184	7 517	243		-10 711	871
1988	5 129	1 072	5 481	184		-9 133	0
1989	4 832	1 547	7 288	223		755	0
1990	12 366	4 963	8 471	258		7 344	800
1991	15 021	6 739	8 940	582	810	5 879	1 500
1992	7558	7 265	8 129	614	1 916	3 623	1 400
1993	6 411	9 528	7 852	553	2 271	159	1 250
1994	6 238	8 967	6 595	139	2 557	5	1 075
1995	7 854	10 789	5 884	552	2 559	9 259	1 614
1996	9 940	12 890	6 301	1 159	2 787	34 959	1 850
1997	15 489	19 582	6 220	617	3 043	40 404	1 600
1998	9 089	11 001	3 755	527	3 229	14 572	2 940
1999	5 540	6 151	3 222	561	3 261	25 769	135
2000	21 921	32 901	3 463	122	3 047	98 219	1 702
2001	41 465	64 316	2 481	983	2 862	125 439	5 746
2002	32 512	52 410	1 320	447	3 012	74 785	5045
2003	36 819	60 280	766	460	3 056	67 482	5 133
2004	43 177	70 443	717	496	3 309	80 166	5 222
2005	61 589	103 294	360	224	3 351	98 602	8 139
2006	78 015	133 492	42	2 308	3 405	125 523	12 593
2007	70 281	116 233	0	764	3 876	112 336	16 448
2008	88 802	150 839	0	1 842	3 684	153 759	16 940

(Kjelde: Statsrekneskap og rekneskapstal for SDØE)



Total petroleumproduksjon  
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Tabell 1.2 Petroleumproduksjon på norsk sokkel, millionar standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) oljeekvivalentar

År	Olje	Gass	Kondensat	NGL	Total produksjon
1970					
1971	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4
1972	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1973	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9
1974	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0
1975	11,0	0,0	0,0	0,0	11,0
1976	16,2	0,0	0,0	0,0	16,2
1977	16,6	2,7	0,0	0,0	19,3
1978	20,6	14,2	0,0	0,0	34,9
1979	22,5	20,7	0,0	1,1	44,3
1980	28,2	25,1	0,0	2,4	55,8
1981	27,5	25,0	0,0	2,2	54,7
1982	28,5	24,0	0,0	2,3	54,8
1983	35,6	23,6	0,0	2,7	62,0
1984	41,1	26,0	0,1	2,6	69,8
1985	44,8	26,2	0,1	3,0	74,0
1986	48,8	26,1	0,1	3,8	78,8
1987	57,0	28,2	0,1	4,1	89,3
1988	64,7	28,3	0,0	4,8	97,9
1989	86,0	28,7	0,1	4,9	119,7
1990	94,5	25,5	0,0	5,0	125,1
1991	108,5	25,0	0,1	4,9	138,5
1992	124,0	25,8	0,1	5,0	154,8
1993	131,8	24,8	0,6	5,5	162,7
1994	146,3	26,8	2,8	7,1	183,1
1995	156,8	27,8	3,7	7,9	196,3
1996	175,4	37,4	4,4	8,2	225,5
1997	175,9	43,0	6,4	8,1	233,3
1998	168,7	44,2	6,0	7,4	226,3
1999	168,7	48,5	6,5	7,0	230,7
2000	181,2	49,7	6,3	7,2	244,4
2001	180,9	53,9	6,6	10,9	252,3
2002	173,6	65,5	8,0	11,8	259,0
2003	165,5	73,1	11,1	12,9	262,5
2004	162,8	78,5	9,1	13,6	264,0
2005	148,1	85,0	8,4	15,7	257,2
2006	136,6	87,6	8,0	16,7	248,8
2007	128,3	89,7	3,5	16,6	238,0
2008	122,7	99,23	4,2	16,0	242,1

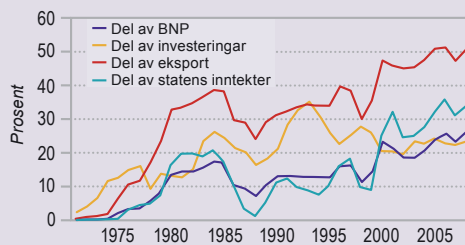
(Kjelde: Oljedirektoratet/Olje- og energidepartementet)

Tabell 1.3 Verdiskaping, eksport, sysselsette, investeringar og leitekostnader

År	Bruttoprodukt (mill. kr)	Eksportverdi (mill. kr)	Sysselsette	Investeringar inklusive leitekostnader (mill. kr)	Leitekostnader (mill. kr)
1971	12	75	NA	691	
1972	207	314	200	1 192	
1973	258	504	300	2 326	
1974	1 056	1 089	900	5 138	
1975	4 218	3 943	2 200	7 291	
1976	6 896	7 438	2 700	9 270	
1977	8 617	8 852	4 000	10 589	
1978	14 835	15 117	6 100	9 228	
1979	23 494	24 788	7 900	9 061	
1980	44 285	44 638	9 700	10 119	
1981	55 189	52 432	12 200	14 462	4 133
1982	61 891	57 623	13 100	15 909	5 519
1983	73 298	68 082	13 900	27 028	5 884
1984	90 092	82 504	15 800	32 244	7 491
1985	97 347	90 098	17 700	32 839	7 830
1986	59 988	57 239	18 000	33 155	6 654
1987	59 574	58 301	17 800	35 247	4 951
1988	49 966	51 720	18 700	29 680	4 151
1989	76 768	76 681	18 600	31 957	5 008
1990	95 400	92 451	19 200	32 223	5 137
1991	101 346	101 015	19 700	43 065	8 137
1992	102 578	101 187	20 900	49 512	7 680
1993	107 542	108 463	22 300	57 579	5 433
1994	112 623	113 099	22 500	54 653	5 011
1995	120 198	121 169	21 700	48 583	4 647
1996	165 444	167 200	23 000	47 878	5 455
1997	180 594	177 825	24 000	62 494	8 300
1998	129 098	128 807	28 000	79 216	7 577
1999	176 591	173 428	27 000	69 096	4 993
2000	340 640	326 658	29 000	53 589	5 274
2001	325 333	322 291	32 000	57 144	6 815
2002	283 462	283 343	31 000	54 000	4 476
2003	295 356	291 220	29 000	64 362	4 134
2004	361 262	347 926	30 000	71 473	4 010
2005	465 341	439 881	32 000	88 478	7 537
2006	555 628	511 352	31 000	95 740	11 718
2007	543 409	508 954	35 000	109 298	17 921
2008	660 097	603 848	41 900	122 756	23 314

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå)





**Makroøkonomiske indikatorar for petroleumssektoren**

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)

