

Ansvarlig utgiver:
Oljedirektoratet
Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600
4003 Stavanger
Telefon: 51 87 60 00
Telefaks: 51 55 15 71
E-post: postboks@npd.no
Internett: www.npd.no

Trykkeri: Kai Hansen, Stavanger
Papir: Arctic Volume 200/130 gr


OLJEDIREKTORATET

Forord

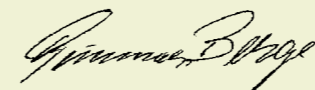
Oljedirektoratet skal bidra til å skape størst mulige verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten gjennom en forsvarlig ressursforvaltning med forankring i sikkerhet, beredskap og ytre miljø.

At Oljedirektoratet holder oversikt over og vurderer petroleumsaktivitetene og petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel er derfor av stor betydning. Det danner et viktig grunnlag for å vurdere de mest effektive måtene for leting, utbygging og utvinning av olje- og gassressursene.

Oljedirektoratet har unik tilgang til fakta om petroleumsvirksomheten. Når denne informasjonen sammenstilles på en helhetlig og oversiktlig måte, bidrar det til at virksomhetens beslutninger kan fattes på riktig tidspunkt og gi best mulig resultat.

Oljedirektoratet legger med dette fram en oppdatert oversikt over petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel.

Stavanger, juni 2005



Gunnar Berge
oljedirektør



Innhold

1	Utfordringene på kontinentalsokkelen	6
2	Ressurser og prognoser	8
2.1	Innledning.....	8
2.2	Ressursklassifisering.....	8
2.3	Påviste ressurser.....	10
2.3.1	Påviste, tilstedeværende ressurser	10
2.3.2	Påviste, utvinnbare ressurser.....	11
2.3.3	Reserver	11
2.3.4	Reservetilvekst.....	11
2.3.5	Betingede ressurser i felt.....	12
2.3.6	Funn.....	13
2.4	Uoppdagede ressurser	14
2.5	Prognoser	15
2.5.1	Korttidsprognosen (2005–2009)	15
2.5.2	Langtidsprognosen (2005-2024)	17
2.5.3	Prognoser for utslipp	18
2.5.4	Fakling.....	19
3	Leting	21
3.1	Innledning.....	21
3.2	Tilgang til leteareal	21
3.2.1	Tildeling av utvinningstillatelser de siste fem årene	21
3.3	Leteaktiviteten	22
3.3.1	Nordsjøen.....	24
3.3.2	Norskehavet.....	25
3.3.3	Barentshavet.....	26
3.3.4	Planlagt leteaktivitet	27
3.4	Hva påvirker leteaktiviteten?.....	27
3.5	Letekostnader.....	28
3.6	Norsk kontinentalsokkels attraktivitet.....	28

4	Utvinning av olje	30
4.1	Innledning.....	30
4.2	Hvorfor får vi ikke ut 100 prosent av oljen?	30
4.3	Reservoarkompleksitet og utvinningsgrad	31
4.4	Utvikling i utvinningsgrad.....	32
4.5	Nytt mål for utvinningen på norsk kontinentalsokkel.....	33
4.6	Tiltak som har bidratt til økt utvinning	34
4.7	Effekt av gassinjeksjon.....	34
4.8	Utfordringer ved injeksjon og disponering av naturgass.....	35
4.9	Andre faktorer med betydning for økt utvinning.....	37
5	Effektiv drift	38
5.1	Innledning.....	38
5.2	Kostnadseffektive myndighetskrav.....	39
5.3	Tilrettelegge for framtidig ressurstilvekst.....	39
5.3.1	Effektiv drift øker utvinningen	40
5.4	Reduksjon av driftskostnader	41
5.4.1	Tiltak som kan forbedre driftseffektiviteten	43
5.4.1.1	Justeringer i vedlikeholdsstrategi	44
5.4.1.2	Regularitet	45
5.4.1.3	Driftsmodeller.....	45
5.4.1.4	E-drift.....	45
6	Ressursklassifisering	47
6.1	Oljedirektoratets klassifisering	47
6.2	SPE/WPC/AAPGs klassifisering av petroleumsressurser.....	48
6.3	FNs rammeklassifisering for energi- og mineralressurser (UNFC)	49
7	Begrep og definisjoner	51

1 Utfordringene på kontinentalsokkelen

Oljedirektoratet skal bidra til størst mulig verdiskaping fra olje- og gassvirksomheten. Det gjør vi blant annet gjennom å sette fokus på utfordringer i næringen som kan gi bedre ressursutnyttelse og større verdiskaping for samfunnet. Denne rapporten tar derfor for seg flere viktige utfordringer: Det må letes mer aktivt etter olje og gass for å opprettholde høy produksjon i framtiden. Arbeidet med å få ut mer av ressursene i feltene må fortsette. Feltene må drives mer effektivt. Bevisstheten om hvilke kostnads- og ressursmessige effekter de ulike kravene som blir stilt til næringen har, må styrkes.

Oljedirektoratet er opptatt av at Norge skal ha et langsiktig perspektiv på olje- og gassvirksomheten. Myndighetene stiller krav til petroleumsnæringen om at den skal opptre slik at ressursene også kommer samfunnet mest mulig til gode. Dette krever en aktiv dialog. Det fordrer at Oljedirektoratet holder god oversikt over aktivitetene, informerer samfunnet og til enhver tid påpeker utfordringer virksomheten står overfor.

Myndighetene lager hvert år prognoser for olje- og gassproduksjonen, investeringer og inntekter. Prognosene er basert på oljeselskapenes planer og på myndighetenes egne vurderinger. I denne rapporten diskuterer vi hvor sikre disse prognosene er, og hva som er nødvendig for å nå de mål vi setter oss. Oljedirektoratet påpeker i denne rapporten at den gjenværende oljen i feltene som er i produksjon avtar fort og at dersom målene skal nås, er det stort behov for tiltak slik at oljeressurser bringes fram til produksjon.

Det er spesielt stor usikkerhet knyttet til leting etter olje og gass: Hvor mye kommer til å bli påvist? Er det lønnsomt å bygge ut? Hvor raskt kan feltene komme i produksjon? Myndighetens mål forutsetter aktiv leting på norsk kontinentalsokkel, og at det blir gjort flere lønnsomme funn. Vi anslår at om lag en firedel av ressursene ennå gjenstår å finne, men understreker samtidig at det krever stor leteinnsats å finne disse ressursene. Myndighetene har en aktiv letepolitikk, som gir selskapene gode muligheter for tilgang til areal å lete i, både i modne og umodne områder. Oljeselskapene viser fremdeles stor interesse for norsk kontinentalsokkel. Det er også viktig at stadig flere mellomstore og små selskap tar aktivt del i virksomheten i Norge, ikke minst på letesiden.

Det er utvinningen av olje og gass som skaper inntektene. Arbeidet med å få mest mulig ut av feltene på en lønnsom måte er derfor en av de største og viktigste utfordringene. Oljedirektoratet har i alle år vært en aktiv medspiller og pådriver overfor selskapene for å sikre høyest mulig utvinning, både for å utnytte infrastrukturen optimalt og for å få ut mest mulig av ressursene. I denne rapporten har vi valgt å fokusere på oljeutvinningen. Vi har også valgt å rette oppmerksomheten mot den svært gode effekten gassinjeksjon har hatt på oljeutvinningen i Norge. Gassinjeksjon har fremdeles et stort potensial. Vi peker på at for å utnytte dette optimalt, kan det være nødvendig med samarbeid mellom selskap og mellom utvinningstillatelser. Oljedirektoratet mener næringen skal inngå slikt samarbeid der det kan øke lønnsomheten av denne typen prosjekt.

Økning i utvinningsgrad er ofte brukt som et mål på arbeidet som gjøres for å få ut mer olje av et reservoar. Myndighetene har også satt et samlet mål for utvinningsgraden av olje på norsk kontinentalsokkel som et strekksmål for næringen. Oljedirektoratet viser i denne rapporten at økningen i den gjennomsnittlige utvinningsgraden på norsk kontinentalsokkel er i ferd med å flate ut, og at det i hovedsak er noen få, store felt som har sørget for en samlet økning de siste årene. Vi påpeker også at mange av feltene som vil bli bygd ut i framtiden kan ha lavere utvinningsgrad enn en del av de eldre feltene. Følgelig kan det nå være mer hensiktsmessig å gå over til å bruke en økning av oljereserver som målestokk for om reservoarene utnyttes effektivt, heller enn en gjennomsnittlig utvinningsgrad. Oljedirektoratet setter derfor i denne rapporten et nytt, samlet mål for utvinningen av olje. Målet er at oljereservene de neste ti årene skal øke med fem milliarder fat. Det er et ambisiøst mål, som vil kreve en rekke tiltak for økt utvinning, mange nye felt i produksjon og et høyt nivå på leteaktiviteten.

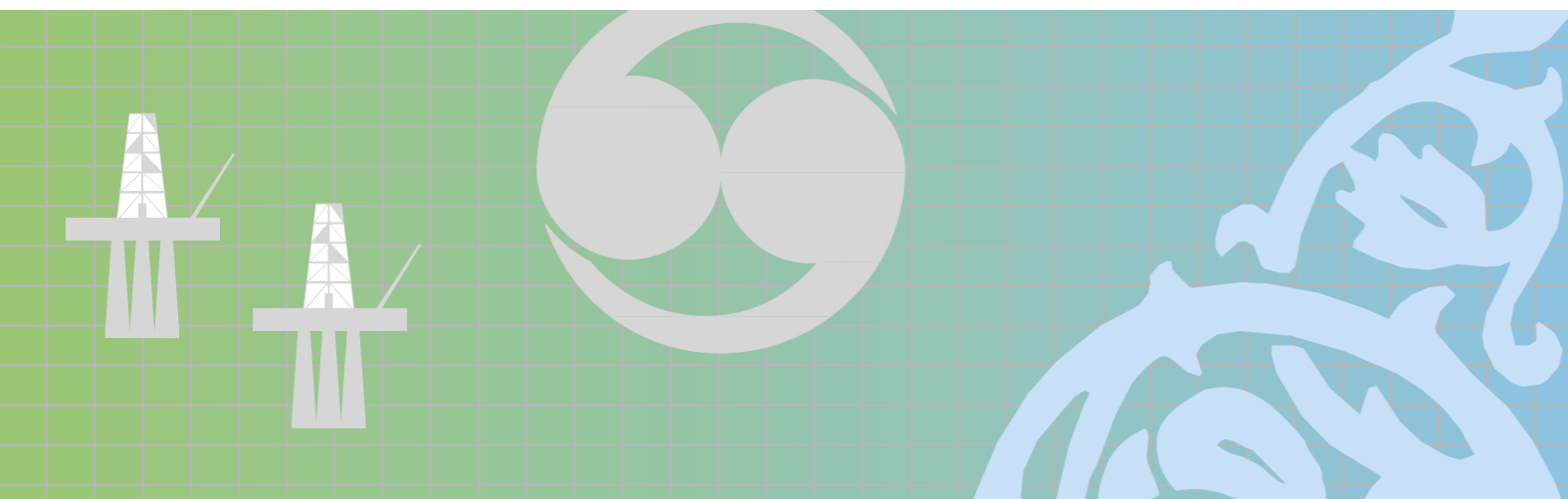
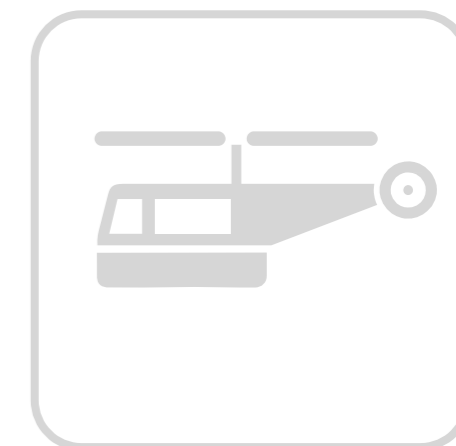
En annen hovedutfordring på norsk kontinentalsokkel er at enhetskostnadene for utvinningen av olje er kraftig stigende. Det blir dyrere og dyrere å produsere et fat olje. Vi understreker i denne rapporten at driftskostnadene for innretningene på norsk kontinentalsokkel vil utgjøre en økende del av de samlede kostnadene. Effektivisering av driften vil være en nøkkel både til høyere utvinning og til å møte de stigende enhetskostnadene. Effektivisering av driften handler ikke bare om kostnadsreduksjoner

isolert sett, men også om fokus på å øke inntekts-siden. Dette handler om å bygge inn fleksibilitet i utstyr, produksjonsstrategier, vedlikeholdsfilosofi og, ikke minst arbeidsprosessene.

Oljedirektoratet mener at e-drift, også kalt integrerte operasjoner, utgjør et stort potensial for å effektivisere mange av aktivitetene i petroleumsnæringen. E-drift kan legge til rette for nye arbeidsprosesser, mer effektiv drift, lavere kostnader på innretningene og bedre utnyttelse av kompetanse og utstyr.

Vi viser i denne rapporten at ved bare å ta i bruk det beste av metoder og utstyr, kan driftskostnadene reduseres betydelig. Ved å utvikle ny teknologi og nye arbeidsmetoder, er det et stort potensial for ytterligere kostnadsreduksjoner. Dette vil også ha tilsvarende betydning for statens inntekter.

Både prognoser og ressuroversikter bygger på at olje- og gassressursene er registrert og klassifisert. I rapporten informerer vi om ulike former for ressursklassifikasjon, og har laget et spesialkapittel som kan brukes som en referanse for denne rapporten eller for annet arbeid som diskuterer olje- og gassressurser. I tillegg er det tatt med et kapittel som inneholder begrep og definisjoner som vil være nyttig både for denne rapporten og som referanse.



2 Ressurser og prognoser

2.1 Innledning

Oljedirektoratet oppdaterer årlig anslagene over petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel. Disse anslagene, som inkluderer både påviste og uoppdagede ressurser, samles i en oversikt kalt ressursregnskapet. Tallene i ressursregnskapet representerer det som under gitte forutsetninger vil bli produsert. De viktigste forutsetningene er at industrien får adgang til å lete der ressursene kan finnes, og at selskapene i neste omgang beslutter å produsere det de har påvist.

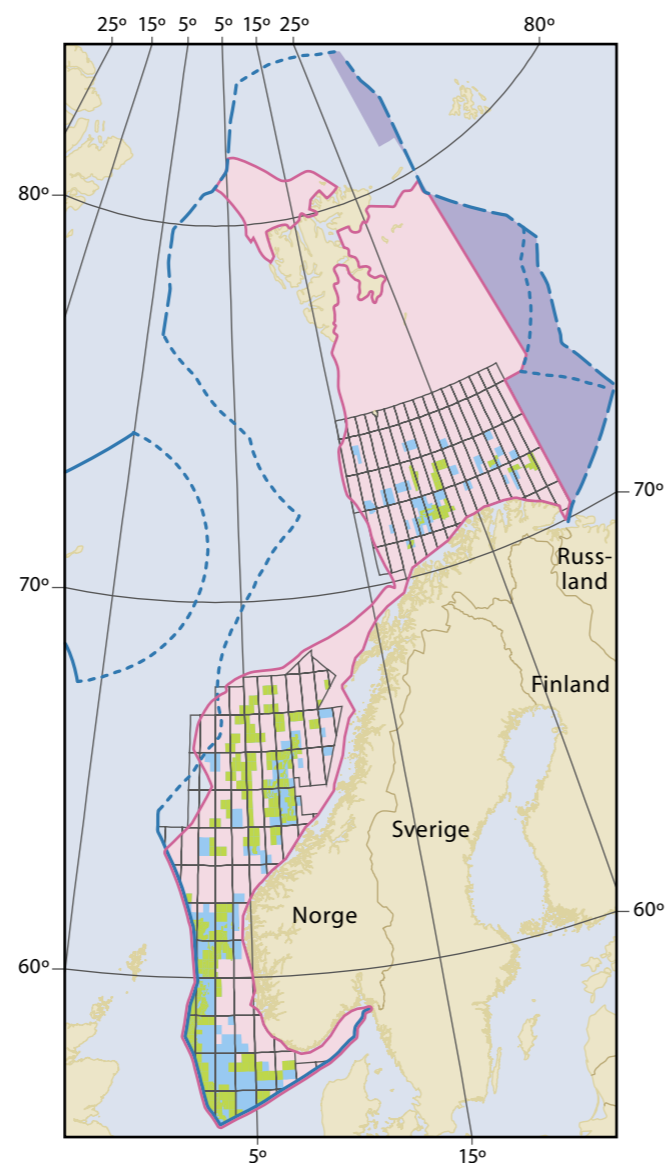
Regnskapet omfatter alle områdene på norsk kontinentalsokkel der Oljedirektoratet har vurdert ressursgrunnlaget. Det betyr at områder som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, også er inkludert i regnskapet. Omstridt område i Barentshavet, og kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen er ikke inkludert. Om lag 60 prosent av norsk kontinentalsokkel er åpnet for undersøkelsesaktivitet, og store områder er fortsatt ikke utforsket. Se figur 2.1

Ingen vet nøyaktig hvor mye olje og gass som kan produseres fra norsk kontinentalsokkel. Estimater over hvor mye som kan produseres lønnsomt er blant annet basert på antakelser om geologi, reservoartekniske forhold, framtidig produksjon og kostnader, og teknologi- og kunnskapsutviklingen.

De totale utvinnbare ressursene er nå beregnet til å være mellom 10,6 og 16,3 milliarder Sm³ oljeekvivalenter (o.e.), med 12,9 milliarder Sm³ o.e. som forventningsverdi (figur 2.2). Av dette er 4,0 milliarder Sm³ o.e. produsert. Anslaget over det som gjenstår å finne er 3,4 milliarder Sm³ o.e., med et usikkerhetsspenn på mellom 2,1-4,9 milliarder Sm³ o.e.

2.2 Ressursklassifisering

For å beregne og vise hvor mye av ressursene som kan produseres, benytter Oljedirektoratet en ressursklassifisering. Klassifikasjonen viser hvor store petroleumsmengder som er godkjent for utbygging (reserver), hvor store mengder som er avhengige av avklaringer og beslutninger (betingede res-



- Grenser
- - - Beregnet midtlinje
- - - Norsk eksklusiv økonomisk sone (200 nm)
- Omstridt område
- Utvinningstillatelser
- Tilbakeleverte utvinningstillatelser
- Areal som omfattes av ressursregnskapet

Figur 2.1 Kart over norsk kontinentalsokkel med tilstøtende grenser som viser områder hvor Oljedirektoratet har vurdert ressursgrunnlaget.

Klasse	Kategori		Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kond. mill. Sm ³	Sum o.e mill. Sm ³	
Historisk produksjon	0	Solgt og levert	2870	948	81	72	4044	
Felt	Reserver	1	Reserver i produksjon	1084	1459	101	46	2781
		2	Godkjent og besluttet utbygd	126	597	14	40	788
		3*	Besluttet av rettighetshaverne	16	330	8	0	361
	Sum reserver			1225	2386	123	86	3930
	Betingede ressurser	4	I planleggingsfasen	176	128	23	7	355
		5	Utvinning sannsynlig, men uavklart	96	62	8	6	178
7F		Ikke-evaluerte funn knyttet til felt	6	0	0	0	6	
7A		Mulige framtidige tiltak for økt utvinning	125	100			225	
Sum betingede ressurser i felt			403	290	31	13	764	
Sum reserver og betingede ressurser i felt			1627	2676	153	99	4694	
Funn	Betingede ressurser	4F	I planleggingsfasen	88	159	19	15	299
		5F	Utvinning sannsynlig, men uavklart	88	324	1	30	443
		7F	Nye funn, ikke evaluert	3	0	1	0	4
	Sum betingede ressurser i funn			179	483	21	44	746
Uoppdagede ressurser		8 og 9	Prospektmulighet og ikke-kartlagte ressurser	1160	1900		340	3400
Totale ressurser			Sum totale ressurser					
			Sum gjenværende ressurser					
			5837	6007	255	556	12885	
			2967	5059	174	484	8840	

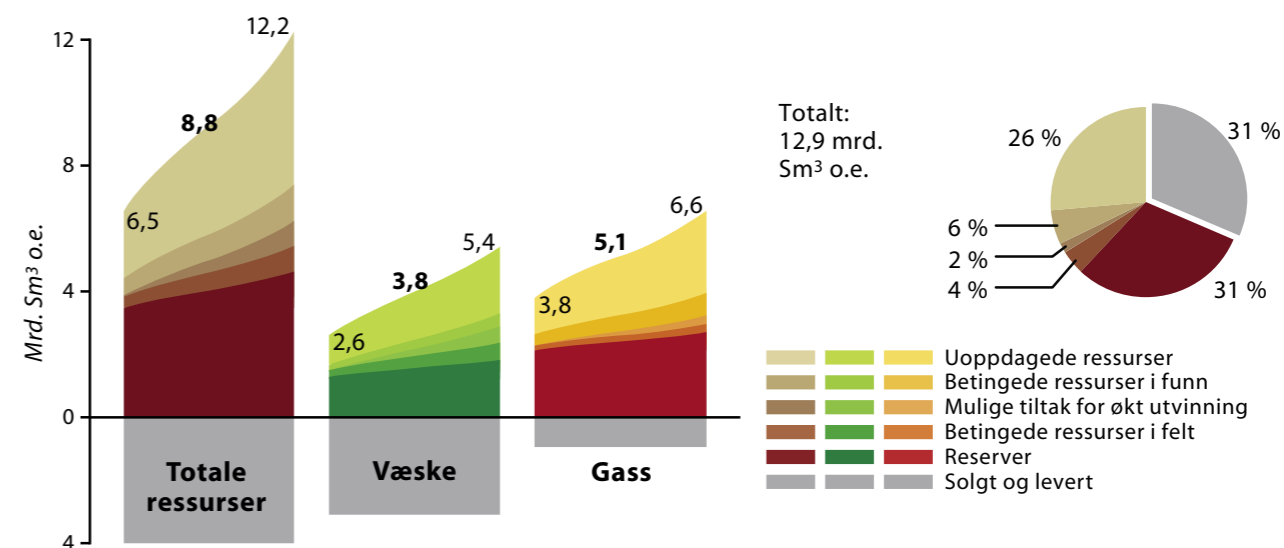
* Inkluderer reserver fra funn

Tabell 2.1 Ressursregnskapet per 31.12.2004.

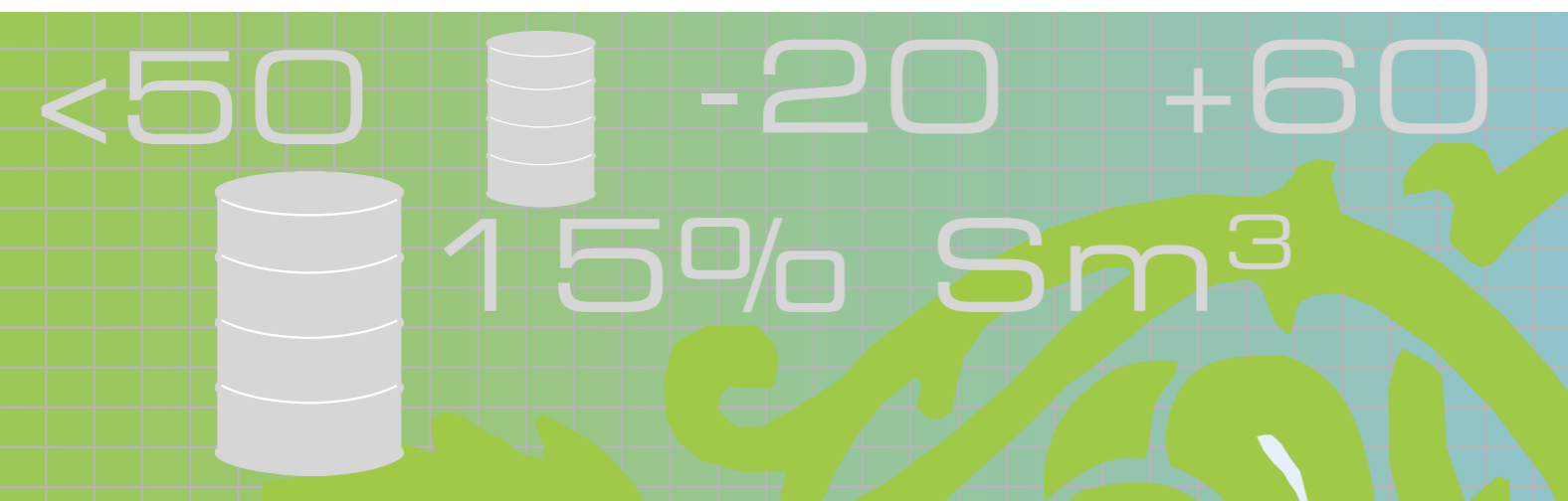
surser) og hvor store mengder som vi antar vil bli funnet (uoppdagede ressurser). Den viser i tillegg hvor ressursene befinner seg i utviklingskjeden fra uoppdaget via funn, utbygging, produksjon og fram til avsluttet produksjon. Et felt kan ha flere prosjekt, eller planer for å utvinne forekomster i ulike ressurskategorier.

I klassifikasjonen (se figur 6.1, side 48) er det et tydelig skille mellom ressurser og reserver. Ressurser er alle anslåtte petroleumsmengder. Uttrykket omfatter både tilstedeværende og utvinnbare mengder selv om vi bare klassifiserer de utvinnbare ressursene.

Reserver brukes her bare om framtidige, utvinnbare petroleumsmengder i prosjekt som er godkjent for utbygging eller som allerede er i produksjon. Dette er forskjellig fra den vanlige bruken av ordet reserver som gjerne brukes om gjenværende, usikre og kanskje til og med uoppdagede ressurser. Vår bruk av ordet omfatter imidlertid mer enn den snevre definisjonen som oljeselskapene bruker i sine rapporter til den amerikanske børsmyndigheten (se kapittel 6). Klassifikasjonen danner utgangspunktet for Oljedirektoratets ressursregnskap.



Figur 2.2 Fordeling av de totale utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2004.



Ressursregnskapet (tabell 2.1) er basert på en del tekniske og økonomiske forutsetninger. Anslagene er basert på de utbyggingsløsningene som oljeselskapene velger eller vurderer for de forskjellige prosjektene, eller på Oljedirektoratets vurderinger av hvilke utbyggingsløsninger som kan være aktuelle. For vurderingen av de mest modne ressursene (reserver og ressurser i konkrete utbyggings- og økt utvinningsprosjekt) legger Oljedirektoratet til grunn de utbyggingsløsningene oljeselskapene mener er aktuelle. Dette gir utbyggingskostnader som er tilpasset prisforutsetningene selskapene selv legger til grunn. I dag blir de fleste prosjekt vurdert med en oljepris på mellom 20 og 25 dollar per fat. Dersom oljeprisen holder seg høy over lang tid, og selskapene øker prisforutsetningene som de benytter i de økonomiske evalueringene av prosjektene, vil volumene i disse ressursklassene øke. På samme måte kan lavere oljepris føre til reduksjon av de utvinnbare volumene.

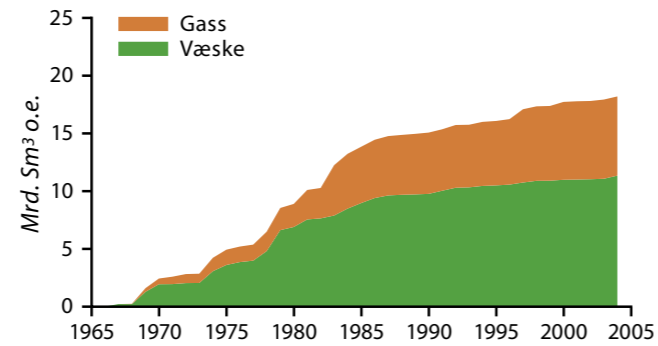
Anslaget over de uoppdagede ressursene må sees i et lengre tidsperspektiv. Dette er anslag som Oljedirektoratet gjør uten å ta direkte hensyn til prisene på olje og gass. Det er med andre ord et anslag som hovedsakelig er basert på geologiske og tekniske vurderinger. Likevel legger vi inn generelle forutsetninger om utvinningsgrad og om hvor små de minste forekomstene som det vil letes etter er. Disse forutsetningene forandres ikke fra år til år. Men både utvinningsgraden og vurderingen av de mindre forekomstene vil påvirkes av den teknologiske utviklingen og av prisene. Vurderingen av hvilke områder som myndighetene gjør tilgjengelig for ny leting, blir også påvirket av dette. Vi må derfor anta at om oljeprisen over lang tid vil ligge på et annet nivå, eller at det skjer store teknologiske sprang innen utvinningsteknologi, så vil framtidige anslag over de uoppdagede ressursene bli påvirket. Oljedirektoratet har ikke endret anslaget over de uoppdagede ressursene i forhold til Ressursrapporten i 2003.

Oljedirektoratets ressursklassifisering er en av flere anerkjente måter å kategorisere ressurser på. I kapittel 6 er det gitt en grundig beskrivelse av denne klassifiseringen, og to andre internasjonale klassifiseringssystem

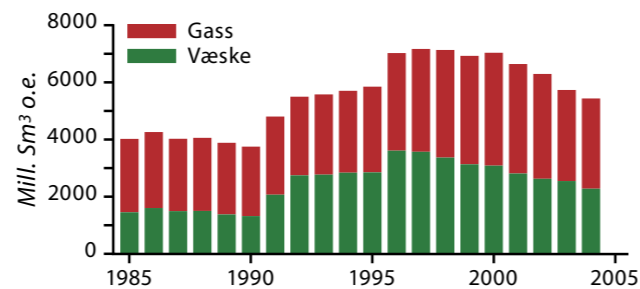
2.3 Påviste ressurser

2.3.1 Påviste, tilstedeværende ressurser

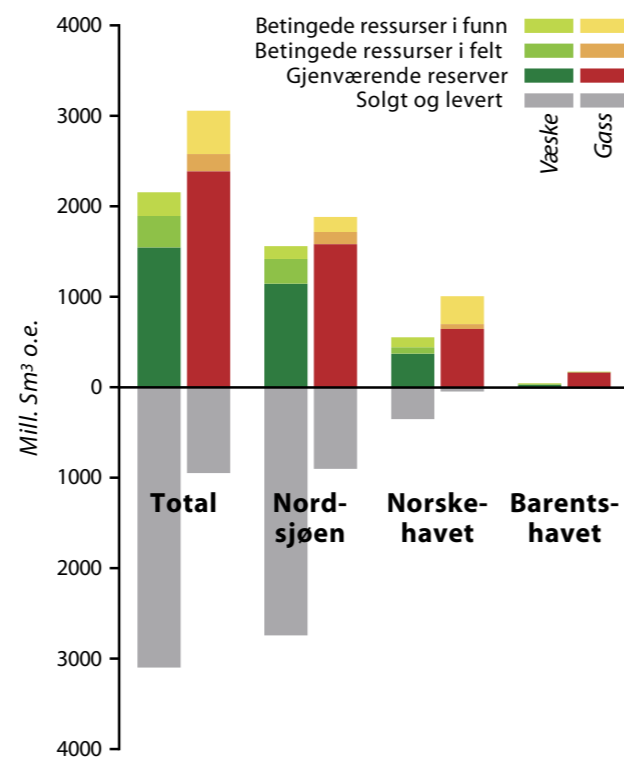
Det er påvist i alt om lag 18 milliarder Sm³ o.e. olje og gass på norsk kontinentalsokkel (figur 2.3). Dette betegner vi som de opprinnelig tilstedeværende ressursene og det omfatter all olje og gass som er til stede i alle påviste forekomster, inkludert ressurser i funn som det med dagens teknologi og økonomiske forutsetninger er svært lite sannsynlig vil bli utnyttet. En stor del av oljen og gassen blir liggende igjen i reservoarene når produksjonen avsluttes. Hvor mye som kan utvinnes, er avhengig av mange faktorer (naturgitte, tekniske, miljømessige og økonomiske) som vil variere fra forekomst til forekomst.



Figur 2.3 Utvikling av akkumulert, påvist, tilstedeværende væske og gass i perioden 1967-2004. Dagens anslag er tilbakeført til funnåret for hvert enkelt funn.



Figur 2.4 Årlige anslag over gjenværende påviste ressurser, 1985-2004.



Figur 2.5 Påviste, utvinnbare petroleumsressurser fordelt geografisk.

