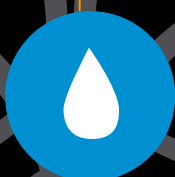
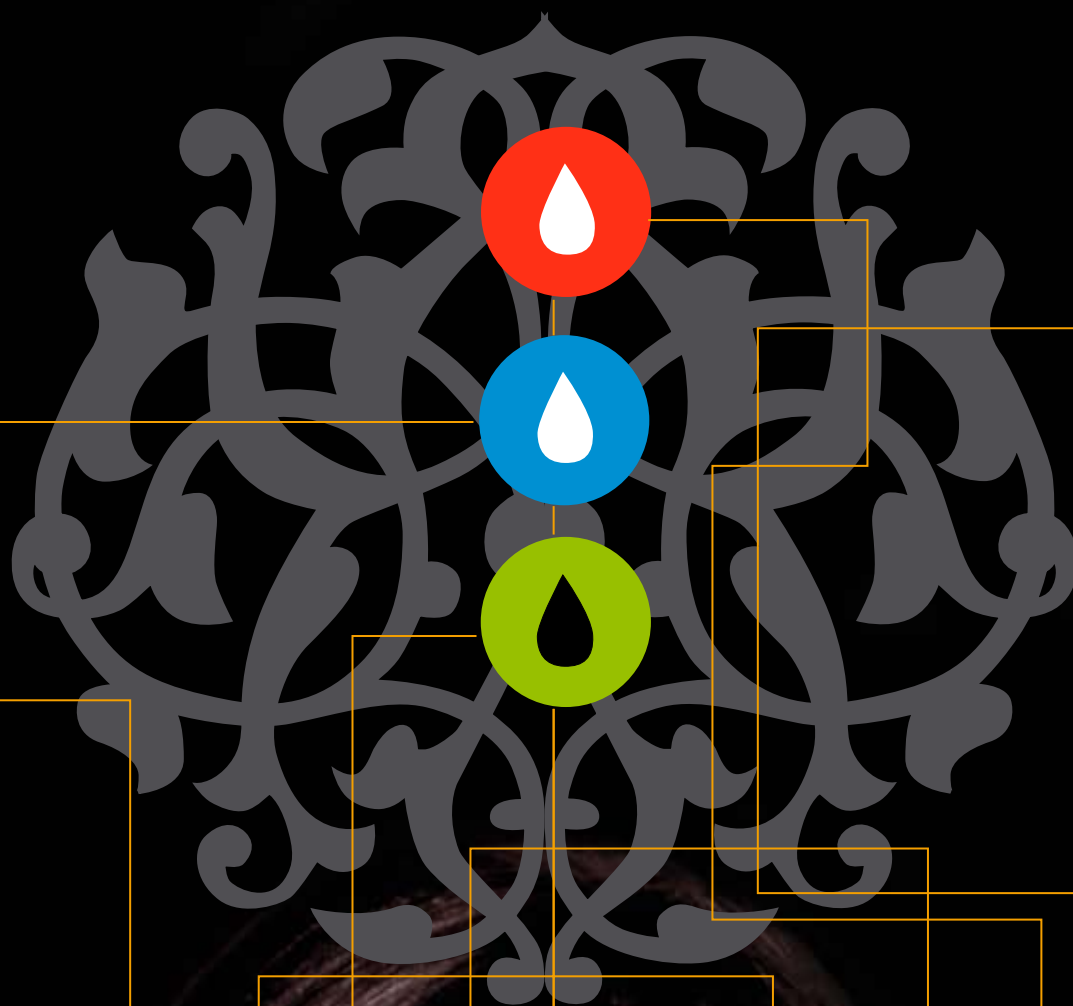


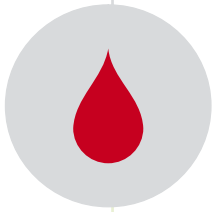
PETROLEUMSRESSURSENE PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

2007



olje

gass



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

Design/layout: Norwegian Oil and Gas Production Support (NOGPS)/Dokumentsenteret, Oljedirektoratet

Omslag: Norwegian Oil and Gas Production Support (NOGPS)

Trykkeri: Gunnarshaug trykkeri AS

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, august 2007

A handwritten signature in black ink that reads "Bente Nyland". The signature is written in a cursive, flowing style.

Bente Nyland
oljedirektør

Innhold

1	Utfordringene på kontinentalsokkelen	6
2	Ressursregnskapet	8
	Ressursklassifisering	8
	Produserte mengder	10
	Gjenværende, påviste ressurser	11
	Reserver	12
	Reservetilvekst i oljefelt	12
	Betingede ressurser i felt	13
	Funn	14
	Uoppdagede ressurser	14
3	Leting	15
	Innledning	15
	Tilgang til areal for leting	15
	Resultater og utviklingen i leteaktiviteten	17
	Effekten av nye ordninger i modne områder	17
4	Prognoser	19
	Korttidsprognosen (2007-2011)	19
	Prognoser for utslipp	20
	Langtidsprognosen (2007-2026)	22
5	Uoppdagede ressurser	24
	Innledning	24
	De uoppdagede ressursene	24
	Letemodellanalyse	25
	Letemodellene på norsk kontinentalsokkel	26
	Ukonvensjonelle petroleumsressurser	27
	Mulige ukonvensjonelle petroleumsressurser i Norge	28
6	Scenarier for norsk kontinentalsokkels utvikling	30
	Bakgrunn	30
	Historier om framtiden	30
	Drivkreftene	30
	Generelle utviklingstrekk	30
	Priser på olje og gass som drivkraft	31
	Uoppdagede ressurser som drivkraft	32
	Olje- og gassproduksjonen de neste 40 årene – alternative scenarier ...	32
	Scenario A: full gass	32
	Scenario B: teknolab	33
	Scenario C: stengetid	35
	Scenario D: blod, svette og tårer	35
	Oppsummering	36



Vedlegg

1	Letemodellene	37
	Innledning	37
	Letemodellene i Nordsjøen	37
	Letemodeller eldre enn trias.....	40
	Letemodeller i trias til midtre jura.....	40
	Letemodeller i øvre jura	41
	Letemodeller i kritt.....	41
	Letemodeller i paleocen	42
	De yngste letemodellene.....	42
	Letemodellene i Norskehavet.....	44
	Letemodeller i paleozoikum i den østre delen av Norskehavet.....	46
	Letemodell under basalt på Vøring- og Mørerandhøgda	47
	Letemodeller i øvre trias til midtre jura	48
	Letemodeller i øvre jura	49
	Letemodeller i undre kritt	50
	Letemodeller i øvre kritt	51
	Letemodeller i paleocen	52
	Letemodeller yngre enn paleocen	53
	Letemodeller i Barentshavet	54
	Letemodeller i devon til undre karbon	56
	Letemodeller i øvre karbon til perm.....	57
	Letemodeller i trias.....	58
	Letemodeller i jura	59
	Letemodeller i øvre jura til undre kritt.....	60
	Letemodeller i paleogen til neogen	61
2	Begrep og definisjoner	62





1 Utfordringene på kontinentalsokkelen

Petroleumsressursene varer ikke evig. Det er derfor viktig for Norge å se framover, slik at landet kan være forberedt på de endringene som kommer. Oljedirektoratet legger i denne rapporten fram en status for petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel. Dette er myndighetenes grunnlag for videre planlegging.

Siden ingen kan si noe sikkert om framtiden, tegner Oljedirektoratet denne gangen fire ulike bilder, scenarioer, av hvordan framtiden for norsk petroleumsvirksomhet kan bli dersom basisscenarioet ikke slår til. På den måten kan vi forberede oss på endringer som kan komme, samtidig som det er mulig å se konsekvenser av de ulike valgene vi kan gjøre.

I denne rapporten legger Oljedirektoratet også fram en beskrivelse av de ulike letemodellene på kontinentalsokkelen. Samtidig gjør vi rede for de metodene og vurderingene Oljedirektoratet legger til grunn for anslagene for de uoppdagede ressursene. Dette er informasjon som er viktig for utforskningen, særlig for nye aktører som vil gjøre seg kjent med geologien og mulighetene for å finne olje og gass i Norge.

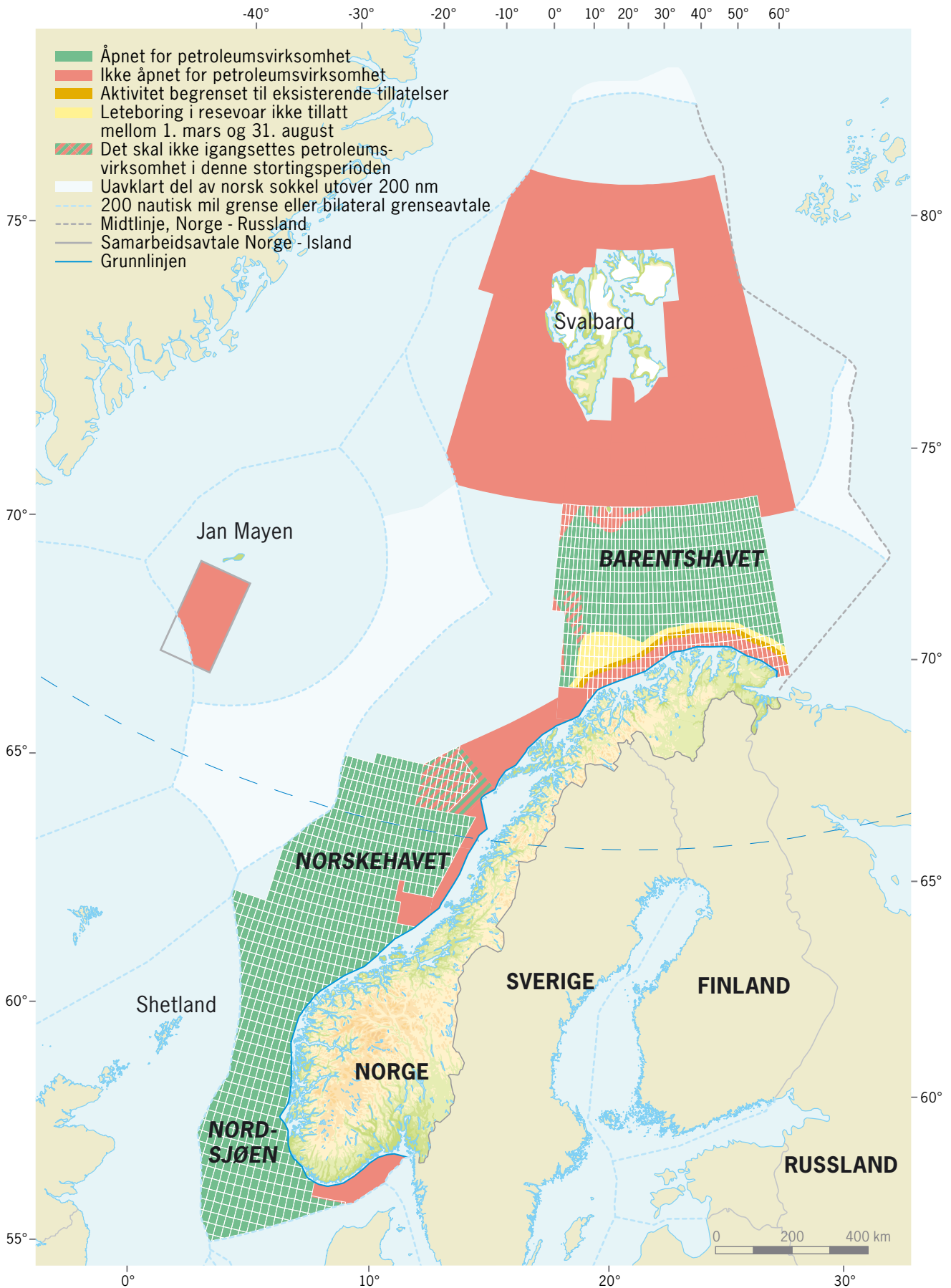
Det er fremdeles mye igjen å produsere og finne på norsk kontinentalsokkel. Bare en tredel av de samlede ressursene er produsert så langt, og en firedel er ennå ikke funnet. Olje- og gassprisene er høye for tiden. Det gir industrien og samfunnet for øvrig gode incentiver til å produsere for fullt. Toppen av oljeproduksjonen ble nådd for et par år siden, men gassproduksjonen øker stadig. Imidlertid finner industrien ikke like mye som den produserer. Dette stiller krav til både industri og myndigheter. Industrien må lete aktivt på de arealene den har fått tildelt. Oljedirektoratet mener at det er betydelige ressurser igjen å finne i arealer i tildelte utvinningstillatelser. Samtidig må industrien få tilgang til nytt areal å lete på.