**Tabell 1.4 Petroleumssektorens del av BNP, eksport, realinvesteringar og statens totale inntekter, i prosent**

År	Del av BNP	Del av eksport	Del av realinvesteringar	Del av statens totale inntekter
1971	0,01	0,21	2,33	0,05
1972	0,18	0,79	4,03	0,12
1973	0,19	1,04	6,56	0,16
1974	0,40	1,82	11,61	0,25
1975	2,09	6,36	12,56	0,38
1976	3,28	10,54	14,86	3,07
1977	3,52	11,68	15,92	4,38
1978	5,63	17,23	9,27	4,77
1979	8,35	23,47	13,68	7,31
1980	13,58	32,80	13,03	16,27
1981	14,41	33,58	12,69	19,76
1982	14,48	34,80	15,00	19,90
1983	15,66	36,69	23,71	18,86
1984	17,31	38,55	26,18	20,74
1985	16,90	38,16	24,26	17,50
1986	10,01	29,29	21,43	10,13
1987	9,17	28,91	20,04	3,21
1988	7,33	23,99	16,27	1,02
1989	10,74	28,99	18,15	5,20
1990	12,96	31,28	23,20	11,14
1991	13,06	32,60	28,49	12,25
1992	12,87	33,51	32,65	9,49
1993	12,83	34,12	35,23	8,50
1994	12,82	33,76	30,76	7,24
1995	12,74	33,83	25,67	10,06
1996	16,02	39,69	24,58	16,14
1997	16,14	38,42	25,33	18,15
1998	11,32	30,00	28,17	9,56
1999	14,24	35,49	25,07	8,93
2000	23,00	47,39	21,88	25,07
2001	21,17	45,82	21,46	32,07
2002	18,50	44,96	21,65	24,50
2003	18,53	45,35	23,17	24,80
2004	20,73	47,49	23,58	27,25
2005	23,92	50,66	23,87	32,01
2006	25,70	50,86	23,35	35,72
2007	23,74	47,89	22,82	30,70
2008	26,01	50,48	23,28	33,55

(Kjelde: Statistisk sentralbyrå, Finansdepartementet)

## Vedlegg 2 Petroleumsressursane

(per 31.12.2008)

Tabell 2.1 Historisk produksjon frå felt der produksjonen er avslutta og frå felt i produksjon

Felt	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>1)</sup> mill. Sm <sup>3</sup>	Funnår <sup>2)</sup>
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
<b>Historisk produksjon</b>	<b>38,3</b>	<b>228,6</b>	<b>3,7</b>	<b>0,9</b>	<b>274,9</b>	
Alvheim	2,3	0,1			2,4	1998
Balder <sup>a)</sup>	45,7	1,0			46,7	1967
Blane	0,2		0,0		0,2	1989
Brage	50,1	2,8	1,0		54,8	1980
Draugen	121,9	1,4	2,0		127,1	1984
Ekofisk	402,8	135,8	12,3		562,0	1969
Eldfisk	89,3	37,6	3,7		133,9	1970
Embla	9,7	3,3	0,4		13,7	1988
Enoch	0,1	0,0			0,1	1991
Fram	13,1	0,4	0,0		13,5	1992
Gimle	1,7	0,1	0,0		1,8	2004
Glitne	7,9				7,9	1995
Grane	52,8				52,8	1991
Gullfaks <sup>b)</sup>	340,0	22,7	2,8		368,1	1978
Gullfaks Sør <sup>c)</sup>	33,6	24,0	2,9		63,1	1978
Gungne <sup>3)</sup>		12,2	1,6	4,5	19,8	1982
Gyda <sup>d)</sup>	34,7	5,9	1,9		44,1	1980
Heidrun <sup>e)</sup>	127,3	11,5	0,5		139,8	1985
Heimdal	6,5	44,2			50,7	1972
Hod	9,0	1,6	0,2		11,1	1974
Huldra	4,6	13,8	0,1		18,6	1982
Jotun	21,8	0,9			22,6	1994
Kristin	9,7	10,4	2,2	2,1	26,5	1997
Kvitebjørn	7,3	14,6	1,3		24,3	1994
Mikkjel	1,5	8,8	2,4	2,2	17,0	1987
Murchison	13,6	0,3	0,3	0,0	14,6	1975

Felt	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>1)</sup> mill. Sm <sup>3</sup>	Funnår <sup>2)</sup>
Njord	23,0	2,1			25,0	1986
Norne	80,5	5,8	0,7		87,6	1992
Ormen Lange		13,1		1,1	14,2	1997
Oseberg <sup>0)</sup>	345,2	21,4	5,7		377,5	1979
Oseberg Sør	34,6	5,4			40,0	1984
Oseberg Øst	17,1	0,3			17,3	1981
Ringhorne Øst	4,5	0,1			4,6	2003
Sigyn		4,5	1,8	5,0	12,9	1982
Skirne	1,2	5,3			6,5	1990
Sleipner Vest og Øst <sup>3)</sup> g)		148,3	18,7	58,0	241,8	1974
Snorre	163,5	5,9	4,5		177,9	1979
Snøhvit		2,5	0,1	0,6	3,4	1984
Statfjord	558,6	58,7	15,4	0,3	646,9	1974
Statfjord Nord	35,4	2,2	0,8		39,1	1977
Statfjord Øst	33,9	3,6	1,3		39,9	1976
Sygna	9,6				9,6	1996
Tambar og Tambar Øst <sup>4)</sup>	8,0		0,2		8,4	1983
Tor	22,9	10,8	1,2		35,9	1970
Tordis <sup>b)</sup>	52,6	3,8	1,4		59,1	1987
Troll <sup>d)</sup>	198,7	335,7	3,5	4,3	545,4	1979
Tune	2,9	15,1	0,1		18,2	1996
Ula	69,1	3,9	2,6		77,9	1976
Urd	3,6	0,1	0,0		3,8	2000
Vale	1,0	0,8			1,8	1991
Valhall	98,9	19,5	3,1		124,4	1975
Varg	11,2				11,2	1984
Veslefrikk	49,4	2,2	1,2		53,9	1981
Vigdis	43,1	1,1	0,7		45,5	1986
Vilje	0,5	0,0			0,5	2003
Visund	18,1	3,7	0,2		22,2	1986
Volve	1,8	0,1	0,0	0,0	2,0	1993
Yme	7,9				7,9	1987
Åsgard	63,1	75,1	13,1	17,1	180,2	1981
<b>Produksjon frå felt i produksjon</b>	<b>3 367,1</b>	<b>1 104,5</b>	<b>112,0</b>	<b>95,4</b>	<b>4 779,7</b>	
<b>Sum sold og levert</b>	<b>3 405,4</b>	<b>1 333,1</b>	<b>115,7</b>	<b>96,3</b>	<b>5 054,6</b>	