2.3.2 Påviste, utvinnbare ressurser

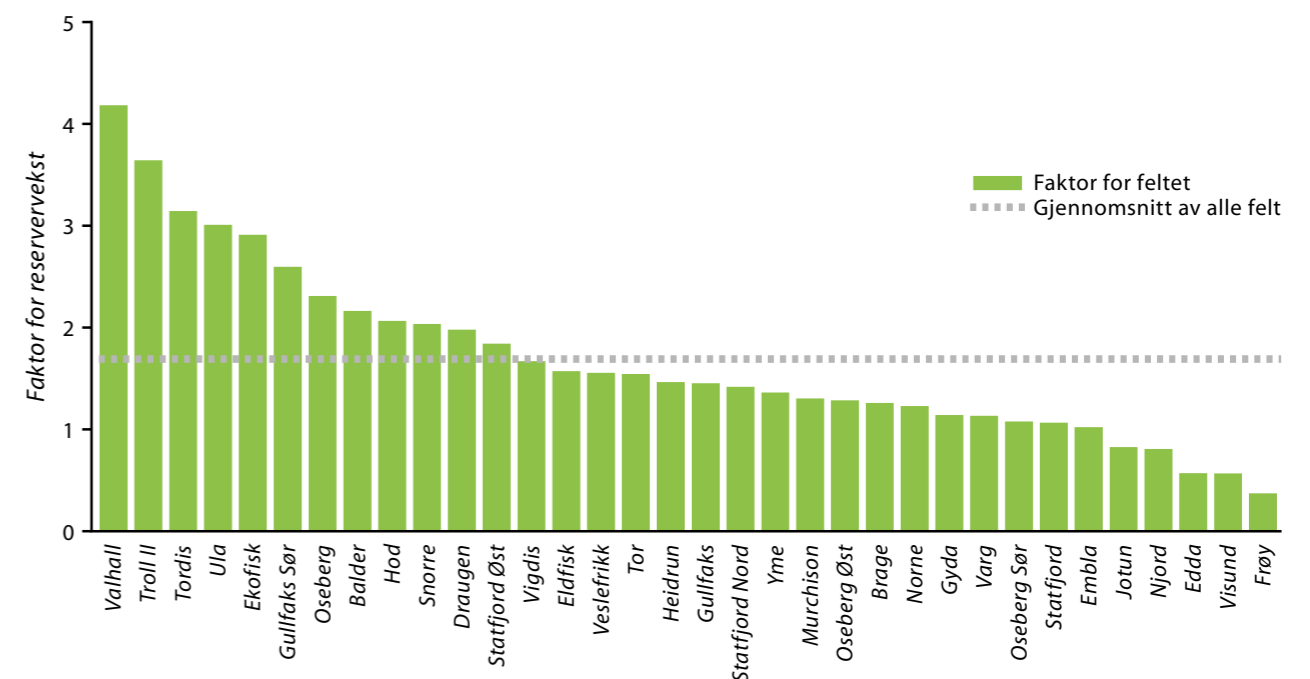
De påviste, utvinnbare ressursene kan deles inn i a) gjenværende, påviste, utvinnbare ressurser og b) solgte og leverte mengder.

De gjenværende, påviste, utvinnbare ressursene er estimert til 5,2 milliarder Sm³ o.e. De gjenværende, utvinnbare væskeressursene (olje, NGL og kondensat) er estimert til 2,3 milliarder Sm³ o.e. og av dette utgjør oljen 1,8 milliarder Sm³. Dette anslaget varierer over tid avhengig av hvor mye som blir påvist ved leting, hvor mye vi beregner å få ut av de eksisterende feltene og hvor høyt produksjonsnivået har vært. Anslaget er på det laveste nivået siden 1991 (figur 2.4). Samtidig er produksjonen rekordhøy.

De gjenværende, påviste, utvinnbare ressursene (figur 2.5) fordeler seg med 3,4 milliarder Sm³ o.e. i Nordsjøen, 1,6 milliarder Sm³ o.e. i Norskehavet og 0,2 milliarder Sm³ o.e. i Barentshavet.

2.3.3 Reserver

Den delen av de gjenværende, påviste, utvinnbare og salgbare mengdene som det er besluttet å bygge ut eller som allerede er satt i produksjon kalles reserver. Per 31.12.2004 var det 48 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel, 42 i Nordsjøen og seks i Norskehavet. Fem felt er i tillegg godkjent for utbygging. På 13 felt var produksjonen avsluttet. 70 prosent av reservene finnes i Nordsjøen, 25 prosent i Norskehavet og fem prosent i Barentshavet (figur 2.6).

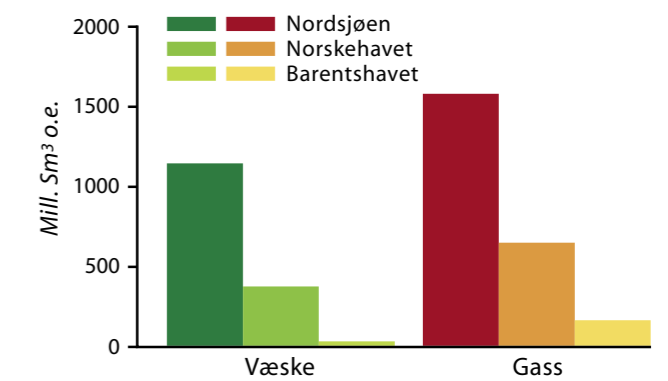


Figur 2.7 Faktor for reservetvekst av olje i forhold til volum i opprinnelig plan for utbygging og drift.

2.3.4 Reservetilkvekst

Etter hvert som nye prosjekt for utbygging eller økt utvinning blir vedtatt, defineres ressursene om til reserver. Økning av reserver kan følges både på de enkelte felt og på kontinentalsokkelen som helhet.

Reserveøkninger på det enkelte felt kalles reservetilkvekst. Reservetilkvekst skjer på de fleste felt i alle verdens petroleumsprovinser, og er et viktig bidrag til økt produksjon. Av 34 oljeproduserende felt på norsk kontinentalsokkel som er studert, har kun fem felt hatt en negativ utvikling av oljereservene i forhold til opprinnelige planer for utbygging og drift. Flertallet har hatt en betydelig vekst av oljereserver (figur 2.7). Gjennomsnittlig reservetilkvekstfaktor for alle oljefelt er nå 1,7.



Figur 2.6 Fordeling av væske- og gassreserver etter geografiske områder.

Figur 2.8 viser reservetilvekst for de samme feltene over tid. Reserveanslaget kan ofte bli redusert etter godkjenning av plan for utbygging og drift når det foreligger informasjon fra boring av produksjonsbrønner og om produksjonsoppførselen til feltet. Etter hvert som kjennskapet til feltene øker, vil likevel reserveanslaget øke så fremt det er mulig å gjennomføre prosjekt for økt utvinning.

Det har vært brutto økning i oljereservene (det vil si den årlige økningen av reservene før produksjonen blir trukket fra) på norsk kontinentalsokkel i alle år unntatt to (figur 2.9 og 2.10). Dette har skjedd trass i varierende utbyggingsaktivitet og oljepriser. Det er hovedsakelig to grunner til denne utviklingen. På åttitallet foregikk en stortilt utbygging av store og mellomstore felt, og på nittitallet var det sterk økning i reserveanslagene for de samme feltene.

Netto endring av reservene, det vil si den årlige endringen av reservene fratrukket produksjonen, er vist i figur 2.11. Den høye oljeproduksjonen kombinert med at de feltene som bygges ut er mindre enn før, og at det er færre prosjekt for økt utvinning, har resultert i en betydelig reduksjon av de gjenværende reservene de senere årene.

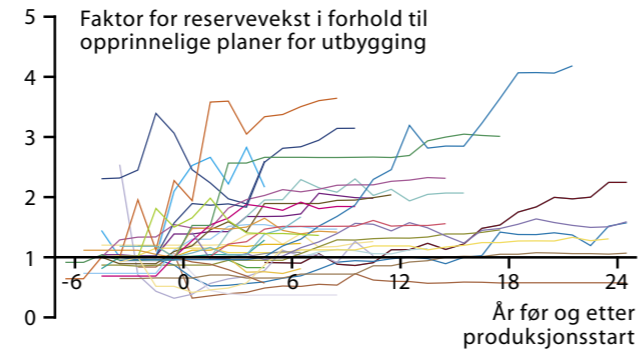
I løpet av de siste ti årene har den samlede reserveøkningen (brutto) av olje vært på 1600 millioner Sm^3 . Over halvparten av dette volumet stammer fra prosjekt for økt utvinning. En tredel kommer fra utbygging av funn som ble gjort før denne tiårsperioden. Litt under ti prosent av reserveøkningen skyldes at det er gjort nye funn som også er besluttet bygd ut i perioden (figur 2.12). I løpet av de samme ti årene er det produsert 1710 millioner Sm^3 olje.

2.3.5 Betingede ressurser i felt

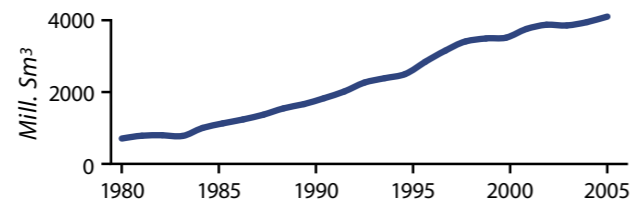
I de fleste feltene finnes det i tillegg til reservene, ressurser som kan gjøres om til reserver i nær framtid, dersom rettighetshaverne bestemmer seg for det. I ressursregnskapet er 349 millioner Sm^3 o.e. definert som betingede væskeressurser. To tredeler av dette volumet ligger i prosjekt for økt utvinning som er i planleggingsfasen og som Oljedirektoratet venter skal bli besluttet utvunnet i løpet av de nærmeste årene. I tillegg er 125 millioner Sm^3 o.e. væske definert som ressurser fra mulige tiltak for økt utvinning.

Betingede gassressurser i feltene utgjør til sammen 190 milliarder Sm^3 . To tredeler av dette er i planleggingsfasen. I tillegg finnes det andre mulige tiltak for økt gassutvinning på 100 milliarder Sm^3 .

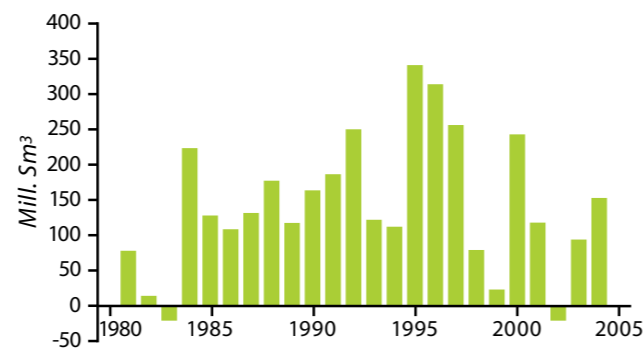
For ti år siden utgjorde de betingede ressursene i felt seks prosent av de utvinnbare ressursene. I dag utgjør de fire prosent. Oljedirektoratet anslår at over 90 prosent av væsken og 85 prosent av gassen som nå er klassifisert som betingede ressurser, vil være omdefinert til reserver innen 2014.



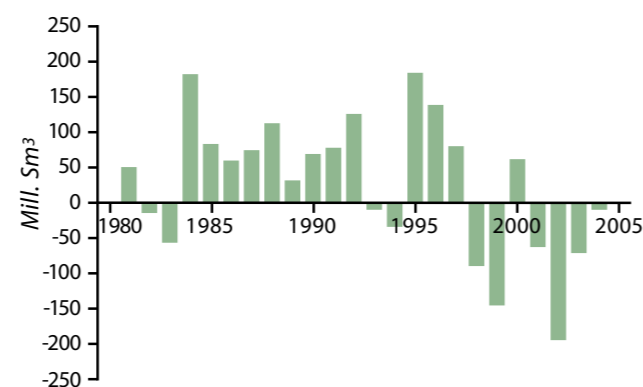
Figur 2.8 Utviklingen av oljereservetilvekst per felt sammenliknet med opprinnelig plan for utbygging og drift.



Figur 2.9 Akkumulert brutto reserveøkning for olje, 1980-2004.



Figur 2.10 Årlig brutto reserveøkning for olje, 1980-2004.



Figur 2.11 Årlig netto reserveøkning for olje, 1980-2004.

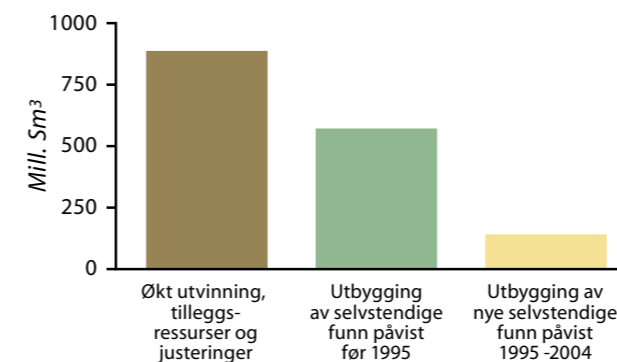
2.3.6 Funn

Ressursene i 60 funn som ennå ikke er besluttet utbygd, utgjør åtte prosent av de gjenværende, utvinnbare ressursene (figur 2.13). For ti år siden bestod porteføljen av 84 funn som utgjorde 13 prosent av de totale utvinnbare ressursene på kontinentalsokkelen. I løpet av de siste ti årene er det besluttet å bygge ut 24 oljefunn og 17 gassfunn.

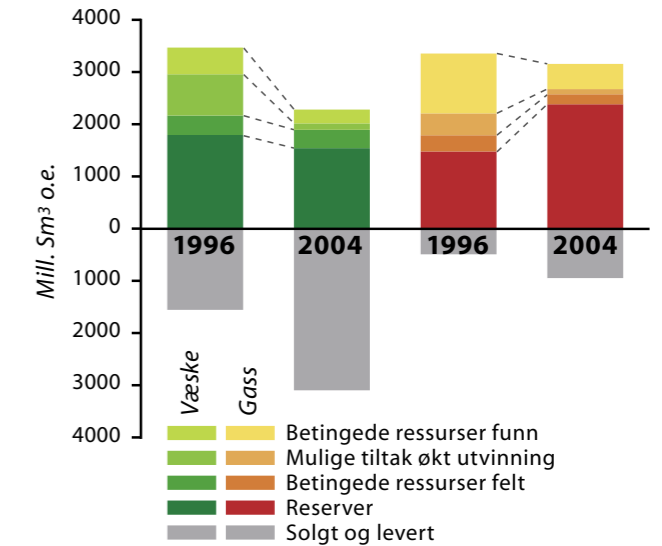
Ressursene i de 60 funnene utgjør 742 millioner Sm^3 o.e. 40 prosent av dette er knyttet til prosjekt i planleggingsfasen. To tredeler av volumet er gassressurser. Gassfunnet 6506/6-1 ("Victoria") er det største funnet og står for nærmere 20 prosent av volumet i funnporteføljen. Seks funn utgjør 60 prosent av volumet (figur 2.14). Det største oljefunnet, 15/3-1 S Gudrun med 15 millioner Sm^3 olje, ble gjort i 1975.

Det er naturligvis usikkert om alle funn kan bygges ut. Siden svært mange av de gjenværende funnene er små, er tilgang til infrastruktur (for eksempel tilgang til innretninger med produksjons-, prosesserings- og transportkapasitet) den mest kritiske faktoren. Spesielt gjelder dette gassfunn som enten må vente på ledig kapasitet i eksisterende og planlagte gasstransportledninger eller som er for små til at det er lønnsomt å bygge ut en egen transportløsning. Reservoarkompleksitet og sammensetningen av oljen og gassen i funnet kan i tillegg gjøre enkelte funn krevende å bygge ut.

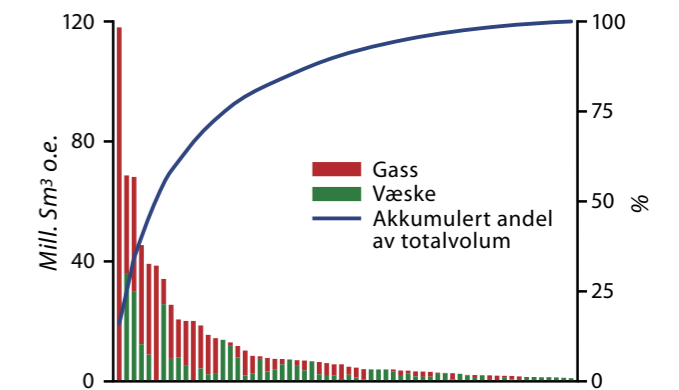
Dersom dagens planer blir gjennomført, vil alle funn som nå er i planleggingsfasen være besluttet utbygd i løpet av de neste ti årene. I tillegg anslår Oljedirektoratet at nærmere 90 prosent av væsken og 75 prosent av gassen vil være besluttet utvunnet i funn hvor utbygging i dag er sannsynlig men uavklart (figur 2.15). På bakgrunn av dette kan vi antyde et ressursbilde for 2014. Etter dagens prognose vil funn utgjøre 13 prosent av de totale ressursene i 2014 (Figur 2.16). En stor del av funnporteføljen i 2014 vil derfor bestå av funn som blir gjort i løpet av de neste ti årene. I prognosene er det også gjort antakelser om framtidig produksjon av oppdagede ressurser.



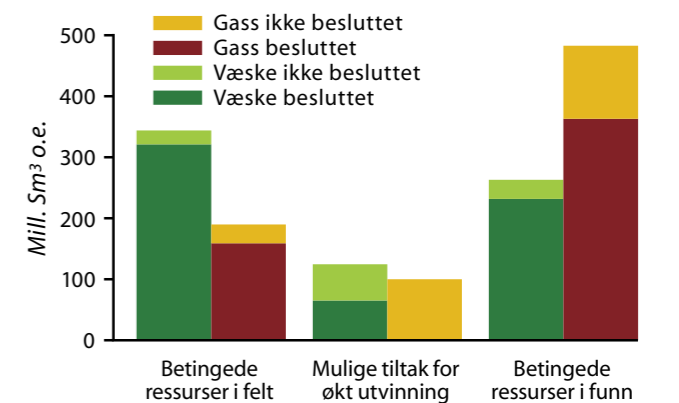
Figur 2.12 Total brutto reserveøkning for olje, 1995-2004.



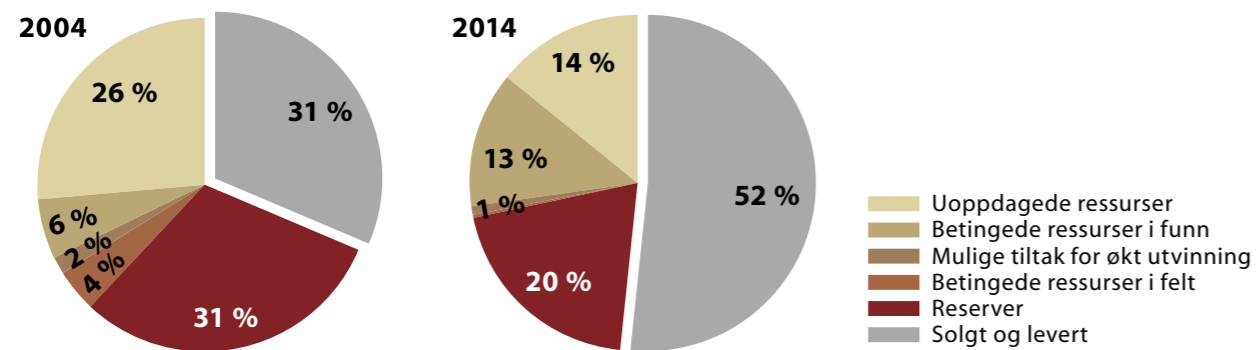
Figur 2.13 Påviste ressurser i 1996 og 2004.



Figur 2.14 60 funn som ennå ikke er besluttet utbygd rangert etter størrelse på utvinnbart volum.



Figur 2.15 Volum av prognoserte beslutninger de neste 10 år med gjenværende volum i forhold til dagens ressursregnskap.



Figur 2.16 Ressursbildet i 2004 og i 2014 i henhold til dagens prognose.

2.4 Oppdagede ressurser

En betydelig del av petroleumsressursene på kontinentalsokkelen er ennå ikke påvist. Disse ressursene finnes både i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Oljedirektoratets beregninger av de oppdagede ressursene viser at de antatte, utvinnbare mengdene er omtrent like store i de tre provinsene, selv om det er sannsynlig at gassmengden er størst i Norskehavet og oljemengden størst i Nordsjøen (tabell 2.2).

Det er alltid usikkerhet knyttet til beregningene av de oppdagede petroleumsressursene. Estimaten er basert på en lang rekke forutsetninger. Det er også vanlig at det er forskjell i estimatene som utføres av ulike selskap og institusjoner. For å vise usikkerheten i Oljedirektoratets estimat, oppgir vi i tillegg til den statistiske forventningsverdien (engelsk: "mean") også et lavt (P90) og et høyt (P10) estimat. Estimaten for de oppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel har en statistisk forventningsverdi på 3,4 milliarder Sm³ o.e. og ligger innenfor en spredning på 2,1 (P90) og 4,9 (P10) milliarder Sm³ o.e. Det er altså en liten mulighet (20 prosent) for at det oppdagede volumet er mindre enn 2,1 eller større enn 4,9 milliarder Sm³ o.e.

Det finnes flere ulike metoder for å beregne de oppdagede petroleumsressursene. Hvilken metode som blir valgt, er blant annet avhengig av hvor mye data som finnes om områdene og hvor godt områdene er undersøkt. Oljedirektoratet bruker en metode som kalles letemodell-analyse.

Område	Væske	Gass	Totalt		
			P90	Forventning	P10
Nordsjøen	690	500		1190	
Norskehavet	410	810		1220	
Barentshavet	400	590		990	
Totalt	1500	1900	2100	3400	4900

Tabell 2.2 De oppdagede petroleumsressursene (millioner Sm³ o.e.).

Letemodellanalyse tar utgangspunkt i et sett med omstendigheter som kan føre til at det dannes utvinnbare forekomster av olje eller gass i undergrunnen. En letemodell er både konkret og abstrakt. Den er konkret med hensyn til geografisk og geologisk avgrensning, samtidig som den er abstrakt all den tid det er en beregningsmodell det er snakk om.

Omstendighetene som blir evaluert i analysen er:

- Er det en reservoarbergart til stede, og har den god nok kvalitet?
- Er det takbergarter til stede og strukturer som kan danne feller for petroleum?
- Er det en kildebergart som har dannet hydrokarboner, og har hydrokarbonene migrert inn i reservoarbergarten etter at fellene er dannet?

Når geologene vurderer at et sett av disse omstendighetene er til stede i et område har vi en letemodell.

En letemodell kan enten være ubekreftet eller bekreftet. Den er ubekreftet dersom det ennå ikke er påvist at letemodellen kan inneholde forekomster av olje og gass. Når det er gjort minst ett funn av produserbare hydrokarboner, regner vi modellen som bekreftet.

Oljedirektoratet har definert totalt 68 letemodeller på norsk kontinentalsokkel, og av disse er til nå 32 bekreftet.

For hver letemodell blir det beregnet hvor mye olje og gass den kan inneholde. Det er knyttet usikkerhet til alle parametrene som inngår i beregningene, og usikkerheten blir tatt hensyn til ved at det legges inn sannsynlighetsfordelinger. Petroleumsmengdene blir beregnet ut fra statistiske metoder ved hjelp av Monte Carlo-simulering. Resultatene for hver enkelt letemodell legges så sammen ved hjelp av statistiske metoder og framstilles som en sannsynlighetsfordeling for det totale volumet. For ubekreftede letemodeller anslår vi i tillegg sannsynligheten for at modellen faktisk er "sann". Denne verdien inngår i den statistiske beregningen av de totale oppdagede ressursene.

Oljedirektoratet har lagt til grunn for anslaget over de oppdagede ressursene en utvinningsgrad på i underkant av 40 prosent av oljen og i overkant av 60 prosent av gassen. Dette er gjennomsnittsverdier. Det er til dels stor spredning av utvinningsgraden både innenfor en letemodell og mellom de ulike områdene på kontinentalsokkelen. Anslaget for de oppdagede ressursene representerer potensialet for hva som kan finnes og utvinnes ut fra geologiske og tekniske vurderinger. For at dette volumet faktisk skal bli påvist og produsert, kreves geologisk kartlegging og boring av letebrønner, investeringer i utbygging og produksjon av lønnsomme ressurser. Det er i utgangspunktet ikke lagt andre oljeprisforutsetninger til grunn ved beregningene enn at de aller minste funnene er tatt ut av estimatet.

2.5 Prognoser

Den framtidige produksjonen av petroleum på kontinentalsokkelen er avhengig av mange forhold. Noen av de viktigste er det naturgitte, gjenværende ressursgrunnlaget og evnen til å påvise og bygge ut nye funn. Framtidig aktivitet er også avhengig av forventningene til prisene på olje og gass. Dette bidrar til at det er betydelig usikkerhet knyttet til prognosene.

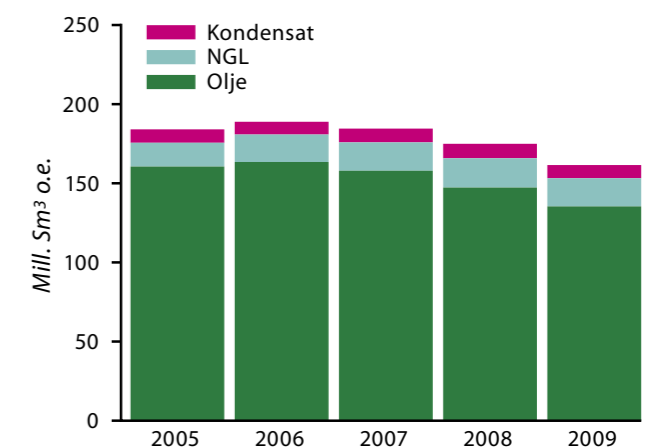
Oljedirektoratet utarbeider årlig prognoser for olje-, gass-, NGL- og kondensatproduksjon. Det utarbeides både korttids- og langtidsprognoser. Korttidsprognosene er i stor grad basert på data fra operatørene, inkludert de prisene for olje og gass som de benytter i sine økonomiske beregninger. Oljedirektoratet justerer korttidsprognosene for svingninger i riggmarkedet, forventet gassalg og sannsynlige starttidspunkt for prosjekt. Jo lenger fram i tid det prognoseres, jo viktigere er myndighetenes egne vurderinger i forhold til prognosen. En av de viktigste forutsetningene myndighetene legger til grunn, er nivået på det framtidige gassalget. I langtidsprognosen er dette satt til 120 milliarder Sm³ per år fra og med 2011. Dersom gassalget blir vesentlig høyere, vil mye av produksjonen og investeringene fremskyndes. På den andre siden, dersom gassalget blir vesentlig lavere, vil mye av produksjonen og investeringene utsettes.

2.5.1 Korttidsprognosen (2005–2009)

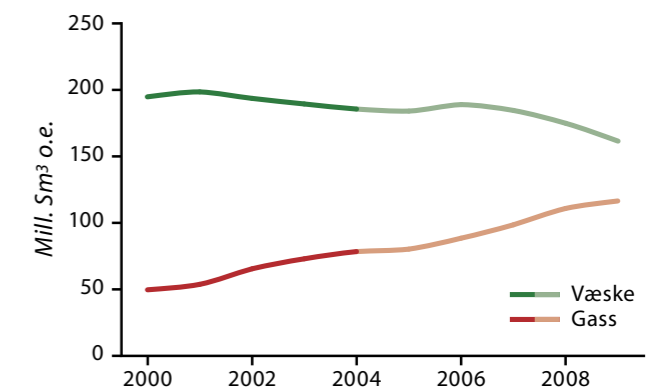
Oljedirektoratet venter at den samlede produksjonen av olje og gass vil øke de neste fem årene. I perioden 2005–2009 venter vi at nær 1400 millioner Sm³ o.e. vil bli produsert og solgt. Dette er om lag ti prosent mer enn de fem siste årene

Væskeproduksjonen, som har ligget mellom 185–195 millioner Sm³ o.e. per år (3,2 millioner fat per dag) siden 1996, er ventet å ligge på dette nivået fram til 2006/2007. Gass/kondensatfeltet Kristin bidrar sterkt til at nivået blir opprettholdt. Avtrappingsraten for væske etter dette er beregnet til om lag fem prosent per år. Prognosen bygger på at mer enn 15 nye felt vil bidra til å opprettholde produksjonen i denne perioden samtidig som to felt ventelig vil bli stengt ned (figur 2.17). I perioden 2005–2009 venter vi at det totalt vil bli produsert 130 millioner Sm³ o.e. NGL og kondensat.

Samtidig som væskeproduksjonen reduseres, økes gassproduksjonen. Vi antar at gassalget fra kontinentalsokkelen vil øke jevnt fra dagens nivå på under 80 milliarder Sm³ per år til 120 milliarder Sm³ per år i 2011 (figur 2.18).



Figur 2.17 Forventet væskeproduksjon i perioden 2005–2009.



Figur 2.18 Historisk og prognosert produksjon av væske og gass, 2000–2009.

Prognosen for væskeproduksjonen i de neste fem årene er preget av fallende produksjon av det som i dag er reserver i eksisterende felt samtidig som vi har et høyt ambisjonsnivå for nye prosjekt, både i form av økt utvinning fra eksisterende felt eller ved utbygging av påviste funn. Vi antar at 97 prosent av produksjonen i denne perioden vil komme fra felt som allerede er i drift og felt som nå bygges ut, med tilhørende prosjekt for økt utvinning (figur 2.19).

Det er usikkerhet i den kortsiktige prognosen for oljeproduksjon, både når det gjelder totalt volum som kan produseres i perioden, og i den årlige raten. Vi beregner at det i perioden 2005-2009 vil bli produsert 760 millioner Sm³ olje (figur 2.20). Dette er 100 millioner Sm³ mindre enn i forrige femårsperiode. Usikkerheten er anslått til +/- 15 prosent. Dette er særlig knyttet til reservoarenes leverings- evne og til oppstartstidspunkt for de nye prosjektene.

Det er også en usikkerhet knyttet til regulariteten på feltene i drift. Dette kommer til syne i den årlige usikkerheten (figur 2.21). Langvarige, ikke planlagte, nedstengninger av felt vil naturligvis føre til lavere produksjon i det året de inntreffer, men ikke nødvendigvis lavere produksjon påfølgende år.

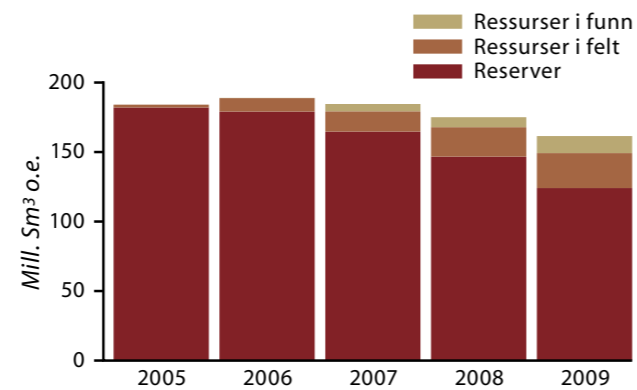
Oljedirektoratet venter at det vil bli solgt 500 milliarder Sm³ gass i perioden 2005-2009, mens 175 milliarder Sm³ vil bli benyttet til injeksjonsformål. Det vil bli solgt dobbelt så mye gass i perioden 2005-2009 som i de foregående fem årene. Troll, Åsgard, Sleipner Vest og Kvitebjørn bidrar til over halvparten av dette. I tillegg venter vi at produksjonen fra Kristin, Snøhvit og Ormen Lange starter i henholdsvis 2005, 2006 og 2007. Nær ti prosent av gassalget i perioden venter vi vil komme fra nye utbygginger og prosjekt. Det er naturligvis også usikkerhet i gassalgsprognosene, som særlig påvirkes av usikkerheten knyttet til oppstartstidspunktet for de nye feltene.

Investeringene på norsk kontinentalsokkel er på et rekordhøyt nivå. I 2005 vil det ventelig bli investert om lag 83 milliarder kroner i plattformer, brønner, rørledninger og landanlegg (figur 2.22). I tillegg kommer letestnader med seks milliarder kroner. I perioden fram til 2009 vil det bli investert drøyt 300 milliarder kroner. Vi venter at investeringene vil avta i perioden etter hvert som utbyggingene av Ormen Lange, Snøhvit og Kristin blir ferdigstilt, ettersom funnporteføljen nå ikke inneholder noen store utbyggingsmuligheter.

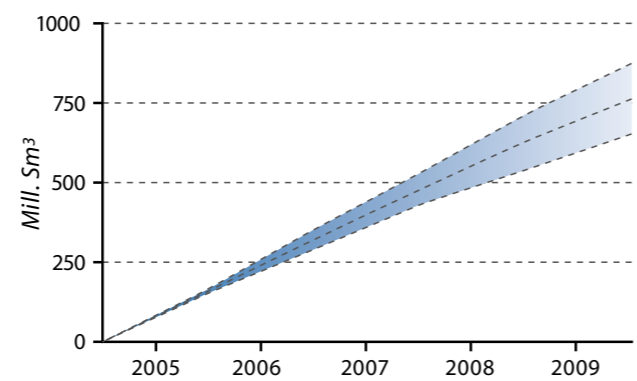
Investeringsprognosen for perioden 2005-2009 fordeler seg med en femdel på bygging av nye innretninger, en femdel til modifikasjoner på eksisterende innretninger, en femdel i forbindelse med rørledninger og landanlegg og to femdel til boring av utvinningsbrønner (figur 2.23). Bare om lag en femdel av investeringene i nye innretninger, noe

som tilsvarer fire prosent av de totale investeringene, forventet å bli benyttet til bygging av bunnfaste innretninger.

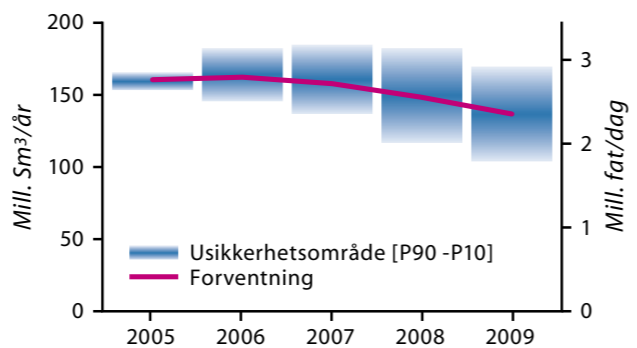
Usikkerheten i prognosen for investeringer for 2005-2009 (figur 2.24) er basert på erfaringer med avvik i disse prognosene. Investeringene vil bli høyere enn basisprognosen dersom prosjekt for å utvinne ressurser i felt og funn fases inn tidligere enn antatt. Senere innfasing av nye funn, lavere investeringer for å utvinne reservene for felt i drift



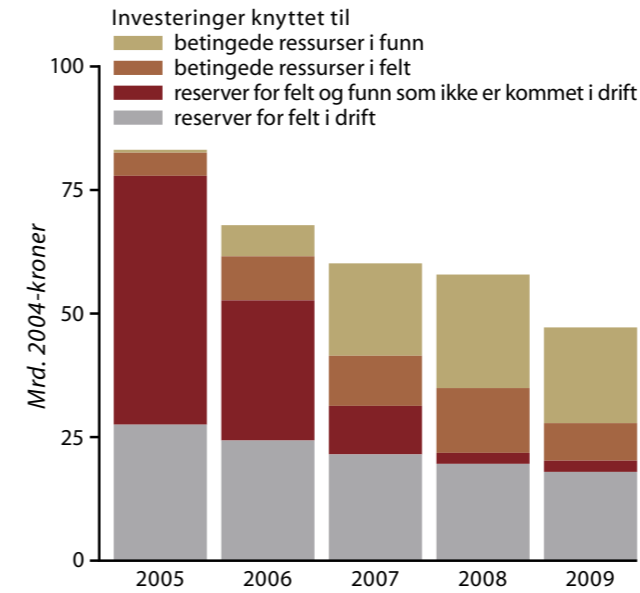
Figur 2.19 Forventet væskeproduksjon fordelt etter modenhet av ressursene, 2005-2009.