Myndighetenes utfordring er å finne den rette balansen mellom ressurs hensyn og hensyn til miljøet og andre samfunnsmessige forhold, slik at så mye som mulig av den norske kontinentalsokkelen (figur 1.1) kan bli gjort tilgjengelig for industrien på en forsvarlig måte.

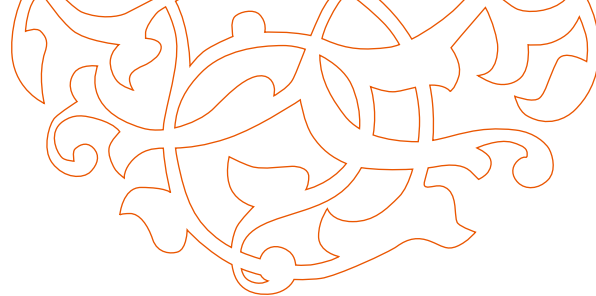
Norske myndigheter har i en årrekke lagt til rette for at kontinentalsokkelen skal være attraktiv for nye aktører som kan bringe kunnskap, kapital og entusiasme til utforskningen av de norske petroleumsressursene. Vi ser nå helt klart at dette har ført til stor aktivitet både når det gjelder søknader om tildeling og i omsetningen av andeler i tillatelsene. Det er en utfordring for både industrien og myndighetene å se til at dette også fører til at det bores flere letebrønner og at det gjøres flere funn.

Det er også store olje- og gassmengder i feltene som er i produksjon i dag. Med dagens planer forventes det en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 46 prosent av oljen. Å øke utvinningen ytterligere krever stadig forskning og teknologiutvikling. Myndighetene forventer at aktørene på norsk kontinentalsokkel arbeider målrettet for å sikre høyest mulig utvinning. Oljedirektoratet satte for to år siden et mål om at oljereservene skal øke med fem milliarder fat på ti år. Dette er et ambisiøst mål, men med den utviklingen vi ser, og med de planene industrien har lagt for utvinningen fra feltene, er målet innenfor rekkevidde.

Både nasjonalt og internasjonalt er det stor oppmerksomhet om miljøspørsmål. Verden er opp-tatt av klimaendringer og reduksjon i utslippene av CO₂ og andre klimagasser. Det er også fokus på leveringssikkerhet for energi og på å utvikle alternative kilder til drivstoff og elektrisk kraft. Dette stiller store krav til Norge som leverandør av tradisjonell energi i form av olje og gass.



Figur 1.1. Arealstatus for petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel



2 Ressursregnskapet

Oljedirektoratet utarbeider årlig en oversikt over petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel i form av et ressursregnskap. Regnskapet viser produserte mengder, gjenværende påviste utvinnbare mengder og et anslag for uoppdagede petroleumsressurser. Tallene i ressursregnskapet representerer det som, under gitte forutsetninger, vil bli produsert.

Regnskapet omfatter alle ressursene på norsk kontinentalsokkel, også de områdene som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Omstridt område i Barentshavet og kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen er ikke inkludert. Om lag 50 prosent av norsk kontinentalsokkel er åpnet for undersøkelsesaktivitet. Store områder er altså ennå ikke utforsket (figur 2.1).

Det er ikke mulig å anslå nøyaktig hvor mye olje og gass som vil bli produsert fra norsk kontinentalsokkel. Anslaget er basert på antagelser om lønnsomhet, geologi, reservoar tekniske forhold, kostnader samt teknologi- og kunnskapsutvikling.

De totale utvinnbare ressursene er beregnet til å være mellom 10,6 og 16,9 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.), med en forventningsverdi (basisestimat) på 13,1 milliarder Sm^3 o.e. Av dette er 4,6 milliarder Sm^3 o.e. produsert (figur 2.2). Ressursregnskapet per 31.12.2006 er vist i tabell 2.1.

Ressursklassifisering

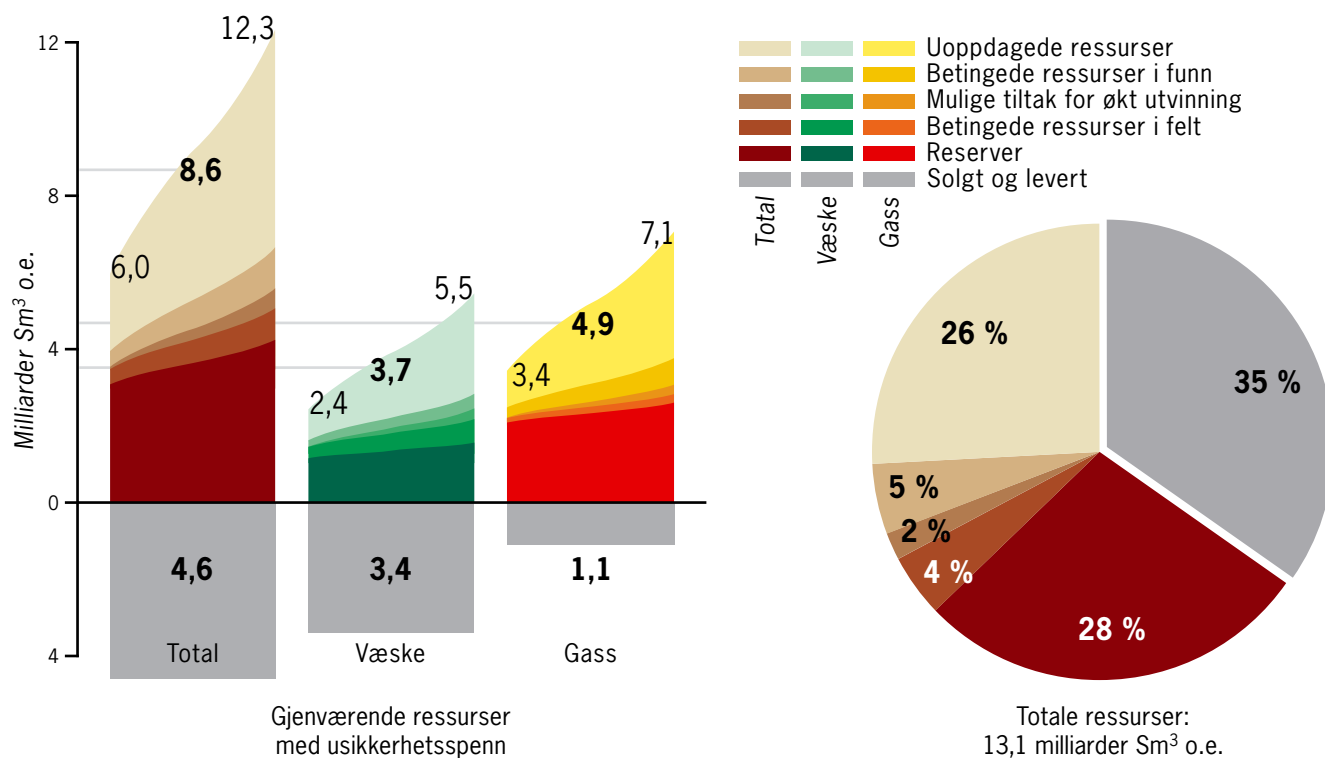
Ressursregnskapet er basert på Oljedirektoratets ressursklassifisering. Klassifiseringen omfatter de totale utvinnbare petroleumsmengdene, både de oppdagede og de uoppdagede. Petroleumsmengdene blir inndelt etter modenhet i forhold til utvinning (produksjon) (figur 2.2).

Ressurser er et samlebegrep for teknisk utvinnbare petroleumsmengder. Ressursklassifiseringen deler dette inn i hovedklassene reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser.

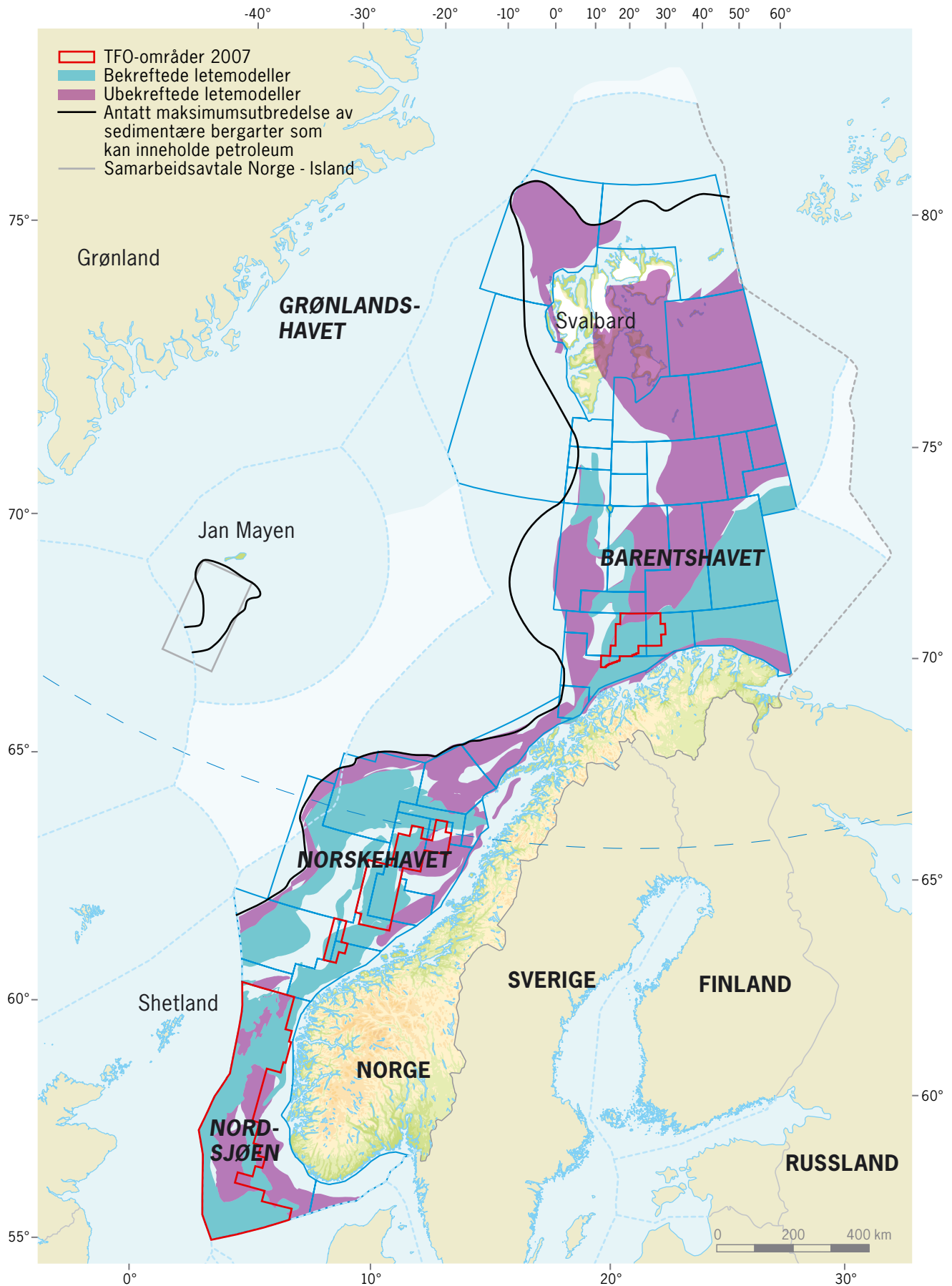
Reserver omfatter gjenværende, utvinnbare petroleumsressurser i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut. Reserver deles inn i ulike kategorier som viser modenhet av prosjektene: om de er i produksjon, under utbygging eller besluttet av rettighetshaverne.