1) 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm<sup>3</sup>

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

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

4) Produksjonen frå Tambar og Tambar Øst blir målt samla

(Kjelde: Oljedirektoratet)

a) Balder omfattar Ringhorne

b) Gullfaks omfattar Gullfaks Vest

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

d) Gyda omfattar Gyda Sør

e) Heidrun omfattar Tjeldbergodden

f) Oseberg omfattar Oseberg Vest

g) Sleipner Øst omfattar Løke

h) Tordis omfattar Tordis Øst og Borg

i) Troll omfattar TOGI

**Tabell 2.2 Opphavlege reservar i felt i produksjon og felt med godkjent plan for utbygging og drift**

<b>Felt</b>	<b>Opphavlege reservar mill. Sm<sup>3</sup> o.e.</b>	<b>Funnår<sup>5)</sup></b>	<b>Operatør per 31.12.2008</b>	<b>Utvinningsløyve/ Avtalebasert område</b>
Alve <sup>1)</sup>	8,8	1990	StatoilHydro ASA	159 B
Alvheim	35,6	1998	Marathon Petroleum Norge AS	036 C, 088 BS, 203
Balder	61,9	1967	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	001
Blane	0,9	1989	Talisman Energy Norge AS	Blane
Brage	61,5	1980	StatoilHydro Petroleum AS	Brage
Draugen	149,2	1984	A/S Norske Shell	093
Ekofisk	712,2	1969	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Eldfisk	186,3	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Embla	18,7	1988	ConocoPhillips Skandinavia AS	018
Enoch	0,4	1991	Talisman North Sea Limited	Enoch
Fram	32,5	1992	StatoilHydro Petroleum AS	090
Gimle	5,5	2004	StatoilHydro ASA	Gimle
Gjøa <sup>1)</sup>	54,5	1989	StatoilHydro ASA	153
Glitne	8,3	1995	StatoilHydro ASA	048 B
Grane	116,2	1991	StatoilHydro Petroleum AS	Grane
Gullfaks	390,1	1978	StatoilHydro ASA	050
Gullfaks Sør	105,2	1978	StatoilHydro ASA	050
Gungne	22,3	1982	StatoilHydro ASA	046
Gyda	48,6	1980	Talisman Energy Norge AS	019 B
Heidrun	230,9	1985	StatoilHydro ASA	Heidrun
Heimdal	51,7	1972	StatoilHydro Petroleum AS	036 BS
Hod	12,8	1974	BP Norge AS	033
Huldra	21,0	1982	StatoilHydro ASA	Huldra
Jotun	24,4	1994	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Jotun
Kristin	62,8	1997	StatoilHydro ASA	Haltenbanken Vest
Kvitebjørn	107,2	1994	StatoilHydro ASA	193
Mikkjel	40,1	1987	StatoilHydro ASA	Mikkjel
Morvin <sup>1)</sup>	13,8	2001	StatoilHydro ASA	134 B
Murchison	15,0	1975	CNR International (UK) Limited	Murchison
Njord	39,9	1986	StatoilHydro Petroleum AS	Njord
Norne	109,1	1992	StatoilHydro ASA	Norne
Ormen Lange	423,2	1997	A/S Norske Shell	Ormen Lange
Oseberg <sup>2)</sup>	491,0	1979	StatoilHydro Petroleum AS	Oseberg
Oseberg Sør	62,1	1984	StatoilHydro Petroleum AS	Oseberg Sør
Oseberg Øst	27,9	1981	StatoilHydro Petroleum AS	053
Rev <sup>1)</sup>	6,2	2001	Talisman Energy Norge AS	038 C
Ringhorne Øst	9,0	2003	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	Ringhorne Øst

Felt	Opphavlege reservar mill. Sm <sup>3</sup> o.e.	Funnår <sup>5)</sup>	Operatør per 31.12.2008	Utvinningsløyve/ Avtalebasert område
Sigyn	16,0	1982	ExxonMobil Exploration & Production Norway AS	072
Skarv <sup>1)</sup>	68,3	1998	BP Norge AS	Skarv
Skirne	10,3	1990	Total E&P Norge AS	102
Sleipner Vest	162,5	1974	StatoilHydro ASA	Sleipner Vest
Sleipner Øst	119,9	1981	StatoilHydro ASA	Sleipner Øst
Snorre	249,5	1979	StatoilHydro ASA	Snorre
Snøhvit	190,7	1984	StatoilHydro ASA	Snøhvit
Statfjord	687,5	1974	StatoilHydro ASA	Statfjord
Statfjord Nord	45,3	1977	StatoilHydro ASA	037
Statfjord Øst	44,0	1976	StatoilHydro ASA	Statfjord Øst
Sygn	10,8	1996	StatoilHydro ASA	Sygn
Tambar	12,8	1983	BP Norge AS	065
Tambar Øst	1,3	2007	BP Norge AS	Tambar Øst
Tor	37,7	1970	ConocoPhillips Skandinavia AS	Tor
Tordis	68,3	1987	StatoilHydro ASA	089
Troll <sup>3)</sup>	1 625,6	1979	StatoilHydro Petroleum AS	Troll
Troll <sup>4)</sup>		1983	StatoilHydro ASA	Troll
Tune	21,6	1996	StatoilHydro Petroleum AS	190
Tyrihans <sup>1)</sup>	77,6	1983	StatoilHydro ASA	Tyrihans
Ula	97,5	1976	BP Norge AS	019
Urd	9,9	2000	StatoilHydro ASA	128
Vale	4,2	1991	StatoilHydro Petroleum AS	036
Valhall	181,5	1975	BP Norge AS	Valhall
Varg	15,1	1984	Talisman Energy Norge AS	038
Vega <sup>1)</sup>	12,1	1981	StatoilHydro Petroleum AS	248
Vega Sør <sup>1)</sup>	10,6	1987	StatoilHydro Petroleum AS	090 C
Veslefrikk	62,0	1981	StatoilHydro ASA	052
Vigdis	63,7	1986	StatoilHydro ASA	089
Vilje	8,7	2003	StatoilHydro Petroleum AS	36
Visund	87,6	1986	StatoilHydro ASA	Visund
Volund <sup>1)</sup>	7,8	1994	Marathon Petroleum Norge AS	150
Volve	15,2	1993	StatoilHydro ASA	046 BS
Yme <sup>1)</sup>	18,8	1987	Talisman Energy Norge AS	316
Yttergryta <sup>1)</sup>	2,2	2007	StatoilHydro ASA	62
Åsgard	368,1	1981	StatoilHydro ASA	Åsgard

1) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var kome i gang per 31.12.2008

2) Ressursane i Oseberg omfattar også Oseberg Vest

3) Ressursane omfattar dei totale ressursane på Troll

4) Ressursane er inkludert i raden ovanfor

5) Funnår er funnår for den eldste funnbrønne som inngår i feltet

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.3 Opphavlege og attverande reservar i felt