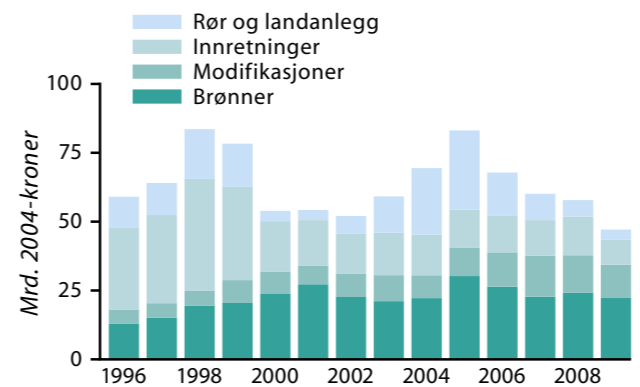
Figur 2.20 Akkumulert usikkerhet i oljeproduksjonen fram til 2009.



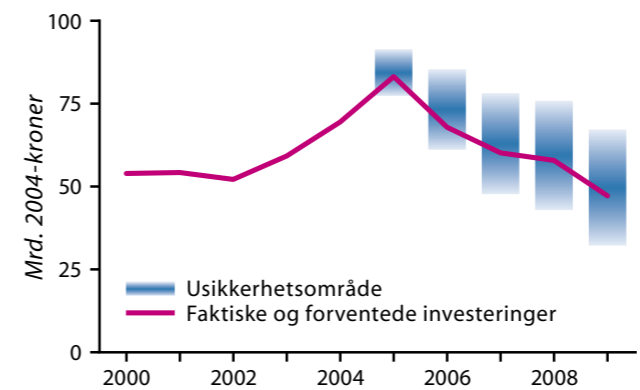
Figur 2.21 Årlig usikkerhet i oljeproduksjonen, 2005-2009.



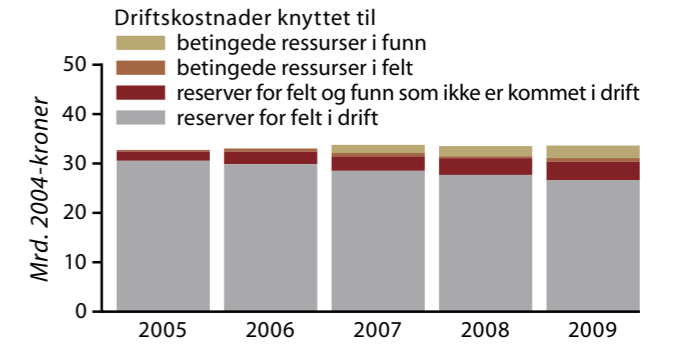
Figur 2.22 Investeringsprognose, 2005-2009, fordelt etter modenhet av prosjektene.



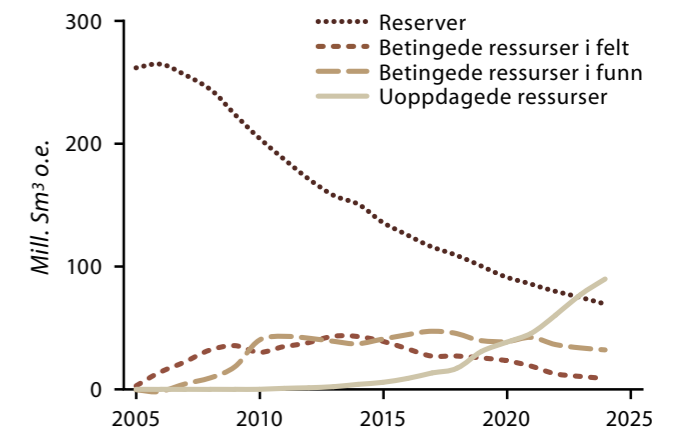
Figur 2.23 Historiske og prognoserte investeringer, 1996-2009.



Figur 2.24 Historiske og prognoserte investeringer, 2000-2009, med årlig usikkerhet.



Figur 2.25 Prognose for driftskostnader, 2005-2009, fordelt etter modenhet av prosjektene.



Figur 2.26 Langtidsprognose, 2005-2024, fordelt etter modenhet av ressursene.

og muligheten for at færre prosjekt på felt blir besluttet, vil være de viktigste årsakene til lavere investeringer enn antatt i basisprognosen.

Driftskostnadene er anslått til å bli i underkant av 35 milliarder kroner i 2005, og vil holde seg på dette nivået i perioden 2005-2009 (figur 2.25). Den aller største delen (95 prosent) av driftskostnadene er knyttet til å utvinne det som i dag er reserver.

2.5.2 Langtidsprognosen (2005-2024)

I løpet av de neste 20 årene venter Oljedirektoratet at det vil bli produsert 4,7 milliarder Sm³ o.e. fra norsk kontinentalsokkel. Dette er 15 prosent mer enn det som hittil er produsert. To tredeler av produksjonen i denne perioden vil komme fra felt som i dag er i produksjon og fra felt som er godkjent for utbygging. Ytterligere 11 prosent ventes å komme fra de samme feltene i form av økt utvinning. 14 prosent av produksjonen i tidsrommet kommer fra utbygginger av påviste funn og åtte prosent fra funn som ennå ikke er påvist. Selv i dette langtidsperspektivet er bidraget fra de uoppdagede ressursene beskjeden (figur 2.26).

Det skyldes at det er lagt inn forutsetninger om moderat leteaktivitet, et gassalg tilpasset dagens transportkapasitet (120 milliarder Sm³ per år) og en gjennomsnittlig ledetid fra funn til utbygging på sju til ti år i dette scenariet.

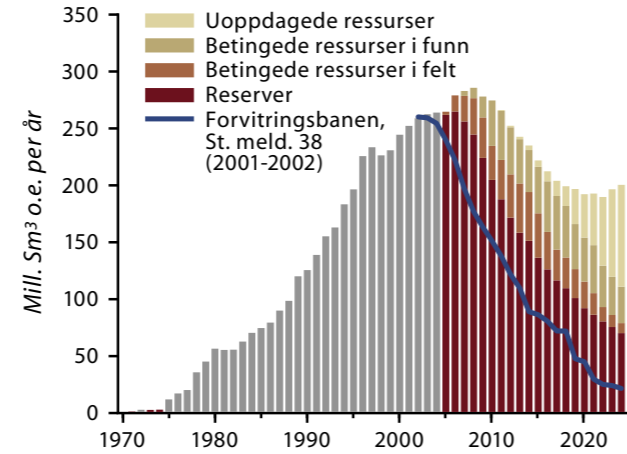
Det har skjedd en betydelig modning av ressursene siden Stortingsmelding nr. 38 (2001-2002) introduserte begrepet "forvittringsbane", som var basert på produksjon av det som var reserver i 2002. Den oppdaterte prognosen for perioden frem til 2024 er basert på en økning av reservolumet med over 30 prosent i forhold til det som ble presentert i stortingsmeldingen. Dette utgjør en femdel av de gjenværende påviste ressursene på kontinentalsokkelen. Prognosen viser en økning av totalproduksjonen fram til 2008 før vi får en årlig reduksjon i den samlede produksjonen på om lag tre prosent (figur 2.27). Figur 2.28 viser at det er væskeproduksjonen som avtar mens gassalget vil øke til 120 milliarder Sm³ per år fra 2011 (figur 29).

2.5.3 Prognoser for utslipp

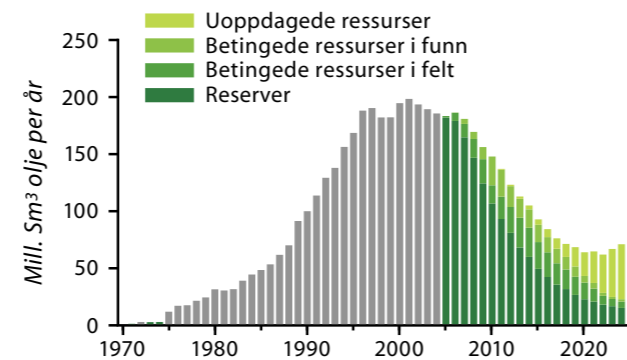
Produksjon av olje og gass medfører utslipp til luft og sjø. Utslippene til luft er hovedsakelig karbondioksid (CO₂) og nitrogenoksider (NO_x). Dette skriver seg fra kraftproduksjonen på innretningene, fakling og kaldventilering. I tillegg kommer utslipp av flyktige organiske hydrokarbonforbindelser (nmVOC - non methane volatile organic compounds) i forbindelse med lasting og lagring av olje. Utslipp til sjø er hovedsakelig utslipp av produsert vann som inneholder rester av olje og kjemikalier og kjemikalier fra bore- og brønnaktivitetene.

Både myndighetene og industrien har en målsetting om null miljøfarlige utslipp til sjø. Dette innebærer at det som hovedregel ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer, verken kjemiske stoffer som er tilsatt i forbindelse med bore- og produksjonsaktivitetene eller kjemiske stoffer som forekommer naturlig. Dette målet skal nås innenfor rammer som er akseptable når det gjelder miljørisiko, sikkerhet, teknologi, feltspesifikke forhold og økonomiske betingelser. På grunn av denne målsettingen venter Oljedirektoratet at utslipp til sjø vil reduseres ytterligere i de nærmeste årene, uavhengig av aktivitetsnivået (figur 2.30).

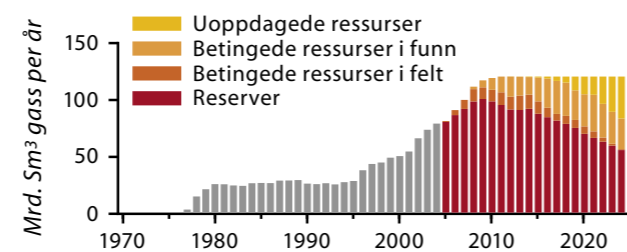
Økt produksjon av gass og olje krever økt energibruk og dermed økte utslipp av CO₂. Økningen er imidlertid ikke nødvendigvis proporsjonal med produksjonsnivået. Mange feltspesifikke forhold påvirker utslippsnivåene, for eksempel feltets modenhet, beliggenhet, utvinningsstrategi, transportløsninger, valg av energikilde og mulighet for bruk av ny miljøvennlig teknologi og energieffektivisering. Oljedirektoratet venter at utslippsnivået vil stige fra rundt 12,2 millioner tonn CO₂ i 2004 til om lag 14,3 millioner tonn i 2009, for så å avta (figur 2.31).



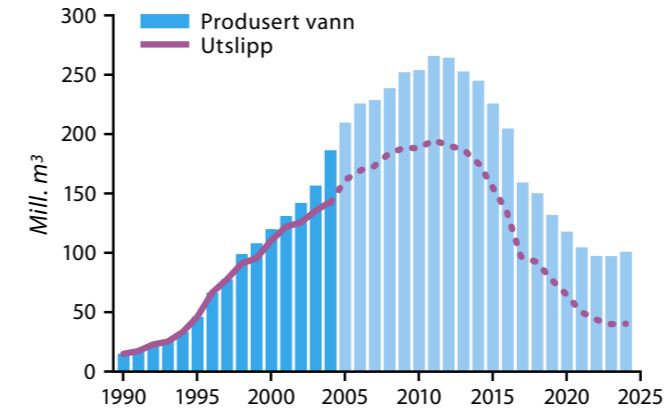
Figur 2.27 Totalproduksjon av petroleum, 1971-2024.



Figur 2.28 Total væskeproduksjon, 1971-2024.



Figur 2.29 Totalt gassalg, 1971-2024.



Figur 2.30 Total vannproduksjon og utslipp til sjø, 1990-2024.

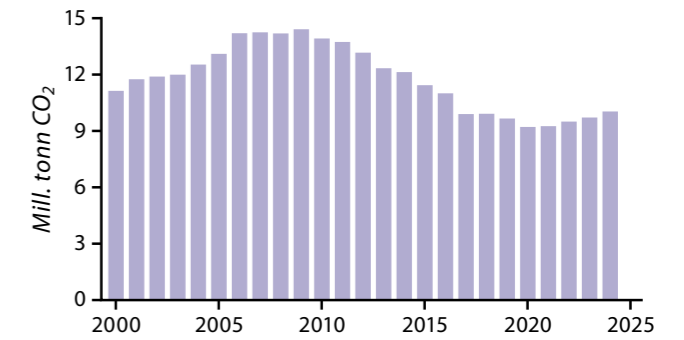
NO_x-utslippene har ligget stabilt på rundt 50 000 tonn per år de siste årene. Oljedirektoratet venter en gradvis reduksjon av utslippene fra 2006 (figur 2.32). Utslippene av NO_x vil også i noen grad avhenge av aktivitetsnivået, men det finnes teknologi som kan redusere utslippene betydelig. Slik teknologi vil normalt installeres på nye innretninger og fører til at det totale utslippet blir redusert i årene som kommer, selv om produksjonen ikke avtar like fort.

Det som først og fremst påvirker nmVOC-utslippene er bruk av bøyelasting. Det finnes i dag utprøvd teknologi for gjenvinning av nmVOC i forbindelse med disse operasjonene, som kan redusere utslippene med cirka 70 prosent. Utstyret vil bli ferdig installert på alle anlegg i perioden frem til 2006 og vil medføre en kraftig reduksjon av utslippene (figur 2.33).

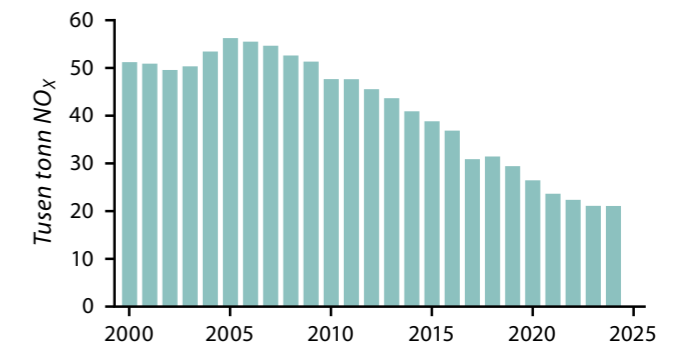
2.5.4 Fakling

Siden starten av petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel har fakling av gass vært betraktet som øding av ressurser og reservoarenergi. Fakling er i utgangspunktet ikke tillatt utover det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner.

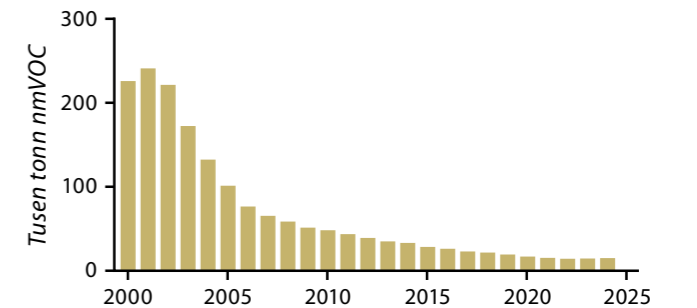
Faklingsnivået i Norge er lavt i forhold til andre land i verden, og nivået har vært stabilt de siste årene (figur 2.34 og 2.35). Etter innføring av CO₂-avgiften i 1991, er det gjennomført en rekke tiltak for å begrense mengden av gass som fakles. Reduksjon i behovet for å fakle gass er et av de klareste eksempler på at CO₂-avgiften har hatt virkning. Enkle, rutinemessige endringer i den daglige driften og optimalisering i prosessanleggene ble gjennomført etter innføringen av denne avgiften. Mer avansert teknologi er også utviklet av norske selskap og tatt i bruk for å begrense behovet for fakling. Teknologien har i de senere årene blitt eksportvare fra norsk industri og er tatt i bruk i petroleumsvirksomheten i andre land.



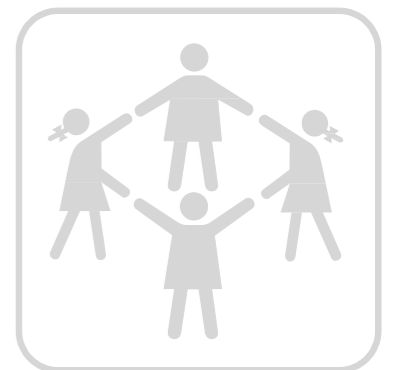
Figur 2.31 Totale utslipp av CO₂ fra petroleumssektoren, 2000-2024.



Figur 2.32 Totale utslipp av NO_x fra petroleumssektoren, 2000-2024.

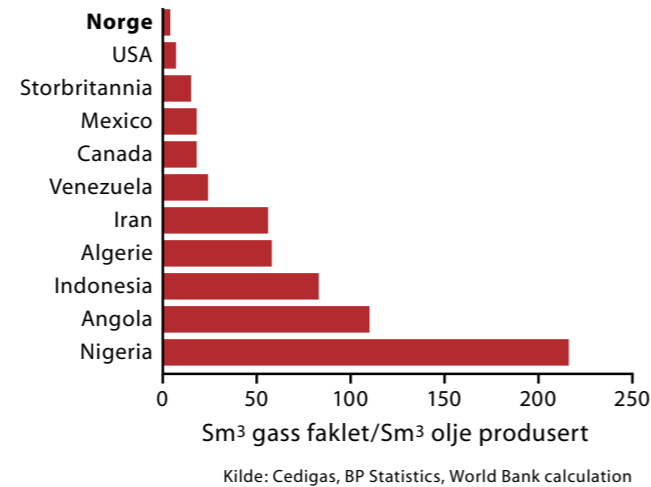


Figur 2.33 Totale utslipp av nmVOC fra petroleumssektoren, 2000-2024.

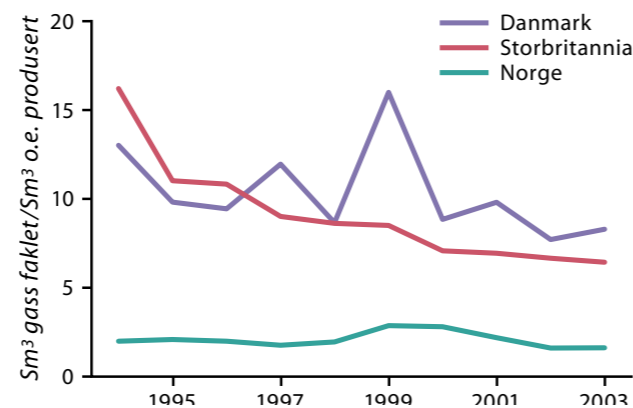


En av de viktigste faktorene som bestemmer faklingsnivået på den enkelte innretning, er regulariteten i prosessanlegget (hvor jevnt og stabilt prosessanlegget fungerer). Høy regularitet bidrar til lavere faklingsbehov. Beslutninger i designfasen av et felt har stor betydning for anleggets regularitet. For felt som er i drift, vil driftsrutinene og prosedyrene ved et eventuelt bortfall av gassavsetningen være med og bestemme faklingsnivået.

Når feltene får den årlige produksjonstillatelsen av myndighetene, gis det – i tillegg til en godkjenning av et produksjonsvolum – også tillatelse til å fagle gass basert på det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner. Tillatelsen inkluderer også et volum gass som tar høyde for eventuelle uforutsette hendelser som kan gjøre det nødvendig å fagle gass utover behovet ved stabil drift. Dette gir en fleksibilitet som gjør det mulig å unngå for hyppige nedstenginger av anlegg, fordi oppstart av anleggene som regel gir økte utslipp.



Figur 2.34 Gass faklet per produsert enhet i ulike land i 2002.



Figur 2.35 Gass faklet per produsert enhet i Danmark, Storbritannia og Norge i perioden 1994-2003.



3 Leting

3.1 Innledning

Leteaktiviteten på norsk kontinentalsokkel har vært lav de siste årene, målt i antall letebrønner. Samtidig har selskapene fått tildelt stadig mer areal og flere utvinningstillatelser. Antall tildelinger per år har økt sterkt de siste fem årene. Det vil ta tid før økningen i antall tildelinger vil gi resultater i form av økt boreaktivitet, men allerede i 2005 er det planlagt et større antall letebrønner enn på flere år.

I Nordsjøen har det de siste årene vært boret flere letebrønner nær feltene og færre i umodne områder. Det er imidlertid planlagt interessante letebrønner med stort potensial knyttet til letemodeller som er lite utforsket.

Betydelig areal ble tildelt i Norskehavet i 18. konsesjonsrunde i 2004. Dette gir grunnlag for økt lete- og boreaktivitet i området de nærmeste årene. Spesielt vil utforsking av dypvannsområdene i vest ha stor betydning for aktiviteten framover i denne delen av norsk kontinentalsokkel.

Det er fortsatt store områder i norsk del av Barentshavet som ikke er utforsket og som kan ha potensial for betydelige mengder gass og olje. Oljedirektoratet venter økt leteaktivitet i Barentshavet i de nærmeste årene som følge av nye tildelinger.

3.2 Tilgang til leteareal

Selskapene får tilgang til areal hovedsakelig gjennom tildelinger i konsesjonsrundene og de årlige tildelingene i forhåndsdefinerte områder (TFO). I tillegg omsettes det andeler i utvinningstillatelsene ved kjøp og bytte. Konsesjonsrunder gjennomføres normalt annet hvert år. I konsesjonsrundene lyser myndighetene ut blokker i umodne områder der det har vært liten eller ingen utforsking.

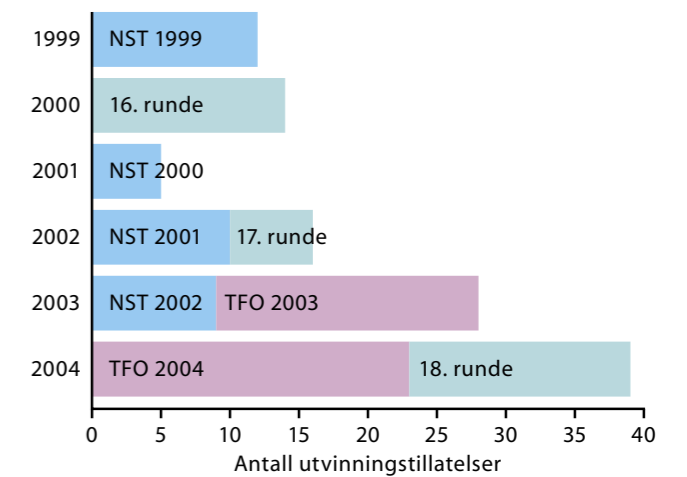
TFO ble innført i 2003 som en videreføring av Nordsjøtildelingene (NST). Ordningen innebærer at det er opprettet store forhåndsdefinerte leteområder som omfatter områder med infrastruktur og deler av kontinentalsokkelen som er kjent fra tidligere utforsking.

Områdene vil bli utvidet etter hvert som nye områder modnes. TFO 2003 omfattet areal i Nordsjøen og Norskehavet, mens TFO 2004 også inkluderte areal i Barentshavet.

TFO 2005 ble lyst ut i januar 2005. De mest omfattende utvidelsene var i Norskehavet ved Ormen Lange og mot nordøst fra Norne. I Nordsjøen var de største utvidelsene i området nord for Tampenområdet og i den sørøstlige delen av Nordsjøen, i det Norsk-danske basseng og mot Egersundbassenget. I Barentshavet er arealet ikke utvidet. Tildelinger i TFO 2005 ventes i slutten av 2005. Tildelinger i 19. konsesjonsrunde ventes i begynnelsen av 2006.

3.2.1 Tildeling av utvinningstillatelser de siste fem årene

Myndighetenes ønske om å øke leteaktiviteten har ført til utvidet tilgang til areal og et større antall tildelinger. Etter innføringen av årlige tildelinger, først gjennom NST og siden gjennom TFO, har tilgangen til areal økt betydelig (figur 3.1). Antallet tildelinger gjennom konsesjonsrunder har vært noenlunde stabilt og økningen er hovedsakelig knyttet til TFO. 2004 er det året med størst areal og flest



Figur 3.1 Antall utvinningstillatelser (operatørskap) tildelt per år siden 1999.



Store selskap	BP, ChevronTexaco, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell, Total	
Store, norske selskap	Norsk Hydro, Statoil, Petoro	
Mellomstore selskap	Amerada Hess, Idemitsu, RWE-DEA	
Små selskap	DNO, Svenska Petroleum	
Nye selskap	Mellomstore selskap	BG Group, Kerr-McGee, Lundin, Marathon, Mærsk, Talisman
	Små selskap	Endeavour, Paladin, Revus
	Gass- og energiselskap	DONG, Gaz de France, Ruhrgas

Tabell 3.1 Selskap som har fått tildeling etter 1999 gruppert etter størrelse. Oppkjøp og sammenslåing av selskap er vist med eierskap per februar 2005. For eksempel er tidligere Enterprise nå oppført som Shell.

tildelte utvinningstillatelser etter den første konsesjonsrunden i 1965. Antall selskap som ble tildelt areal, var også høyt sammenliknet med tidligere runder. NST og TFO har stått for nær 70 prosent av de utvinningstillatelsene som er tildelt etter 1999.

I samme periode har selskap som er nye på norsk kontinentalsokkel, fått et betydelig og økende antall tildelinger. Nye selskap (se tabell 3.1) kommer ofte inn på kontinentalsokkelen som rettighetshavere uten operatøransvar. Antall utvinningstillatelser som er tildelt alle rettighetshaverne (inkludert operatørene) er derfor en god illustrasjon på det samlede aktivitetsnivået. Tildelinger til de nye selskapene var på sitt foreløpig høyeste i TFO 2004, der nye selskap fikk 32 tildelinger, vel 50 prosent av utvinningstillatelsene i den tildelingen (figur 3.2).

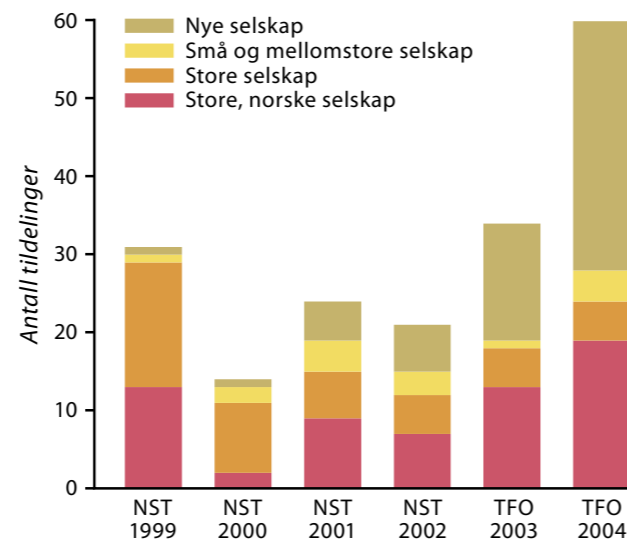
Gass- og energiselskap har hatt en jevn tilgang på utvinningstillatelser de siste årene. De nye, mellomstore selskapene har hatt den mest markante økningen i antall tildelinger og fikk over 50 prosent av tildelingene i TFO 2004 (figur 3.3).

Utvinningstillatelser tildelt i konsesjonsrundene viser en tilsvarende, men litt forsinket, trend (figur 3.4). Dette bekrefter at de nye selskapene på norsk kontinentalsokkel hovedsakelig fokuserer på areal i modne områder.

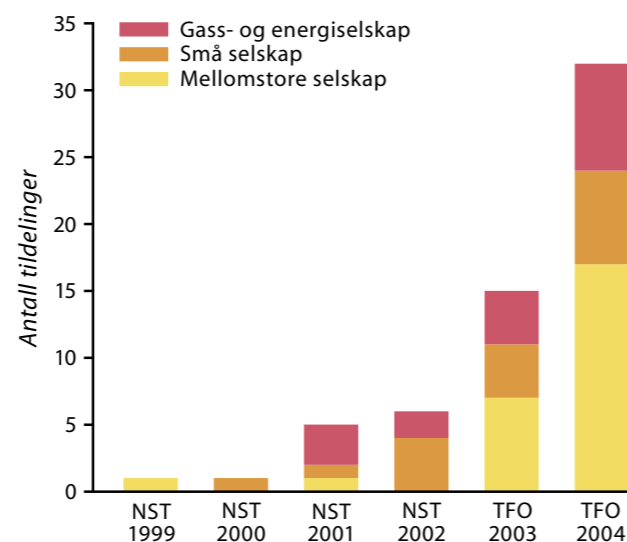
Mellomstore og nye selskap fikk 50 prosent av utvinningstillatelsene i 18. konsesjonsrunde, mens nye gass- og energiselskap fikk henholdsvis to og tre utvinningstillatelser i 17. og 18. konsesjonsrunde. I 16. konsesjonsrunde var det ingen tildelinger til nye selskap (figur 3.5). Tildelingsbildet de siste årene viser at de nye selskapene får tildelt stadig flere utvinningstillatelser. Myndighetene venter at disse selskapene vil spille en større rolle på kontinentalsokkelen i årene som kommer.

3.3 Leteaktiviteten

Leteaktiviteten har vært lav de siste årene. Det ble påbegynt 17 letebrønner i 2004 mot 22 i 2003 (figur 3.6). Av de 17 var det ni undersøkelsesbrønner i 2004. I 2003 var antallet 14. 2004 representerer dermed det året med lavest



Figur 3.2 Antall utvinningstillatelser (alle rettighetshavere) tildelt i modne områder.

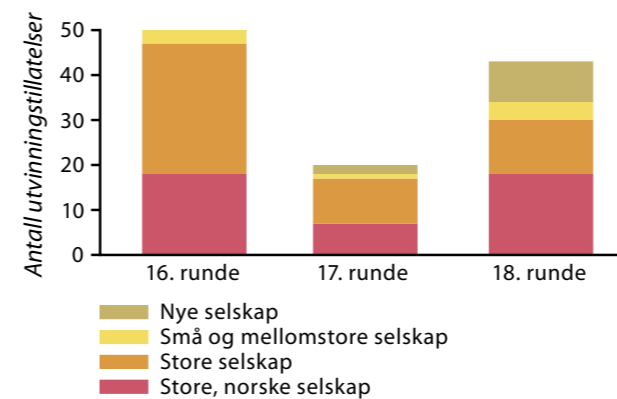


Figur 3.3 Antall utvinningstillatelser (alle rettighetshavere) tildelt nye selskap i modne områder.

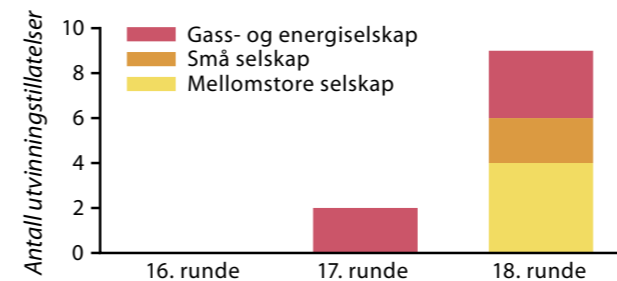
leteaktivitet, målt i antall undersøkelsesbrønner, siden begynnelsen av 70-tallet. Selskapenes samlede planer for 2005 vil gi en økning i forhold til dette lave nivået.

Det ble gjort fire nye funn i løpet av 2004. Så langt ser ett av disse, 6608/11-4 Linerle, ut til å ha potensial for en selvstendig utbygging. Ett funn, 34/10-48 S, er allerede satt i prøveproduksjon fra Gullfaks. I 2003 ble det gjort elleve nye funn (se figur 3.7).

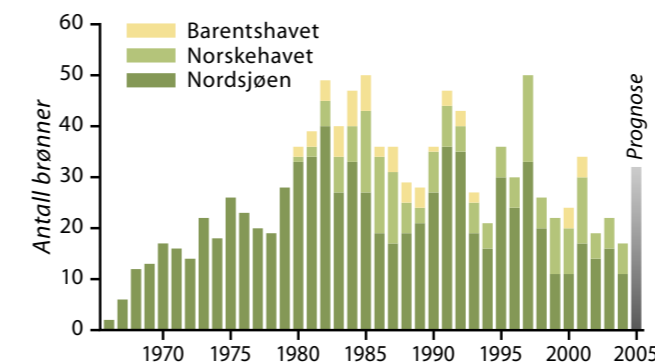
I de 15 funnene som ble gjort i 2003 og 2004, ble det påvist totalt 67 millioner Sm³ utvinnbar væske og 45 milliarder Sm³ utvinnbar gass. Dette er over dobbelt så mye som det som ble funnet de to foregående årene (figur 3.8).



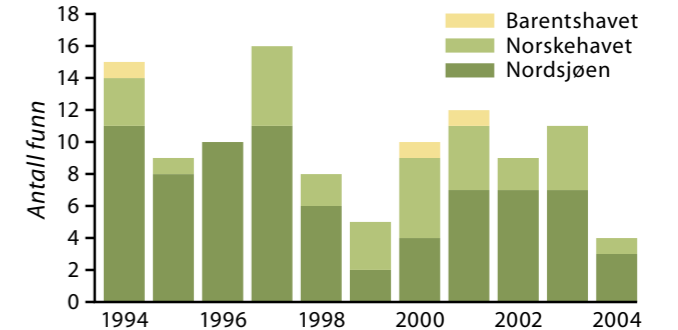
Figur 3.4 Antall utvinningstillatelser (alle rettighetshavere) tildelt i konsesjonsrunder siden 1999.