Betingede ressurser er oppdagede petroleumsmengder som ennå ikke er besluttet utbygd. Disse er også inndelt i ulike kategorier etter modenheten i prosjektene

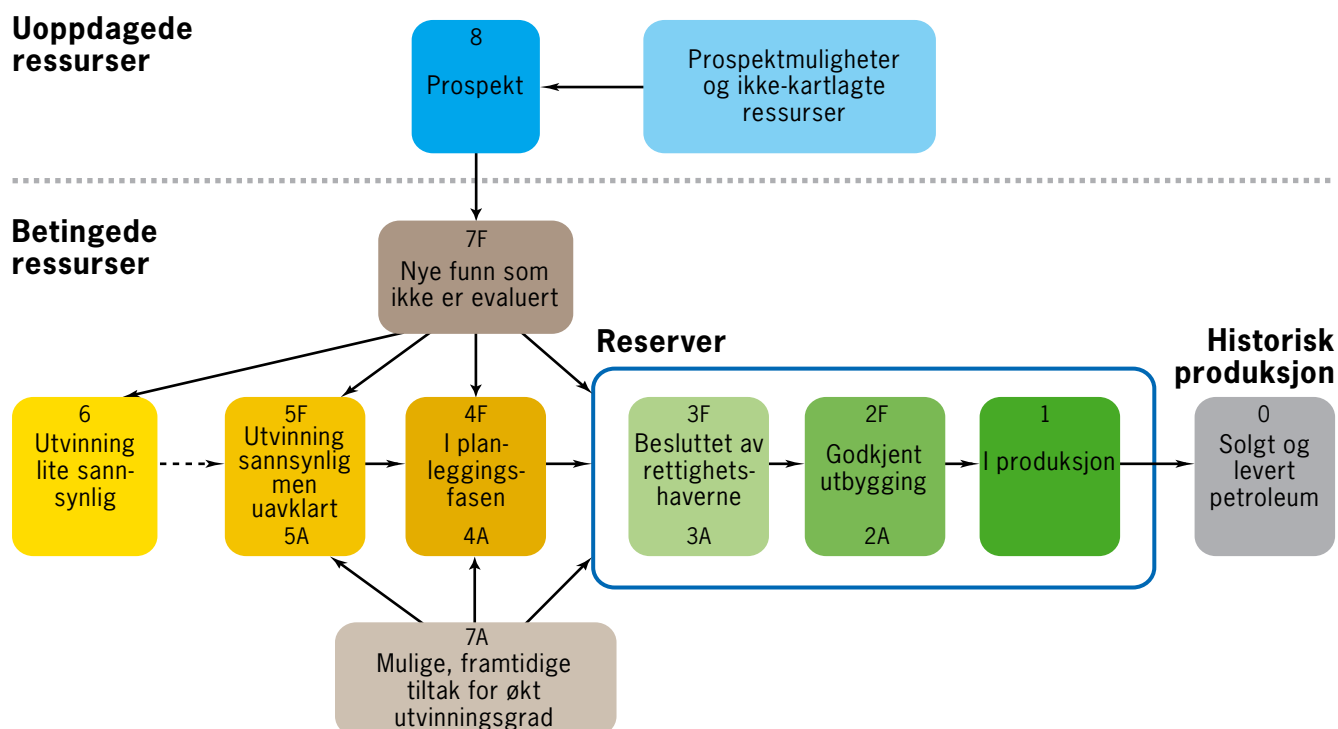
Uoppdagede ressurser er petroleumsmengder som en regner med finnes i definerte letemodeller, bekreftede og ikke-bekreftede, men som ennå ikke er påvist ved boring.



Figur 2.2. De utvinnbare petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2006



Figur 2.1. Områder der Oljedirektoratet har definert letemodeller



Figur 2.3. Oljedirektoratets klassifisering av petroleumssressursene

Status	Klasse	Kategori	Prosjektstatus	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL** mill. tonn	Kond. mill. Sm ³	Sum o.e. mill. Sm ³	
Oppdaget	Felt	Historisk produksjon	0	Solgt og levert	3 155	1 142	99	89	4 573
		Reserver	1	Reserver i produksjon	944	1 371	96	-0	2 497
			2	Godkjent og besluttet utbygd	105	607	14	42	781
			3*	Besluttet av rettighetshaverne	26	324	13	7	381
	Sum reserver			1 075	2 302	123	49	3 659	
	Betingede ressurser	4	I planleggingsfasen	187	79	12	3	291	
		5	Utvinning sannsynlig, men uavklart	177	87	8	2	282	
		7F	Ikke evaluerte funn knyttet til felt	12	1	0	0	13	
		7A	Mulige framtidige tiltak for økt utvinning	140	130			270	
	Sum betingede ressurser i felt			515	296	20	5	855	
	Sum reserver og betingede ressurser i felt			1 591	2 599	143	53	4 514	
	Funn	Betingede ressurser	4F	I planleggingsfasen	102	104	14	12	243
			5F	Utvinning sannsynlig, men uavklart	48	318	9	23	405
7F			Nye funn, ikke evaluert	2	2	0	0	5	
Sum betingede ressurser i funn			152	424	22	35	654		
Uoppdaget	Uoppdagede ressurser	8 og 9	Prospekter og ikke-kartlagte ressurser	1 260	1 875		265	3 400	
Totale ressurser			Sum totale ressurser		6 158	6 040	263	442	13 141
			Sum gjenværende ressurser		3 003	4 897	165	354	8 568

* Inkluderer reserver fra funn

** 1 tonn NGL=1,9 Sm³ o.e.

Tabell 2.1 Ressursregnskapet per 31.12.2006

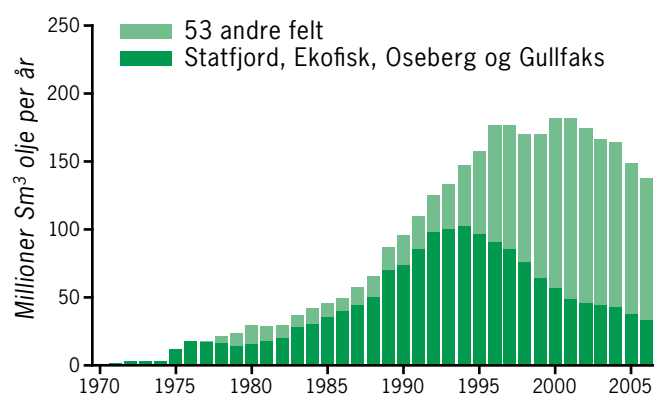
Produserte mengder

Om lag en tredel (4,6 milliarder Sm³ o.e.) av de forventede, utvinnbare petroleumssressursene er allerede produsert. Mer enn tre firedeler av totalproduksjonen siden starten i 1971 har vært olje, kondensat eller NGL (Natural Gas Liquids). Gassalget, som startet i 1977, øker stadig og sto i 2006 for 35 prosent av den totale produksjonen.

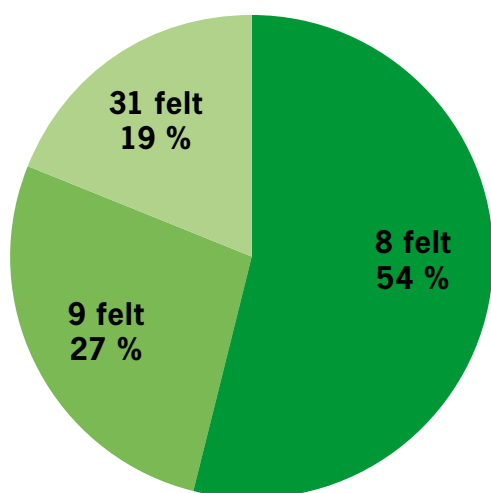
3,2 millioner Sm³ olje er produsert fra 57 felt. Produksjonen fra ni av disse feltene er nå nedstengt. De fire store feltene Statfjord, Ekofisk, Oseberg og Gullfaks i Nordsjøen står for halvparten av all oljen som er produsert. Siden 1994 har produksjonen fra disse utgjort en stadig mindre andel av totalproduksjonen av olje (figur 2.4).

I løpet av de fem siste årene er ni oljefelt satt i produksjon. Ved årsskiftet 2006/2007 bidro 48 felt til oljeproduksjonen på kontinentalsokkelen. Åtte av disse feltene produserer mer enn 100 000 fat per dag og står for over halvparten av oljeproduksjonen (figur 2.5).

Siden 1977 har 51 felt bidratt til leveransene av mer enn 1,1 milliarder Sm³ gass. Fire av disse er nå stengt. Feltene Troll, Ekofisk, Sleipner Øst, Sleipner Vest og Frigg i Nordsjøen har stått for over halvparten av gassleveransene. I 2006 ble gass levert fra 38 felt. Troll, Sleipner Øst og Sleipner Vest bidro med mer enn halvparten.



Figur 2.4. Oljeproduksjonen fordelt på felt



- > 100 000 fat per dag
- 50 000–100 000 fat per dag
- < 50 000 fat per dag

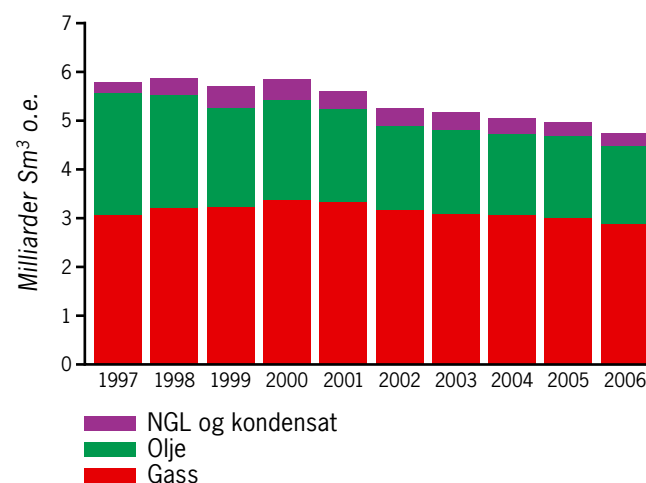
- 8 felt:** Balder, Ekofisk, Grane, Gullfaks, Heidrun, Oseberg, Snorre og Troll
- 9 felt:** Draugen, Eldfisk, Gullfaks Sør, Norne, Oseberg Sør, Statfjord, Valhall, Vigdis og Åsgard
- 31 felt:** Brage, Embla, Fram, Gimle, Glitne, Gyda, Heimdal, Hod, Huldra, Jotun, Kristin, Kvitebjørn, Mikkell, Murchison, Njord, Oseberg Øst, Ringhorne Øst, Skirne, Statfjord Nord, Statfjord Øst, Sygna, Tambar, Tor, Tordis, Tune, Vale, Ula, Urd, Varg, Veslefrikk og Visund

Figur 2.5. Fordeling av felt i henhold til oljeproduksjonsrate i 2006

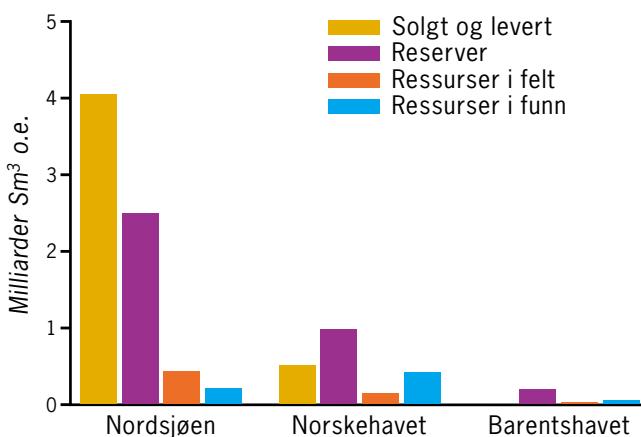
Gjenværende, påviste ressurer

De samlede utvinnbare ressursene (inkludert reserver) som er påvist og som gjenstår å produsere er anslått til 5,2 milliarder Sm³ o.e. Væskeressursene (olje, NGL og kondensat) er anslått til 2,1 milliarder Sm³ o.e. Oljen alene utgjør 1,7 milliarder Sm³. Dette anslaget varierer fra år til år avhengig av hvor mye som blir påvist ved leting, hvor mye vi anslår å få ut av de eksisterende feltene og hvor mye vi har produsert. Anslaget er blitt redusert hvert år de siste ti årene siden tilveksten fra leting har vært lav samtidig som produksjonen har vært høy (figur 2.6).