	Opphavlege reservar <sup>1)</sup>					Attverande reservar <sup>4)</sup>				
	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>2)</sup> mill. Sm <sup>3</sup>	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>2)</sup> mill. Sm <sup>3</sup>
Alve <sup>3)</sup>	1,3	5,5	1,1	0,0	8,8	1,3	5,5	1,1	0,0	8,8
Alvheim	27,5	8,1	0,0	0,0	35,6	25,2	7,9	0,0	0,0	33,1
Balder <sup>4)</sup>	60,0	1,9	0,0	0,0	61,9	14,2	0,9	0,0	0,0	15,1
Blane	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7
Brage	55,1	3,9	1,3	0,0	61,5	5,0	1,2	0,2	0,0	6,6
Draugen	143,1	1,5	2,4	0,0	149,2	21,2	0,1	0,4	0,0	22,1
Ekofisk	528,5	156,1	14,5	0,0	712,2	125,7	20,4	2,2	0,0	150,2
Eldfisk	135,1	43,5	4,0	0,0	186,3	45,9	5,9	0,4	0,0	52,4
Embla	12,0	5,6	0,6	0,0	18,7	2,4	2,2	0,2	0,0	5,0
Enoch	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
Fram	23,9	8,4	0,1	0,0	32,5	10,8	8,0	0,1	0,0	19,0
Gimle	4,0	1,1	0,2	0,0	5,5	2,3	1,0	0,2	0,0	3,7
Gjøa <sup>3)</sup>	11,1	32,6	5,6	0,0	54,5	11,1	32,6	5,6	0,0	54,5
Glitne	8,3	0,0	0,0	0,0	8,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
Grane	116,2	0,0	0,0	0,0	116,2	63,4	0,0	0,0	0,0	63,4
Gullfaks <sup>b)</sup>	360,1	24,2	3,0	0,0	390,1	20,1	1,5	0,2	0,0	22,0
Gullfaks Sør <sup>3)</sup>	47,9	45,7	6,1	0,0	105,2	14,3	21,7	3,2	0,0	42,1
Gungne	0,0	14,6	1,9	4,0	22,3	0,0	2,3	0,3	0,0	2,9
Gyda <sup>4)</sup>	38,8	6,2	1,9	0,0	48,6	4,1	0,3	0,0	0,0	4,5
Heidrun <sup>3)</sup>	186,0	41,6	1,7	0,0	230,9	58,7	30,1	1,2	0,0	91,1
Heimdal	7,1	44,6	0,0	0,0	51,7	0,7	0,3	0,0	0,0	1,0
Hod	10,2	1,8	0,4	0,0	12,8	1,2	0,2	0,1	0,0	1,7
Huldra	4,9	15,9	0,1	0,0	21,0	0,3	2,1	0,0	0,0	2,4
Jotun	23,6	0,8	0,0	0,0	24,4	1,8	0,0	0,0	0,0	1,8
Kristin	23,9	26,0	5,7	2,1	62,8	14,1	15,5	3,5	0,0	36,3
Kvitebjørn	27,4	74,0	3,0	0,0	107,2	20,1	59,4	1,7	0,0	82,8
Mikkell	4,6	21,9	6,0	2,3	40,1	3,1	13,0	3,6	0,0	23,1
Morvin <sup>3)</sup>	9,3	3,2	0,7	0,0	13,8	9,3	3,2	0,7	0,0	13,8
Murchison	14,6	0,4	0,0	0,0	15,0	0,9	0,1	0,0	0,0	1,0
Njord	25,2	10,7	2,1	0,0	39,9	2,3	8,6	2,1	0,0	14,9
Norne	94,9	11,0	1,7	0,0	109,1	14,4	5,2	1,0	0,0	21,5
Ormen Lange	0,0	394,7	0,0	28,5	423,2	0,0	381,6	0,0	27,4	409,0
Oseberg <sup>0)</sup>	366,4	107,0	9,3	0,0	491,0	21,1	85,6	3,5	0,0	113,5
Oseberg Sør	50,6	10,8	0,4	0,0	62,1	16,0	5,4	0,4	0,0	22,1
Oseberg Øst	27,4	0,4	0,1	0,0	27,9	10,3	0,1	0,1	0,0	10,6
Rev <sup>3)</sup>	0,0	4,7	0,4	0,8	6,2	0,0	4,7	0,4	0,8	6,2
Ringhorne Øst	8,8	0,2	0,0	0,0	9,0	4,3	0,1	0,0	0,0	4,4
Sigyn	0,0	6,6	2,9	3,9	16,0	0,0	2,1	1,1	-1,1	3,1
Skarv <sup>3)</sup>	16,5	41,5	5,4	0,0	68,3	16,5	41,5	5,4	0,0	68,3