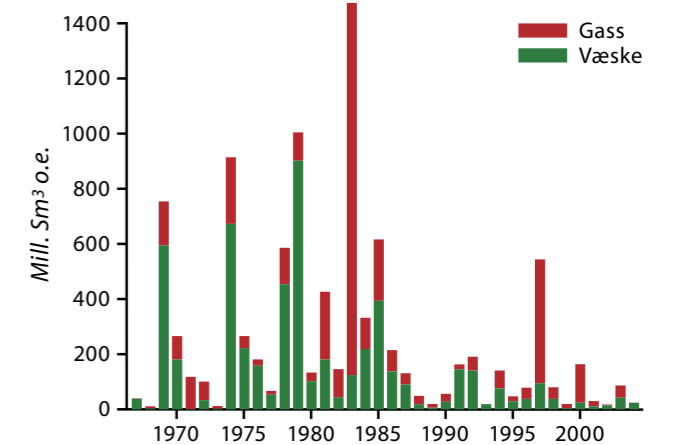
Figur 3.5 Antall utvinningstillatelser (alle rettighetshavere) tildelt nye selskap i konsesjonsrunder siden 1999.



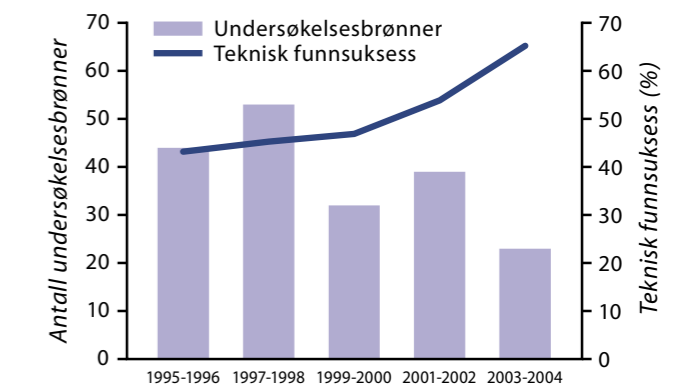
Figur 3.6 Påbegynte letebrønner på norsk kontinentalsokkel, 1966-2005, fordelt etter region.



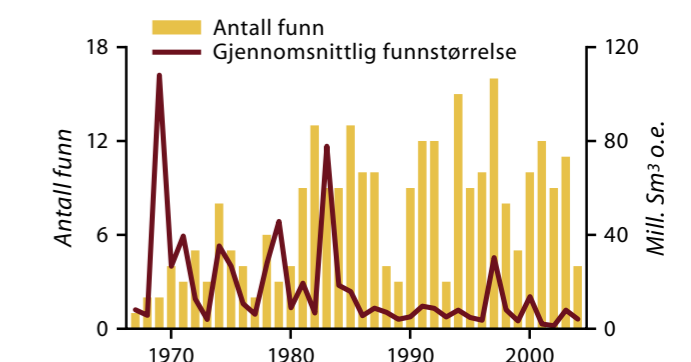
Figur 3.7 Funn på norsk kontinentalsokkel, 1994-2004, fordelt etter region.



Figur 3.8 Væske- og gassressurser påvist per år, 1967-2004.



Figur 3.9 Antall undersøkelsesbrønner og teknisk funnsuksess, 1995-2004.



Figur 3.10 Antall funn og gjennomsnittlig funnstørrelse, 1967-2004.



Gjennomsnittlig, teknisk funnsuksess de siste ti årene er på over 50 prosent. Med andre ord har minst annen hver undersøkelsesbrønn gitt et funn. De siste årene har den tekniske funnsuksessen økt (figur 3.9), med 2003 som det beste året, der om lag 80 prosent av alle undersøkelsesbrønnene gav funn. Antallet undersøkelsesbrønner har derimot gått ned. De to siste årene ble det bare boret 23 undersøkelsesbrønner mot 39 i årene 2001 og 2002.

Funnsuksessen har blitt større, men funnene de siste årene er blitt stadig mindre (figur 3.10). De fleste funn blir gjort i modne områder i Nordsjøen. Den avtakende funnstørrelsen i modne områder utgjør en stor utfordring for næringen. Dette er funn som er for små til å være interessante for mange av de store og tradisjonelt dominerende selskapene på norsk kontinentalsokkel. Samtidig kan de mindre funnene representere muligheter for nye, små og mellomstore selskap som kan se et lønnsomt potensial i å bygge dem ut.

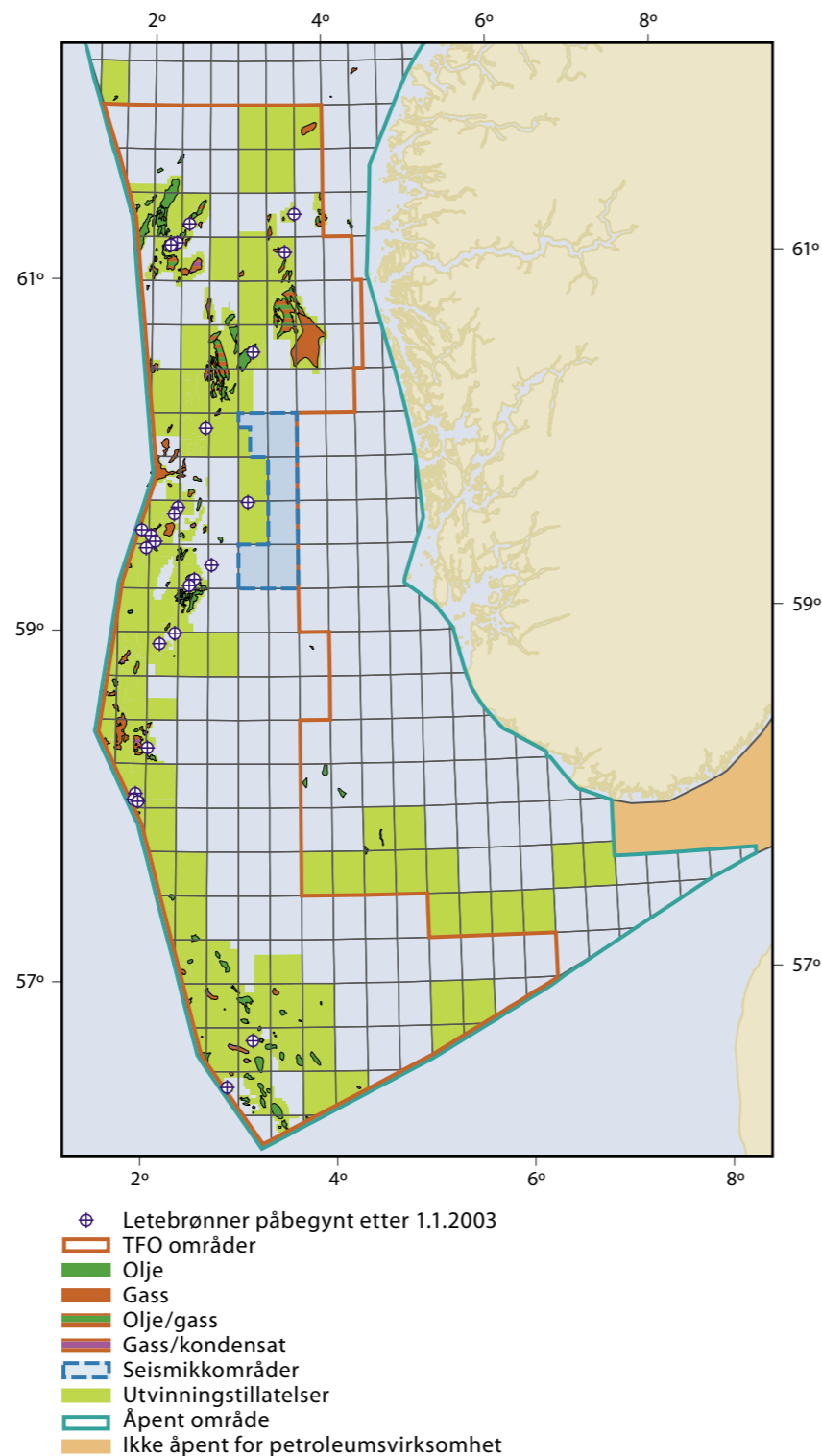
3.3.1 Nordsjøen

Leteaktiviteten i Nordsjøen har vært lav de to siste årene. Bare ni undersøkelsesbrønner ble påbegynt i 2003 og fem i 2004. I tillegg ble det påbegynt sju avgrensingsbrønner i 2003 og seks i 2004 (figur 3.11). Fram til årsskiftet 2004/2005 var det boret totalt 826 letebrønner i Nordsjøen. Nordsjøen er en moden petroleumsprovinns, og dette gir seg utslag i høy funnrate, men med små volum i de funnene som gjøres. I 2003 ble det gjort sju funn og i 2004 ble det gjort tre funn (se figur 3.7).

De fleste letebrønnene som er boret i Nordsjøen de to siste årene har blitt boret nær produserende felt og kjente funn. To nye operatører har stått for en stor del av disse undersøkelsene.

Det er foretatt omfattende utforskning av paleocen-letemodellene Nordsjøen. Utbyggingen av Alvheim ble besluttet etter boring av brønnene 24/6-4, 24/9-7, 25/4-7 og 25/4-9 S. Balder har fått påvist tilleggsressurser gjennom brønnene 25/8-14 S og 25/8-C-20. Det er også påvist mindre mengder hydrokarboner i lag av paleocen alder i brønn 16/1-6.

I Gullfaks er det påvist mindre tilleggsressurser i lag av kritt alder i forbindelse med boring av utvinningsbrønner. På Brage er det også gjort et nytt, mindre funn, her i dypere lag enn hovedreservoaret.



Figur 3.11 Leteområdene i Nordsjøen.

Ressurstilveksten i Nordsjøen er begrenset i forhold til produksjonen, men mye av de påviste volumene kan settes i produksjon relativt raskt gjennom eksisterende infrastruktur.

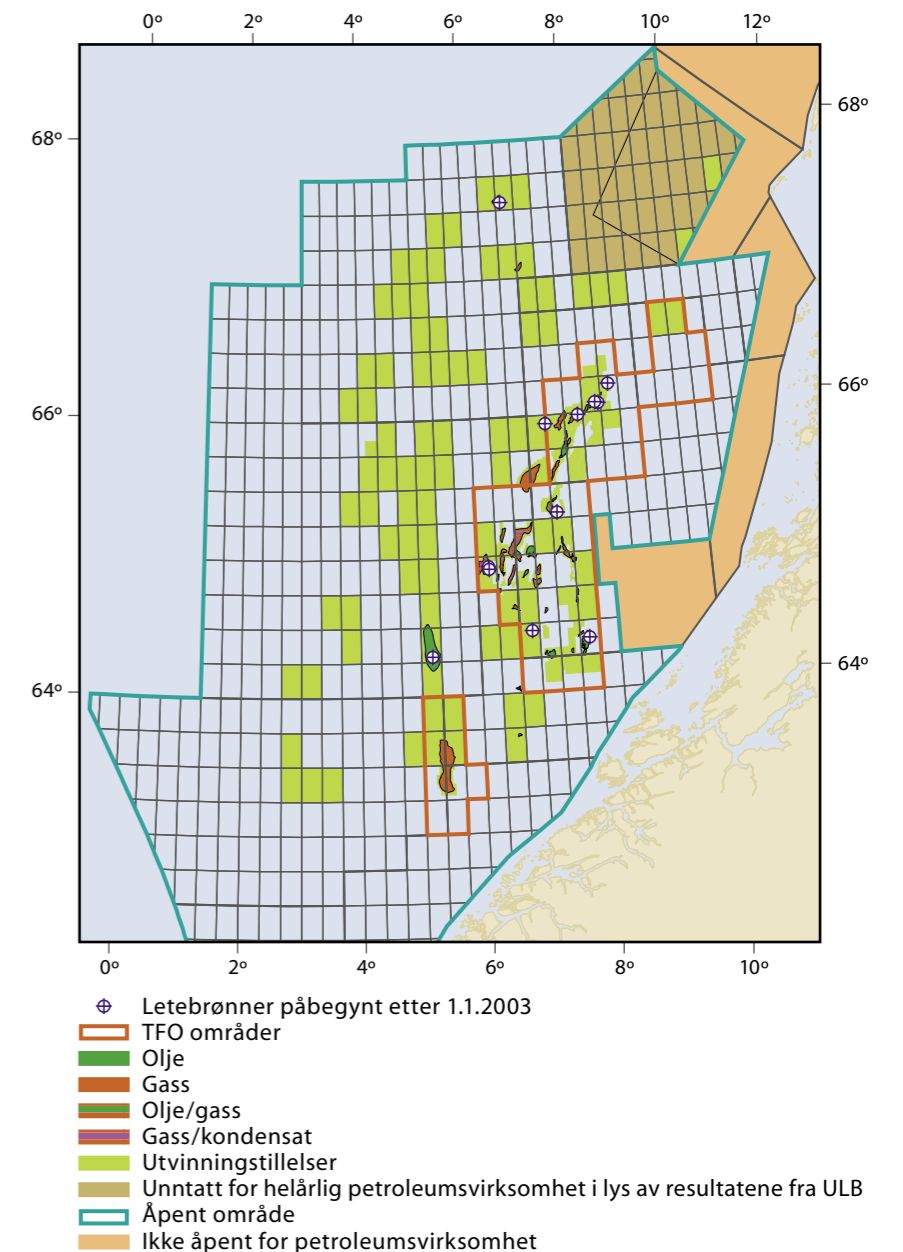
3.3.2 Norskehavet

Den første undersøkelsesbrønnen i Norskehavet ble påbegynt i 1980, og det første funnet (gassfunnet 6507/11-1 Midgard som nå er en del av Åsgard), ble gjort i 1981. Fram til årsskiftet 2004/2005 var det boret totalt 193 letebrønner i Norskehavet.

De siste to årene er det boret 12 letebrønner (se figur 3.6). Ti av brønnene er boret i, eller nær, de modne områdene i Norskehavet, mens to brønner ble boret i de relativt lite utforskede dypvannsområdene i vest (figur 3.12). Sju brønner har påvist hydrokarboner. Tre av brønnene er avgrensingsbrønner. Det har de siste årene vært betydelig leteaktivitet i området rundt Norne, der det de siste to årene er boret fire brønner. To av disse brønnene har gjort nye funn, 6608/10-9 Lerke og 6608/11-4 Linerle. Det sistnevnte er det største og mest lovende funnet i 2004. I tillegg ble det boret en avgrensingsbrønn på 6507/3-1 Alve like sørvest for Norne. Her ble det påvist gass og en liten oljekolonne.

Brønn 6706/6-1 påviste gass i Naglfardomen, i den nordvestlige delen av Norskehavet. Videre aktivitet her er avhengig av at det blir påvist større gassressurser slik at det skal bli lønnsomt å bygge ny infrastruktur.

Nord for Ormen Lange ble det påvist en betydelig oljekolonne i en brønn i et område hvor det var ventet å treffe på gass. De tilstedeværende ressursene i funnet, 6405/7-1 Ellida, ser ut til å være store, men reservoarkvaliteten i brønnen er dårlig. Den neste brønnen i utvinningsstillatelsen blir boret på en annen struktur for å prøve å påvise bedre reservoar. Dette oljefunnet har likevel gjort området betydelig mer interessant for videre leteaktivitet. En stor del av oljen er dannet i en lokal kildebergart av kritt alder. Det er første gang det påvises et betydelig oljepotensial fra kildebergarter av kritt alder i Norskehavet. 6406/1-2 påviste hydrokarboner i lag av kritt alder nær Åsgard.



Figur 3.12 Leteområdene i Norskehavet.

Mai 2005:
Våren 2005 bores det også i blokk 6406/9. Denne brønnen har påvist gass og kondensat på flere reservoarnivå. Dette er lovende resultat med tanke på en eventuell utbygging i området, men avgrensning av funnet og boring av nærliggende strukturer er nødvendig før det kan tas en endelig beslutning om utbygging. En ny avgrensingsbrønn vil trolig bli boret i 2006.



3.3.3 Barentshavet

Den første undersøkelsesbrønnen i den norske delen av Barentshavet ble boret i 1980, og det første funnet, 7120/8-1 Askeladd, ble gjort året etter. Funnet er nå en del av Snøhvit som ble godkjent for utbygging av myndighetene i 2002. Produksjonsstart for Snøhvit er planlagt i 2006. Fram til årsskiftet 2004/2005 var det boret 61 letebrønner i Barentshavet. Figur 3.13 viser utvinningstillatelsene i Barentshavet.

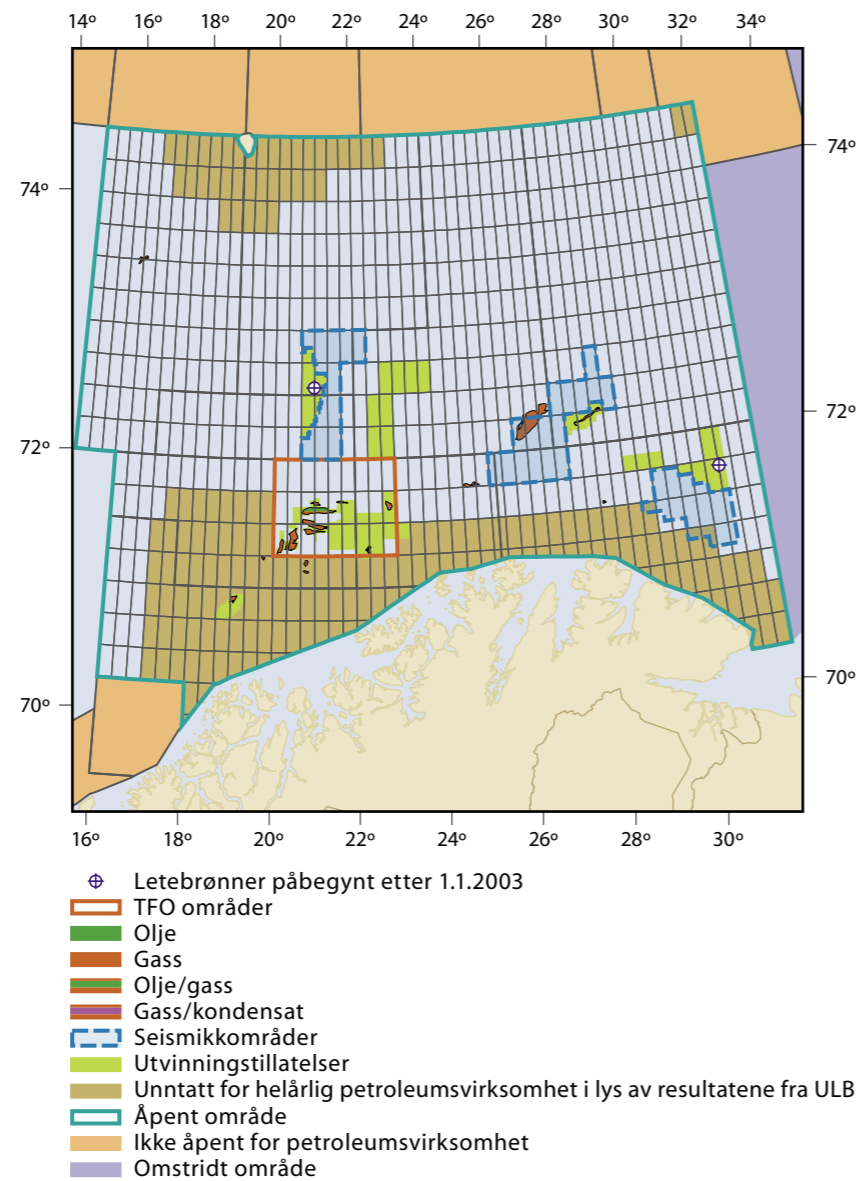
Regjeringen besluttet i 2001 at konsekvensene av helårig petroleumsvirksomhet i nordområdene skulle utredes før aktiviteten i disse områdene kunne videreføres. All petroleumaktivitet i Barentshavet ble innstilt i påvente av denne utredningsprosessen, som ble kalt "Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten - Barentshavet" (ULB). I alt ble det gjennomført 26 faglige grunnlagsutredninger for ULB om forskjellige tema i perioden 2001-2003.

På bakgrunn av ULB besluttet regjeringen i 2003 å åpne for videre helårig petroleumsvirksomhet i de allerede åpne områdene i den sørlige delen av Barentshavet, med visse unntak. Unntakene er de kystnære områdene i Troms og Finnmark og de særlig verdifulle områdene polarfronten, iskanten, Bjørnøya og Tromsøflaket.

Regjeringen åpnet heller ikke for videre petroleumsvirksomhet i Nordland VI. Det ble foreslått at en nærmere vurdering av dette spørsmålet skal foretas når den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet foreligger, ventelig i 2006/2007. Regjeringens beslutning for nordområdene ble lagt fram for Stortinget i Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004). Stortinget sluttet seg til regjeringens vurderinger.

Det er økende interesse for letevirksomhet i Barentshavet. Utbyggingen av Snøhvit har flyttet oppmerksomheten mot området igjen. Det samme har nye funn av olje- og gassressurser i Hammerfestbassenget og i den tidligere lite utforskede østlige delen av Barentshavet. De store funnene

i russisk del av Barentshavet har også medvirket til at det er økt interesse for den norske delen. Barentshavet er generelt lite utforsket, selv om det antas at Arktis inneholder en betydelig del av verdens uoppdagete petroleumsressurser. Mange selskap har lagt vekt på at det er viktig å få bygd ut ny infrastruktur i Øst-Finnmark eller på Kolahalvøya. En utbygging av det russiske gigantfunnet Shtokmanovskoye er en mulighet for å få på plass slik infrastruktur. Oljedirektoratet mener at det vil være viktig å få en bedre oversikt over ressursgrunnlaget i Barentshavet. På den måten vil vi ha bedre mulighet til å vurdere hvilke ressurser som kan knyttes til eventuell ny infrastruktur og til den infrastrukturen som nå bygges ut i forbindelse med Snøhvit.



Figur 3.13 Leteområdene i Barentshavet.

Mai 2005:

I 2005 er det planer for fire undersøkelsesbrønner i den norske delen av Barentshavet. Den første brønnen, 7220/6-1, ble boret av Norsk Hydro på Lophøgda. Brønnen påtraff gode spor av olje i karbonatbergarter av perm alder. Analyser tyder på at oljen er dannet fra en eldre kildebergart enn det som er påvist i Hammerfestbassenget. Dette åpner for interessante muligheter i store områder nord og øst i Barentshavet, der kildebergarter fra senjura ligger for grunt til å ha dannet hydrokarboner.

Den andre undersøkelsesbrønnen, 7131/4-1, ble boret av Statoil. Dette er den østligste letebrønnen som er boret i den norske delen av Barentshavet. Brønnen var tørr, men resultatene er likevel viktige for forståelsen av geologien i dette området.

En brønn skal etter planen bores i Nordkappbassenget, og en skal etter planen bores sør for oljefunnet 7122/7-1 Goliat.

3.3.4 Planlagt leteaktivitet

Ved årsskiftet 2004/2005 forelå det planer om å bore 25-30 letebrønner fra flyttbare innretninger og fem til ti letebrønner fra faste innretninger i 2005. Hovedsakelig på grunn av et stramt riggmarked vil disse tallene antakelig vise seg å bli lavere ved årets slutt.

Om lag to tredeler av de planlagte letebrønnene skal bores i Nordsjøen, de øvrige fordeler seg på Norskehavet og Barentshavet. De fleste brønnene er undersøkelsesbrønner.

I Nordsjøen er letingen konsentrert rundt feltene som er i drift, særlig i Tampen-, Oseberg- og Sleipnerområdene. Alle letebrønner som er planlagt fra faste innretninger bores i Nordsjøen. I tillegg er det planlagt interessante undersøkelsesbrønner som vil undersøke flere prospekt med stort potensial knyttet til lite utforskede letemodeller, blant annet i Egersund- og Farsundbassenget.

Flere av undersøkelsesbrønnene som er planlagt i Norskehavet er i dypvannsområdene i vest. Disse vil undersøke prospekt med lav funnsannsynlighet, men med store potensial, både volummessig og økonomisk. Resultatene av disse brønnene kan få stor betydning for den videre aktiviteten i Norskehavet.

I Barentshavet vil alle de planlagte undersøkelsesbrønnene undersøke prospekt med lav funnsannsynlighet men med

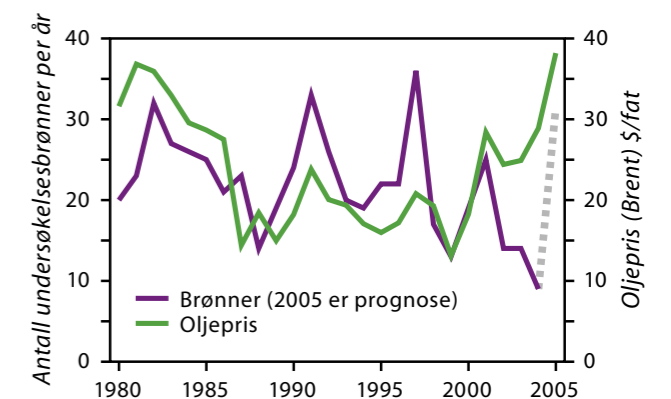
stort volummessig og økonomisk potensial. Brønnene er viktige for den videre leteaktiviteten i området. Selv om disse brønnene skulle være tørre, er det fortsatt et betydelig utestet potensial i Barentshavet, der de aller fleste av Oljedirektoratets 23 letemodeller fortsatt er ubekreftet. Brønnene vil derfor gi viktig informasjon om området, selv om det ikke blir påvist hydrokarboner.

3.4 Hva påvirker leteaktiviteten?

Den økningen av leteaktiviteten vi nå ser antydning til på norsk kontinentalsokkel, skyldes både norske forhold og forhold utenfor Norge. En viktig årsak er økningen i oljepris, noe som hovedsakelig skyldes økt global etterspørsel etter olje. Leteaktiviteten kan blant annet måles i antallet undersøkelsesbrønner som blir boret. I figur 3.14 ser vi at det vanligvis er nær sammenheng mellom nominell oljepris og antall undersøkelsesbrønner. Fra 2001 til 2004 ble det likevel boret få undersøkelsesbrønner på norsk kontinentalsokkel til tross for høy oljepris. Dette gapet ser ut til å minske når vi ser på de planlagte undersøkelsesbrønnene for 2005.

Økt etterspørsel etter olje og gass har bidratt til sterkere satsing på leting. Som et resultat av dette bruker industrien mer investeringsmidler på leteaktivitet globalt enn det som har vært vanlig de siste årene. I tillegg kommer det nå resultater av de tiltakene som norske myndigheter har satt i gang for å gjøre leting etter olje og gass økonomisk mer interessant. Flere utvinningstillatelser blir tildelt og flere nye selskap deltar. Oljedirektoratet ventet at dette vil gi en positiv effekt på leteaktiviteten framover.

For å gjøre det enklere for nye aktører å delta i petroleumsvirksomheten, foreslo regjeringen i Stortingsmelding nr. 38 (2003-2004) en justering av petroleumsskattesystemet. Justeringene innebærer blant annet at staten utbetaler



Figur 3.14 Antall undersøkelsesbrønner på norsk kontinentalsokkel per år og utviklingen i nominell oljepris, 1980-2005.



skatteverdien av underskudd fra leteaktiviteten samme år som underskuddet påløper, og at staten utbetaler den skattemessige verdien av et eventuelt tap ved å operere på kontinentalsokkelen. Stortinget sluttet seg til denne justeringen i forbindelse med behandlingen av revidert nasjonalbudsjett for 2004. Justeringene er gjort for å gi større sikkerhet for nye aktører og bedre lønnsomhet av investeringene. Myndighetene ønsker en bredere sammensetning av aktører blant annet for å øke leteaktiviteten.

Økt boreaktivitet globalt har gitt økt etterspørsel etter flyttbare boreinnretninger og økte riggrater. Det norske markedet for flyttbare boreinnretninger er ikke noe unntak, og markedet er for tiden stramt. De fleste boreinnretningene som er tilgjengelig for det norske markedet, er chartret fram til et stykke ut i 2006. Det norske markedet skiller seg ut fra andre regioner hovedsakelig på grunn av strenge klimatiske forhold og strenge krav til arbeidsmiljøet. Disse forholdene har ført til at det er strengere tekniske krav til boreinnretningene på norsk kontinentalsokkel enn i andre regioner.

Dersom en boreinnretning skal operere på norsk kontinentalsokkel må den først gjennomgå en vurdering av om den oppfyller de krav som stilles, slik at den kan få en samsvarstalelse (SUT). Det er identifisert flere boreinnretninger som med små oppgraderinger på relativt kort tid ville oppfylt disse kravene. Men med høy etterspørsel i de regionene de opererer i, er det for tiden få insentiver til å flytte aktiviteten til det norske markedet. For å gjøre dette må trolig muligheten for langsiktige kontrakter være til stede. Denne situasjonen kan gjøre det vanskelig for selskapene å gjennomføre de planlagte brønnene. For å møte dette har noen av de store selskapene inngått langsiktig samarbeid om felles bruk av boreinnretninger.

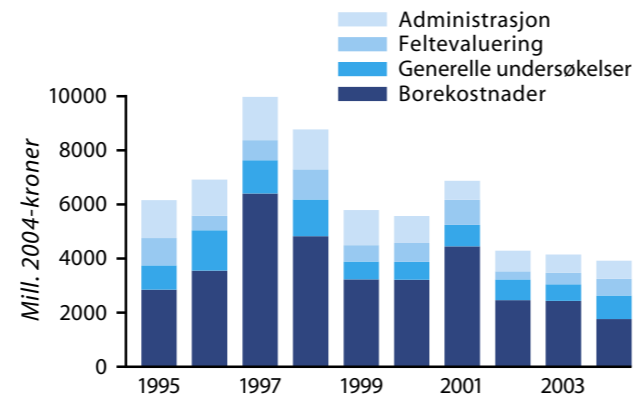
3.5 Letekostnader

De siste årene er det investert stadig mindre i leting (se figur 3.15). Den største kostnaden knyttet til leting er utgifter til letebrønner, og det viktigste kostnadselementet innenfor leteboring er leie av boreinnretning og boretekniske tjenester.

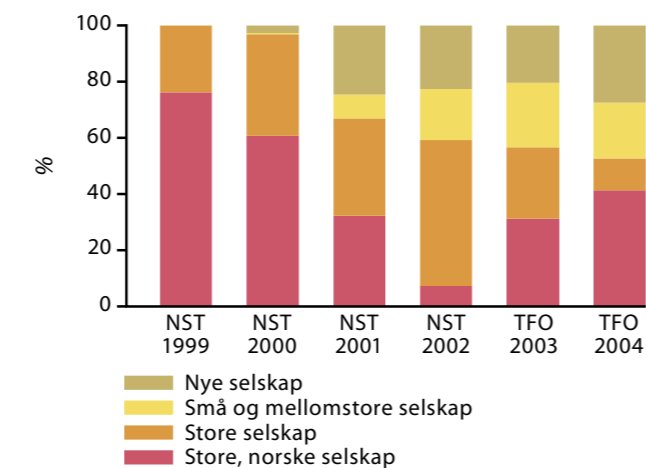
Ser vi isolert på tildelingene i NST og TFO, har de nye aktørene ikke bare fått tildelt areal og utvinningstillatelser, de har også investert. De siste fire årene har nye aktører stått for vel 20 prosent av letetekostnadene (figur 3.16).

3.6 Norsk kontinentalsokkels attraktivitet

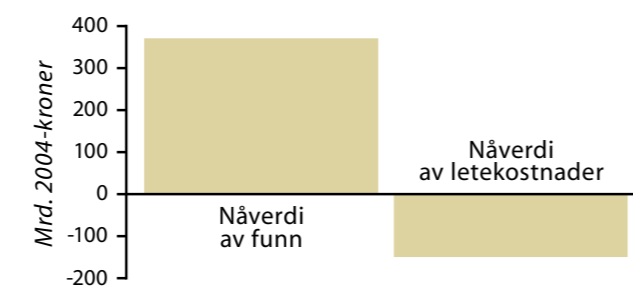
Norsk kontinentalsokkel har fram til i dag blitt sett på som en attraktiv olje- og gassprovins i global sammenheng. Omtrent alle de største internasjonale oljeselskapene har vært til stede. Dette skyldes god prospektivitet, gode



Figur 3.15 Letetekostnadene i perioden 1995-2004.



Figur 3.16 Letetekostnadene i utvinningstillatelser tildelt i NST og TFO fordelt på selskapsstørrelse (se tabell 3.1).



Figur 3.17 Lønnsomheten før skatt av leting på norsk kontinentalsokkel i perioden 1992-2003.

muligheter for teknologi- og kompetanseutvikling og stabile økonomiske og politiske betingelser.