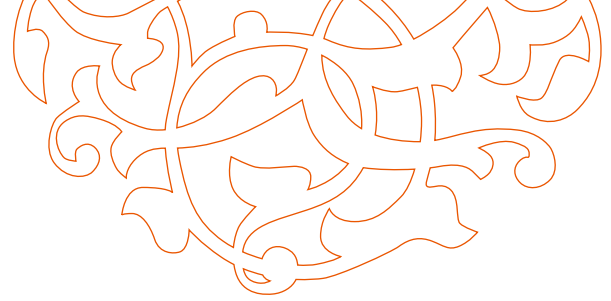
De største gjenværende ressursene ligger i Nordsjøen (figur 2.7). Dette er også det området hvor produksjonen har vært høyest. Mer enn halvparten av de påviste ressursene her er allerede produsert. I Nordsjøen er det i tillegg en del ressurser i felt som ennå ikke er satt i produksjon. I Norskehavet er reservene mindre enn halvparten av reservene i Nordsjøen, men i Norskehavet er det relativt betydelige ressurser i funn som ennå ikke



Figur 2.6. Årlige anslag over gjenværende, påviste, utvinnbare ressurer (1997-2006)



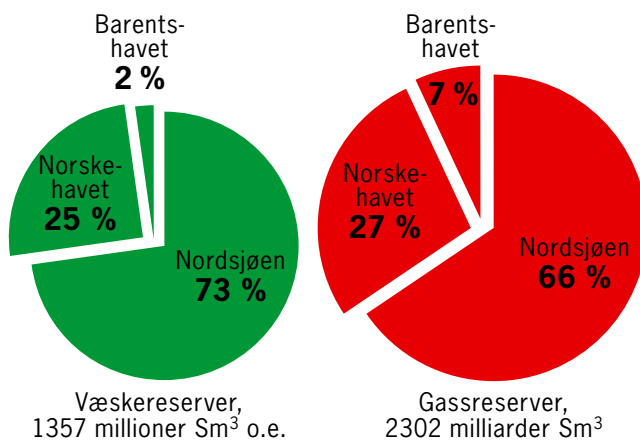
Figur 2.7. Gjenværende, påviste, utvinnbare ressurer fordelt geografisk og sammenlignet med solgte og leverte mengder



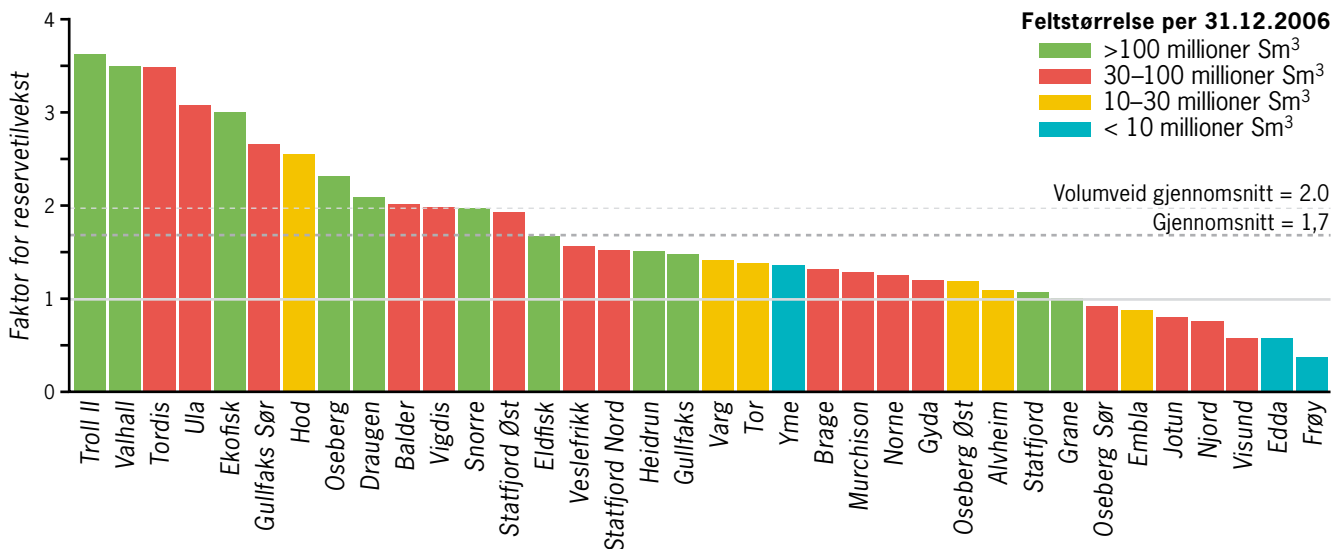
er besluttet utbygd. De påviste ressursene i Barentshavet er mindre enn i de to andre områdene, men det er et betydelig potensial for å finne mer (se kapittel 5). Summen av de gjenværende påviste ressursene fordeler seg med 3,1 milliarder Sm³ o.e. i Nordsjøen, 1,5 milliarder Sm³ o.e. i Norskehavet og 0,2 milliarder Sm³ o.e. i Barentshavet.

Reserver

Reserver er gjenværende, utvinnbare petroleumsmengder i prosjekter som er godkjent for utbygging eller som allerede er i produksjon. Ved årsskiftet 2006/2007 var 52 felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel, 44 i Nordsjøen og åtte i Norskehavet. Ni felt er i tillegg godkjent for utbygging. På 13 felt var produksjonen avsluttet. De norske gassreservene er større enn oljereservene (figur 2.8). Nær 70 prosent av de samlede reservene finnes i Nordsjøen, 25 prosent i Norskehavet og fem prosent i Barentshavet.



Figur 2.8. Væske- og gassreservene fordelt geografisk



Figur 2.9. Faktor for reservetilvekst av olje i forhold til opprinnelig plan for utbygging og drift (Felt med faktor for reservetilvekst mindre enn 1 har hatt reduksjon i reservene)

Reservetilvekst i oljefelt

Reservene på et felt øker når nye prosjekter for utbygging eller økt utvinning blir besluttet. På samme måte vil nye studier av feltenes reservoarer kunne føre til at reserveanslagene øker eller avtar. I en studie av 36 oljeproduiserende felt på norsk kontinentalsokkel, har kun sju felt hatt en negativ utvikling av oljereservene i forhold til opprinnelige planer for utbygging og drift (PUD). De fleste har hatt en betydelig vekst i oljereservene (figur 2.9). Volumøkningen av olje i forhold til opprinnelig PUD er 1,5 milliarder Sm³.

Det har vært brutto økning i de samlede oljereservene (den årlige økningen av reservene før produksjonen blir trukket fra) på norsk kontinentalsokkel i alle år unntatt tre (figur 2.10). På 1980-tallet foregikk en storstilt utbygging av store og mellomstore felt. På 1990-tallet økte reserveanslagene for de samme feltene sterkt. I disse årene ble ny boreteknologi, særlig teknologi for boring av horisontale brønner og flergreinsbrønner, tatt i bruk. Oljedirektoratet er opptatt av fleksibilitet på innretningene slik at det er kapasitet til å gjennomføre ulike tiltak for økt utvinning. De høye oljeprisene de siste årene har gjort det mer lønnsomt å gjennomføre slike tiltak. Figuren viser nedgang eller bare en svak økning i anslagene i år der få felt ble bygd ut. Produksjonserfaring eller nye reservoarmodeller har også ført til at reserveanslagene for noen felt er blitt nedjustert.

Det finnes en rekke ulike tiltak for å øke utvinningen fra feltene. Vanninjeksjon er et velkjent eksempel. Boring av lange, horisontale brønner og flergreinsbrønner har også gjort det mulig å øke reservene betydelig i mange felt. Det samme har injeksjon av naturgass og bruk av VAG (alternerende vann- og gassinjeksjon). De siste

Residuell olje: Etter hvert som olje produseres fra reservoaret blir det erstattet av vann. Når oljeinnholdet i porene i reservoaret kommer ned mot 20 prosent, er det vanligvis bare vann som strømmer. Den gjenværende oljen kalles residuell olje. Soner med residuell olje blir også dannet der det opprinnelig var olje som er fortrent av vann på grunn av at olje har lekket ut. I noen felt er det derfor store mengder residuell olje under selve oljereservoaret. Totalt er det store oljemengder som blir liggende igjen i bakken på denne måten. Injeksjon av CO₂ i oljereservoarene kan i en del tilfeller gi høyere utvinning ettersom CO₂ løser seg opp i den residuelle oljen og gjør at den øker i volum og blir mer lettflytende.

Faktaboks 2.1

årene er det forsket på metoder for å redusere mengden av residuell olje i feltene. Residuell olje er den oljen som ikke lar seg drive ut av reservoarene, og derfor ikke blir produsert, ved vanlige produksjonsmetoder (se faktaboks 2.1). Det er et betydelig ressurspotensial i residuell olje på norsk kontinentalsokkel.

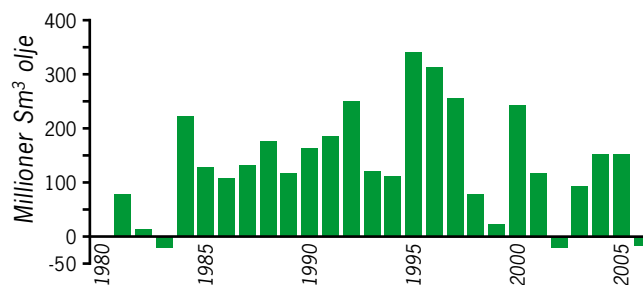
Netto endring av oljereservene (den årlige endringen av reservene fratrukket produksjonen) er vist i figur 2.11. Det har vært en betydelig reduksjon av gjenværende reserver i de senere årene. Dette skyldes høy oljeproduksjon, mindre størrelse på feltene som bygges ut og færre store prosjekter for økt utvinning.

I løpet av de siste ti årene har den samlede brutto reserveøkningen av olje vært på 1 079 millioner Sm³. I løpet av de samme ti årene er det produsert 1 662 millioner Sm³ olje.

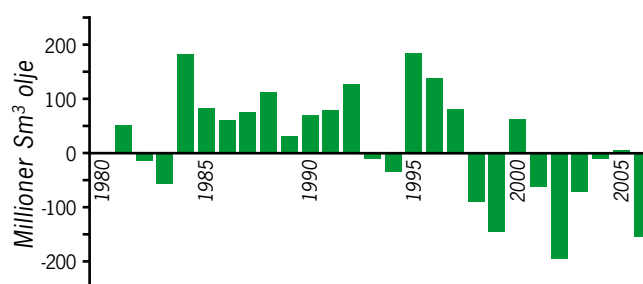
I 2005 satte myndighetene et mål om å oppnå 800 millioner Sm³ (fem milliarder fat) i brutto reservetilvekst av olje fram til 2015. I løpet av de to første årene er oljereservene økt med 135 millioner Sm³. Figur 2.12 viser hvordan reservetilveksten i felt ligger i forhold til Oljedirektoratets mål. Det har vært en liten reduksjon i oljereservene fra 2005 til 2006 på grunn av revurderinger av reservene på noen av de større feltene. Summen av operatørens prognoser viser likevel at målet på 800 millioner Sm³ (fem milliarder fat) er innen rekkevidde.

Betingede ressurser i felt

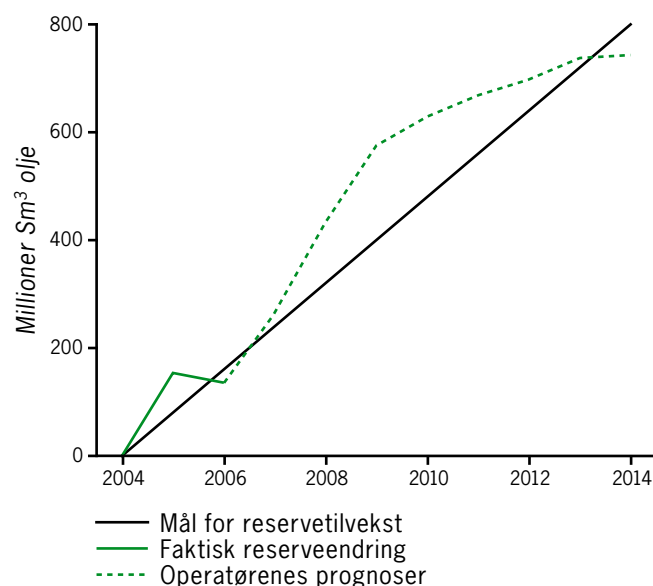
Betingede ressurser i felt er ressurser som kan gjøres om til reserver dersom rettighetshaverne bestemmer seg for det. Det omfatter ressurser i planleggingsfasen, ressurser der utvinning er sannsynlig, men uavklart og ressurser fra framtidige tiltak for økt utvinning (ressursklasse 4, 5 og 7A).



Figur 2.10. Årlig brutto reserveøkning for olje



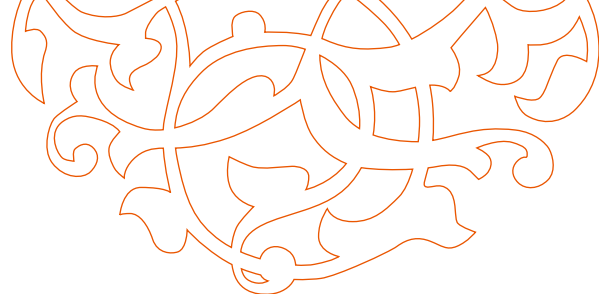
Figur 2.11. Årlig netto reserveøkning for olje



Figur 2.12. Utvikling av reservetilvekst av olje

Betingede væskeressurser i ressursregnskapet utgjør 375 millioner Sm³. Halvparten av disse ligger i planlagte prosjekter for økt utvinning, og Oljedirektoratet venter at ressursene blir besluttet utvunnet i løpet av de nærmeste årene. I tillegg er 140 millioner Sm³ væske definert som ressurser fra mulige tiltak for økt utvinning.

Betingede gassressurser i feltene utgjør til sammen 166 milliarder Sm³. Nær halvparten av disse mengdene er i planleggingsfasen. I tillegg finnes det andre mulige tiltak for økt gassutvinning på 130 milliarder Sm³.