	Opphavlege reservar <sup>1)</sup>					Attverande reservar <sup>4)</sup>				
	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>2)</sup> mill. Sm <sup>3</sup>	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mrd. Sm <sup>3</sup>	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>2)</sup> mill. Sm <sup>3</sup>
Skirne	2,1	8,2	0,0	0,0	10,3	0,9	3,0	0,0	0,0	3,8
Sleipner Vest	0,0	117,7	8,3	29,1	162,5					
Sleipner Øst <sup>6)</sup>	0,0	67,4	13,4	26,9	119,9					
Sleipner Vest og Sleipner Øst <sup>5)</sup>						0,0	36,8	3,0	-2,0	40,5
Snorre	234,3	6,5	4,6	0,0	249,5	70,8	0,6	0,1	0,0	71,6
Snøhvit	0,0	160,6	6,3	18,1	190,7	0,0	158,1	6,2	17,5	187,3
Statfjord	565,2	76,7	24,0	0,0	687,5	6,6	18,1	8,5	0,0	40,9
Statfjord Nord	40,9	2,6	0,9	0,0	45,3	5,5	0,4	0,2	0,0	6,2
Statfjord Øst	37,0	4,0	1,5	0,0	44,0	3,2	0,4	0,3	0,0	4,1
Sygna	10,8	0,0	0,0	0,0	10,8	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2
Tambar	9,7	2,6	0,3	0,0	12,8					
Tambar Øst	1,1	0,1	0,0	0,0	1,3					
Tambar og Tambar Øst <sup>6)</sup>						2,8	2,7	0,1	0,0	5,7
Tor	24,5	11,0	1,2	0,0	37,7	1,6	0,2	0,0	0,0	1,8
Tordis <sup>1)</sup>	59,7	5,3	1,7	0,0	68,3	7,1	1,5	0,3	0,0	9,2
Troll <sup>1)</sup>	244,5	1 330,7	25,7	1,6	1 625,6	45,8	995,0	22,1	-2,7	1 080,2
Tune	3,2	18,0	0,2	0,0	21,6	0,3	2,9	0,1	0,0	3,4
Tyrihans <sup>3)</sup>	29,6	35,5	6,5	0,0	77,6	29,6	35,5	6,5	0,0	77,6
Ula	87,3	3,9	3,3	0,0	97,5	18,2	0,0	0,8	0,0	19,6
Urd	9,5	0,3	0,0	0,0	9,9	5,9	0,2	0,0	0,0	6,1
Vale	2,0	2,2	0,0	0,0	4,2	1,0	1,4	0,0	0,0	2,4
Valhall	145,0	26,4	5,3	0,0	181,5	46,1	6,9	2,2	0,0	57,1
Varg	15,1	0,0	0,0	0,0	15,1	3,9	0,0	0,0	0,0	3,9
Vega <sup>3)</sup>	0,0	9,4	0,5	1,7	12,1	0,0	9,4	0,5	1,7	12,1
Vega Sør <sup>3)</sup>	0,0	7,4	0,4	2,4	10,6	0,0	7,4	0,4	2,4	10,6
Veslefrikk	55,7	3,8	1,3	0,0	62,0	6,3	1,6	0,1	0,0	8,1
Vigdis	59,0	1,8	1,6	0,0	63,7	15,9	0,7	0,9	0,0	18,3
Vilje	8,3	0,4	0,0	0,0	8,7	7,8	0,4	0,0	0,0	8,2
Visund	29,1	47,2	6,0	0,0	87,6	11,0	43,5	5,7	0,0	65,4
Volund <sup>3)</sup>	7,2	0,6	0,0	0,0	7,8	7,2	0,6	0,0	0,0	7,8
Volve	13,6	1,1	0,2	0,1	15,2	11,8	1,0	0,2	0,1	13,2
Yme <sup>3)</sup>	18,8	0,0	0,0	0,0	18,8	10,9	0,0	0,0	0,0	10,9
Yttergryta <sup>3)</sup>	0,1	1,6	0,3	0,0	2,2	0,1	1,6	0,3	0,0	2,2
Åsgard	97,6	185,9	36,1	16,0	368,1	34,5	110,8	23,0	-1,1	187,9
<b>Sum</b>	<b>4 286,5</b>	<b>3 315,6</b>	<b>232,3</b>	<b>137,7</b>	<b>8 181,0</b>	<b>919,4</b>	<b>2 211,1</b>	<b>120,6</b>	<b>43,1</b>	<b>3 402,8</b>

1) Tabellen syner forventningsverdiar og estimata er difor usikre

2) Omrekningsfaktor for NGL i tonn til Sm<sup>3</sup> er 1,9

3) Felt med godkjent utbyggingsplan der produksjonen ikkje var starta per 31.12.2008

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 Gungne, Sleipner Vest og Øst blir målt samla

6) Produksjonen for Tambar og Tambar Øst blir målt samla

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 <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>1)</sup> mill. Sm <sup>3</sup> o.e.	Funnår <sup>2)</sup>
3/7-4 Trym	0,0	4,2	0,0	1,1	5,4	1990
<b>Sum</b>	<b>0,0</b>	<b>4,2</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>5,4</b>	

(Kjelde: Oljedirektoratet)

**Tabell 2.5 Ressursar i funn i planleggingsfase**

Funn	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>1)</sup> mill. Sm <sup>3</sup> o.e.	Funnår <sup>2)</sup>
1/3-6	4,4	4,8	0,0	0,0	9,2	1991
1/5-2 Flyndre	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	1974
1/9-1 Tommeliten Alpha	8,1	12,8	0,5	0,0	21,9	1977
15/3-1 S Gudrun	9,9	13,0	1,4	0,0	25,5	1975
15/3-4	1,8	1,3	0,3	0,0	3,7	1982
15/8-1 Alpha	0,0	2,0	0,3	1,2	3,9	1982
16/1-8	19,0	2,4	0,0	0,0	21,4	2007
2/12-1 Freja	2,9	0,6	0,0	0,0	3,5	1987
24/6-1 Peik	0,0	2,5	0,0	0,7	3,1	1985
25/11-16	5,5	0,1	0,0	0,0	5,7	1992
25/5-5	1,9	0,0	0,0	0,0	1,9	1995
30/7-6 Hild	3,3	15,4	0,8	2,0	22,3	1978
31/2-N-11 H	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	2005
33/9-6 Delta	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	1976
34/10-23 Valemon	0,0	39,8	0,0	9,5	49,2	1985
35/11-13	6,4	2,1	0,0	0,0	8,6	2005
35/2-1	0,0	21,2	0,0	0,0	21,2	2005
6406/3-2 Trestakk	8,8	2,2	0,5	0,0	11,9	1986
6407/9-9 <sup>3)</sup>	0,3	1,1	0,0	0,0	1,4	1999
6507/2-2	0,7	10,1	1,7	0,0	14,0	1992
7/7-2	3,3	0,0	0,0	0,0	3,3	1992
7122/7-1 Goliat <sup>4)</sup>	30,6	7,4	0,4	0,0	38,7	2000
	<b>107,6</b>	<b>139,0</b>	<b>5,9</b>	<b>13,3</b>	<b>271,2</b>	

1) 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm<sup>3</sup>

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønne som inngår

3) 6407/9-9 har ressursar i ressurskategori 4 og 5

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

(Kjelde: Oljedirektoratet)



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

Funn	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>1)</sup> mill. Sm <sup>3</sup> o.e.	Funnår <sup>2)</sup>
15/5-1 Dagny	13,3	15,3	0,0	0,0	28,5	1978
15/5-2	0,0	4,9	0,0	0,4	5,3	1978
16/1-9	8,6	1,1	0,0	0,0	9,7	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
25/11-25 S	6,3	0,3	0,0	0,0	6,6	2008
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
35/8-3	0,0	2,7	0,0	0,6	3,2	1988
6/3-1 PI	0,9	1,8	0,0	0,0	2,7	1985
6406/1-1 Erlend N.	0,3	1,1	0,0	0,0	1,4	2001
6406/2-1 Lavrans	3,7	11,1	1,9	0,0	18,4	1995
6406/2-6 Ragnfrid	1,7	2,1	0,5	0,0	4,7	1998
6406/2-7 Erlend	2,2	3,4	0,7	0,0	6,9	1999
6406/9-1	0,0	40,8	0,0	1,4	42,2	2005
6407/6-6	0,0	1,4	0,2	0,5	2,4	2008
6506/11-2 Lange	0,4	0,2	0,0	0,0	0,6	1991
6506/12-3 Lysing	1,5	0,3	0,0	0,0	1,8	1985
6506/6-1	0,0	89,3	2,8	5,0	99,6	2000
6507/11-6 Sigrid	0,4	1,9	0,3	0,0	2,9	2001
6507/11-9	0,0	1,4	0,2	0,4	2,3	2008
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
6707/10-1	0,0	35,5	0,0	1,3	36,8	1997
7/8-3	2,6	0,1	0,0	0,0	2,7	1983
7122/6-1	1,2	8,7	0,0	0,0	9,8	1987
<b>Sum</b>	<b>57,2</b>	<b>227,8</b>	<b>6,9</b>	<b>10,0</b>	<b>308,1</b>	