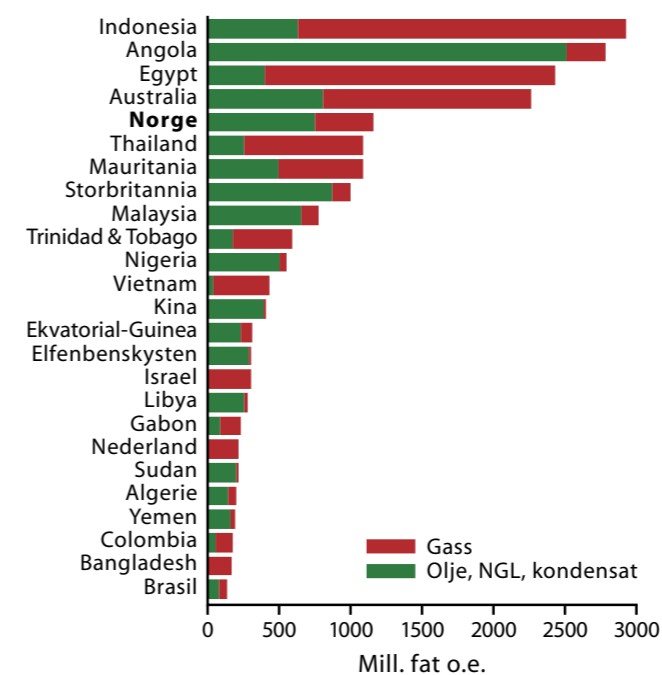
Leting på norsk kontinentalsokkel er blitt vurdert som verdiskapende og konkurransedyktig i forhold til andre petroleumsprovinser. Dette er blant annet bekreftet av tidligere analyser utført av Oljedirektoratet, Wood Mackenzie og IHS Energy.

Oljedirektoratet gjennomførte i 2004 en analyse av lønnsomheten av leting i perioden 1992 til 2003. Analysen viste at letevirksomheten har gitt betydelig større verdier enn kostnadene knyttet til letevirksomheten (figur 3.17).

Wood Mackenzie har de siste årene gjennomført to analyser som har sammenliknet verdiskaping fra letevirksomheten mellom ulike petroleumsprovinser. I den første analysen som så på leteaktiviteten i perioden 1996 til 2002 kom Norge på en sjuende plass av 22 land. Norge kom foran land som ofte blir sett på som attraktive, som Aserbajdsjan, Brasil og Australia.

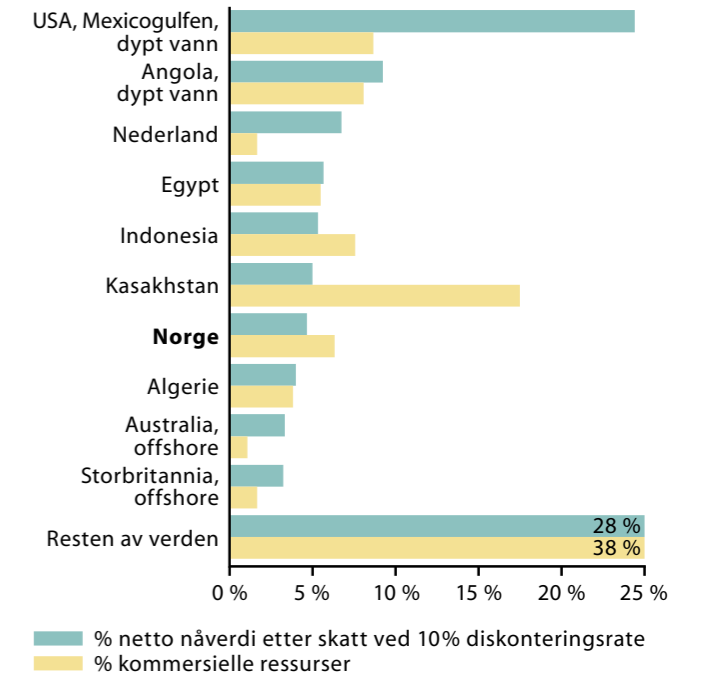
I den andre analysen fra Wood Mackenzie, som så på leteaktiviteten i perioden 1994 til 2003, kom Norge igjen på en sjuende plass, men nå av 66 land/regioner (figur 3.18).

IHS Energy presenterte i januar 2005 en studie av letesuksessen til 25 store uavhengige oljeselskap¹. Analyseperioden er 1999-2003. Analysen viser at når det gjelder leteresultatene for disse 25 selskapene kommer Norge godt ut med en femte plass i totale ressurser funnet (figur 3.19) og en fjerde plass i antall funn (figur 3.20).



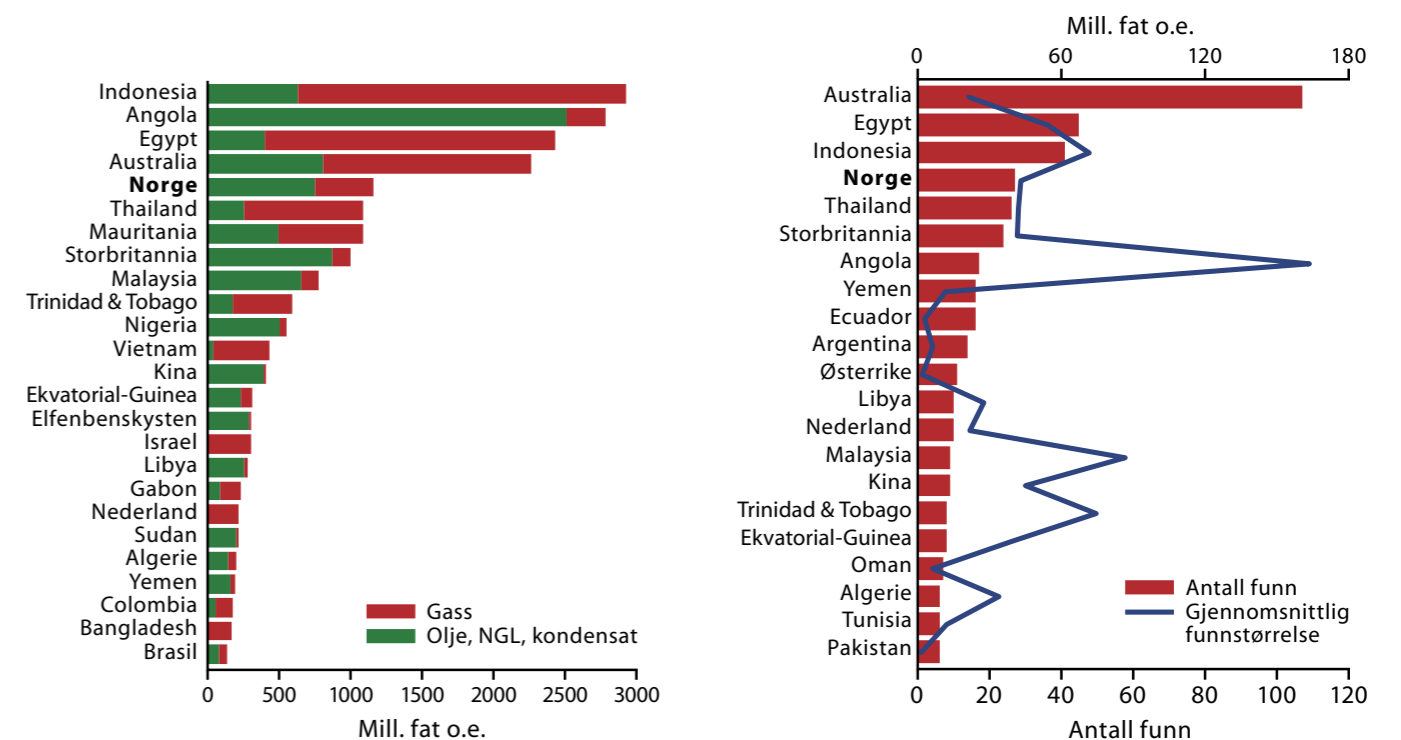
Kilde: IHS Energy

Figur 3.19 Totale ressurser funnet per land av 25 store, uavhengige selskap i perioden 1999-2003.



Kilde: Wood Mackenzie

Figur 3.18 Global fordeling av kommersielle ressurser og netto nåverdi for perioden 1994-2003.



Kilde: IHS Energy

Figur 3.20 Antall funn og gjennomsnittlig funnstørrelse per land til 25 store, uavhengige selskap i perioden 1999-2003.

¹ Selskapene i analysen er Amerada Hess, Anadarko, Apache, Wintershall, BG Group, BHP Billiton, Burlington Resources, Canadian Natural Resources, Devon Energy, EnCana, Kerr-McGee, Marathon, Murphy, Nexen, Hydro, OMV, Occidental, Petro-Canada, Pioneer Natural Resources, Pogo Producing, Santos, Talisman, Unocal, Vintage Petroleum og Woodside.



4 Utvinning av olje

4.1 Innledning

Myndighetenes mål er at så mye som mulig av ressursene som blir påvist på norsk kontinentalsokkel skal utvinnes på en måte som gir høyest mulig verdiskaping for samfunnet. Oljedirektoratet arbeider for at dette skal kunne skje blant annet gjennom å bidra til at næringen velger optimale metoder for utvinning, at de ulike aktørene samarbeider for å få ut samordningsgevinster og også ved å sette søkelys på rammebetingelsene der vi mener det er nødvendig. Å sikre høy utvinningsgrad, god ressursutnyttelse og verdiskaping fra feltene krever tilgang til rett teknologi, tilstrekkelig kvalifisert personell og evne til beslutninger.

4.2 Hvorfor får vi ikke ut 100 prosent av oljen?

Utvinningsgrad for olje er et mål for hvor stor del av oljen som kan utvinnes.

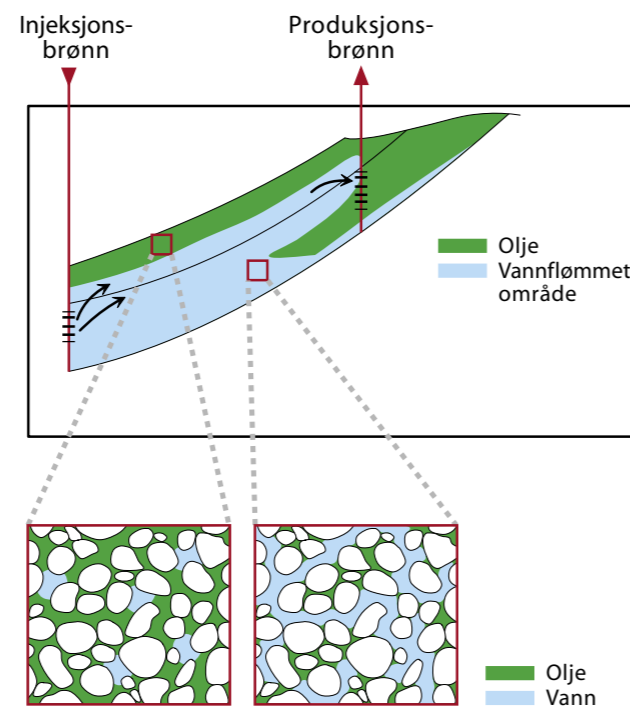
$$\text{Utvinningsgrad} = \frac{\text{Estimat for utvinnbar olje}}{\text{Estimat for tilstedeværende olje}}$$

I beregningen av utvinningsgrad inngår både de tilstedeværende mengdene og de antatt utvinnbare mengdene. Det er usikkerhet knyttet til begge størrelser, spesielt i tidlig fase av et prosjekt. Beregning av tilstedeværende volum utføres dessuten ofte ulikt av oljeselskapene. Dette gjør det vanskelig å sammenligne utvinningsgrad mellom feltene. Endringer i utvinningsgrad over tid er likevel en indikator på det arbeidet som rettighetshaverne gjør for å øke utvinningen.

Oljen ligger i små porer i bergarten som danner reservoaret. I et oljereservoar er mellom 60-90 prosent av porevolumet fylt med olje og resten med vann. For at oljen skal kunne produseres, må oljen som er i porene fortrennes av noe annet. Dette kan skje ved naturlig innsig av vann når trykket synker eller av at en gasskappe utvider seg. Som oftest må vann eller gass injiseres for å oppnå tilstrekkelig fortrenning.

Selv med god fortrenning vil noe av oljen bli liggende igjen i porene. Hvor stor denne residuale oljemetningen er, vil være avhengig av egenskapene til bergarten og oljen. Den er også avhengig av egenskapene til stoffet som fortrenner. Fortrenning med gass gir som oftest lavere restmetning (5-15 prosent) enn fortrenning med vann (10-25 prosent). Fraksjonen av olje som utvinnes der det er en effektiv fortrenning, kalles mikroskopisk fortrennings-effektivitet.

I tillegg til den oljen som blir liggende igjen der det er effektiv fortrenning, vil det være områder i reservoaret der fortrenningen er mindre effektiv, og områder der det fortrennende mediet ikke når inn. Hvor effektiv fortrenningen er, styres av formen og utstrekningen til reservoaret, av hvordan kvaliteten på reservoarbergarten varierer og av hvor utvinningsbrønnene plasseres. Normalt deles dette inn i vertikal fortrenningseffektivitet, som hoved-



Figur 4.1 Tverrsnitt av et reservoar som viser et eksempel på fordeling av olje og vann etter vannflømming og fordelingen av væskene på porenivå.

Utvinningsgraden kan beregnes på følgende måte

$$R = R_m \cdot R_h \cdot R_v \quad \text{hvor } R_m = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

R = Total utvinningsgrad
 R_m = Mikroskopisk fortrenningseffektivitet
 R_h = Horisontal fortrenningseffektivitet
 R_v = Vertikal fortrenningseffektivitet
 S_{oi} = Initial oljemetning
 S_{or} = Residual oljemetning

Eksempel på beregning av utvinningsgrader ved ulike verdier av parametere som inngår

Initial oljemetning	S_{oi}	0,8	0,8	0,8
Residual oljemetning	S_{or}	0,1	0,3	0,2
Mikroskopisk fortrenningseffektivitet	$R_m = (S_{oi} - S_{or})/S_{oi}$	0,875	0,6	0,75
Vertikal fortrenningseffektivitet	R_v	0,8	0,7	0,9
Horisontal fortrenningseffektivitet	R_h	0,8	0,7	0,7
Utvinningsgrad	$R = R_m \cdot R_v \cdot R_h$	0,56	0,306	0,473
Utvinningsgrad i prosent		56 %	31 %	47 %

Tabell 4.1 Beregning av utvinningsgrad.

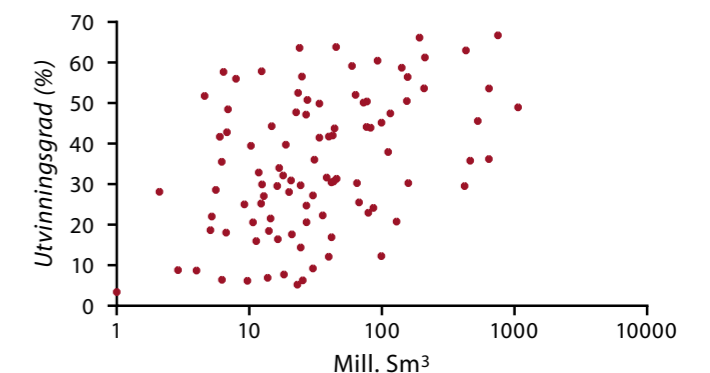
sakelig er styrt av lagdelingen i reservoaret, og horisontal fortrenningseffektivitet, som er mer styrt av formen og utstrekningen til reservoaret og av forkastninger. Figur 4.1 illustrerer hvordan fortrenningen kan virke både på porenivå og i større skala.

Tabell 4.1 viser eksempel på utvinningsgrad ved ulike verdier av de forskjellige parametrene. Dersom utvinningsgraden (R) skal endres, må minst en av faktorene som inngår endres. Det kreves godt kjennskap til reservoaret, og omfattende utredninger må til for å beregne effekten av et tiltak og om det er kostnadseffektivt.

4.3 Reservoarkompleksitet og utvinningsgrad

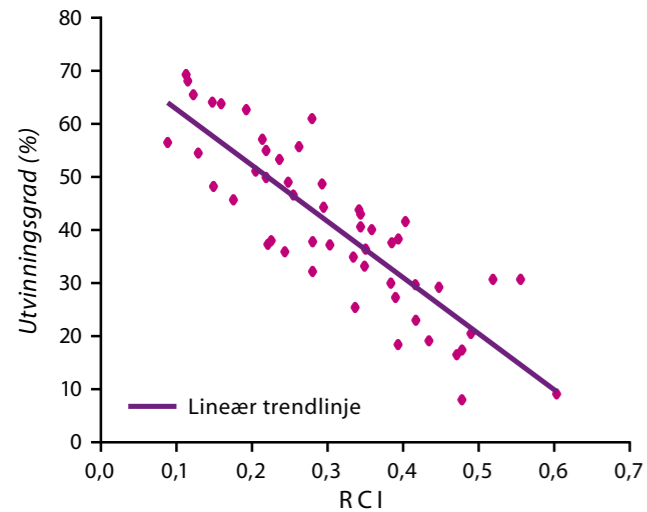
En gjennomgang av reservoarene i feltene på norsk kontinentalsokkel viser at det er stor spredning i den beregnede utvinningsgraden. Dette er illustrert i figur 4.2. Beregningen av utvinningsgrad kan endre seg etter hvert som det innhentes ny informasjon om reservoaret. Utvikling av teknologi og endringer av strategiene for utvinningen vil også kunne forandre det estimerte, utvinnbare volumet og dermed også utvinningsgraden. Reservoarkvaliteten varierer mye fra felt til felt, og det er naturlig med store variasjoner i utvinningsgrad. Utvinningsgraden kan likevel være en god indikator å bruke for å vurdere muligheter og effekter av ulike tiltak.

Et samarbeidsprosjekt mellom Statoil, Norsk Hydro og Oljedirektoratet har definert en reservoarkompleksitetsin-



Figur 4.2 Utvinningsgrad for olje fra ulike forekomster (reservoar) i forhold til tilstedeværende volum.

deks (Reservoir Complexity Index, RCI). Målet med prosjektet har vært å uttrykke kompleksiteten til reservoaret og dermed indikere hvor utfordrende det kan være å oppnå høyere utvinningsgrad. Her inngår det en rekke parametre som beskriver reservoarforholdene. Parametrene omfatter blant annet generell permeabilitet, permeabilitetskontrast, vertikal og horisontal kommunikasjon i reservoaret (påvirkes for eksempel av forkastninger), tette lag, trykk, temperatur, tendenser til at vann eller gass trekkes mot produksjonsbrønnene (koning) og lignende. De ulike parametrene blir gitt en verdi basert på objektive grenser og subjektive vurderinger. Det blir brukt veiefaktorer mellom de ulike parametrene, og den samlede verdien blir normalisert til en indeks mellom 0 og 1. En høy indeks indikerer et mer komplekst reservoar enn en lav indeks.



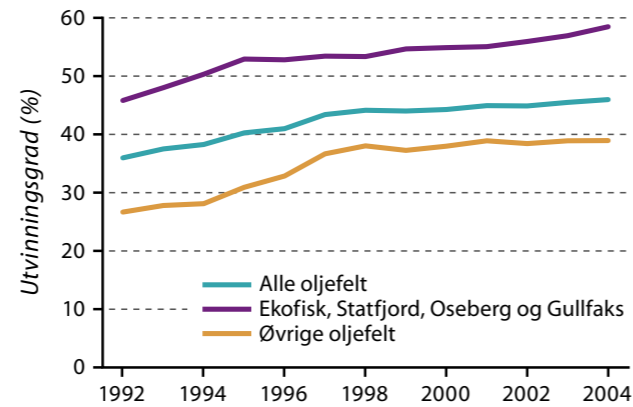
Figur 4.3 Utvinnsgrad for olje fra ulike forekomster i forhold til reservoarkompleksitetsindeks (RCI).

Figur 4.3 viser RCI og utvinnsgrad for de reservoarene som har blitt vurdert. Som ventet er det en god sammenheng mellom lav RCI og høy utvinnsgrad. Denne typen verktøy kan være viktig i evalueringen av utvinnsgraden i et reservoar og blir brukt av flere selskap til å sammenligne og vurdere ulike reservoar. Verktøyet vil bli utviklet videre og bli brukt til å analysere hvordan utvinningen fra ulike reservoar og felt ligger an i forhold til andre med tilsvarende kompleksitet.

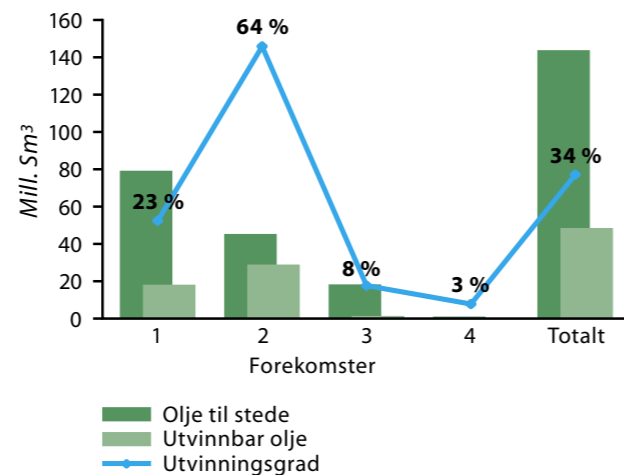
4.4 Utvikling i utvinnsgrad

Oljedirektoratet har i lang tid fulgt utviklingen i utvinnsgrad for olje fra oljefelt på norsk kontinentalsokkel. Figur 4.4 viser utviklingen i den gjennomsnittlige utvinnsgraden for alle oljefelt (som var godkjent utbygd på gjeldende tidspunkt) og utviklingen for fire store felt på norsk kontinentalsokkel sammenlignet med de andre. Av figuren ser vi at de store feltene har høyest utvinnsgrad og også den største økningen de siste årene. Årsaken er at mange av de feltene som er besluttet utbygd de siste årene er mindre og/eller har mer komplekse reservoar og dermed lavere estimat for utvinnsgrad. På de store feltene har det over tid vært mulig å gjennomføre mange tiltak som bidrar til å øke forventet utvinnsgrad. Det er fokus på utvinningen fra disse feltene, samtidig som det er mulig å iverksette tiltak siden brønner og infrastruktur er tilgjengelig og ressursene store nok for nye investeringer. På de store feltene vil selv en liten økning i utvinnsgrad representere et betydelig volum ekstra olje. Figur 4.4 viser at det bare har vært en beskjeden økning i den gjennomsnittlige utvinnsgraden for de øvrige feltene.

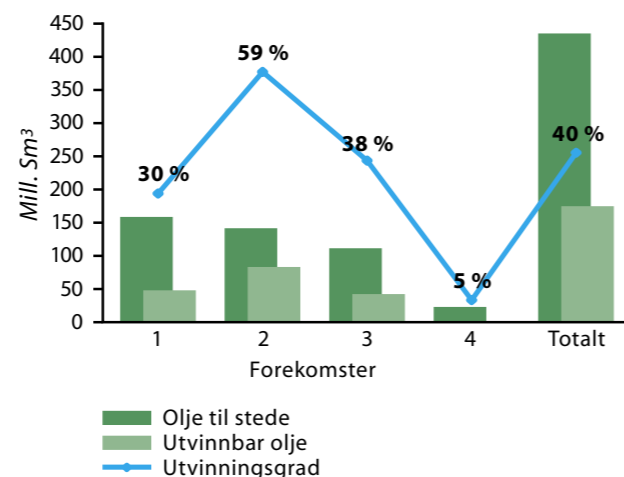
Oftest blir estimatene for utvinnsgrad oppgitt samlet for hele feltet, men utvinnsgraden varierer vanligvis mye



Figur 4.4 Utviklingen i utvinnsgrad for olje fra 1992 til 2004.



Figur 4.5 Tilstedeværende olje, utvinnsbar olje og utvinnsgrad for ulike forekomster i et mellomstort felt på norsk kontinentalsokkel.



Figur 4.6 Tilstedeværende olje, utvinnsbar olje og utvinnsgrad for ulike forekomster i et stort felt på norsk kontinentalsokkel.

mellom ulike reservoar (forekomster) i et felt. Figurene 4.5 og 4.6 viser de gjeldende estimatene for tilstedeværende olje, utvinnsbar olje og utvinnsgrad for de ulike forekomstene i et stort og et mellomstort oljefelt på norsk kontinentalsokkel. Vi ser at forskjellen i utvinnsgrad kan være svært stor for ulike reservoar i samme felt. Når det skal vurderes tiltak for å øke utvinnsgraden, er det viktig å studere hvert reservoar for seg, fordi reservoaregenskapene og mulighetene til å øke utvinningen kan være svært forskjellige.

4.5 Nytt mål for utvinningen på norsk kontinentalsokkel

Oljedirektoratet presenterte i Ressursrapporten i 1997 et mål for gjennomsnittlig utvinnsgrad på norsk kontinentalsokkel på 50 prosent for olje og 75 prosent for naturgass. Denne målsettingen har vært et strekksmål og en inspirasjon for både selskapene og myndighetene til å arbeide for høyere og mer effektiv utvinning fra feltene. Målet for utvinnsgrad for olje har ofte vært brukt som målestokk både for gamle og nye oljefelt.

Det har i hovedsak vært de store feltene som har bidratt til å trekke den gjennomsnittlige utvinnsgraden oppover. For de øvrige oljefeltene har det i gjennomsnitt vært en utfaling (se figur 4.4). Dette representerer etter hvert en betydelig utfordring. Samlet ligger nå utvinnsgraden for oljefelt på norsk kontinentalsokkel på 46 prosent.

Variasjonen i utvinnsgrad er stor, selv innenfor ett enkelt oljefelt. Gjennomsnittlig utvinnsgrad er derfor en indikator som har sine svakheter. Utvinnsgraden vil for eksempel øke uten at vi får ut mer olje, dersom anslaget over de tilstedeværende ressursene blir redusert. På samme måte kan utvinnsgraden reduseres, selv om reservene øker, dersom anslaget over de tilstedeværende ressursene øker mer enn reservene.

Mange av de nye forekomstene og feltene som settes i produksjon er mindre, har moderate eller dårlige reservoaregenskaper og bygges ut med innretninger som har mindre mulighet til å gjøre tiltak for å øke utvinningen. Det betyr at vi i fremtiden sannsynligvis vil se mange oljefelt med lavere utvinnsgrad enn det vi ser i de beste feltene i dag. Det er også viktig å påvise mer olje i og rundt de store feltene. Da vil reservene øke, men den gjennomsnittlige utvinnsgraden kan bli redusert.

For å kunne følge utviklingen av reservetilveksten på kontinentalsokkelen mener Oljedirektoratet at det nå vil være hensiktsmessig å gå fra en målsetting for gjennomsnittlig utvinnsgrad til å fokusere sterkere på en målsetting for utvinningen, altså et mål for hvor mye ekstra oljeressurser som kan produseres på norsk kontinentalsokkel i forhold

til dagens planer. Målsettingen bør være et strekksmål og må derfor holdes atskilt fra ressursregnskapet og produksjonsprognosene. Utviklingen mot dette målet kan følges fortløpende.

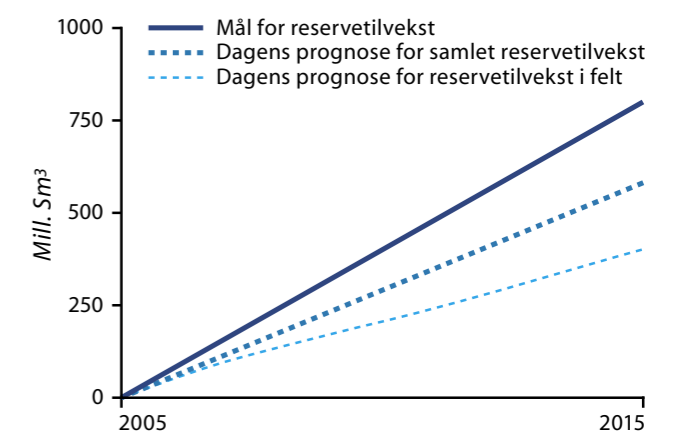
Ressursregnskapet viser at det foreligger planer for ulike tiltak for forbedret utvinning og for utbygging av nye felt og forekomster som til sammen vil gi cirka 580 millioner Sm³ ekstra oljeressurser (se tabell 2.1). I tillegg vil det etter hvert bli bygd ut forekomster som ennå ikke er påvist. Erfaringen viser at en del av de planlagte prosjektene ikke blir gjennomført, men også at det på kort tid kan komme opp lønnsomme prosjekt som ikke har vært tatt med i planleggingen tidligere.

Ved utgangen av 2004 utgjorde de gjenværende oljeresservene på norsk kontinentalsokkel 1225 millioner Sm³. Oljedirektoratet mener at det bør være et mål å øke reservene med 800 millioner Sm³, tilsvarende fem milliarder fat, olje i løpet av de neste ti årene. Oljedirektoratets prognoser anslår at Norge i den samme perioden vil produsere cirka 1300 millioner Sm³ olje. Dersom målet nås, vil oljeresservene om ti år derfor utgjøre om lag 725 millioner Sm³. Dette forutsetter at industrien klarer å utløse det potensialet som vi i dag ser for å øke utvinningen fra feltene, at nye funn bygges ut og at det utvikles stadig bedre og mer kostnadseffektive metoder for utvinning.

Det nye målet kan uttrykkes slik:

Fem milliarder fat ekstra oljeressurser før 2015

Dette tilsvarer halvannen gang de opprinnelige oljeresservene i Ekofisk eller seks ganger så mye olje som i Draugen. Målet er også 1,4 milliarder fat, eller 220 millioner Sm³ mer enn det vi venter vil bli tilført som nye reserver med dagens planer og prognoser (figur 4.7). Oljedirektoratet vil følge utviklingen mot et slikt mål nøye.



Figur 4.7 Mål og prognoser for reservetilvekst.



Oljedirektoratet mener det må arbeides for høyest mulig lønnsom utvinning fra alle felt. Noen felt vil kunne oppnå utvinningsgrad for olje på langt over 70 prosent, mens andre vil ha store utfordringer med å nå 30 prosent. Hva teknologien vil gi av nye muligheter i framtiden vet ingen med sikkerhet. Som vi har vist, er det usikkert hvor høy den gjennomsnittlige utvinningsgraden kan bli i framtiden. Vi foreslår likevel et revidert mål for utvinningsgrad. Målet skal gjenspeile at Norge fortsatt har en ambisjon om å øke utvinningen fra feltene utover dagens planer, og vi håper det også vil være en inspirasjon for videre forskning, utvikling og gjennomføring av nye tiltak for økt utvinning fra feltene på norsk kontinentalsokkel. Det bør på lang sikt være mulig å øke den gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje på norsk kontinentalsokkel til 55 prosent. Dette er en stor økning i forhold til dagens 46 prosent, og å nå dette vil kreve betydelig innsats fra alle deltakere i den norske petroleumsnæringen. Oljedirektoratet har ikke tidfestet når en slik gjennomsnittlig utvinningsgrad kan være oppnådd, og det må derfor ses på som uavhengig av Oljedirektoratets mål på fem milliarder fat ekstra oljereserver innen 2015.

4.6 Tiltak som har bidratt til økt utvinning

Injeksjon av vann eller gass vil ofte være avgjørende for å oppnå høy utvinningsgrad for olje. Feltspesifikke forhold avgjør om det er vanninjeksjon, gassinjeksjon eller en kombinasjon av disse som er mest effektivt. Antall og plassering av brønner er også viktig for en effektiv utvinning.

Det finnes på en rekke ulike tiltak for å øke utvinningen fra feltene på norsk kontinentalsokkel. Et velkjent eksempel er vanninjeksjon på Ekofisk som ble gjennomført etter grundige utredninger av om denne metoden kunne benyttes i krittfelt. Kombinert med kompaksjon av reservoaret har dette gitt en stor økning i utvinningsgrad i forhold til det som opprinnelig ble estimert.

Et annet viktig eksempel er framskrittene innen boring. Boring av lange, horisontale brønner er nå blitt konvensjonell teknologi, og brønner med flere greiner blir brukt på flere felt. Dette har bidratt betydelig til å øke utvinningen på norsk sokkel. Utviklingen av slike brønner har vært avgjørende for oljeutvinningen på Troll.

Injeksjon av naturgass og bruk av VAG (vekslende vann- og gassinjeksjon) har bidratt til høy utvinningsgrad. Det samme har bedre verktøy for reservoarvisualisering og brønnstyring. VAG er en metode der de positive effektene av injisert vann og injisert gass kombineres i reservoaret. Dette kan gi svært lav restoljemetning, og behovet for gass, som det kan være begrenset tilgang til, blir mindre.

I tillegg til naturgass kan også CO₂, nitrogen og luft brukes som injeksjonsgass. CO₂-injeksjon har vært benyttet i mange år på land, særlig i USA, hvor det er tilgang til reservoar med ren CO₂-gass. Injeksjon av CO₂ som er skilt ut fra eksosen fra gass- eller kullkraftverk eller annen industri, kunne i tillegg gi en miljøgevinst. Teknikken har så langt ikke blitt benyttet til økt utvinning på norsk kontinentalsokkel, fordi kostnadene er for høye. Injeksjon av nitrogen og luft er ikke konvensjonelle metoder og har store reservoar- og sikkerhetsmessige utfordringer.

Mer utradisjonelle metoder, som bruk av skum kombinert med VAG (FAWAG) og bruk av mikrober (MIOR) som danner kjemikalier i reservoaret, er også prøvd ut på norsk kontinentalsokkel. FAWAG er brukt i flere brønner på Snorre, og MIOR er brukt over lang tid på Norne. Disse metodene har foreløpig hatt en begrenset effekt på den samlede oljeutvinningen på den norske kontinentalsokkelen. Det er også blitt forsket på tilsetningsstoff til injeksjonsvannet som kan redusere den residuale oljemetningen, men denne metoden er ennå ikke tatt i bruk.

I de siste 10-15 årene med lave oljepriser har en stor del av forskningsressursene innenfor olje- og gassutvinning vært rettet mot teknologi med kort gjennomføringstid. Dette gjelder boring og brønnstyring og kartlegging av oljerike "lommer" i reservoaret der innfyllingsbrønner kan plasseres (seismiske metoder og visualisering). Innsatsen har gitt til dels svært gode resultat, og har bidratt til å opprettholde produksjonsnivået for olje fra norsk kontinentalsokkel de senere årene.

Forskning på metoder for å redusere restoljemetningen bør ha et mer langsiktig perspektiv. Innsatsen i Norge, som i resten av verden, har variert i takt med oljeprisen. Fra å være et satsingsområde på 1980-tallet, ble aktiviteten sterkt redusert tidlig på 1990-tallet, både i selskapene og ved forskningsinstituttene.