For ti år siden utgjorde de betingede ressursene i felt nær 11 prosent av de utvinnbare ressursene. I dag utgjør de litt i overkant av 4 prosent. Oljedirektoratet anslår at mesteparten av det som nå er klassifisert som betingede ressurser, vil være klassifisert som reserver i løpet av neste tiårsperiode.

Funn

Det har vært en betydelig modning og utbygging av funn de siste årene. For ti år siden besto funnporteføljen av cirka 95 funn som Oljedirektoratet mente det kunne være mulig å bygge ut. Disse representerte cirka 20 prosent av de gjenværende, påviste ressursene på kontinentalsokkelen. 53 av disse er nå bygd ut. Per 31.12.2006 var det 50 funn i porteføljen. Disse representerer 654 millioner Sm³ o.e. hvorav to tredeler er gass. Dette er bare 13 prosent av de gjenværende, påviste ressursene.

Det er usikkert om alle funn kan bygges ut. Siden svært mange av de gjenværende funnene er små, er tilgang til infrastruktur den mest kritiske faktoren. Det gjelder særlig for små gassfunn som må vente på ledig kapasitet i eksisterende eller planlagte rør. Reservoarkompleksitet og sammensetning av olje og gass i funnet kan i tillegg gjøre enkelte funn vanskelige å bygge ut.

Det er per 31.12.2006 15 funn i Oljedirektoratets ressurskategori 4, det vil si i planleggingsfasen. Dersom dagens planer blir gjennomført, vil disse være besluttet utbygd i løpet av de neste fem årene. I ressurskategori 5, det vil si funn der utvinning er sannsynlig men uavklart, er det 32 funn. I tillegg er 3 funn ennå ikke evaluert.

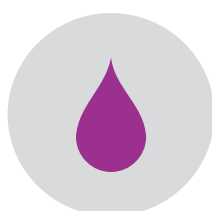
Uoppdagede ressurser

En betydelig del av petroleumsressursene på kontinentalsokkelen er ennå ikke påvist. Oljedirektoratets anslår at det er omtrent like mye igjen å finne i alle de tre områdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Gassmengden er størst i Norskehavet, mens det er størst mengde olje i Nordsjøen (tabell 2.2).

Det er stor usikkerhet knyttet til beregningene av de uoppdagede petroleumsressursene. Anslagene er basert på en rekke forutsetninger. For å vise usikkerheten i anslagene oppgir vi, i tillegg til den statistiske forventningsverdien (basisestimaten), også et lavt (P90) og et høyt (P10) anslag (se kapittel 5). Oljedirektoratet anslår at de uoppdagede ressursene på kontinentalsokkel er mellom 1,6 og 5,8 milliarder Sm³ o.e., med en forventningsverdi på 3,4 milliarder Sm³ o.e.

Område	Væske			Gass			Totalt		
	P90	Forventning	P10	P90	Forventning	P10	P90	Forventning	P10
Nordsjøen	380	675	1000	300	500	730	750	1175	1650
Norskehavet	120	370	740	230	825	1620	370	1195	2340
Barentshavet	40	480	1270	80	550	1430	160	1030	2620
Totalt for sokkelen	640	1525	2640	750	1875	3330	1550	3400	5800

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





3 Leting

Innledning

Store deler av norsk kontinentalsokkel er godt utforsket. I disse områdene gjøres det hovedsakelig små funn. Her er infrastrukturen godt utbygget, og selv små funn er derfor lønnsomme å bygge ut. I de mer ukjente områdene er det de teknologiske og kostnadsmessige utfordringene som påvirker lønnsomheten mest.

For å få til lønnsom leting, både i modne og umodne områder, er det nødvendig med økt kunnskap og stadige forbedringer innen teknologi som innsamling av geofysiske data, prosessering og tolkning. Her kan nye selskaper bidra med nye ideer, evne og vilje til å satse. Disse selskapene kan derfor være et viktig bidrag til videre lønnsom leting og utvinning.

Myndighetene innførte i 1999 en egen ordning for tildeling av utvinningstillatelser i modne områder i Nordsjøen (Nordsjøtildelingen - NST). Dette ble blant annet gjort for å stimulere til mer effektiv leting og utnyttelse av tilleggsressurser i områder rundt feltene. Disse tildelingene ble gjennomført årlig fram til 2002. Ordningen er videreutviklet til Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO). Samtidig ble områdene som omfattes av en slik ordning utvidet til å gjelde deler av Norskehavet og Barentshavet. De første tildelingene i TFO ble gjort i 2003. TFO-tildelinger skjer årlig.

For å gjøre det enklere for nye selskaper å delta i virksomheten på norsk kontinentalsokkel, ble det innført en rekke endringer i skattesystemet i 2006. Endringene innebærer blant annet at staten utbetaler skatteverdien av underskudd fra leteaktiviteten. Videre ble det gjort endringer i bestemmelsene om arealavgift fra 2007. Målet med denne endringen er at avgiften skal bli et bedre virkemiddel for å sikre aktivitet i tillatelsene og bidra til at areal uten aktivitet blir tilbakelevert slik at arealet kan tildeles selskaper som ønsker å lete i disse områdene.

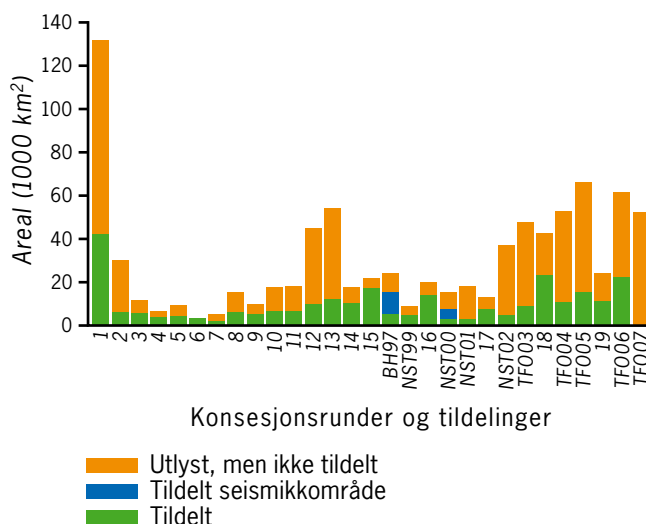
Innføring av nye ordninger har bidratt til å øke innslaget av nye selskaper på norsk kontinentalsokkel. Antall tillatelser til nye selskaper har økt, det samme har disse selskaperenes andel av leteaktiviteten. Det er for tidlig å si om dette fører til høyere lønnsomhet for leting og utvinning. Denne rapporten presenterer likevel noen trender som viser mulige sammenhenger mellom aktiviteten til de nye selskapene og endringene i rammevilkårene.

I tillegg til de årlige tildelingene i forhåndsdefinerte områder er det de siste årene gjennomført tradisjonelle konsesjonsrunder om lag annet hvert år. Her blir det lyst ut blokker i umodne områder der det har vært lite eller ingen utforsking. Strategien for utlysning og tildeling av areal i umodne deler har stort sett vært i henhold til prinsippet om sekvensiell leting. Dette prinsippet innebærer at resultater av brønner i et område bør foreligge og tid til evaluering av resultatene bør avsettes, før nye blokker i det samme området lyses ut. På denne måten blir tilgjengelig informasjon benyttet til videre leting, og boring av unødvendige og tørre brønner kan unngås.

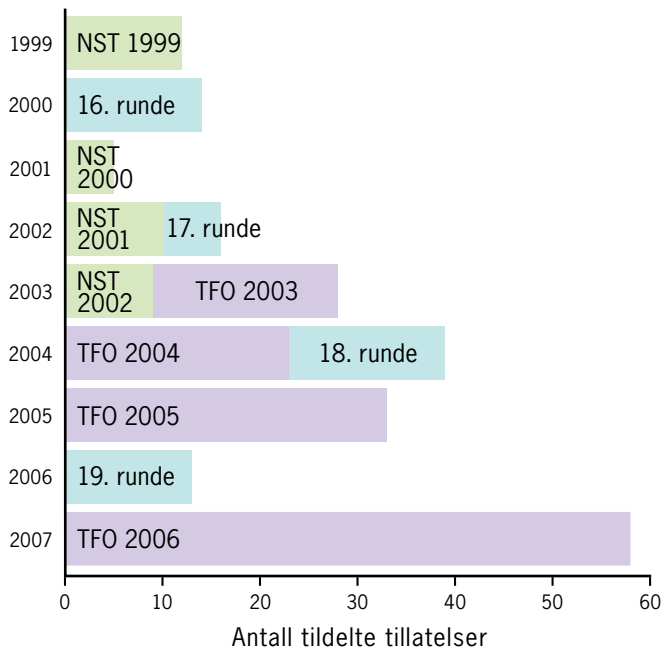
Tilgang til areal for leting

Selskapene får tilgang til areal hovedsakelig gjennom tildelinger i konsesjonsrunder og de årlige TFO-ene. Selskapene får også tilgang til areal gjennom kjøp eller bytte av andeler i utvinningstillatelser.

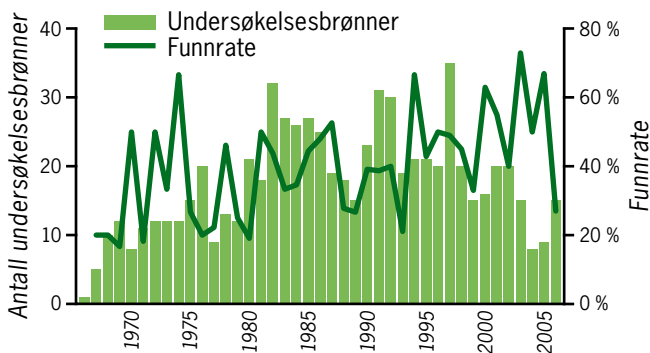
Tilgangen til utlyst areal har økt etter innføringen av årlige tildelinger. Utlyst areal i TFO 2006 er nesten seks ganger så stort som utlyst areal i første NST i 1999 (figur 3.1). Antall tildelinger i 2007 (TFO 2006) er det høyeste siden første konsesjonsrunde i 1965 (figur 3.2).



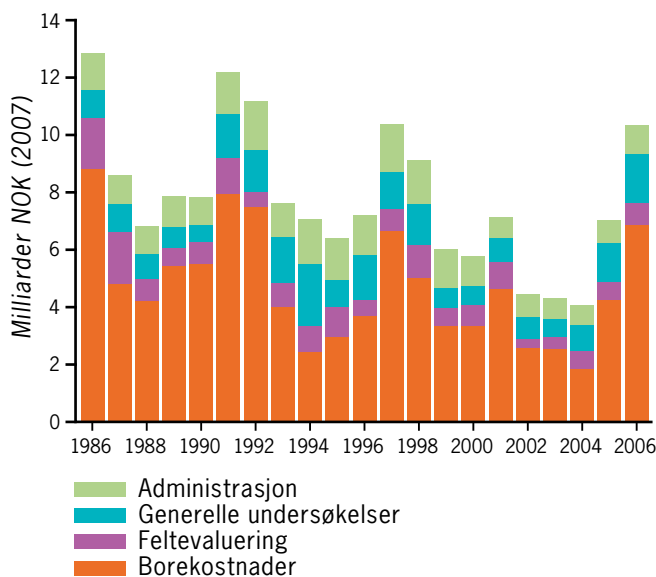
Figur 3.1. Utlyst og tildelt areal på norsk kontinentalsokkel (TFO 2007 var ikke tildelt ved utgivelsesdatoen for denne rapporten.)