1) 1,9 er omregningsfaktoren for NGL i tonn til Sm<sup>3</sup>

2) Funnår er funnår for den eldste funnbrønningen som inngår

(Kjelde: Oljedirektoratet)

Tabell 2.7 Ressursar i funn som ikkje er evaluerte

Funn	Olje mill. Sm <sup>3</sup>	Gass mrd. Sm <sup>3</sup>	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm <sup>3</sup>	Oljeekv. <sup>1)</sup> mill.Sm <sup>3</sup> o.e.	Funnår <sup>2)</sup>
1/3-11	1,5	0,9	0,0	0,0	2,3	2008
15/12-18 S	0,9	0,0	0,0	0,0	0,9	2007
16/1-7	0,6	0,1	0,0	0,0	0,7	2004
16/2-3	0,0	1,9	0,0	0,3	2,2	2007
25/10-8	1,4	3,2	0,0	0,0	4,7	1997
25/4-3	0,8	4,5	0,0	0,0	5,3	1974
30/9-21 S	1,5	1,0	0,0	0,1	2,6	2008
34/12-1	0,0	7,3	0,7	1,3	9,9	2008
34/3-1 S	8,4	0,0	0,0	0,0	8,4	2008
34/8-14 S	2,9	1,5	0,0	0,0	4,4	2008
35/10-2	0,0	1,6	0,0	0,0	1,6	1996
6405/10-1	0,0	1,9	0,0	0,2	2,1	2007
6407/7-8	0,0	5,3	0,0	0,5	5,7	2008
6407/8-4 S	0,0	1,4	0,0	0,0	1,4	2008
6706/12-1	0,0	3,7	0,0	0,1	3,8	2008
6707/10-2 S	0,0	11,0	0,0	0,0	11,0	2008
7120/12-2	0,0	10,3	0,0	0,0	10,3	1981
7120/12-3	0,0	5,7	0,0	0,0	5,7	1983
7125/4-1	7,3	2,0	0,0	0,1	9,4	2007
7222/11-1	0,0	5,0	0,0	0,0	5,0	2008
7222/6-1 S	17,7	3,8	0,0	0,0	21,5	2008
7224/6-1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2008
7226/11-1	2,5	48,0	0,0	0,0	50,5	1988
7226/2-1	0,0	24,9	0,0	1,4	26,3	2008
<b>SUM</b>	<b>45,4</b>	<b>145,1</b>	<b>0,7</b>	<b>3,9</b>	<b>195,8</b>	

1) 1,9 er omrekningsfaktoren for NGL i tonn til Sm<sup>3</sup>

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 418 aktive utvinningsløyve, men 421 operatørskap. Dette heng saman med at StatoilHydro ASA og StatoilHydro Petroleum AS deler operatørskapet i utvinningsløyva 085 og 085B, medan Maersk Oil Norway AS og StatoilHydro Petroleum AS deler operatørskapet i utvinningsløyve 296. I tillegg er Gassco AS operatør for store deler av gassrørleidningsnett. Fleire fakta om petroleumsværksemda finn du på nettstaden til Oljedirektoratet: [www.npd.no](http://www.npd.no).

**Tabell 3.1 Operatører og rettshavarar**

Operatør/rettshavar	Operatørskap i utvinningsløyve	Rettshavar i utvinningsløyve	Rettshavar i felt
A/S Norske Shell	8	20	8
Aker Exploration AS	2	17	
BG Norge AS	15	20	
BP Norge AS	11	14	7
Centrica Resources (Norge) AS	9	21	3
ConocoPhillips Skandinavia AS	14	38	23
DONG E & P Norge AS	6	33	9
Dana Petroleum Norway AS	2	16	3
Det norske oljeselskap ASA	29	55	7
Discover Petroleum AS	1	9	
E.ON Ruhrgas Norge AS	5	29	2
Endeavour Energy Norge AS	4	21	2
Eni Norge AS	14	48	18
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	10	51	26
GDF SUEZ E&P Norge AS	2	33	5
Hess Norge AS	1	15	4
Idemitsu Petroleum Norge AS	1	15	7
Lotos Exploration and Production Norge AS	2	8	1
Lundin Norway AS	19	34	3
Maersk Oil Norway AS	2	11	
Maersk Oil PL 018C Norway AS	1	1	
Marathon Petroleum Norge AS	8	12	3
Nexen Exploration Norge AS	10	11	
Norwegian Energy Company ASA	5	31	
OMV (Norge) AS	5	7	
Petro-Canada Norge AS	5	17	
Premier Oil Norge AS	2	10	1
RWE Dea Norge AS	3	33	8
Rocksource ASA	3	6	
StatoilHydro ASA	103	179	57
StatoilHydro Petroleum AS	68	110	45
Talisman Energy Norge AS	19	38	10
Total E&P Norge AS	13	76	41
Wintershall Norge AS	5	14	
Wintershall Norge ASA	14	45	4

<b>Andre rettshavarar:</b>	<b>Utvinningløyve</b>	<b>Felt</b>
4Sea Energy AS	2	
Altinex Oil Norway AS	10	2
Bayerngas Norge AS	7	1
Brigde Energy AS	10	
Chevron Norge AS	5	1
Concedo ASA	6	
Edison International Spa	6	
Enterprise Oil Norge AS	6	7
Faroe Petroleum Norge AS	21	
Genesis Petroleum Norway AS	5	
Norske AEDC A/S	1	2
North Energy AS	2	
PA Resources Norway AS	10	1
PGNiG Norway AS	4	1
Petoro AS	131	47
Repsol Exploracion S.A	1	
Sagex Petroleum Norge AS	5	
Serica Energy Norge AS	2	
Skagen 44 AS	5	
Skeie Energy AS	7	1
Spring Energy Norway AS	5	
Svenska Petroleum Exploration AS	6	2
VNG Norge AS	8	

*(Kjelde: Oljedirektoratet)*

## Vedlegg 4 Adresseliste

### STYRESMAKTER

#### **Olje- og energidepartementet**

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo  
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 65  
[www.regjeringen.no/oed](http://www.regjeringen.no/oed)

#### **Oljedirektoratet**

Postboks 600, 4003 Stavanger  
Tlf. 51 87 60 00, faks 51 55 15 71  
[www.npd.no](http://www.npd.no)

#### **Harstadkontoret**

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

#### **Arbeids- og inkluderingsdepartementet**

Postboks 8019 Dep, 0030 Oslo  
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 87 11  
[www.regjeringen.no/aid](http://www.regjeringen.no/aid)