Det er viktig at det stadig foregår forskning og utvikling innenfor et bredt spekter av metoder. Slik kan industrien ha alternative metoder til bruk når forholdene ligger til rette, eller for å løse spesielle problemer. Dersom oljeprisen ligger på et høyt nivå over lang tid, er det også naturlig å anta at det blir større muligheter for bruk av slike avanserte metoder.

4.7 Effekt av gassinjeksjon

Begrunnelsen for å velge gassinjeksjon er forskjellig fra felt til felt. I noen tilfeller gir gassinjeksjon best utvinning, mens i andre tilfeller er manglende eksportmuligheter for naturgass en viktig faktor. Gass injiseres derfor også i felt der virkningen er moderat fordi dette gir mulighet til å produsere oljen uten å måtte brenne gassen. Effekten av

injeksjon, uttrykt som ekstra olje per volum injisert gass, varierer betydelig fra felt til felt. De viktigste formene for gassinjeksjon på norsk kontinentalsokkel er beskrevet på neste side.

Fram til utgangen av 2004 var det totalt injisert 413 milliarder Sm³ gass på norsk kontinentalsokkel (en mengde som kan sammenlignes med gassreservene i Ormen Lange). Mesteparten av denne gassen, cirka 75 prosent, er injisert i feltene Oseberg, Statfjord, Ekofisk, Åsgard og Sleipner Øst. Totalt er det injisert gass i 27 felt på kontinentalsokkelen. Noen få felt, som Oseberg, Ekofisk, Grane og Fram, har fått eller får gass levert fra andre felt i tillegg til at egen gass blir reinjisert. For de fleste feltene er imidlertid injeksjonen basert på reinjeksjon av egen naturgass. Den samme gassen kan da bli produsert og injisert flere ganger.

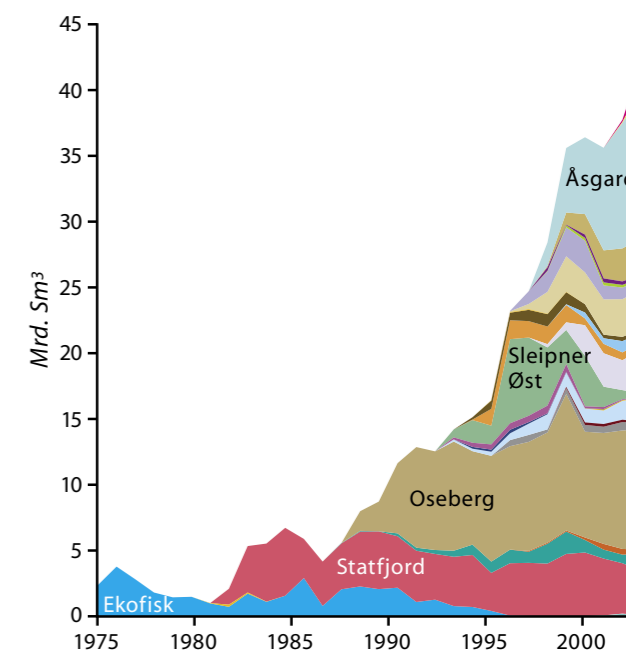
Figur 4.8 viser gassinjeksjon fordelt på felt fram til 2004. Figur 4.9 viser både den samlede historiske gassinjeksjonen og prognosen for framtidig injeksjon basert på selskapenes planer. Figuren viser at det de siste årene er injisert 35 til 40 milliarder Sm³ gass per år. Dette nivået vil holde seg noen år framover. Det aller meste av gassen som injiseres, vil bli produsert og solgt seinere.

Oljedirektoratet har foretatt en gjennomgang av de feltene på norsk kontinentalsokkel som har injisert og/eller har planer om å injisere større mengder naturgass. Den gjennomsnittlige effekten hittil er rundt 0,5-0,6 million Sm³ ekstra olje per milliard Sm³ injisert gass. Effekten varierer fra felt til felt mellom 0,2-1,0.

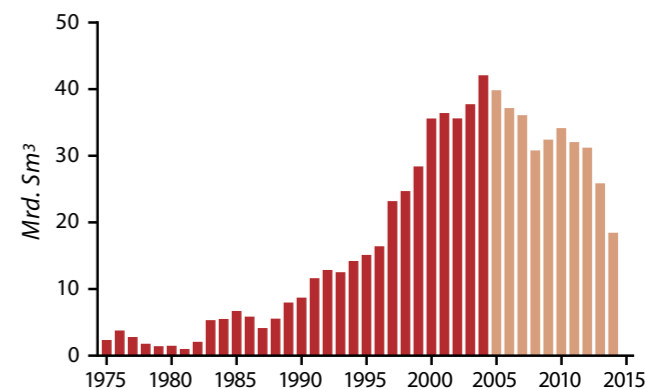
Oljedirektoratet anslår at det på grunn av injeksjon av gass i feltene på norsk kontinentalsokkel er produsert 180-220 millioner Sm³ mer olje og kondensat enn det ville ha blitt uten gassinjeksjon. Dette er mer enn de samlede oljereservene i Heidrun. Legger vi til eksisterende planer for injeksjon av gass, anslår vi at det totalt vil bli utvunnet 270-310 millioner Sm³ mer olje og kondensat, altså ytterligere rundt 90 millioner Sm³. I tillegg kommer økte eller akselererte inntekter fordi gassinjeksjonen tillater kontinuerlig olje- og kondensatproduksjon der produksjonen av ulike grunner ellers ville ha blitt redusert eller stoppet.

Injeksjon av naturgass gir Norge 270-310 millioner Sm³ ekstra olje og kondensat

For å gjøre dette anslaget har vi sammenlignet effekten av gassinjeksjon med det som ville ha vært den alternative utvinningsmetoden. Det vil i mange tilfeller si vanninjeksjon eller i noen tilfeller ingen injeksjon. Dette innebærer at dersom gassinjeksjonen stanses, vil tapet bli vesentlig større enn 90 millioner Sm³ olje og kondensat, fordi vanninjeksjon ikke er tilgjengelig som alternativ metode på flere av feltene.



Figur 4.8 Historisk gassinjeksjon per felt på norsk kontinentalsokkel.



Figur 4.9 Historisk samlet gassinjeksjon og prognose for framtidig injeksjon på norsk kontinentalsokkel.

4.8 Utfordringer ved injeksjon og disponering av naturgass

Det er ingen rene gassfelt på norsk sokkel. Alle felt som hovedsakelig inneholder gass har enten en oljesone under gasskappen, eller et høyt kondensatinnhold i gassen. Ved utvikling av en portefølje av slike felt stilles det ekstra store krav til at rettighetshaverne finner frem til en balansert avveining mellom utvinning av væske og gassressursene. I denne avveiningen kan det være ulike interesser. Det kan for eksempel være mer lønnsomt for enkelte rettighetshavere å selge naturgass tidlig, fremfor å bruke gassen til å opprettholde trykket i reservoaret og dermed få ut mer av oljen. Uansett vil effekten av å injisere naturgass avta utover i tid. Før eller senere vil det dermed være



De viktigste formene for gassinjeksjon på norsk kontinentalsokkel er:

Ikke-blandbar gassinjeksjon. Metoden kan brukes når trykk og temperatur i reservoaret er slik at gassen og oljen opptrer som to atskilte faser. Gassen er lettest, og legger seg over oljen som en gasskappe og skyver oljen mot produksjonsbrønnene som vanligvis er plassert nederst i oljesonen. De største prosjektene hvor denne metoden blir brukt er på Oseberg og Grane.

Blandbar gassinjeksjon. Metoden kan brukes når trykk og temperatur i reservoaret gjør at den injiserte gassen løses opp i oljen og oljen flyter lettere. Dette regnes som en svært effektiv metode (høy mikroskopisk fortrenningseffektivitet). De største prosjektene hvor denne metoden har vært/blir benyttet er gassinjeksjonen i Statfjordformasjonen i Statfjord og i Smørbukk Sør-reservoaret i Åsgard.

Tertiær gassinjeksjon etter vannflømming. Innebærer at gass injiseres i et reservoar etter en lengre periode med vanninjeksjon. I områder hvor oljen ikke er fortrenget av vannet, kan oljen bli fortrenget av gass slik at den vertikale og horisontale fortrenningseffektiviteten økes. Metoden er benyttet i Brentformasjonen på Statfjord.

Vekslende vann- og gassinjeksjon (VAG). Gass og vann injiseres vekselvis i samme brønn. Dette kan skje under blandbare forhold i reservoaret, slik tilfellet er på Snorre, men i de fleste tilfellene skjer det uten blandbarhet, som vil si at oljen og gassen opptrer som ulike faser i reservoaret. Effekten er da noe av den samme som ved tertiær gassinjeksjon, at vann og gass fortrenger olje fra ulike deler av reservoaret. En rekke felt på norsk kontinentalsokkel benytter denne injeksjonsformen. Under blandbare forhold, vil i tillegg den mikroskopiske fortrenningseffektiviteten øke.

Injeksjon i gass/kondensatfelt for å øke kondensatutvinningen. I et gass/kondensatfelt inneholder naturgassen både lette komponenter og tyngre komponenter. Produseres et slikt felt uten injeksjon, vil trykket etter hvert falle. Da felles en del av de tyngre hydrokarbonene i gassen ut i reservoaret (kondenserer) og kan ikke bli produsert. Dersom gass blir injisert, vil trykket holde seg høyt i en lengre periode og en større andel av kondensatinholdet blir produsert. De største prosjektene med denne metoden er på Sleipner Øst og i Smørbukk-reservoarene på Åsgard.

nødvendig og ønskelig å legge om produksjonen. Tidspunktet for overgang fra den ene fasen til den andre, blir påvirket av en rekke faktorer, blant annet forventede markedsforhold for olje og gass.

Statfjord er et eksempel på et felt hvor det nylig er besluttet å endre produksjonsstrategi. "Statfjord senfase" er et prosjekt for blant annet å produsere tilbake naturgass som er tidligere til dels er injisert. Gass som i dag er oppløst i oljen, skal frigjøres ved at reservoartrykket senkes. Dette skal gjøres ved å produsere fri gass og vann. Det vil fortsatt bli produsert en del olje, men totalmengden blir mindre enn med fortsatt injeksjon av gass og vann.

Det vil være tilsvarende utfordringer knyttet til felt der oljen ligger under en stor gasskappe. Et sentralt spørsmål vil være hvor lenge det er lønnsomt å beholde naturgassen i reservoaret for derigjennom å opprettholde trykket og få ut mest mulig av oljen. I mange tilfeller vil produksjon av gass føre til at muligheten for ekstra oljeutvinning faller vekk. Et eksempel er Troll, som både inneholder store mengder olje og gass. Studier viser, dersom andre faktorer ikke endres, at jo tidligere gass tas ut av Troll Vest-reservoaret, jo mindre olje vil det være mulig å få ut. Utfordringen i årene fremover vil dermed være å fokusere på lønnsomme tiltak for økt oljeutvinning, inkludert fortsatt teknologiutvikling. Samtidig vil det være avgjørende at alle mulighetene blir utredet, kvantifisert, verdisatt og synliggjort slik at de kan holdes opp mot verdiene i en videre utvikling av gassressursene.

En annen stor utfordring er hvordan forholdene kan legges til rette for gassinjeksjon i nye, mindre feltutbygginger, spesielt der ekstra gass utenfra kan bidra til økt olje- eller kondensatutvinning. Gass/kondensatfelt kan, i enkelte tilfeller, tjene på resirkulering av tørr naturgass for å få ut mer kondensat. Oljefelt inneholder både olje og naturgass, og injeksjon av egen gass eller gass fra andre felt er produksjonsscenarier som må vurderes. Det gir som regel vesentlig høyere oljeutvinning enn både trykkavlastning og vanninjeksjon.

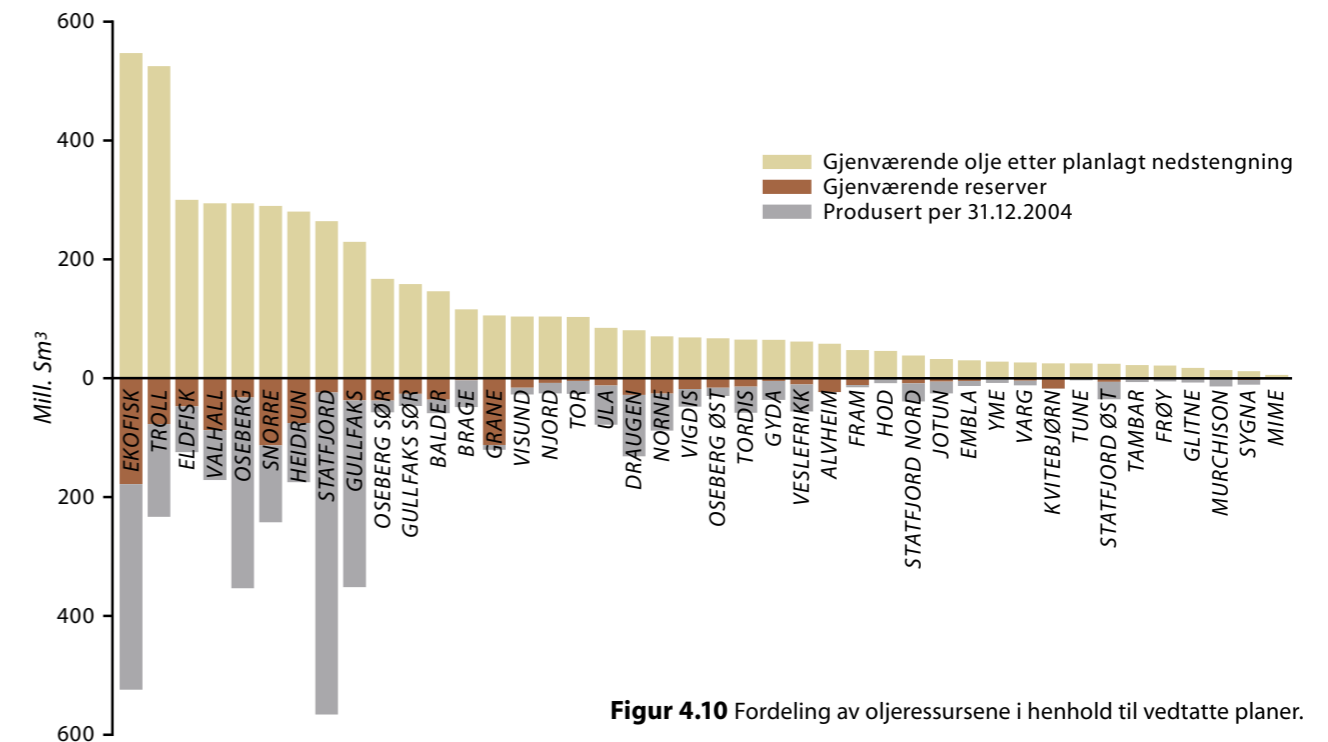
I områder med mangel på prosess- eller transportkapasitet for naturgass er reinjeksjon et godt alternativ for å produsere oljen i feltene. Naturgassen kan eventuelt produseres senere dersom slik kapasitet blir tilgjengelig. Det kan noen ganger være hensiktsmessig at rettighetshaverne i de ulike feltene samarbeider om bruken av infrastruktur for gass. Slike løsninger krever samarbeid mellom aktører som ofte har ulike eierandeler i felt og tilhørende infrastruktur. Oljedirektoratet mener det er viktig at rettighetshaverne utforsker muligheter for denne typen samarbeid slik at den samlede lønnsomheten i prosjektene blir størst mulig.

4.9 Andre faktorer med betydning for økt utvinning

Det er gjennomført en rekke tiltak for økt utvinning som har gitt gode resultat på norsk kontinentalsokkel. For eksempel boring av nye brønner, flergrensbrønner og langtrekkende brønner fra eksisterende innretninger. En del funn nær feltene har ført til nye havbunnsutbygginger som utnytter ledig prosess- og transportkapasitet. Dette har skjedd i en periode der oljeprisene har vært under press, og mange av prosjektene har vært lønnsomme selv med oljeprisforventninger under 10 dollar per fat.

En del tiltak for økt utvinning på eksisterende felt er store prosjekt som krever omfattende modifikasjoner eller nye innretninger. Slike prosjekt har ofte høye terskelkostnader. De krever store investeringer og økte driftskostnader, og representerer en betydelig risiko de første årene siden de økte inntektene kommer flere år senere. Dette har gjort det svært krevende å få besluttet injeksjon av vann, naturgass, CO₂, N₂, luft og kjemikalier så lenge forventningen til oljeprisen er lav.

Figur 4.10 illustrerer hvor mye olje som er produsert fra hvert enkelt felt på norsk kontinentalsokkel, hvor mye som ventes å bli produsert ut fra dagens vedtatte planer og hvor store ressurser som vil være igjen etter planlagt avslutning. Det er mye olje igjen i de store feltene, selv de med høy utvinningsgrad, og det representerer store ekstra oljevolum dersom utvinningen fra disse feltene kan økes ytterligere. En stor del av disse ressursene har høye utvinningskostnader.



Figur 4.10 Fordeling av oljeressursene i henhold til vedtatte planer.

Fram til for få år siden lå selskapenes prisforventninger gjerne langt under 20 dollar per fat. Terskelkostnadene for bygging av ny infrastruktur og modifikasjon av innretninger kan vanskelig forsvareres med nåverdien en slik prisforventning gir. Selskapene vil dessuten forlange en risikopremie (ekstra gevinst fordi det er en risiko for at noe kan gå galt og inntektene uteblir for slike prosjekt).

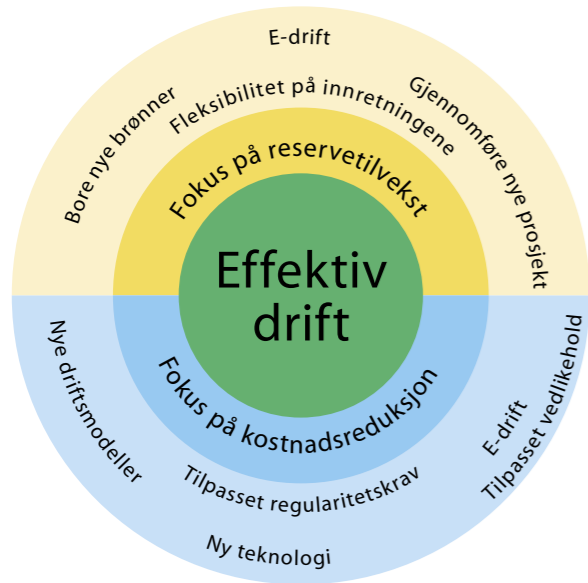
I samme periode har det derfor, med unntak av gassinjeksjon på Grane, ikke vært gjennomført prosjekt som krevde store investeringer i injeksjonsutstyr eller ny infrastruktur for å frakte injeksjonsmedia til nye innretninger.

Oljeselskapene har hatt forventninger om langsiktige oljepriser over 20 dollar per fat siden andre halvdel av 2004. Oljedirektoratet ser klare tegn til mer ambisiøse mål for utvinningen, ikke bare i Norge, men også ute i verden. Det er relativt god økonomi i de fleste metodene dersom oljeprisforventningene øker til over 22-25 dollar per fat. Høye oljepriser fører til økt lønnsomhet for energi- og utvinningsprosjekt i hele verden.

Å realisere store investeringsprosjekt for å øke utvinningen fra feltene kan bli en utfordring. Prosjektene kan vurderes som mindre kommersielt attraktive, og vil konkurrere internasjonalt om mennesker og kapital. Utstrakt samarbeid mellom selskaper og myndigheter har imidlertid tidligere bidratt til at prosjekt som, for eksempel, Ekofisk vanninjeksjon, Troll gass injisert i Oseberg (TOGI) og Troll olje er blitt realisert og har bidratt til betydelig økt verdiskapning.



5 Effektiv drift



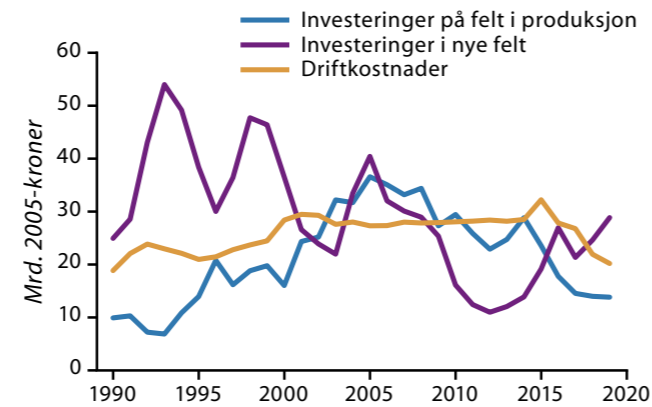
Figur 5.1 Effektiv drift.

5.1 Innledning

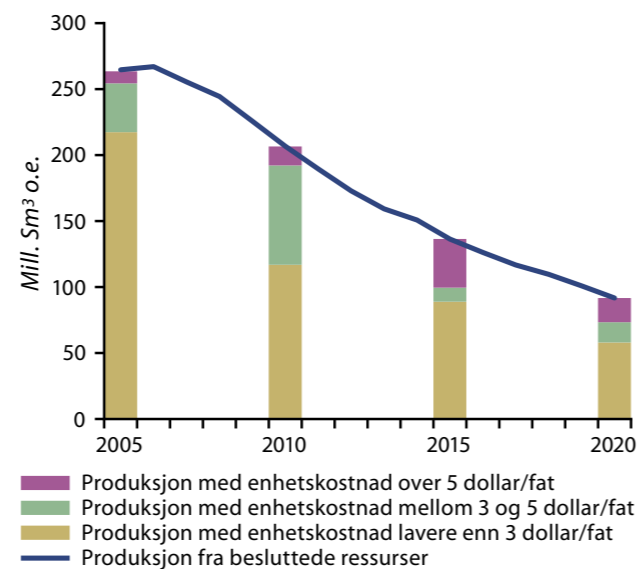
Oljedirektoratet er opptatt av at det skapes økte verdier gjennom forbedret effektivitet i alle faser av virksomheten. Kostnadene i driftsfasen vil i de kommende årene utgjøre en økende andel av de totale kostnadene på norsk kontinentalsokkel (figur 5.2). I tillegg er flere felt på norsk kontinentalsokkel kommet i en fase hvor produksjonen faller. Effektivisering av driften kan være en nøkkel til økt utvinning fra feltene og fra omkringliggende ressurser. I denne rapporten fokuseres det derfor på effektivitet i driftsfasen.

I begrepet effektiv drift legger Oljedirektoratet vekt på to forhold: Å legge til rette for framtidig reservetilvekst og samtidig å identifisere og utnytte potensial for reduksjon av driftskostnader.

For norsk kontinentalsokkel sett under ett er enhetskostnadene isolert sett lave, og de vil kun øke moderat utover



Figur 5.2 Historikk og prognoser for investeringer og driftskostnader.



Figur 5.3 Produksjonsprognose og forventet enhetskostnad for drift (uten CO₂-avgift og tariffer).

i tid (figur 5.3). Årsaken til at vi ikke ser en mer markant økning, er at innretninger med høyest enhetskostnader etter hvert stenges ned. Tiltak for å øke utvinningen vil som oftest bare bidra med marginale økninger i driftskostnadene. Tiltakene betinger imidlertid investeringer, og det er derfor ikke tilstrekkelig å bare ha lave enhetskostnader for driften.

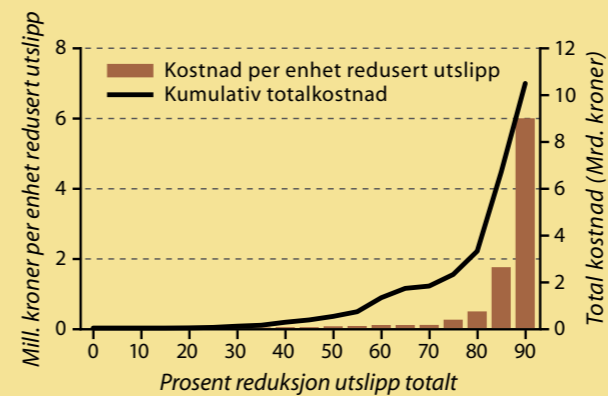
5.2 Kostnadseffektive myndighetskrav

For at ressursene skal utnyttes mest mulig effektivt er det viktig at myndighetskrav som stilles til industrien gjennomføres på en kostnadseffektiv og fleksibel måte. Dette inkluderer helhetlige vurderinger av kostnader og konsekvenser forbundet med å innfri dette kravet. I tillegg til selve investeringene, må derfor konsekvenser som for eksempel utsatt produksjon, økt vedlikehold og lavere regularitet tas med i vurderingene.

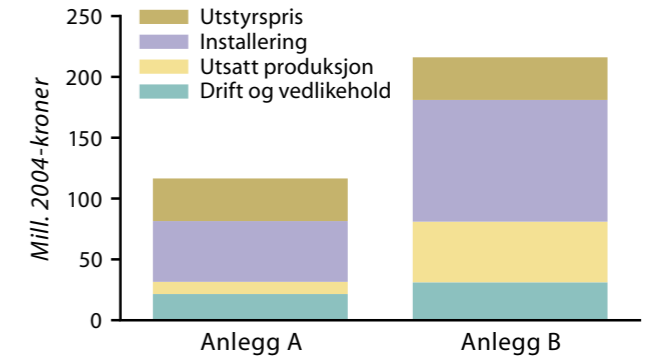
Myndighetskrav kan resultere i modifikasjonsarbeid på innretningene, og kostnadene knyttet til dette består av flere kostnadselement som alle bør inngå i beslutningsgrunnlaget (figur 5.4). Store prosjekt vil kreve nedstenging av produksjonen i en begrenset periode. I tillegg vil feltene fra tid til annen stenge ned produksjonen i forbindelse med såkalt revisjonsstans. I slike perioder vil alle prosjekt settes i prioritert rekkefølge. Krav fra myndighetene prioriteres høyt, og vil dermed ofte gå på bekostning av andre inntektsbringende prosjekt. Det er i tillegg viktig at kravene fra ulike myndighetsorgan koordineres.

Miljøgevinster og kostnader – et eksempel

Tradisjonelt er myndighetenes krav til utslippsreduksjoner håndtert gjennom tillatelser for hvert enkelt anlegg. I praksis kan det være vanskelig for myndighetene å identifisere de mest kostnadseffektive tiltakene. En måte å håndtere dette er å regulere utslippene ved bruk av fleksible virkemiddel, for eksempel omsettelige utslippskvoter. Eierne av anleggene kan da selv vurdere om det er billigst å gjennomføre et utslippsreducerende tiltak eller å kjøpe utslippskvoter. Figuren viser at ved å velge de mest kostnadseffektive tiltakene i dette eksempelet, kan det oppnås betydelige utslippsreduksjoner til en begrenset total kostnad. De tiltakene som må iverksettes for å nå utslippsreduksjoner over 80 prosent, vil imidlertid være svært kostbare å gjennomføre.



Figur 5.5 Utslippsreduksjoner, totale kostnader og enhetskostnader for ulike tiltak. Tiltakene er sortert etter kostnadseffektivitet.

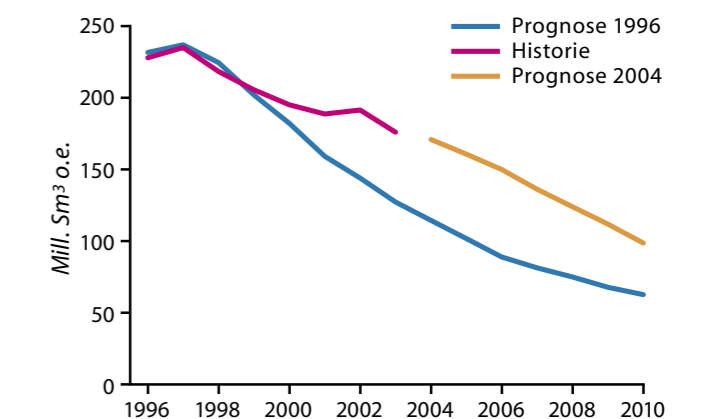


Figur 5.4 Eksempel på de totale kostnadene for et myndighetstiltak fra to ulike innretninger.

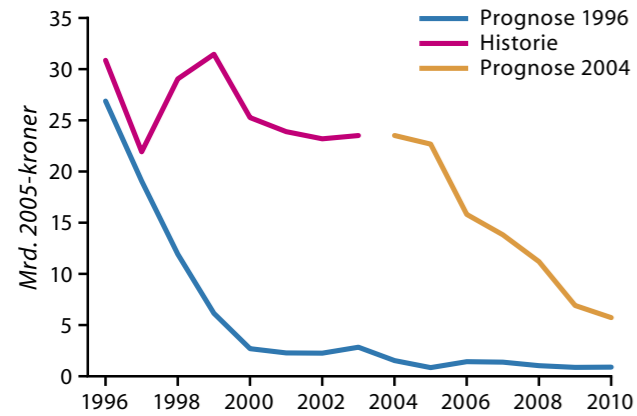
5.3 Tilrettelegge for framtidig ressurs-tilvekst

Den utbyggingsløsningen som velges for et felt, setter rammer for mulighetene for optimal produksjon i ulike faser av feltets levetid. Normalt blir en utbygging utført med lavest mulige investeringer i forhold til antatt behov i platåfasen. I mange tilfeller er derfor utbyggingene lite tilpasset endrede betingelser utover i feltets levetid. Beslutninger som tas i løpet av design-, utbyggings- og tidlig driftsfase vil påvirke muligheten for å oppnå optimal produksjon etter platåperioden. Det er derfor viktig å legge vekt på behovet for investeringer i driftsfasen og verdien av å bygge inn fleksibilitet når innretningene planlegges. Dette kan ha stor betydning for den totale ressursutnyttelsen. Eksempel på fleksibilitet kan være å tilrettelegge for muligheten for å bore fra innretningen, ekstra brønnsliiser, mulighet for å trekke inn flere stigerør, ledig plass og vektmargin for installasjon av nytt utstyr.

Erfaringene viser at utviklingen på et felt aldri vil være helt i samsvar med de opprinnelige planene. Produksjonen fra felt som var satt i drift før 1997 har blitt opp mot 50 prosent høyere enn opprinnelige prognoser tilsa (figur 5.6).



Figur 5.6 To produksjonsprognoser for felt med produksjonsstart før 1997 og faktisk produksjon fram til 2004 for de samme feltene.



Figur 5.7 To prognoser for investeringer i driftsfasen for felt med produksjonsstart før 1997 og de faktiske investeringene fram til 2004 for de samme feltene

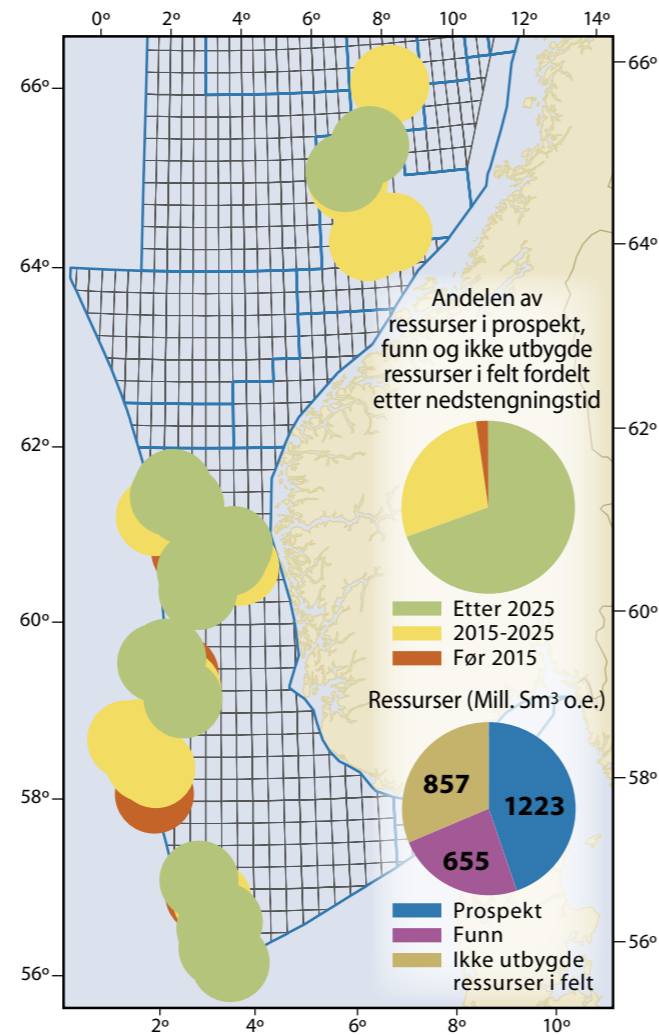
Figur 5.7 viser at dette har krevd betydelige investeringer. Feltutbygginger som har hatt tilstrekkelig fleksibilitet for tilleggsinvesteringer, har nytt godt av dette gjennom tilleggsproduksjon ut over det som lå til grunn for de opprinnelige produksjonsplanene.

5.3.1 Effektiv drift øker utvinningen

Driftskostnadene har stor betydning for innretningenes levetid og dermed også for grunnlaget for lønnsomhet i nye prosjekt på feltene. Når et prosjekt skal iverksettes, er det viktig med trygghet for at infrastrukturen vil være tilgjengelig tilstrekkelig lenge. For å få til effektiv utnyttelse av infrastrukturen for slike tilleggssressurser er det derfor avgjørende at det er et kostnadsnivå som gir grunnlag for langsiktig produksjon fra det enkelte felt.