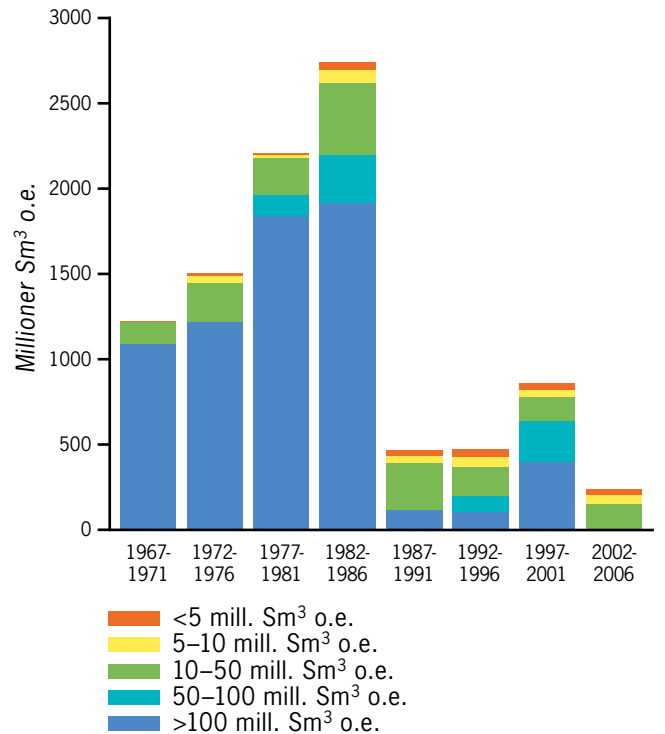
Figur 3.2. Årlige tildelinger siden 1999



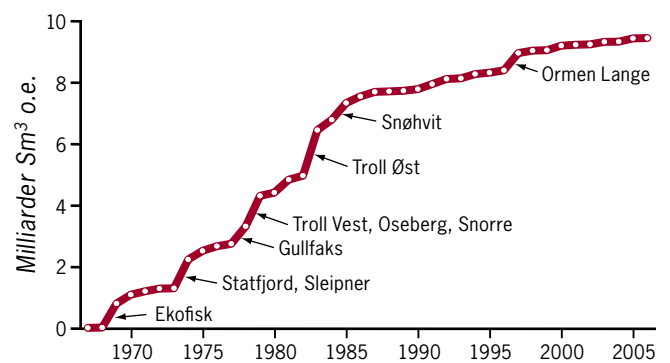
Figur 3.3. Antall undersøkellesbrønner og funnrate per år



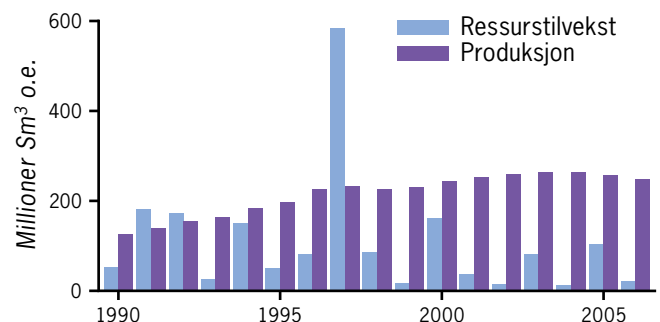
Figur 3.4. Totale letekostnader per år



Figur 3.5. Ressurser i funn påvist i femårsperioder fordelt etter funnstørrelse



Figur 3.6. Den samlede ressurstilveksten (Seinere endringer i ressursanlagene for det enkelte funn er tilbakeført til funnrået. Ressurskategori 6 og 7A er ikke inkludert.)



Figur 3.7. Årlig ressurstilvekst og produksjon

Resultater og utviklingen i leteaktiviteten

Antallet undersøkelsesbrønner som bores er et godt mål på leteaktiviteten. Leteaktiviteten de siste tre-fire årene har vært lav, men antallet undersøkelsesbrønner har økt de siste to årene (figur 3.3). I 2006 ble det avsluttet 15 undersøkelsesbrønner mot 9 i 2005. Kostnadene til leting har også økt de siste to årene. I 2006 var de på sitt høyeste siden 1992. Den største andelen av lete-kostnadene er kostnader til boring (figur 3.4). Det kostet like mye å bore 15 undersøkelsesbrønner i 2006 som 35 brønner i 1997.

Funnraten har vært høy de siste ti årene (figur 3.3), men funnene er hovedsakelig små (figur 3.5). Ressurstilveksten har derfor vært lav de siste 20 årene (figur 3.6). Det største funnet som ble gjort i denne perioden, var Ormen Lange i Norskehavet (cirka 400 millioner Sm³ o.e.) i 1997, men ressurstilveksten fra 1997 til 2006 erstatter ikke produksjonen i samme periode (figur 3.7).

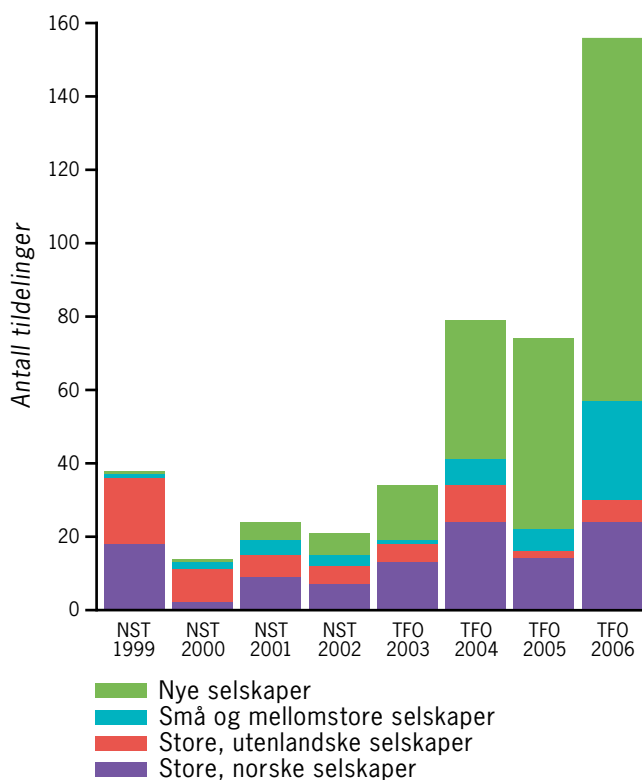
Effekten av nye ordninger i modne områder

Det er viktig fortsatt å påvise ressurser i modne områder. Derfor ønsker myndighetene å gjøre det mer attraktivt for nye selskaper å drive virksomhet på norsk kontinentalsokkel. De årlige tildelingene i Nordsjøen (NST) fra 1999 til 2002 og de årlige tildelingene i forhåndsdefinerte områder (TFO) fra og med 2003 er innført for å bidra til dette. Formålet er det samme med de endringene som er innført i skattesystemet og arealavgiften de siste årene. Det er ikke mulig å se den fulle effekten av disse ordningene ennå. Noen mulige sammenhenger er det likevel grunnlag for å trekke fram.

Antall tildelinger til nye selskaper har økt betydelig – fra én i NST 1999 til 99 i TFO 2006 (figur 3.8). Dette viser at myndighetene har lyktes i å tiltrekke seg nye selskaper til norsk kontinentalsokkel. Tabell 3.1 viser hvilke selskaper som klassifiseres som nye i denne sammenheng.

Tillatelser de siste årene har en stor andel av forpliktelser til å bore eller å levere tillatelsen tilbake (også kalt "drill or drop-forpliktelse") til forskjell fra faste forpliktelser om boring av en eller flere brønner. Av tillatelsene fra 1999 til 2006 har cirka to tredeler (120 tillatelser) forpliktelse til å bore eller å levere tillatelsen tilbake (figur 3.9). Fram til i dag er det tatt slike beslutninger i halvparten av tillatelsene. I om lag halvparten av disse igjen er det besluttet å levere tilbake alt tildelt areal. Dette viser at ordningen bidrar til raskere sirkulasjon av areal.

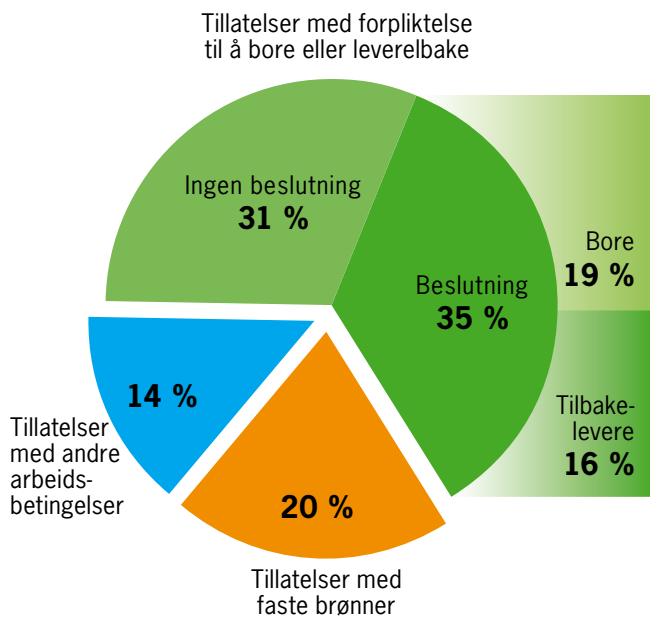
De nye selskapenes andel av letekostnadene har økt (figur 3.10). De siste tre årene har de nye selskapene hatt mer enn 30 prosent av letekostnadene i Nordsjøen. Det er imidlertid for tidlig å si om dette har ført til flere funn som kan bygges ut lønnsomt. Det tar vanligvis flere år fra leting til produksjon.



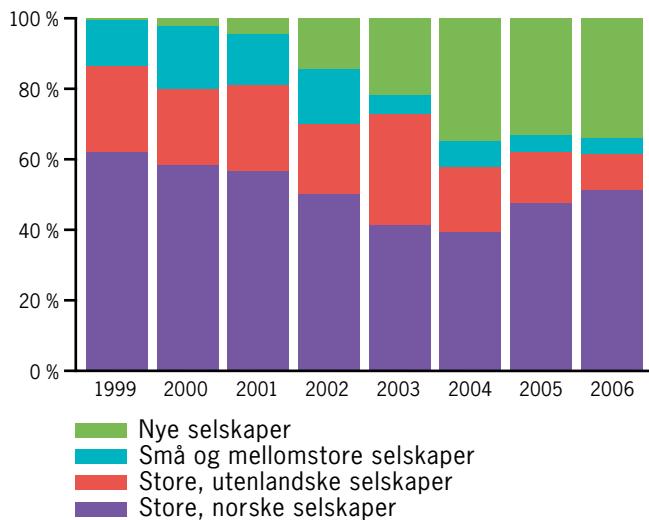
Figur 3.8. Antall tildelinger i modne områder fordelt på ulike selskapstyper

Nye selskaper	Aker Exploration, Altinex, BG Norge, Bridge Energy, Centrica, DONG, E.ON Ruhrgas, Edison, Endeavour, Ener, Fareo Petroleum, Gaz de France, Genesis, Kerr-McGee, Lundin, Marathon, Maersk, Nexen, Noble, Noreco, PA Resources, Pertra, Premier, Revus, Rocksource, Serica Energy, Talisman, Wintershall
Små og mellomstore selskaper	AEDC, Amerada Hess, DNO, Idemitsu, OMV Norge, Pelican, Petro-Canada, RWE Dea, Svenska Petroleum Exploration, Ugland Construction Company
Store, utenlandske selskaper	BP, Eni, ExxonMobil, Chevron-Texaco, ConocoPhillips, Shell, Total
Store, norske selskaper	Petoro, Statoil, Hydro

Tabell 3.1. Selskaper som har fått tildelt utvinningstillatelser etter 1999 (Selskaper som var aktive i Norge før 1999 er gruppert etter størrelse. Selskaper som fikk tildelt sin første utvinningstillatelse etter 1999 er kalt "nye selskaper". Tabellen er oppdatert per april 2007)



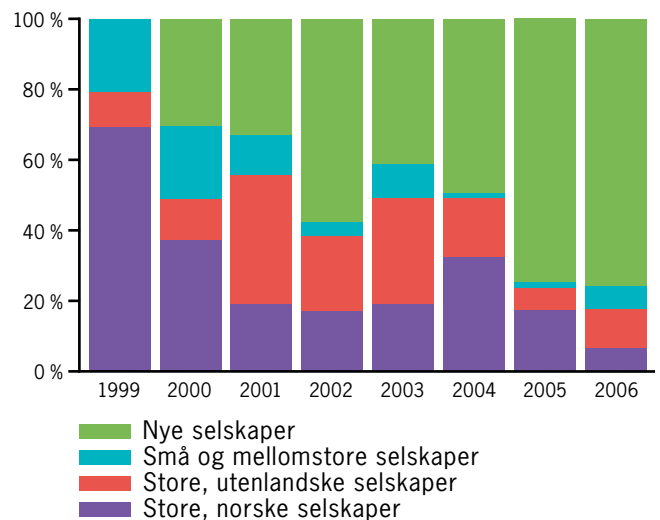
Figur 3.9. Type arbeidsforpliktelse i tillatelser tildelt fra 1999 til 2006 (Tillatelser tildelt i TFO 2006 er ikke inkludert.)



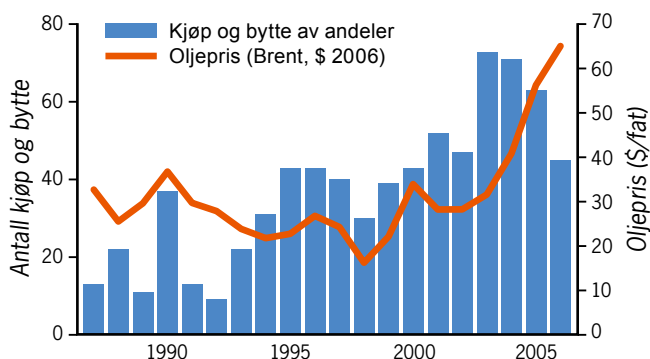
Figur 3.10. Andel av de samlede letekostnadene i Nordsjøen fordelt på ulike selskapstyper

Antall kjøp eller bytte av andeler har økt etter 1999 da de nye ordningene ble innført (figur 3.11). Større tilgang på nytt areal og flere selskaper som rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel kan ha ført til større sirkulasjon i andelsmarkedet. Antallet er redusert noe de siste tre årene. Dette kan ha sammenheng med økning i oljepriisen som ser ut til å påvirke selskapenes interesse av å bytte eller selge. Etter 1999 har de nye selskapene stått for en stadig økende andel av kjøp eller bytte i andelsmarkedet (figur 3.12).