#### **Petroleumstilsynet**

Postboks 599, 4003 Stavanger  
Tlf. 51 87 60 50, faks 51 87 60 80  
[www.ptil.no](http://www.ptil.no)

#### **Finansdepartementet**

Postboks 8008 Dep, 0030 Oslo  
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 10  
[www.regjeringen.no/fin](http://www.regjeringen.no/fin)

#### **Miljøverndepartementet**

Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo  
Tlf. 22 24 90 90, faks 22 24 95 60  
[www.regjeringen.no/md](http://www.regjeringen.no/md)

### OPERATØRAR

#### **A/S Norske Shell**

Postboks 40, 4098 Tananger  
Tlf. 51 69 30 00, faks 51 69 30 30  
[www.shell.com](http://www.shell.com)

#### **Aker Exploration AS**

Postboks 580 Sentrum, 4003 Stavanger  
Tlf. 51 21 48 00, faks 51 21 48 01  
[www.akerexploration.com](http://www.akerexploration.com)

#### **BG Norge AS**

Postboks 780 Sentrum, 4004 Stavanger  
Tlf. 51 20 59 00, faks 51 20 59 90  
[www.bg-group.com](http://www.bg-group.com)

#### **BP Norge AS**

Postboks 197 Forus, 4065 Stavanger  
Tlf. 52 01 30 00, faks 52 01 30 01  
[www.bp.no](http://www.bp.no)

#### **Centrica Resources (Norge) AS**

Postboks 520, 4003 Stavanger  
Tlf. 51 50 65 20, faks 51 50 65 49  
[www.centrica.com](http://www.centrica.com)

#### **ConocoPhillips Skandinavia AS**

Postboks 3, 4064 Tananger  
Tlf. 52 02 00 00, faks 52 02 66 00  
[www.conocophillips.no](http://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](http://www.dana-petroleum.com)

#### **Det norske oljeselskap ASA**

Nedre Bakklandet 58 C, 7014 Trondheim  
Tlf. 90 70 60 00, faks 73 53 05 00  
[www.detnor.no](http://www.detnor.no)

**Discover Petroleum AS**

Postboks 690, 9257 Tromsø  
Tlf. 85 22 08 80, 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

**Endeavour Energy Norge AS**

Postboks 1989 Vika, 0125 Oslo  
Tlf. 22 01 04 70, faks 22 01 04 71  
www.endeavourcorp.com

**Eni Norge AS**

Postboks 101 Forus, 4064 Stavanger  
Tlf. 52 87 48 00, faks 52 87 49 30  
www.eninorge.no

**E.ON Ruhrgas Norge AS**

Postboks 640 Sentrum, 4003 Stavanger  
Tlf. 51 51 74 00, faks 51 51 74 10  
www.eon-ruhrgas-norge.com

**ExxonMobil Exploration and Production Norway AS**

Postboks 60 Forus, 4064 Stavanger  
Tlf. 51 60 60 60, faks 51 60 66 60  
www.exxonmobil.no

**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**

Vassbotnen 1, 4313 Sandnes  
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 130, 4065 Stavanger  
Tlf. 51 30 21 00, faks 51 30 21 99  
www.nexeninc.com

**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](http://www.premieroil.no)

**Rocksource ASA**

Munkedamsveien 45, oppg. A, 0250 Oslo  
Tlf. 22 94 77 70, faks 22 94 77 71  
[www.rocksource.com](http://www.rocksource.com)

**RWE Dea Norge AS**

Postboks 243 Skøyen, 0213 Oslo  
Tlf. 21 30 30 00, faks 21 30 30 99  
[www.rwe-dea.no](http://www.rwe-dea.no)

**StatoilHydro ASA**

4035 Stavanger  
Tlf. 51 99 00 00, faks 51 99 00 50  
[www.statoilhydro.com](http://www.statoilhydro.com)

**StatoilHydro Petroleum AS**

4035 Stavanger  
Tlf. 51 99 00 00, faks 51 99 00 50  
[www.statoilhydro.com](http://www.statoilhydro.com)

**Talisman Energy Norge AS**

Postboks 649 Sentrum, 4003 Stavanger  
Tlf. 52 00 20 00, faks 52 00 15 00  
[www.talisman-energy.com](http://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](http://www.total.no)

**Wintershall Norge AS**

Postboks 775 Sentrum, 0106 Oslo  
Tlf. 21 06 35 30, faks 21 06 35 31  
[www.wintershall.com](http://www.wintershall.com)

**Wintershall Norge ASA**

Postboks 230 Sentrum, 4001 Stavanger  
Tlf. 51 50 63 50, faks 51 50 63 51  
[www.revus-energy.no](http://www.revus-energy.no)

**ANDRE RETTSHAVARAR****4Sea Energy AS**

Postboks 250, 4002 Stavanger  
Tlf. 51 56 53 00, faks 51 21 32 09  
[www.4sea.no](http://www.4sea.no)

**Altinex Oil Norway AS**

Postboks 550 Sentrum, 4003 Stavanger  
Tlf. 99 28 39 00, faks 51 53 33 33  
[www.altinexoil.com](http://www.altinexoil.com)

**Bayerngas Norge AS**

Postboks 73, 0216 Oslo  
Tlf. 22 52 99 00, faks 22 52 99 01  
[www.bayerngasnorge.com](http://www.bayerngasnorge.com)

**Bridge Energy AS**

Postboks 279, 1379 Nesbru  
Tlf. 66 77 96 30, faks 66 77 96 39  
[www.bridge-energy.no](http://www.bridge-energy.no)

**Chevron Norge AS**

Postboks 97 Skøyen, 0212 Oslo  
Tlf. 22 13 56 60, faks 22 13 56 96  
[www.chevron.com](http://www.chevron.com)

**Concedo ASA**

Torvveien 1, 1383 Asker  
Tlf. 40 00 62 55, faks 66 78 99 93  
[www.concedo.no](http://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](http://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](http://www.faroe-petroleum.com)

**Genesis Petroleum Norway AS**

Postboks 156, 1371 Asker  
Tlf. 66 75 25 40, faks 66 75 25 45  
[www.genesis-petroleum.com](http://www.genesis-petroleum.com)

**Norske AEDC A/S**

Postboks 207 Sentrum, 4001 Stavanger  
Tlf. 51 91 70 40, faks 51 91 70 41

**North Energy AS**

Postboks 1243, 9504 Alta  
Tlf. 78 60 79 50, faks 78 60 83 50  
[www.northenergy.no](http://www.northenergy.no)

**PA Resources Norway AS**

Munkedamsveien 45 E, 0250 Oslo  
Tlf. 21 56 76 00, faks 21 56 76 01  
[www.paresources.no](http://www.paresources.no)