Mye av infrastrukturen i modne områder av norsk kontinentalsokkel vil være operativ i mange år framover. Dette er illustrert i figur 5.8, som skisserer levetiden til innretningene. Levetiden er her basert på planene for produksjon av reservene på feltene. Store områder ligger innenfor en radius av 50 kilometer fra innretninger som har planer for produksjon over 20 år fram i tid. Til sammen 2,7 milliarder Sm³ o.e. olje og gass i form av tilleggssressurser på felt, i funn og i prospekt ligger innenfor dette området. Kostnadsreducerende tiltak kan gi lang levetid, og selv ved lave priser legge grunnlag for fortsatt langsiktig verdiskaping.

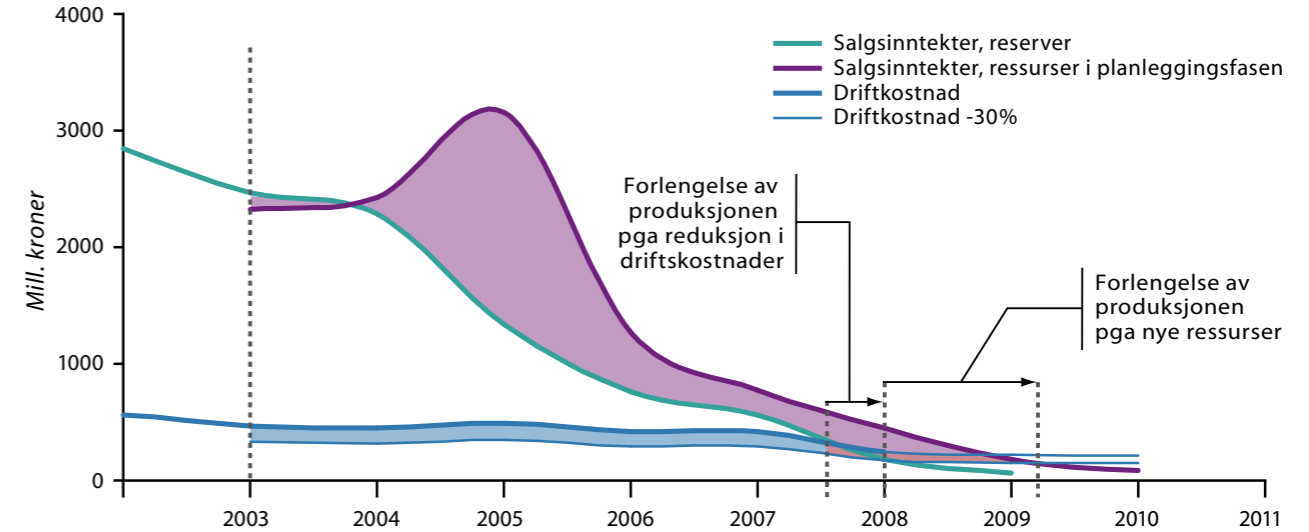
Reduksjon av driftskostnadene uten nye tiltak for økt utvinning vil ha liten ressursmessig effekt (figur 5.9). Reduserte driftskostnader vil likevel ha stor betydning for feltets lønnsomhet og gjøre det enklere å gjennomføre nye prosjekt.



Figur 5.8 Områder for innfasing (50 kilometer radius) rundt aktuelle felt, sortert etter feltenes gjenværende produksjonstid for de besluttede reservene. Felt med tilhørende røde områder avslutter produksjonen innen 10 år, gule mellom 10-20 år og grønne om mer enn 20 år.

Dersom alle feltenes levetid forlenges med to år, med samme produksjonsnivå som det siste planlagte produksjonsår, vil utvinningen fra felt som allerede er i produksjon øke med om lag 80 mill Sm³ o.e. Innfasing av nye ressurser vil øke volumet ytterligere (se også figur 5.9).

På kort sikt er en stor del av driftskostnadene vanskelig å endre. Selv om produksjonen avtar, er det ofte vanskelig å redusere kostnadene tilsvarende. Lønnsomheten blir dermed dårligere, og sannsynligheten for at nye prosjekt besluttes blir mindre. Tiltak som øker utvinningen har som oftest bedre lønnsomhet når de settes i verk tidlig. I slutfasen har tiltakene ofte marginal lønnsomhet sammenlignet med andre prosjekt.



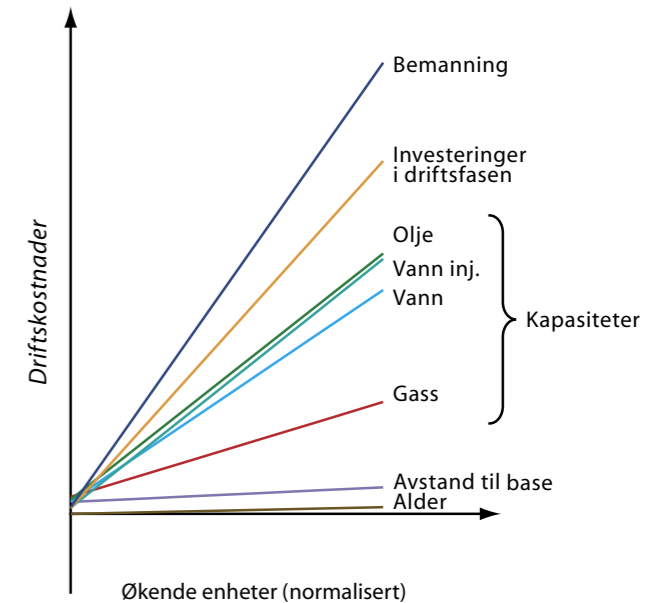
Figur 5.9 Eksempel som viser utviklingen av salgsinntekter, driftskostnader og levetid med og uten reduksjoner i driftskostnadene og med og uten utbygging av nye ressurser.

5.4 Reduksjon av driftskostnader

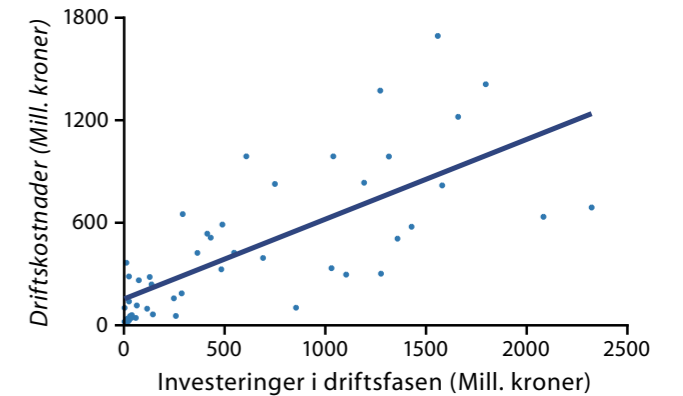
Innretningene på norsk kontinentalsokkel er skreddersydd for sitt felt. Dette medfører at det er vanskelig å foreta direkte sammenligninger av driftskostnadene på de ulike feltene. Likevel er det enkelte generelle forhold og funksjoner som styrer innretningenes driftskostnader. Basert på innrapporterte data for 2004 fra alle innretningene på kontinentalsokkelen, har Oljedirektoratet gjort en studie for å identifisere disse driverne. De viktigste kostnadsdriverne har blitt identifisert og vurdert sammen med tekniske data og produksjonsdata for innretningene. Analysen er gjort på et overordnet nivå. Det vil derfor finnes andre kostnadsdriverne som er viktige for enkelte innretninger på grunn av utstyret på innretningen, grunnforhold, reservoarforhold og så videre. Sammenligningene som er gjort viser også at det er stor spredning i resultatene, og gir isolert sett ikke et fullstendig bilde av hvor stor sammenheng mellom driftskostnadene og de forskjellige driverne er. Parametrene som er studert, og graden av sammenheng med nivået på driftskostnadene, er vist i figur 5.10.

Bemanningsnivå og produksjonsteknisk kapasitet har som ventet klar sammenheng med driftskostnadsnivået. Studien viser også at det er en sammenheng mellom feltenes årlige investeringer i driftsfasen og driftskostnader i det samme året (figur 5.11). Dette indikerer at investeringer medfører generelt større aktivitet og større bruk av støtteaktiviteter som ledelse (offshore og onshore), drift offshore, driftsstøtte land, logistikkjenester, catering og så videre.

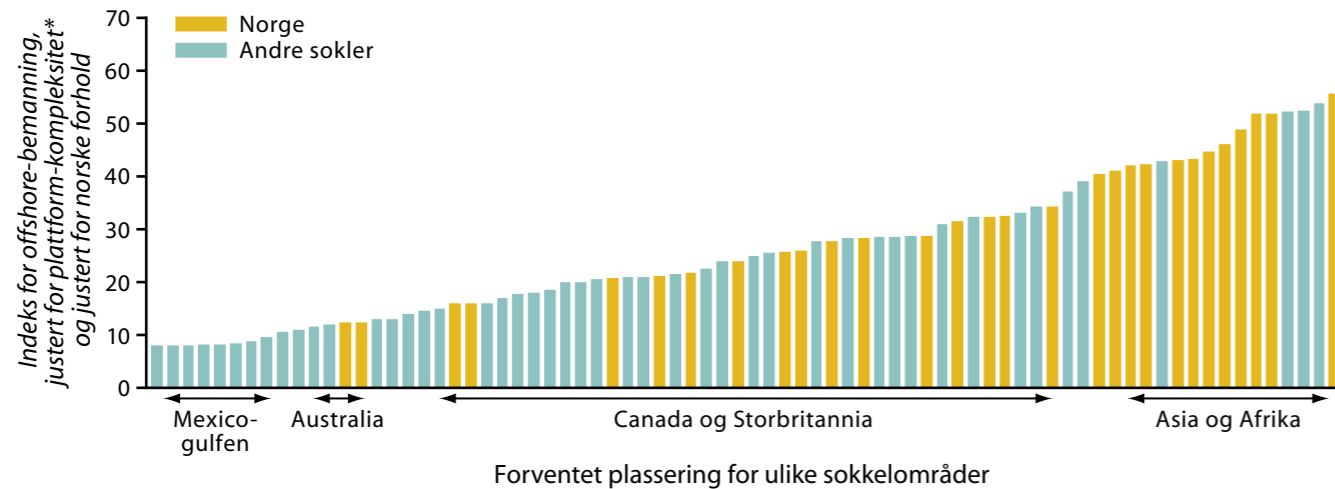
Det vil være rimelig å anta at nye innretninger har lavere driftskostnadsnivå enn eldre. Analysen viser imidlertid



Figur 5.10 Korrelasjon mellom driftskostnader og ulike parametre.



Figur 5.11 Sammenhengen mellom driftskostnader og investeringer i driftsfasen.



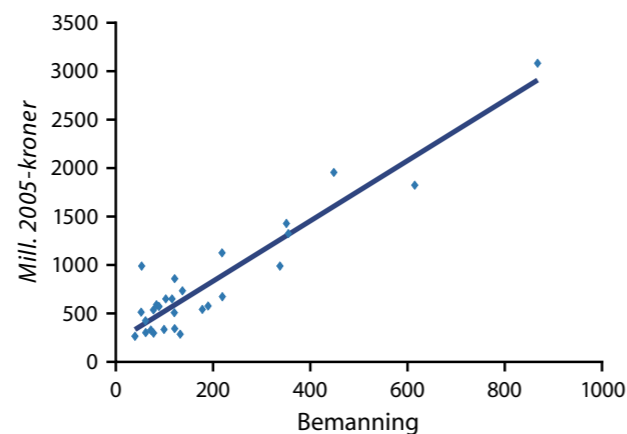
Figur 5.12 Bemanningsnivå på norske og utenlandske innretninger. (Kilde: Konkraft.)

ingen klar sammenheng mellom innretningenes alder og størrelsen på driftskostnadene, på tross av at bemanningsnivået vanligvis er lavere på nye innretninger enn på eldre. Noe av forklaringen kan være at de eldste innretningene er oppgradert jevnlig og endret driftsfilosofi.

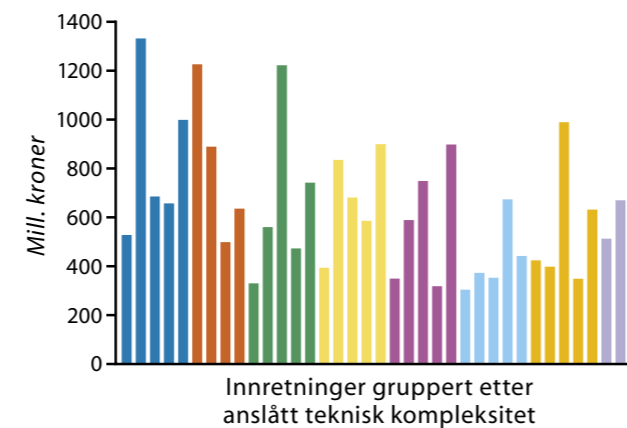
Bemanningsnivået på norske innretninger er gjennomgående høyt. Konkraft skriver dette i studien "Kartlegging av kostnadsbildet på norsk kontinentalsokkel" (2004): "Analysen viser at innretninger på norsk kontinentalsokkel har betydelige variasjoner (figur 5.12). Enkelte plattformer har like lav bemanning som sammenlignbare innretninger på andre sokler. Andre plattformer på norsk kontinentalsokkel ligger imidlertid mer på nivå med innretninger i lavlønnsområder som Asia og Afrika. Britiske plattformer har også en stor variasjon i bemanningsnivå, men ligger gjennomsnittlig noe lavere enn norske plattformer." Kostnadene knyttet til driftspersonell utgjør en stor andel av de totale driftskostnadene. Konkraft anslår i samme rapport at andelen er på 65 prosent. Oljedirektoratets analyse, viser også en klar sammenheng mellom bemanningsnivå og driftskostnadsnivå. (figur 5.13)

For å redusere driftskostnadene, vil derfor en av de viktigste utfordringene være å ha tilstrekkelig fleksibilitet i driftsorganisasjonen slik at arbeidsomfanget og bemanningen kan tilpasses utviklingen og behovene på feltet. Det er en særlig utfordring når produksjonen på feltene går av platå.

I figur 5.14 er feltene på norsk kontinentalsokkel gruppert etter kompleksitet basert på produksjonskapasitet og investeringsnivå i driftsfasen. Det er store forskjeller



Figur 5.13 Sammenhengen mellom driftskostnader og bemanning på feltene på norsk kontinentalsokkel.



Figur 5.14 Driftskostnader (2004) for innretninger gruppert etter teknisk kompleksitet. De store og mest kompliserte innretningene ligger mot venstre og de små og minst kompliserte mot høyre i figuren.

i driftskostnadsnivået mellom feltene, selv innenfor felt med samme kompleksitet. Feltspesifikke forhold, og dermed den skreddersydde designen, er noe av årsaken til disse forskjellene. Studien indikerer at muligheter for å redusere kostnadene er utnyttet i ulik grad på feltene. For å illustrere potensialet for reduksjoner i driftskostnadene, er driftskostnadsnivået sammenlignet med internasjonal "best practice". For et representativt utvalg av åtte innretninger, er det estimert en "best practice"-driftskostnad. Sammenliknet med de faktiske driftskostnadene, indikerer studien et potensial for kostnadsreduksjoner på rundt 30 prosent, kun ved å utnytte erfaringer fra andre felt (figur 5.15).

Dersom potensialet ved bruk av nye utstyrstyper, nye arbeidsmetoder og ny kommunikasjonsinfrastruktur blir fullt utnyttet, er det grunn til å anta at det samlede potensialet for kostnadsreduksjon er betydelig større (figur 5.15).

30 prosent reduksjon av driftskostnadene på alle felt, ut feltenes levetid, vil gi en innsparing på cirka 115 milliarder kroner (udiskontert) i perioden fram til 2020 (figur 5.16). Da har vi ikke regnet med mulige økte inntekter fra gjennomføring av nye prosjekt.

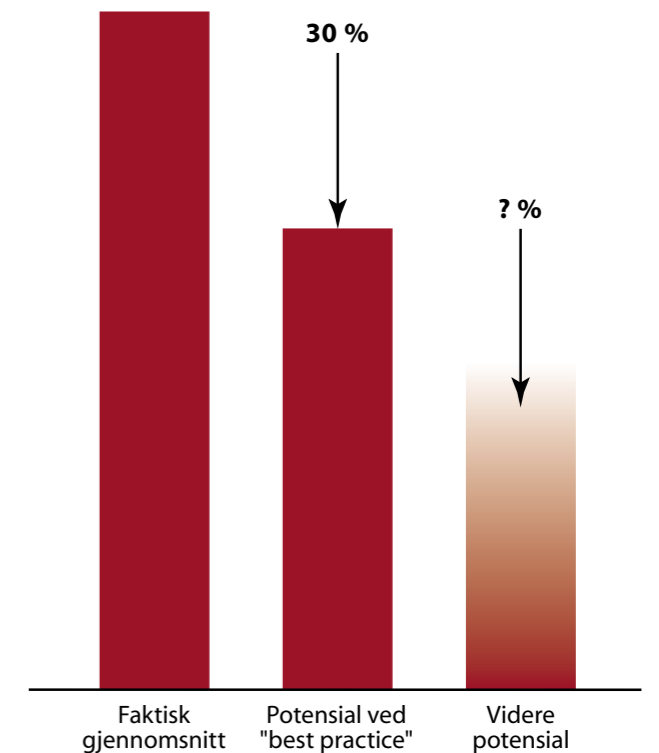
Gjennomføringen av kostnadsreducerende tiltak vil være påvirket av prioriteringer og innsats, ikke minst fra operatøren. Effektiviseringstiltakene kan være krevende å gjennomføre ikke minst dersom disse innebærer større endringer i driftsmodellen, flytting av arbeidsoperasjoner til land eller eventuelle bemanningsreduksjoner. Gevinstene ved dette kan i noen tilfeller synes små dersom operatørandelen er liten, ikke minst når også skattesatsen er høy.

5.4.1 Tiltak som kan forbedre driftseffektiviteten

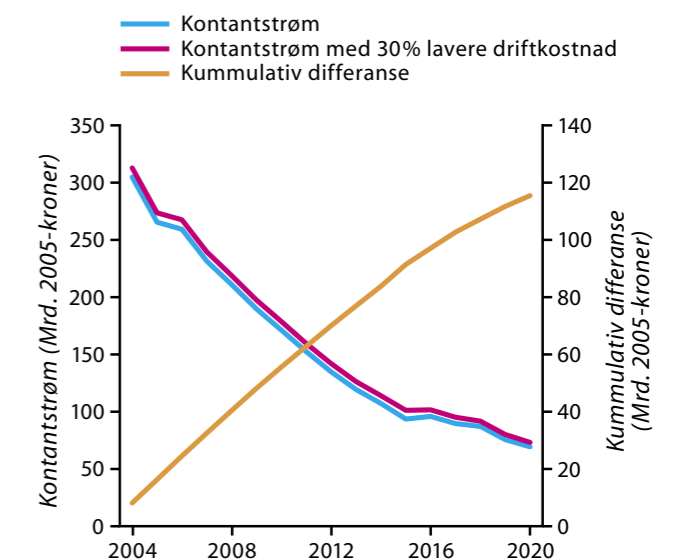
Driftsfilosofien for et felt omfatter produksjon, krav til regularitet, vedlikehold, bemanning og hvilke oppgaver som skal utføres på feltet.

Driftsfilosofien påvirkes av en rekke forhold, og etableres vanligvis ut fra nivået på plattformproduksjonen. Rutinene for driften baseres dermed på vesentlig høyere produksjon enn mot slutten av feltets levetid. Da kan det være naturlig å vurdere om den eksisterende driftsfilosofien fortsatt er optimal.

En tilpasning av driftsfilosofien kan innebære alt fra mindre justeringer i forhold til arbeidsoppgaver og vedlikehold, til helt nye måter å drive feltet eller innretningen på. Eksempel på dette er innføring av ulike element av e-drift eller å overføre driftsoppgaver til utstyrsleverandører eller kontraktører.



Figur 5.15 Anslått potensial for reduksjon av driftskostnader på norsk kontinentalsokkel basert på et beregnet gjennomsnitt av dagens beste praksis. Det er også indikert et ytterligere potensial for reduksjon.



Figur 5.16 Akkumulert økning i kontantstrøm med en reduksjon i driftskostnader på 30 prosent.



Frigg - et eksempel

Høsten 2004 stengte Friggfeltet ned etter 27 års produksjon. Dette var et av de første feltene som ble satt i produksjon på norsk sokkel, og på nedstengningstidspunktet var fire plattformer i drift.

På begynnelsen av 1990-tallet var det klart at produksjonen gikk drastisk ned, og at nedstengningstidspunktet kun lå få år frem i tid dersom kostnadene for å drive feltet ikke ble redusert.

En omfattende omlegging av både organisasjonen og driftsfilosofien fra og med 1997 bidro til at feltet produserte frem til høsten 2004, og at produksjonen var lønnsom helt ned til et nivå på 1 million Sm³ gass per dag. Driftskostnadene var da redusert med omkring 40 prosent i forhold til begynnelsen på 1990-tallet. Det siste året var den gjennomsnittlige produksjonen 4,6 millioner Sm³ per dag, og den tekniske kostnaden 4,1 dollar per fat.

Noen interessante hovedtrekk fra omleggingen kan være verdt å bemerke:

- Utstrakt bruk av teknikere og ledere på plattformene direkte i endringsprosjektet
- Lav fast operasjonell bemanning med integrerte team og direkte ansvar - eliminering av førstelinje supervisor (omlegging til fagspesialist uten personalansvar)
- Overgang til kampanjebasert vedlikehold etter en kritikalitetsvurdering (15-20 prosent forbedret effektivitet)
- Systematisk gjennomgang av alt utstyr på innretningene ut fra betydningen for driften. Overflødig utstyr ble stengt ned og til en viss grad fjernet.
- Omlegging av vedlikeholdsfilosofien fra hovedvekt på forebyggende til større andel behovsstyrt og korrigerende vedlikehold, basert på utstyrets viktighet.

I tillegg har utsetting av vedlikeholdet til kontraktører i 2001 bidratt til fokus på:

- Sterkere samarbeid med leverandører og utvikling av kompetanse hos kontraktørene
- Insentivbaserte kontrakter med kontraktørene

Kilde: Total E&P Norge AS

Mange tiltak kan gjøre driften av feltene mer effektiv. I enkelte sammenhenger er det nødvendig å foreta store endringer i infrastrukturen, i form av nedstenging, ombygging eller installasjon av nye innretninger. God effekt kan også oppnås med mindre tilpassinger, som å stenge ned eller bytte ut gammelt utstyr, eller å oppgradere eksisterende utstyr. For noen innretninger kan løsningen være å introdusere nye driftsmodeller gjennom innføring av e-drift, flytting av arbeidsoppgaver til land, fjernstyring og automatisering eller overføring av driftsoppgaver til kontraktører. Enkle justeringer i driftsfilosofien, for eksempel i forhold til vedlikehold og krav til regularitet, vil også bidra i positiv retning.

Hvilke tiltak som egner seg for de ulike feltene, er avhengig av mange faktorer, for eksempel ressursene i området og feltets levetid.

5.4.1.1 Justeringer i vedlikeholdsstrategi

Vedlikehold, som er en vesentlig del av driften på en innretning, krever at visse minimumskriterier må oppfylles for å kunne opprettholde driften. Viktigste er å ivareta sikkerheten for mennesker og ytre miljø. Den tekniske tilstanden på innretning og utstyr og mål for regularitet avgjør hvilket vedlikeholds nivå som kreves.

Behovet for vedlikehold øker når utstyret eldes. Men reduserte krav til regularitet og fjerning av overflødig utstyr kan bidra til å redusere omfanget.

Vedlikehold blir hovedsakelig gjennomført ut fra tre ulike strategier; regelmessig vedlikehold i henhold til en oppsatt plan, vedlikehold ved behov og vedlikehold for å gjenopprette den tekniske tilstanden når utstyret svikter. Det kan være optimalt å ha ulike vedlikeholdsstrategi for ulike deler av anlegget. Ved å vurdere strategien opp mot den fasen feltet er i, kan det være mulig å redusere vedlikeholdskostnadene betydelig.

Vedlikeholdsstrategien endres normalt når innretningen nærmer seg nedstengning. Resultatet av mindre vedlikehold kan bli at innretningen ikke har god nok teknisk tilstand til å fortsette driften etter det planlagte nedstengningstidspunktet. Dette kan bli et problem dersom produktjonsforutsetningene endrer seg eller dersom prisforutsetningene gjør fortsatt produksjon lønnsom.



Ulike vedlikeholdsstrategier

Forebyggende vedlikehold baseres som regel på leverandørens generelle erfaringer med utstyret og utføres med faste intervaller. Frekvensen settes av leverandøren.

Tilstandsbasert vedlikehold innebærer at utstyrets tilstand følges opp via overvåking. Vedlikeholdet gjennomføres før det oppstår feil som fører til stans av utstyret eller av driften. Overvåking av tilstanden vil kunne utføres fra land. En omlegging fra forebyggende til mer tilstandsbasert vedlikehold kan redusere kostnadene for frakt og opphold til havs for vedlikeholdspersonell og gjøre det lettere å sammenlikne like problemstillinger på forskjellige innretninger.

Korrigerende vedlikehold er vedlikehold som settes i verk etter at en feil har oppstått. Denne strategien benyttes normalt for utstyr som ikke er kritisk for produksjonen.

5.4.1.2 Regularitet

Regularitet er et mål for hvor stor del av tiden et anlegg er i drift. Normalt er målet høyest mulig regularitet for å sikre høy produksjon. Høy regularitet har imidlertid en kostnad, og det kan være naturlig å vurdere om det er nødvendig med like høy regularitet når produksjonen avtar. Høy regularitet vil ofte bety at innretningen har flere like utstyrskomponenter (redundans) som må vedlikeholdes.

Ved optimalt tilpasset regularitet, kan behovet for utstyr på innretningen reduseres. Behovet for overvåking, vedlikehold og reservedelslager blir også mindre. Arbeidsomfanget kan dermed reduseres og driftskostnadene blir lavere.

5.4.1.3 Driftsmodeller

En kritisk gjennomgang av driften på et felt bør også inkludere en gjennomgang av selve driftsmodellen. Som eksemplet fra Frigg viser, kan overgang fra forebyggende til behovsstyrt og korrigerende vedlikehold redusere bemanningsbehovet.

I enkelte tilfeller er ansettelse i et operatørselskap knyttet til arbeid på en bestemt innretning. Det fremmer i liten grad fleksibilitet i forhold til effektiv bruk av personell. For å øke fleksibiliteten, kan en mulighet være å benytte samme strategi som i service- og kontraktørselskapene, der personellet ikke er knyttet til bestemte innretninger.



Dette vil kunne bidra til å utvikle smidigere og mer tilpassede organisasjoner som til enhver tid står i forhold til arbeidsomfanget.

Fordelingen av oppgaver og ansvar mellom operatør og kontraktør kan bidra til høyere effektivitet. Det finnes få såkalte "serviceoperatører" på norsk kontinentalsokkel, men på britisk side av Nordsjøen benyttes ordningen med "Duty Holder". I tillegg til den tradisjonelle kontraktsformen, der oljeselskapet betaler kontraktøren for arbeid, reservedeler og forsyningstjeneste etter faste rater, benyttes det en insentivbasert modell. Serviceoperatøren og oljeselskapet i fellesskap opp prestasjonskriterier der serviceoperatøren gis frihet til å styre med disse kriteriene som verktøy.

5.4.1.4 E-drift

Med e-drift mener vi her nye driftsformer hvor informasjonsteknologien gjør det mulig å benytte sanntidsdata blir utnyttet til å oppnå bedre og raskere beslutninger. Sanntidsdata vil si informasjon som blir oppdatert i samme øyeblikk som data oppstår. Slik får personell på land og ute på feltet tilgang til informasjon. Når alle har samme informasjon samtidig, for eksempel bore- og brønndata, prosessinformasjon eller informasjon om drifts- og vedlikeholdsparametere, kan landorganisasjonen gi støtte til innretningen raskt og effektivt.

Oljedirektoratet mener at det ligger et stort potensial for økt verdiskaping i at oljenæringen utnytter datastrømmen bedre gjennom å tilpasse organisasjoner og arbeidsformer til mer integrert og tverrfaglig arbeid. Når ulike faggrupper får mulighet til å jobbe integrert på et oppdatert faktagrunnlag, gir det grunnlag for raskere og bedre beslutninger. Flere store operatørselskap på norsk sokkel har nå definert dette som et strategisk satsingsområde.

Innføring av samhandlingsrom er en del av utviklingen. Her sitter forskjellige faggrupper sammen, både fysisk i samme rom og på ulike steder ved hjelp av teknisk utstyr. Samhandlingen mellom hav og land, og mellom operatør og leverandør foregår i stor grad ved hjelp av datasystem. Da kan problemstillinger diskuteres og beslutninger fattes raskere, uavhengig av geografisk plassering.



Mulighetene for bedre utnyttelse av tilgjengelige data er mange gjennom en effektiv digital infrastruktur. Kombinasjonen av tilgang til sanntidsdata og historiske data, og en stadig økende kapasitet for dataprosessering og visualisering, gir sammen med nye arbeidsprosesser muligheter for å optimalisere driften av feltene.

Effektiv bruk av informasjonsteknologi kan også gi gevinst i forbindelse med planlegging av vedlikehold. Det åpner for bedre prioritering av oppgaver og optimalisering av bemanningsnivået offshore. Fjernovervåking av teknisk tilstand på utstyr offshore, for eksempel utført av utstys-

leverandøren, kan både gjøre det lettere å velge preventive tiltak og gi bedre kontroll med når vedlikehold må utføres. Det er tatt i bruk flere steder norsk kontinentalsokkel.

Oljedirektoratet har tatt et initiativ for å påskynde innføring av e-drift ved å etablere E-driftsforum. Her inviteres alle relevante aktører for å diskutere erfaringer, muligheter og utfordringer.

Mer informasjon om e-drift og E-driftsforum finnes på <http://www.npd.no/Norsk/Emner/E-drift/>

6 Ressursklassifisering

For å holde regnskap med petroleumsmengdene på kontinentalsokkelen er det nødvendig å ha gode system til å klassifisere disse etter. Det er viktig med enkle og gode definisjoner av ulike typer av petroleum. Ressursene må kunne grupperes i forhold til den modenhetsgrad de tilhører når det gjelder utforskning, planlegging og utvinning. Oljedirektoratet har gjennom årene hatt flere ulike klassifikasjoner. Systemene har etter hvert blitt mer detaljerte og fokuserte for å kunne være gode redskap til å holde oversikten over ressursene og til å være grunnlag for ulike analyser.

Det finnes mange ulike system i bruk i dag, både nasjonale og internasjonale system, som reflekterer ulike tradisjoner. Dette vanskeliggjør kommunikasjon internasjonalt og sammenstilling av data globalt. Det er først i disse dager at det er utformet et system som harmoniserer de ulike systemene; UNFC (se nedenfor). Dette kapitlet tar for seg Oljedirektoratets klassifikasjon samt to av de viktigste internasjonale klassifikasjonene. Oljedirektoratet har på ulike måter vært bidragsyter til utviklingen av begge disse systemene.

Ressurser og *reserver* er de to mest sentrale begrepene som benyttes når vi snakker om petroleumsmengder. Begrepene er imidlertid ikke entydige, og betydningen av begrepene vil variere mellom de ulike nasjonale og internasjonale klassifikasjoner¹.

Ressurser omfatter alle petroleumsmengder. *Tilstedeværende ressurser*, også kalt ressurser opprinnelig til stede, er petroleumsmengder som er beregnet å være til stede i en forekomst før produksjonen starter. *Betingede ressurser* er påviste, utvinnbare mengder som vi antar kan utvinnes, men der utvinning ennå ikke er besluttet av rettighetshaverne. Det kan gjenstå både tekniske og kommersielle vurderinger før en beslutning om utvinning kan fattes.

Reserver omfatter gjenværende, utvinnbare, salgbare petroleumsmengder i felt og prosjekt der utvinning er besluttet. Dersom det ikke er tatt beslutning om utvinning, er de påviste petroleumsmengdene ikke reserver men betingede ressurser. Reserver er altså en undergruppe av ressurser.