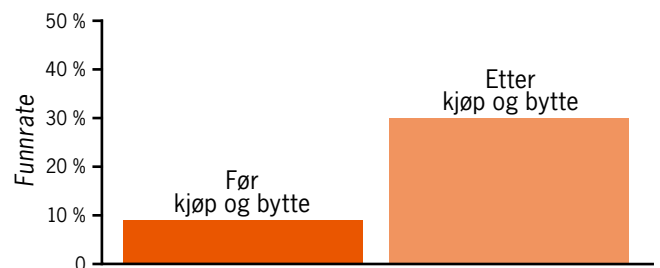
Det er rimelig å anta at økt sirkulasjon medfører økt verdiskaping. Nye eiere kan bidra med nye ideer og motivasjon til å lete og utvikle ressursene. Oljedirektoratet har undersøkt om kjøp eller bytte av andeler faktisk har bidratt til å øke verdiene av tillatelsene. Endring i funnrate kan være en indikator for dette. Det viser seg at funnraten har økt fra 9 til 30 prosent etter kjøp eller bytte av andeler i utvinningstillatelser med få funn (figur 3.13).



Figur 3.12. Andel av kjøp og bytte av eierandeler på den norske kontinentalsokkelen fordelt på ulike selskapstyper



Figur 3.11. Kjøp og bytte av eierandeler på den norske kontinentalsokkelen



Figur 3.13. Funnraten før og etter kjøp eller bytte i tillatelser med lavere funnrate enn gjennomsnittet

4 Prognoser

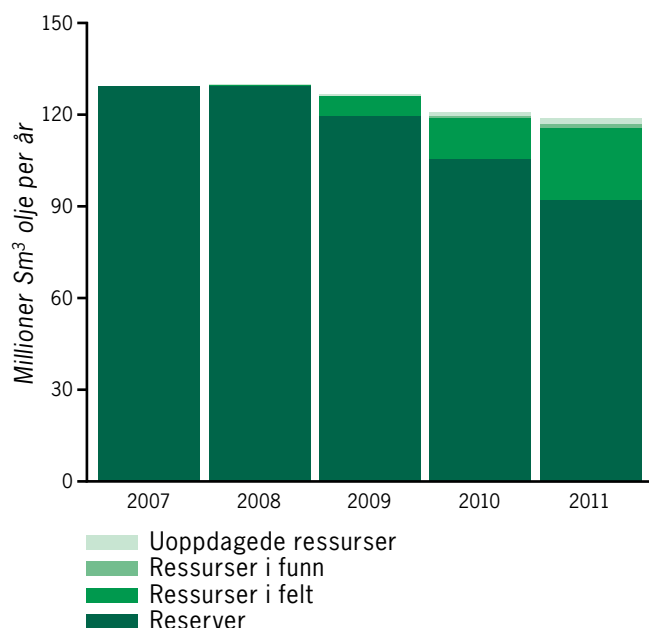
Oljedirektoratet utarbeider hver år prognoser for produksjon, kostnader, investeringer og utslipp. Det utarbeides både korttids- og langtidsprognoser. Prognosene tar utgangspunkt i data fra operatørene. Oljedirektoratet foretar i tillegg egne vurderinger, særlig i forhold til svingninger i riggmarkedet, kapasitet i industrien, forventet gassalg og sannsynlige oppstartstidspunkt for prosjekter.

Korttidsprognosen (2007-2011)

I perioden 2007-2011 venter Oljedirektoratet at nær 1,3 milliarder Sm³ o.e. olje og gass produseres og selges. Dette er om lag det samme som de fem foregående årene. Prognosen bygger på at 80 felt vil bidra til produksjonen. Kun ett felt er planlagt nedstengt i denne perioden.

Væskeproduksjonen i perioden er anslått til totalt 735 millioner Sm³ o.e. Dette er nær 20 prosent mindre enn i forrige femårsperiode. Oljedirektoratet antar at så å si hele oljeproduksjonen vil komme fra felt som allerede er i produksjon, felt som nå bygges ut og fra prosjekter for økt utvinning (figur 4.1). Produksjonsnivået er ventet å bli mellom 380 000 og 415 000 Sm³ o.e. (2,4 og 2,6 millioner fat o.e.) per dag. Av dette utgjør oljen mellom 320 000 og 350 000 Sm³. Nedgangen i produksjonen de neste årene er beregnet til om lag seks prosent per år.

Prognosene er usikre. Selv i den kortsiktige prognosen for oljeproduksjon er det betydelig usikkerhet. Det gjelder både totalt volum som kan produseres og den



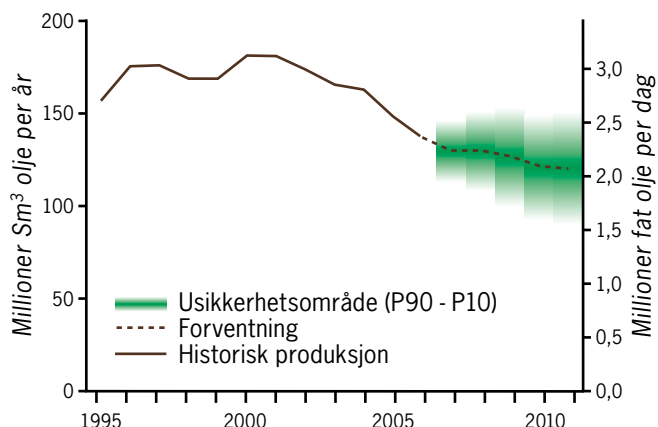
Figur 4.1. Femårsprognose for oljeproduksjonen

årlege produksjonen (figur 4.2). Usikkerheten (se også beskrivelsen av usikkerhet i kapittel 5) er særlig knyttet til reservoaregenskaper, oppstartstidspunkt for nye prosjekter og regularitet på felt i produksjon. Langvarige nedstengninger av felt vil naturligvis føre til lavere produksjon i det året de inntreffer, men ikke nødvendigvis i påfølgende år.

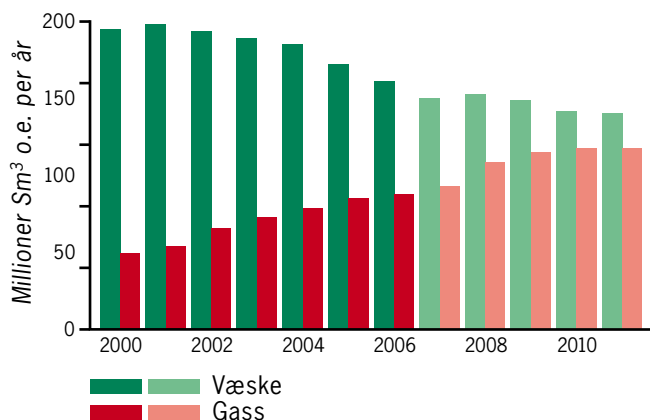
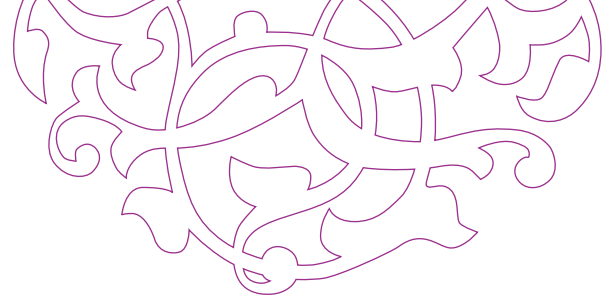
Erfaring viser at faktisk produksjon oftest er lavere enn det som selskapene rapporterer som prognose for de nærmeste fem årene. I perioden 2000-2006 viste det seg at oljeproduksjonen i gjennomsnitt var cirka fem prosent lavere enn det selskapene prognoserte for det etterfølgende år. Dette har Oljedirektoratet justert for i sin prognose. Det er gjort ved å redusere anslaget for de neste seks års produksjon og legge den reduserte mengden til i de påfølgende seks årene, slik at det balanseres i løpet av 12 år.

Gassproduksjonen øker gradvis i perioden. Oljedirektoratet anslår at gassalget fra kontinentalsokkelen vil øke fra dagens nivå på under 90 milliarder Sm³ per år til nær 120 milliarder Sm³ per år i 2011 (figur 4.3).

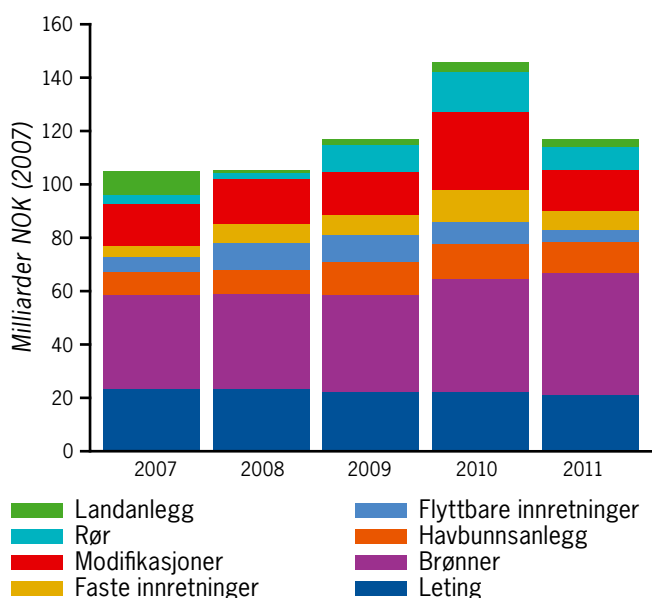
Oljedirektoratet venter at det blir solgt 550 milliarder Sm³ gass i perioden 2007-2011. Dette er 160 milliarder Sm³ (42 prosent) mer enn i de foregående fem årene. I tillegg til solgt gass vil 175 milliarder Sm³ bli benyttet til injeksjon for økt utvinning. Mye av denne gassen vil bli produsert for salg seinere. Hovedkildene til gassalget i denne perioden er felt som allerede er i produksjon samt feltene Ormen Lange og Snøhvit. Disse feltene har forventet produksjonsstart i 2007. 30 prosent av gassalget i perioden kommer fra felt i Norskehavet. Nær halvparten av dette er fra Ormen Lange. Barentshavet,



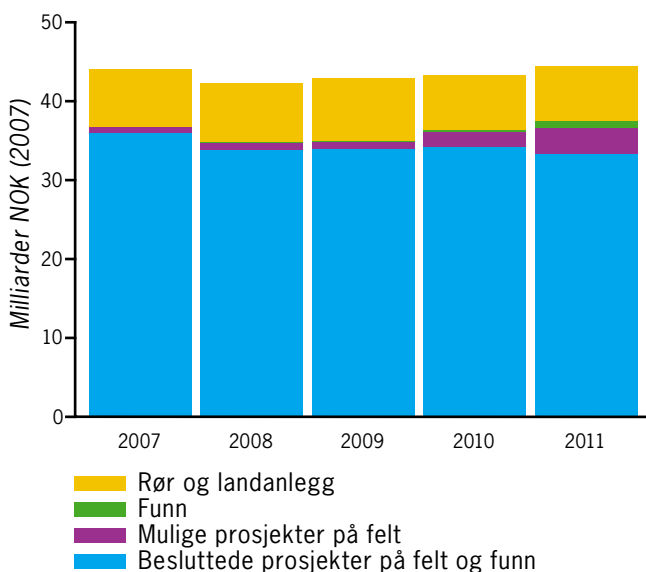
Figur 4.2. Historisk oljeproduksjon og usikkerhet i prognosen



Figur 4.3. Historisk produksjon og femårsproduksjonsprognose for væske og gass



Figur 4.4. Femårsprognose for investeringene



Figur 4.5. Femårsprognose for driftskostnadene

med Snøhvit, bidrar med fire prosent av det totale salget. Usikkerhet i gassalgsprognosene er særlig knyttet til oppstartstidspunktet for de nye feltene.