**Petoro AS**

Postboks 300 Sentrum, 4002 Stavanger  
Tlf. 51 50 20 00, faks 51 50 20 01  
[www.petoro.no](http://www.petoro.no)

**PGNiG Norway AS**

Postboks 344, 4067 Stavanger  
Tlf. 51 95 07 50, faks 51 95 07 51  
[www.en.pgnig.pl](http://www.en.pgnig.pl)

**Repsol Exploracion S.A.**

Paseo de la Castellana 278-280  
28046 Madrid, Spania  
Tlf. +34913488000

**Sagex Petroleum Norge AS**

Haakon VIIIs gate 8, 4001 Stavanger  
Tlf. 51 53 83 40, faks 51 53 83 41  
[www.sagex.no](http://www.sagex.no)

**Skagen 44 AS**

Postboks 332 Sentrum, 4002 Stavanger  
Tlf. 51 52 38 00, faks 51 52 38 01  
[www.skagen44.no](http://www.skagen44.no)

**Skeie Energy AS**

Luramyrveien 29, 4313 Sandnes  
Tlf. 51 87 46 17, faks 51 87 46 19

**Spring Energy Exploration Norge AS**

Tordenskioldsgate 6B, 0160 Oslo  
Tlf. 23 13 99 50, faks 23 13 99 99  
[www.springenergy.no](http://www.springenergy.no)

**Spring Energy Norway AS**

Tordenskioldsgate 6B, 0160 Oslo  
Tlf. 23 13 99 50, faks 23 13 99 99  
[www.springenergy.no](http://www.springenergy.no)

**Svenska Petroleum Exploration AS**

Postboks 153, 0216 Oslo  
Tlf. 21 50 84 00, faks 21 50 84 19  
[www.spe.se](http://www.spe.se)

**VNG Norge AS**

Postboks 720 Sentrum, 4003 Stavanger  
Tlf. 51 53 89 00, faks 51 53 89 01  
[www.vng.no](http://www.vng.no)

**Andre selskap****Gassco AS**

Postboks 93, 5501 Haugesund  
Tlf. 52 81 25 00, faks 52 81 29 46  
[www.gassco.no](http://www.gassco.no)



## Vedlegg 5 Omrekningsfaktorar

Olje-, kondensat- og gassmengder blir rekna i standard kubikkmeter (Sm<sup>3</sup>) og NGL-mengder i tonn. Eit mål for dei totale ressursane får ein ved å summere energimengda av dei ulike petroleumstypene. Summen reknas i standard kubikkmeter oljeequivalentar (Sm<sup>3</sup> o.e.).

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

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

Råolje	1 Sm <sup>3</sup>	6,29	fat
	1 Sm <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> per år

### Omtrentleg energiinnhald

	MJ
1 Sm <sup>3</sup> naturgass	40
1 Sm <sup>3</sup> råolje	35 500
1 tonn kullekivalent	29 300

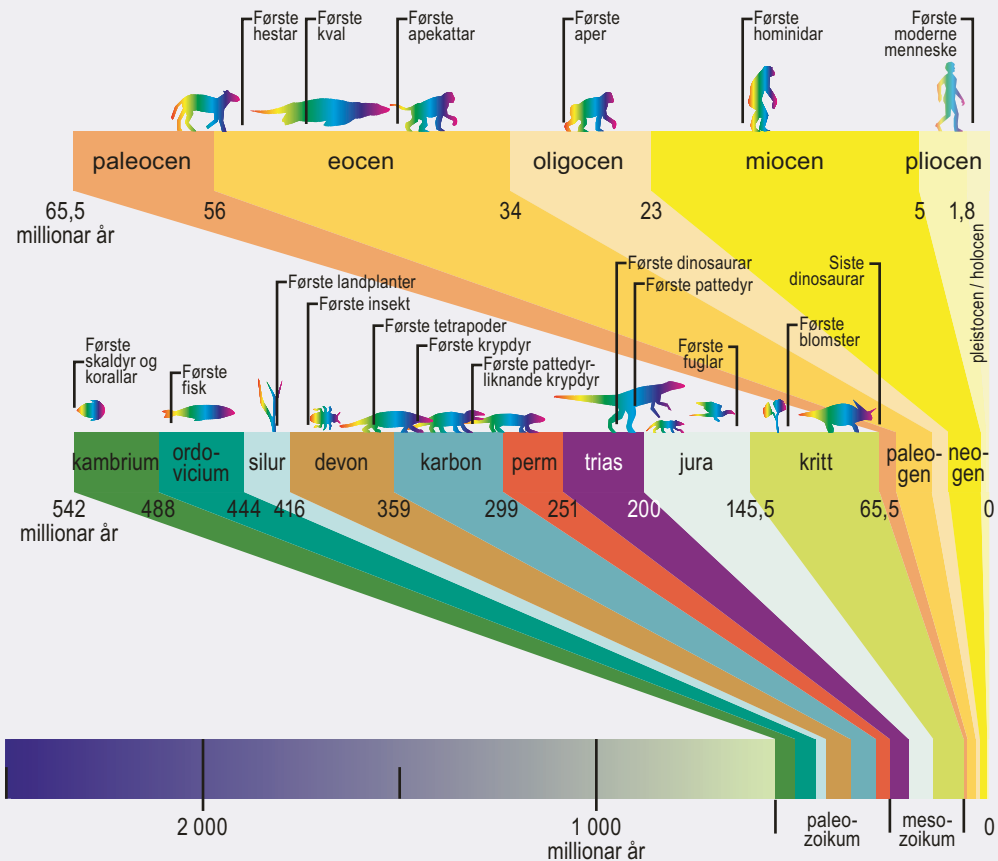
### Omrekningsfaktorar for volum

1 Sm <sup>3</sup> råolje	=	6,29 fat
1 Sm <sup>3</sup> råolje	=	0,84 tonn råolje (gjennomsnitt for olje frå norsk kontinentalsokkel)
1 Sm <sup>3</sup> 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		Hordland			
	Pale	Balder Forties Ekofisk	Rogaland	× Frigg Balder Hermod Heimdal Ty	"Egga"	
KRITT	Ø	Shetland Tor Hod				
	N				Lange	
JURA	Ø	Ula	Viking	Viking	Viking	
	M	Sandnes	Hugin	Krossfjord Tarbert Ness Etive Rannoch Oseberg	Rogn	
	N		Sleipner	Dunlin	Fangst	Stø
TRIAS	Ø	Skagerrak	Skagerrak	Cook	Tofte Tilje Åre	Nordmela
	M			Statfjord		Snadd
	N			Lunde		Kobbe
PERM		"Perm"				
CARB						
DEVON		"Devon"				

- × Balder - intra Balder sandstein
- Draupne - intra Draupne sandstein
- △ Heather - intra Heather sandstein
- "Egga" - uformell enhet



OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Einar Gerhardsens 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)