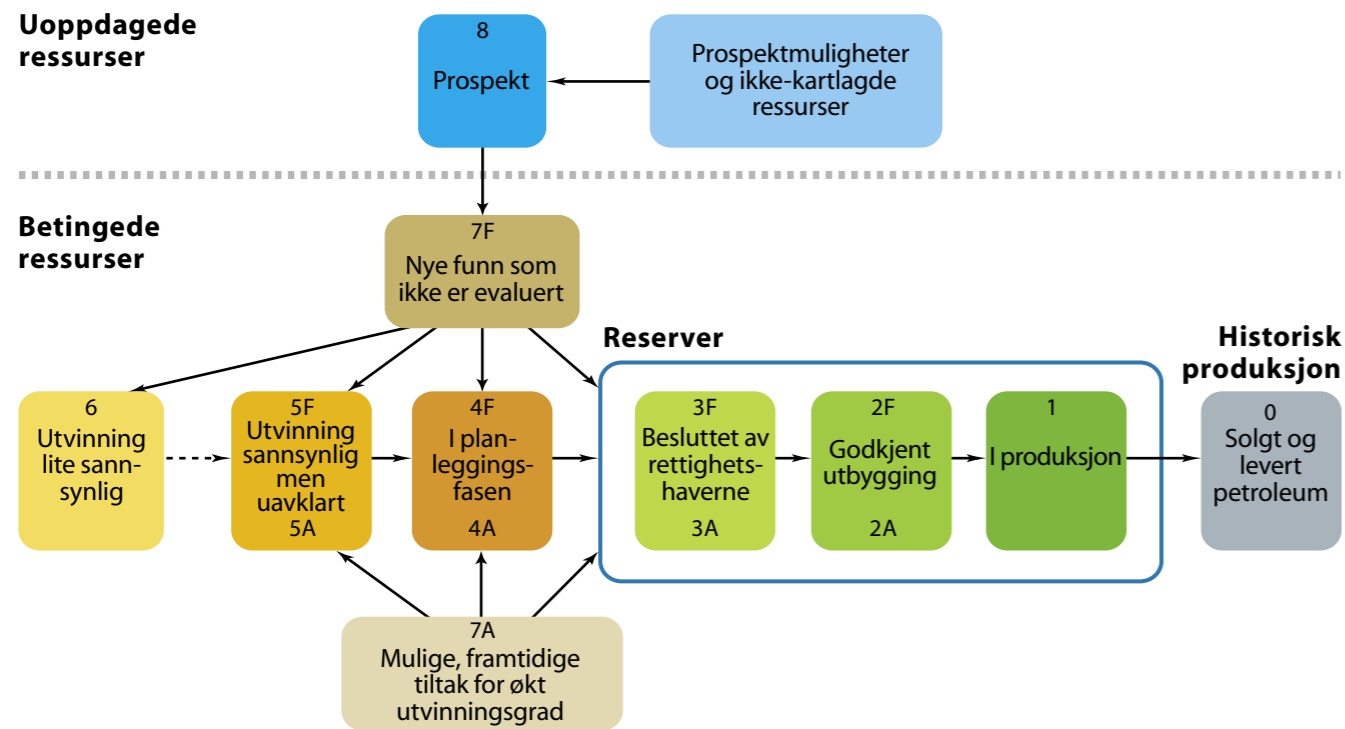
6.1 Oljedirektoratets klassifikasjon

Oljedirektoratets gjeldende klassifikasjon har vært i bruk siden 2001. Systemet omfatter de totale utvinnbare petroleumsmengdene, både påviste og uoppdagede. Anslagene over tilstedeværende ressurser omfattes ikke av dette systemet. Ettersom utvinningen av petroleum skjer gjennom industrielle prosjekter, har det vært lagt vekt på at klassifiseringen skal kunne følge utviklingen av disse. Et felt kan bli bygd ut i flere trinn og vil derfor omfatte flere prosjekt. Disse har ulik grad av modenhet når det gjelder planlegging, utbygging og produksjon. Oljedirektoratets system klassifiserer derfor petroleumsmengdene i de enkelte prosjektene etter deres modenhet i forhold til utvinningen.

Klassifikasjonen er inndelt i tre klasser: reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser (figur 6.1). *Reserver* omfatter de gjenværende petroleumsmengdene som er besluttet for utvinning av rettighetshaverne og som myndighetene har godkjent utbyggingsplan for. Med litt andre ord kan vi også si at reserver er de gjenværende mengder i besluttede prosjekter som kan utvinnes med dagens teknologi og under nåværende økonomiske forhold og rammebetingelser. *Betingede ressurser* er de utvinnbare mengdene som er funnet, men som det ennå ikke er tatt

¹ I næringen brukes det også noen engelske benevnelse, som for mange har en helt bestemt betydning, og som ikke har fått norske oversettelser. Et eksempel er "Proved reserves" som er et begrep som fra gammelt av er utviklet i USA. Det brukes særlig i forbindelse med selskapenes rapportering til børsmyndighetene (SEC-reglene). Proved reserves utgjør den begrensede del av reservene som kan verifiseres gjennom direkte observasjoner i brønner og ved bruk av ulike testemetoder. "Proved reserves"-anslag har først og fremst betydning for investorer og eiere som grunnlag for verdisetting av selskapene. I forhold til reserveanslagene som selskapene rapporterer til Oljedirektoratet, utgjør proved reserves konservative anslag, ofte omkring 70-75 prosent av anslaget.





Figur 6.1 Oljedirektoratets klassifikasjon av petroleumsressursene.

beslutning om og som ikke er godkjent utbygd. Betingede ressurser omfatter også ressurser knyttet til prosjekt for økt utvinning som ikke er besluttet på felt i produksjon. *Oppdagede ressurser* er, som navnet sier, de petroleums-mengdene som vi anslår at vi kan finne ved fortsatt leting, og som deretter kan utvinnes. Det som er produsert, solgt og levert, utgjør historisk produksjon. Dette er strengt tatt ikke en klasse, og det er heller ikke del av reservene.

Hver klasse deles inn i ulike kategorier etter prosjektens status, såkalte prosjektstatuskategorier. Disse tjener som nyttige "beholdere" for prosjekt som har lik status når det gjelder planlegging eller utbygging. Kategoriene har også vist seg å være nyttige for vurderinger og analyser av grupper av prosjekt, eller for eksempel for å vurdere hele den norske porteføljen av funn.

Mer informasjon om Oljedirektoratets klassifikasjon finnes på Oljedirektoratets hjemmeside:
http://www.npd.no/regelverk/r2002/frame_n.htm

6.2 SPE/WPC/AAPGs klassifikasjon av petroleumsressurser

Gjennom 1980- og 90-tallet ble det gjort en betydelig innsats av ulike faglige organisasjoner for å utvikle en hensiktsmessig klassifikasjon for petroleum. Gjennom et felles arbeid publiserte Society of Petroleum Engineers og World Petroleum Congress en klassifikasjon av reserver i 1997. Dette arbeidet ble videreført i samarbeid med

American Association of Petroleum Geologists og i 2000 ble et system for klassifisering for de totale petroleumsressursene, kjent som SPE/WPC/AAPG-klassifikasjonen (figur 6.2), publisert. Systemet har store likhetstrekk med Oljedirektoratets klassifikasjon, som blant annet ble brukt som en referanse i arbeidet, og det er basert på samme filosofi om modning av ressurser fram mot utvinning. Systemet tar utgangspunkt i de tilstedeværende mengdene, og deler disse inn i oppdagede og uoppdagede mengder. Hovedklassene er de utvinnbare mengdene, som omfatter reserver, betingede ressurser, og prospektive ressurser. I tillegg til disse klassene omfatter systemet produserte mengder og mengder som ikke lar seg utvinne, det vil si de mengdene som av fysiske, tekniske eller økonomiske årsaker blir tilbake i bergartene etter at produksjonen er avsluttet.

Klassene langs den vertikale akse gjenspeiler den økonomiske risikoen, eller modenheten, på samme måte som i Oljedirektoratets system. I tillegg viser den horisontale akse graden av sikkerhet i observasjonen av petroleumsmengdene. For reserver er dette angitt ved "proved", "proved plus probable", og "proved plus probable plus possible", der "proved" er det sikreste og mest konservative anslaget. Betingede ressurser og prospektive ressurser inndeles i lavt, best og høyt estimat.

På samme måte som i Oljedirektoratets system, kan SPE/WPC/AAPG-klassifikasjonen inndeles i prosjektstatuskategorier og med det brukes som et verktøy for portefølje-

Resource classification system (showing possible Project Status Categories)

		Production			Project Status	
Total petroleum - Initially - In-place	Discovered petroleum - Initially - In-place Commercial	Reserves	Proved	Proved plus Probable	Proved plus Probable plus Possible	On production
			Proved plus Probable	Proved plus Probable plus Possible	Under development	
Development pending						
Total petroleum - Initially - In-place	Discovered petroleum - Sub-commercial	Contingent resources	Low estimate	Best estimate	High estimate	Planned for development
			Development on hold			
Development not viable						
Total petroleum - Initially - In-place	Undiscovered petroleum - Initially - In-place	Prospective resources	Low estimate	Best estimate	High estimate	Development pending
			Development on hold			
Development not viable						
		Unrecoverable			Prospect	
		Unrecoverable			Lead	
		Unrecoverable			Play	
		Unrecoverable				

Range of uncertainty

Figur 6.2 SPE/WPC/AAPGs klassifisering av petroleumsressurser.

håndtering. SPE/WPC/AAPG-klassifikasjonen er i frammarsj og stadig flere land tar systemet i bruk. Også en del oljeselskap har begynt å bruke systemet. SPE har utarbeidet omfattende retningslinjer for beregning av petroleums-mengder og bruk av klassifikasjonen.

Mer informasjon kan finnes på:

http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,,1104_1730,00.html

6.3 FNs rammeklassifisering for energi- og mineralressurser (UNFC)

På begynnelsen av 90-tallet tok Russland initiativ overfor FN om å utvikle en internasjonal klassifikasjon for kull og mineraler. Dette skjedde blant annet fordi det var et behov for å kunne formidle informasjon om ressursmengder og potensial til internasjonale selskap og investorer. I 1997 anbefalte FNs Economic and Social Commission (ECOSOC) at denne klassifiseringen, som har navnet *United Nations Framework Classification for Reserves/Resources – Solid Fuels and Mineral Commodities*, skulle bli tatt i bruk av FNs medlemsland. Fram til i dag er systemet benyttet i mer enn 60 land.

I 2001 ble det satt i gang et arbeid for å harmonisere klassifiseringen av petroleum og uran med klassifiseringen av kull og mineraler. For petroleum ble det særlig lagt vekt på SPE/WPC/AAPG-klassifikasjonen og den klassifika-

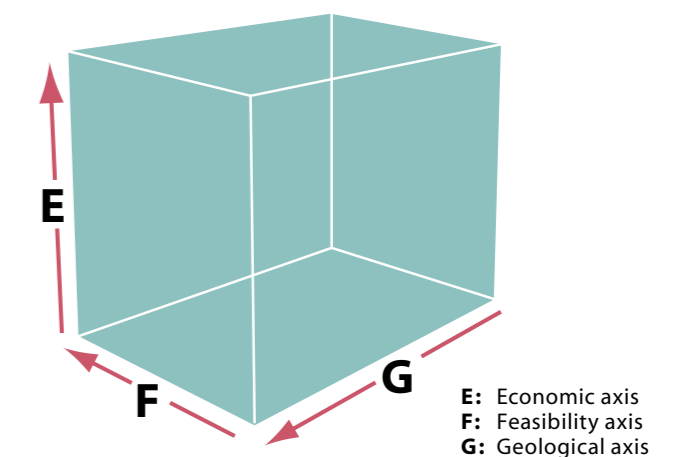
sjonen som er utviklet i Russland. Dette resulterte i at det ble utviklet et nytt system, *United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources (UNFC)*. ECOSOC anbefalte i juli 2004 at det nye systemet skulle tas i bruk i medlemslandene og av internasjonale organisasjoner. Etter at UNFC ble lansert, har det vært stort fokus på systemet som en mulig erstatning for eksisterende system, særlig etter mediaoppmærksomhet vedrørende enkelte oljeselskaps rapportering til børsen.

UNFC benytter tre kriterier som basis for klassifiseringen: "Economic and commercial viability" (E), "Field project and feasibility" (F) og "Geological knowledge" (G) (figur 6.3). Dette vil framstå som et tredimensjonalt system med en E-akse, en F-akse og en G-akse.

Tilsvarende kriterier er brukt direkte eller indirekte også i andre klassifiseringssystemer. For eksempel vil "Field project and Feasibility"-aksen i UNFC kunne sammenliknes med rekken av prosjektstatuskategorier i Oljedirektoratets klassifikasjon. På denne måten kan mange av de viktigste klassifikasjonene sammenliknes med og harmoniseres med UNFC.

Hvert av disse kriteriene deles så inn i hovedkategorier:

- E1 Economic
- E2 Potentially Economic
- E3 Intrinsically Economic
- F1 Justified Development and/or Production Project
- F2 Contingent Development Project
- F3 Project Undefined
- G1 Reasonably Assured Geological Conditions
- G2 Estimated Geological Conditions
- G3 Inferred Geological Conditions
- G4 Potential Geological Conditions



Figur 6.3 Hovedkriteriene i UN Framework Classification for Energy and Mineral Resources (UNFC).

Petroleumsmengdene blir klassifisert som en kombinasjon av E-, F- og G-kategorier. Hver kategori kan inndeles i underkategorier ved behov. Dette gjelder i første rekke E- og F-aksene. Videre oppdeling øker imidlertid kompleksiteten og bør brukes med forsiktighet.

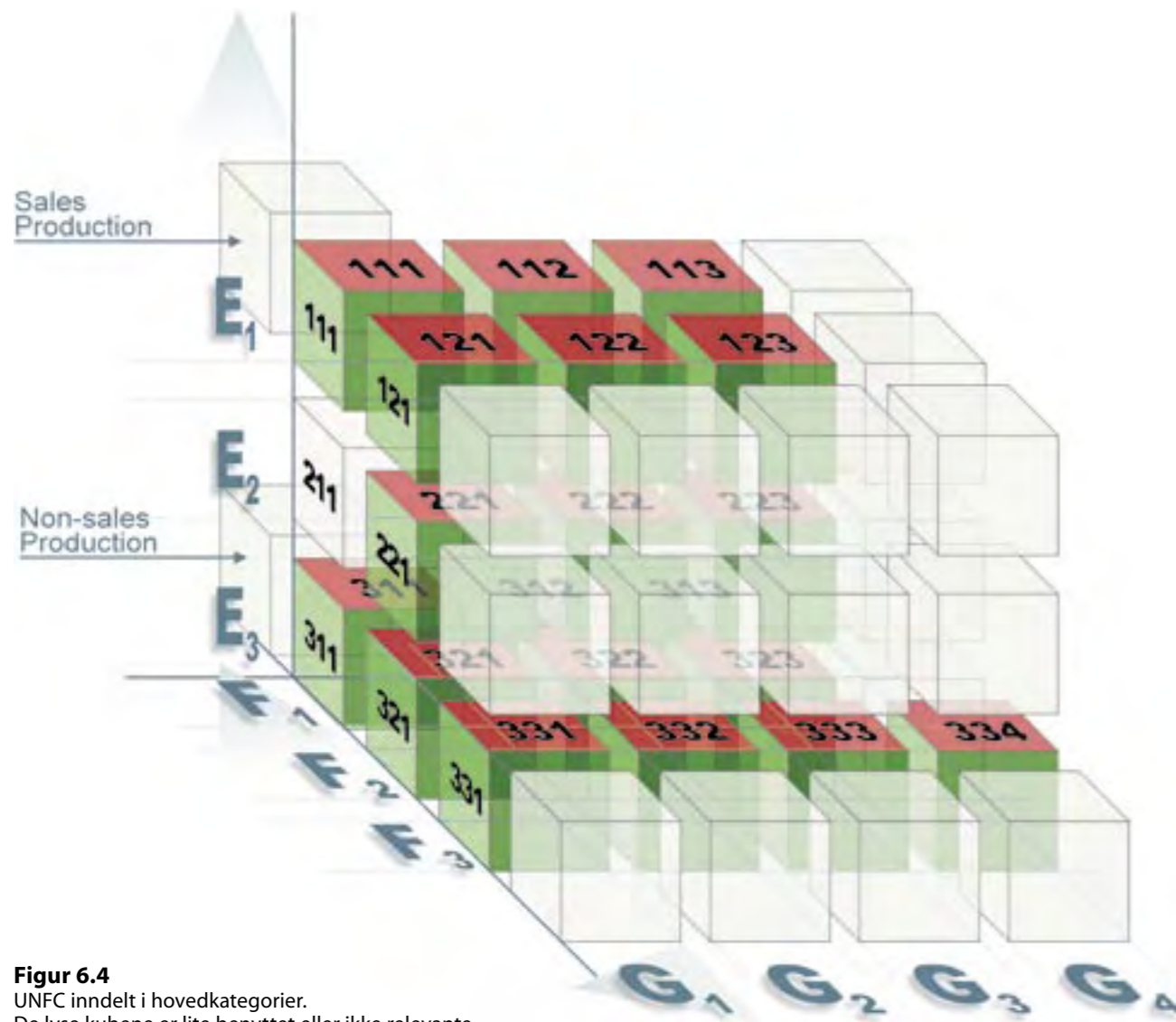
Posisjonen innenfor systemet er entydig bestemt når kategoriene refereres i alfabetisk rekkefølge: E-F-G. Kategoriene er nummerert, der "1" angir det beste. For eksempel vil mengdene som tilsvare E1, F1, G1 angis som 111. Grafisk kan dette framstilles som en samling kuber som viser alle mulige kombinasjoner av E-, F- og G-kategoriene (figur 6.4).

I UNFC benyttes ikke begrepene "reserver" og "ressurser" i definisjonene, nettopp for å unngå problemer som måtte oppstå på grunn av ulik bruk og oppfatning av begrepene. Slik framstår UNFC som et globalt og enhetlig system. Det arbeides nå med å lage retningslinjer for bruken av UNFC for petroleum.

UNFC vurderes nå for bruk i en rekke sammenhenger, blant annet som grunnlag for rapportering av ressurser til ulike internasjonale organisasjoner. Det arbeides med å utvikle et nytt regelverk for finansiell rapportering for virksomhet som omfatter utvinning av ressurser, såkalte "extractive industries", som også omfatter petroleumsindustrien. UNFC er en av klassifikasjonene som vurderes til dette formålet.

For selskap, myndigheter og allmennheten vil det være en stor fordel at en felles klassifikasjon legges til grunn. Oljedirektoratet har ikke tatt stilling til på hvilken måte dette skal få innvirkning på våre egne rapporteringsrutiner, men bidrar aktivt i utformingen av systemet. Et slik system forenkler kommunikasjonen og vil også redusere behovet for å vedlikeholde mange parallelle system og databaser.

Mer informasjon om UNFC kan finnes på:
<http://www.unece.org/ie/se/pdfs/UNFC/UNFCemr.pdf>



Figur 6.4
UNFC inndelt i hovedkategorier.
De lyse kubene er lite benyttet eller ikke relevante.

7 Begrep og definisjoner

Arealavgift: Årlig avgift som rettighetshaverne på norsk sokkel betaler til staten for hver kvadratkilometer av området som omfattes av en utvinningstillatelse. Avgiften innkreves med hjemmel i pl §4-9, 2.ledd.

Assosiert gass: Naturgass oppløst i olje.

Avgrensningsbrønn: Letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumforekomst som allerede er påvist av en undersøkelsesbrønn.

Avslutningsplan: Plan som skal legges frem for myndighetene av rettighetshaver før en tillatelse til utvinning eller en tillatelse til anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører. Planen skal omfatte forslag til fortsatt produksjon eller nedstengning av produksjon og disponering av innretninger.

Betingede ressurser: Utvinnbare petroleumsmengder som er påvist men som det ennå ikke er tatt beslutning om og gitt tillatelse til å utvinne.

Blokk: Geografisk inndelingsenhet som brukes i petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. Sjøområdene innenfor kontinentalsokkelens yttergrense inndeles i blokker med en størrelse på 15 breddeminutter og 20 lengde-minutter, med mindre tilstøtende landområder, grenser mot andre stater kontinentalsokler eller andre forhold tilsier noe annet.

Boreprogram: Beskrivelse som inneholder brønn-/brønnbanespesifikke opplysninger om planlagt bore- og brønnaktivitet.

Borerigg: Boretårn, nødvendig maskineri og tilleggsutstyr som brukes ved boring etter olje eller gass på land eller fra en boreinnretning til havs.

Brønn: Hull som bores for å finne eller avgrense en petroleumforekomst og/eller for å produsere petroleum eller vann til injeksjonsformål, injisere gass, vann eller annet medium, eller kartlegge eller overvåke brønnparametere. En brønn kan bestå av en eller flere brønnbaner og kan ha ett eller flere endepunkt.

Brønnbane: Betegner brønnens beliggenhet fra et endepunkt til brønnehodet. En brønnbane kan bestå av ett eller flere brønnspor.

Brønnspar: Tap av brønnkontroll, ukontrollert tilbakestrømning av borevæske. Tilløp til utblåsing på grunn av at brønnen tar inn gass, olje eller vann.

Brønnspor: Den delen av brønnbanen som strekker seg fra et utboringpunkt på eksisterende brønnbane til nytt endepunkt for brønnen.

CNG (Compressed Natural Gas): Internasjonal betegnelse for naturgass under trykk i tanker.

CO₂-avgift: Avgift som betales for brenning av petroleum og utslipp av naturgass på innretninger som nyttes i forbindelse med utvinning eller transport av petroleum, jf. CO₂-avgiftsloven.

E-drift: E-drift betegner en driftsform der en gjør nytte av de mulighetene ny og forbedret informasjonsteknologi gir gjennom å utnytte tilnærmet sanntidsdata til å oppnå bedre og raskere beslutninger.

EOR (Enhanced Oil Recovery): Begrepet blir brukt om avanserte metoder for å redusere restoljemetningen i reservoar.

Fakling: Kontrollert, sikkerhetsmessig brenning av gass.

Fast innretning: Innretning som er permanent plassert på feltet, det vil si i feltets levetid. Produksjonsskip omfattes av denne definisjonen ettersom de er ment å være permanent plassert på feltet.



Fat olje: Amerikansk rommål. 159 liter

Felt: Ett eller flere funn samlet som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut, og som myndighetene har godkjent en plan for utbygging og drift (PUD) for, eller som det er gitt PUD-fritak for.

Flyttbar innretning: Innretning som ikke er ment å være permanent plassert på feltet i feltets levetid, for eksempel boreinnretning og brønnintervensjonsinnretning, jf veiledningen til rammeforskriften § 3.

Flergreinsbrønn: Brønn som bores for å produsere og/eller injisere fra flere brønnbaner samtidig.

Funn: En petroleumsforekomst, eller flere petroleumsforekomster samlet som er oppdaget i samme brønn, og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum. Definisjonen omfatter både kommersielt og teknisk funn. Funnet får status som felt, eller inngår i et eksisterende felt, når plan for utbygging drift (PUD) er godkjent av myndighetene. (Se også Felt)

Funnsannsynlighet: Beskriver muligheten for ved boring å påvise petroleum i et prospekt. Funnsannsynligheten fremkommer ved produktet av sannsynlighetene for at letemodellen eksisterer, tilstedeværelse av reservoar, av felle, av migrasjon av petroleum inn i fellen og av oppbevaring av petroleum i fellen. (Se Letemodell)

Funnsuksess: Teknisk funnsuksess: Forholdet mellom antall tekniske funn og antall undersøkelsesbrønner. Økonomisk/kommersiell funnsuksess: Forholdet mellom antall funn som blir bygd ut eller er klart lønnsomme i dag og antall undersøkelsesbrønner.

Grunne borehull: Hull som bores for å hente inn opplysninger om bergartenes karakteristika og/eller for å utføre geotekniske undersøkelser for plassering av innretninger, og som ikke bores for å påvise eller avgrense en petroleumsforekomst eller for å produsere eller injisere petroleum, vann eller annet medium.

Hydrokarboner: Kjemiske forbindelser med molekylkjeder bestående av karbon- (C) og hydrogenatomer (H). Olje og gass består av hydrokarboner.

Kaldventilering: Kontrollert utslipp av gass

Kjerneprøve: Prøve tatt fra en bergartsformasjon ved kjerneboring eller ved bruk av sideveggsplugg.

Kondensat: En blanding av de tyngste delene av naturgassen. Kondensat er flytende ved normalt trykk og temperatur.

Konsesjonsrunde: Se tildelinger

Konsesjonsbelagt område: Område som er tildelt i en utvinningstillatelse. Det kan bare drives leteboring og utvinning i et område som omfattes av en utvinnings-tillatelse.

Kontinentalsokkelen: Havbunnen og undergrunnen i de undersjøiske områder som strekker seg utover norsk sjøterritorium gjennom hele den naturlige forlengelse av landterritoriet til ytterkanten av kontinentalmarginen, men ikke kortere enn 200 nautiske mil fra grunnlinjene som sjøterritoriets bredde er målt fra, likevel ikke utover midtlinjen i forhold til annen stat.

Letebrønn: Brønn som bores for å påvise mulig forekomst av petroleum eller skaffe informasjon for å avgrense en påvist forekomst. Omfatter undersøkelses- og avgrensingsbrønner.

Letemodell: Geografisk og stratigrafisk avgrenset område der et spesifikt sett med geologiske faktorer er til stede slik at petroleum skal kunne påvises i produserbare mengder. Slike geologiske faktorer er reservoarbergart, felle, moden kildebergart og migrasjonsveier samt at fellen er dannet før migrasjonen av petroleum er opphørt. Alle funn og prospekter innenfor samme letemodell kjennetegnes ved letemodellens spesifikke sett av geologiske faktorer.

LNG (Liquefied Natural Gas): Hovedsakelig metangass (CH₄) omgjort til flytende form ved nedkjøling.

LPG (Liquefied Petroleum Gases): Hovedsakelig propan- (C₃H₈) og butangass (C₄H₁₀) omgjort til flytende form ved trykkøkning eller nedkjøling.

Naturgass: Hydrokarboner i gassform. Gass som selges under betegnelsen naturgass består i hovedsak av metan (CH₄), samt noe etan og propan, mindre mengder av andre tyngre hydrokarboner og spor av forurensninger som CO₂, H₂S osv.

NGL (Natural Gas Liquids): Samlebegrep for petroleums-kvalitetene etan, propan, isobutan, normal butan og nafta. Delvis flytende ved normalt trykk.

nmVOC (non methane Volatile Organic Compounds): Betegnelse på for flyktige, organiske forbindelser unntatt metan som fordampes fra blant annet råolje

Nullutslipp: Betyr at det som hovedregel ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer eller andre stoffer dersom utslippene kan føre til miljøskade (utførlig definisjon: St.meld 25 (2002-2003). Særskilte krav til utslipp i Barentshavet: Hovedregel er ingen utslipp under normal drift, uavhengig

av om utslippet kan føre til miljøskade (utførlig definisjon: St.meld 38 (2003-2004).

Observasjonsbrønn: Utvinnings- eller prøveutvinningsbrønn som benyttes til å måle spesifikke brønnparametere.

Olje: Samlebetegnelse for råolje og andre flytende petroleumsprodukter.

Oljeekvivalent (o.e.): Brukes når olje, gass, kondensat og NGL skal summeres. Begrepet er enten knyttet til den energimengden som blir frigjort ved forbrenning av de ulike petroleumstypene eller til salgsverdiene, slik at alt kan sammenlignes med olje.

Operatør: Den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten.

Opgitt brønn: Brønn som ble permanent plagget i borefasen av tekniske årsaker.

Opprinnelig utvinnbare petroleumsmengder: Totale, salgbare petroleumsmengder, fra produksjonsstart til produksjonen avsluttes, basert på det gjeldende anslaget av tilstedeværende mengder og utvinningsgrad.

PAD: Plan for anlegg og drift av innretninger.

Petroleum: Samlebetegnelse for hydrokarboner. Betegnelsen omfatter alle flytende og gassformige hydrokarboner som finnes i naturlig tilstand i undergrunnen, samt andre stoffer som utvinnes i forbindelse med slike hydrokarboner.

Petroleumsforekomst: Ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann i formasjonen, eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleumen som omfattes, overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass.

Petroleumsloven: Lov av 29. november 1996 nr 72 om petroleumsvirksomhet.

Petroleumsregisteret: Et register over alle utvinnings-tillatelser og tillatelser til anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum, jf petroleumsloven § 6-1.

Petroleumsvirksomhet: All virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforekomster, herunder undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning samt planlegging av slike aktiviteter, likevel ikke transport av petroleum i bulk med skip.

Produksjonsavgift: En avgift til staten beregnet på grunnlag av mengden og verdien av produsert petroleum på produksjonsstedets avskipningspunkt. Avgiften innkreves med hjemmel i pl § 4-9, 1.ledd.

Produksjonsbrønn: Utvinningsbrønn som benyttes til produksjon eller til injeksjon.

Prospekt: En mulig petroleumfelle med et kartleggbart, avgrenset bergartsvolum.

PUD: Plan for utbygging og drift av petroleumsforekomster.

Raffinering: Raffinering av råolje er egentlig en destillasjonsprosess. I et destillasjonstårn skilles komponentene med forskjellige kokepunkt fra hverandre. Oljen går ved oppvarming over til gass som fortettes igjen ved forskjellige temperaturer til blant annet bensin, parafin, diesel, fyringsoljer, koks eller svovel.

Reserver: Omfatter gjenværende, utvinnbare, salgbare petroleumsmengder som rettighetshaverne har besluttet å utvinne og som myndigheten har gitt tillatelse til å utvinne.

Reservetilvekst: Enhver økning i reservene på et definert felt, enten det dreier seg om økt utvinning fra samme forekomst eller ved å øke reservene ved å bygge ut nye funn og knytte disse til feltet.

Rettighetshaver: Fysisk eller juridisk person, eller flere slike personer, som etter petroleumsloven eller tidligere lovgivning innehar en tillatelse til undersøkelse, utvinning, transport eller utnyttelse. Er en tillatelse gitt til flere slike personer sammen kan uttrykket rettighetshaver omfatte både rettighetshaverne samlet og den enkelte deltager.

Rikgass: Blanding av våt og tørr gass (metan, etan, propan, butaner, og så videre.)

Råolje: Flytende petroleum fra reservoaret. Det meste av vannet og oppløst naturgass er fjernet.

Seismiske (geofysiske) undersøkelser: Innsamling av seismiske profiler skjer ved at lydbølger sendes fra en kilde over eller i undergrunnen. Lydbølgene forplanter seg gjennom bergartslagene som så reflekteres opp til sensorer på havbunnen, i overflaten eller sensorer nede i et borehull. Fra dette kan man danne seg et bilde av formasjoner i undergrunnen. Den seismiske kartleggingen av norsk kontinentalsokkel startet i 1962.

Sideboring: Boring ut fra en allerede eksisterende brønnbane mot nytt brønnmål.



Skråboring: Boring av letebrønn der brønnbanen ikke er planlagt boret vertikalt.

Stigerør: Rør som transporterer væske opp fra brønnen til produksjons- eller boreinnretningen.

Tildelinger: Selskap som er godkjent som operatører eller rettighetshavere på norsk sokkel kan søke om å få tildelt utvinningstillatelser. Tildelingene foregår gjennom konsesjonsrunder og årlige tildelinger i forhåndsdefinerte områder. Det er myndighetene som beslutter hvilke områder av norsk sokkel som skal åpnes for petroleumsaktivitet, og hvilke selskaper som skal gis utvinningstillatelser.

Tørrgass: Nesten ren metangass, uten vann og med få tunge komponenter.

Undersøkelsesbrønn: Letebrønn som bores for å undersøke om det finnes petroleum i et prospekt.

Uoppdagede ressurser: Utvinnbare petroleumsmengder som er anslått kan bli påvist ved videre leting.

Utblåsing: Plutselig, kraftig og ukontrollert utstrømming av gass, olje, boreslam og vann fra en brønn.

Utvinning: Omfatter produksjon av petroleum, herunder boring av utvinningsbrønner, injisering, assistert utvinning, behandling og lagring av petroleum for transport, og avskipning av petroleum for transport med skip, samt bygging, plassering, drift og bruk av innretning for utvinning.

Utvinningsbrønn: Fellesbetegnelse for brønner som benyttes til utvinning av petroleum; produksjonsbrønner, injeksjonsbrønner og observasjonsbrønner og mulige kombinasjoner av disse.

Utvinningsgrad: Forholdet mellom petroleumsmengde som kan utvinnes fra en forekomst og petroleumsmengde opprinnelig til stede i forekomsten.

Utvinningsstillatelse: Tillatelsen gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleumforekomster innenfor tillatelsens angitte geografiske område. Rettighetshaverne blir eiere av den petroleum som produseres. En utvinningstillatelse kan omfatte en eller flere blokker eller deler av blokker og regulerer de delta-kende selskapers rettigheter og plikter i forhold til staten. Dokumentet utfyller bestemmelsene i petroleumsoven og gir detaljerte vilkår for de enkelte tillatelsene. Leteperiode: Utvinningstillatelsen gis i første omgang for en initiell periode (leteperiode) som kan vare i inntil 10 år. I denne perioden plikter rettighetshaverne å utføre bestemte oppgaver, som seismisk kartlegging og/eller leteboring. Er arbeidsforpliktelsen fullført innenfor leteperioden, kan rettighetshaverne som hovedregel kreve å beholde inntil halvparten av det området tillatelsen omfatter i inntil 30 år.

Våtgass: En blanding av ulike gasskvaliteter som stort sett befinner seg i væskeform.

Vanlige forkortelser

CO	Karbonmonoksid	t	Tonn
CO ₂	Karbondioksid	mill.	Millioner
NO _x	Nitrogenoksid	mrd.	Milliarder
VOC	Volatile organic compounds (flyktige, organiske forbindelser)	bbl	Barrel (fat olje)
nmVOC	Non-methane volatile organic compounds (flyktige, organiske forbindelser uten metan)	boe	Barrels of oil equivalents (fat oljeekvivalenter)
SO ₂	Svoveldioksid	Mbbl	Million bbl ¹⁾
Sm ³	Standard kubikkmeter	Mboe	Million boe ¹⁾
o.e.	Oljeekvivalenter	Bcf	Billion cubic feet (10 ⁹ kubikkfot)
		Tcf	Trillion cubic feet (10 ¹² kubikkfot)

¹⁾ Det finnes en rekke måter å forkorte volumenheter og produksjonsrater på. Blant annet brukes ofte forkortelsen "M" foran et volummål, men det kan bety 1000 eller 1 000 000 alt etter sammenhengen. Oljedirektoratet ønsker mest mulig presis bruk av forkortelser, og anbefaler at SI-systemet brukes i så stor grad som mulig. I henhold til SI-systemet skal M ("mega") bety 1 000 000. Der det kan være usikkert hva disse forkortelsene kan bety, anbefaler Oljedirektoratet at forkortelser unngås eller erstattes med tall.

Omregningstabell:

1 Sm ³ olje	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ kondensat	=	1,0 Sm ³ o.e.
1000 Sm ³ gass	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm ³ NGL = 1,9 Sm ³ o.e.

Gass 1 kubikkfot	1 000,00 Btu
1 kubikkmeter	9 000,00 kcal
1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot

Råolje 1 Sm ³	6,29 fat
1 Sm ³	0,84 toe
1 tonn	7,49 fat
1 fat	159,00 liter
1 fat/dag	48,80 tonn/år
1 fat/dag	58,00 Sm ³ per år

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


 OLJEDIREKTORATET