Investeringene på norsk kontinentalsokkel er på et rekordhøyt nivå. I 2007 forventes investeringer på om lag 82 milliarder kroner til innretninger, brønner, rørledninger og landanlegg. I tillegg kommer letekostnader på 23 milliarder kroner. I perioden fram til 2012 ventes investeringer på over 590 milliarder kroner. Halvparten av disse investeringene er knyttet til leting og boring av nye utvinningsbrønner (figur 4.4). Om lag en firedel vil bli benyttet til bygging av nye innretninger. Flere felt og funn planlegges bygd ut i perioden: Gjvøa i Nordsjøen, 6507/5-1 Skarv i Norskehavet og 7122/7-1 Goliat i Barentshavet er blant de største. I tillegg vil det bli installert flere nye innretninger på eksisterende felt: Ekofisk, Eldfisk og Valhall i Nordsjøen. I løpet av de neste fem årene vil disse prosjektene stå for over halvparten av investeringene i nye anlegg.

Både på kort og lang sikt er det stor usikkerhet knyttet til det årlige investeringsnivået. Usikkerheten kan være knyttet til olje- og gasspris, at reservoarene krever andre tekniske løsninger, at kostnadsnivået endrer seg, nye ressursanslag, tilgang til rigger eller endringer i produksjonskapasitet. Lavere investeringer enn antatt kan skyldes at det fattes færre beslutninger om å gjennomføre prosjekter enn først antatt, eller at funn bygges ut seinere enn antatt.

Driftskostnadene er anslått til mellom 42 og 45 milliarder kroner i perioden fram til og med 2011 (figur 4.5).

Prognoser for utslipp

Produksjon av olje og gass medfører i varierende grad utslipp til luft og sjø. Utslippene per produsert enhet varierer fra felt til felt og over feltenes levetid. De er blant annet avhengig av produksjonsnivået, type innretning, reservoaregenskaper og transportavstand til gassmarkedet.

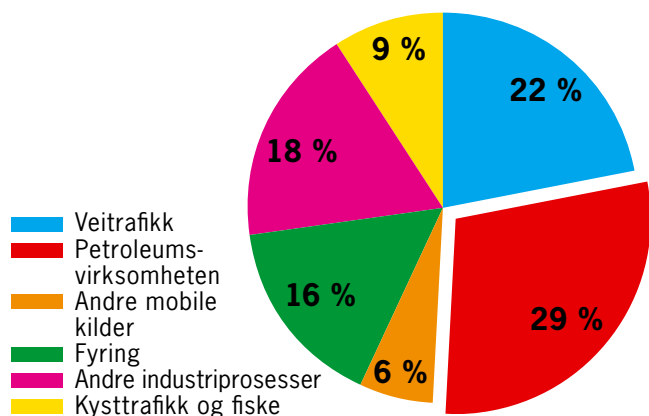
Utslipp til luft består hovedsakelig av karbondioksid (CO_2), nitrogenoksider (NO_x), flyktige organiske forbindelser (nmVOC) og metan (CH_4). CO_2 og NO_x dannes hovedsakelig ved kraftproduksjon på innretningene og ved faking, mens nmVOC og CH_4 stammer fra fordamping av råolje ved lagring og lasting.

Utslipp til sjø kommer hovedsakelig fra produsert vann som inneholder rester av olje og kjemikalier fra reservoaret og kjemikalier fra bore- og brønnaktiviteter.

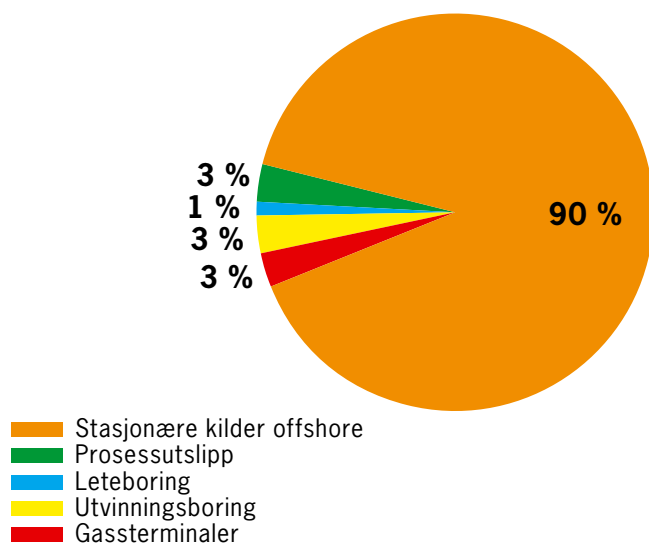
Petroleumsvirkningsheten sto for 27 prosent av Norges totale utslipp av CO_2 i 2006 (foreløpige anslag). Figur 4.6 viser fordelingen av utslipp i 2005. I 2006 kom 90 prosent av dette fra stasjonære kilder offshore (figur 4.7).

Resten fordeler seg på prosessutslipp, leteboring, utvinningsboring og gassterminaler.

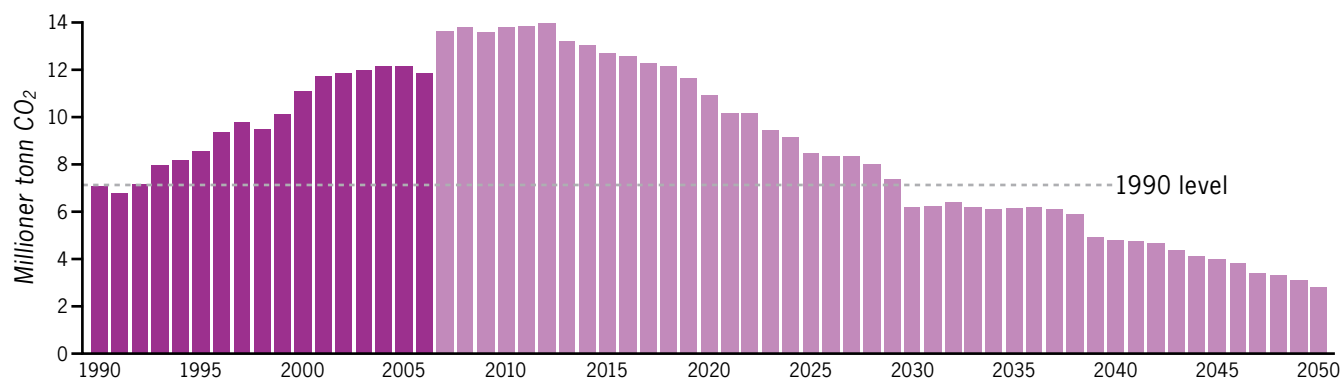
Totalutslippet av CO₂ har økt de seinere årene, med en liten nedgang i 2006 (figur 4.8). Utslipp per produsert



Figur 4.6. Kilder til norske utslipp av CO₂ i 2005 (kilde: Statistisk sentralbyrå)



Figur 4.7. Kildene til CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten i 2006

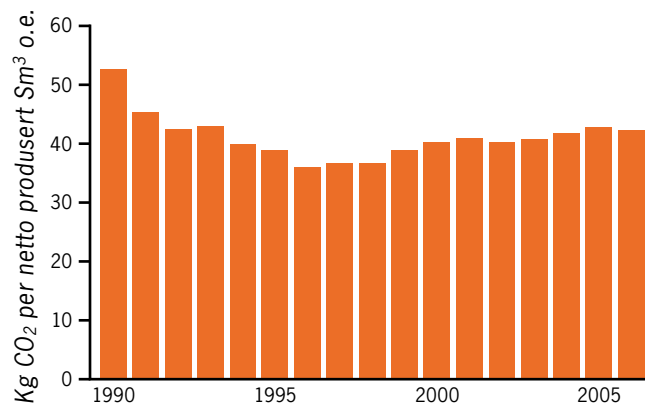


Figur 4.8. Utslipp av CO₂ fra norsk petroleumssektor

enhet er lavere enn i 1990, før CO₂-avgiften ble innført i 1991, men har vist en svak økning de siste ti årene (figur 4.9). De seinere års økning av CO₂-utslipp skyldes i hovedsak at produksjonen på norsk kontinentalsokkel primært kommer fra felt i en senfase. Denne produksjonsfasen er vanligvis mer energikrevende enn tidlige faser.

De neste fem årene forventes økningen i utslippene av CO₂ å fortsette på grunn av økt aktivitet på norsk kontinentalsokkel og at flere felt kommer i senfase. På lang sikt vil nedgangen i totalproduksjonen føre til at de totale CO₂-utslippene fra kontinentalsokkelen rundt 2030 vil være på samme nivå som i 1990 (figur 4.8).

Innføring av CO₂-avgiften i 1991 har vært et effektivt virkemiddel for å få ned utslippene av CO₂ fra oljeindustrien. Tiltak for å redusere utslipp av CO₂ ytterligere kan for eksempel være kombinerte løsninger for kraftproduksjon offshore, resirkulering av fakkellgass og injisering av CO₂ i grunnen for økt utvinning eller for lagring.



Figur 4.9. Utslipp av CO₂ fra norsk petroleumssektor per produsert enhet

Petroleumsvirksomheten står for 28 prosent av Norges totale NO_x-utslipp. Disse utslippene har steget i takt med økt produksjon de siste årene (figur 4.10). Forbedret teknologi har likevel gitt lavere utslipp per produsert enhet (figur 4.11). Ifølge prognosen vil utslippene av NO_x gå ned fra 2008.

De fleste tiltak som reduserer utslipp av CO₂ reduserer også utslipp av NO_x. I tillegg installeres lav-NO_x-brennere i gassturbiner på nye anlegg som over tid bidrar til lavere NO_x-utslipp per produsert enhet. Om lag 25 prosent av gassturbinene på norsk sokkel har lav-NO_x-teknologi.

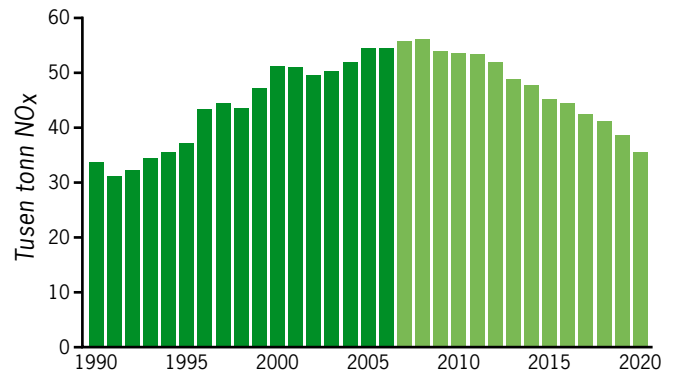
Petroleumssektoren er hovedkilden til utslipp av nmVOC og sto for 40 prosent av de totale utslippene i Norge i 2006. Kildene er hovedsakelig lagring og lastning av råolje til havs og på landterminalene. Utslipp av denne typen har avtatt de siste årene både målt i utslippsmengde (figur 4.12) og målt per produsert enhet (figur 4.13). Denne utviklingen ser ut til å fortsette, til tross for at det bygges ut stadig flere felt med flytende lagerinnretninger. Utviklingen skyldes blant annet at industrien er pålagt å redusere nmVOC-utslippene ved lastning og lagring.

Det meste av kjemikalieutslippene er knyttet til bore- og brønnavirksomhet (figur 4.14). Utslippene vil derfor variere i takt med aktivitetsnivået. På tross av økt aktivitet er denne typen utslipp redusert de siste årene (figur 4.15), og vil ventelig bli redusert ytterligere i årene som kommer. Det skal som hovedregel ikke slippes ut miljøfarlige stoffer, enten de er tilsatt eller forekommer naturlig. Miljøfarlige kjemikalier blir erstattet med kjemikalier med liten eller ingen miljøeffekt. 99 prosent av kjemikalierne som nå brukes, mener man har liten eller ingen miljøeffekt.

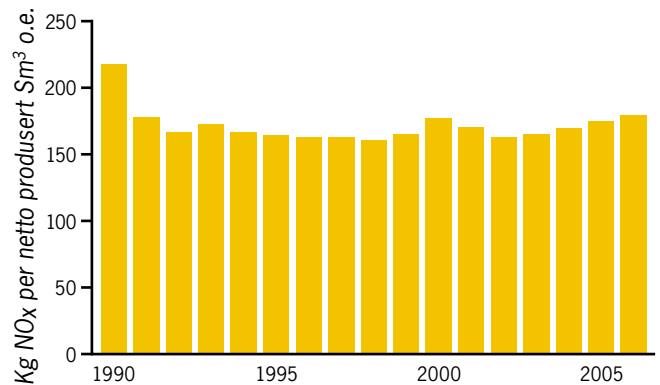
Petroleumsvirksomheten i Norge har ikke vært årsak til store akutte utslipp av olje som har nådd land. Oljeutslipp fra petroleumssektoren kommer i all hovedsak fra den regulære driften (figur 4.16). Vann som produseres sammen med olje og gass inneholder rester av olje, andre organiske elementer, uorganiske komponenter og rester av tilsatte kjemikalier. Tiltakene for å redusere utslippene til sjø har ikke vært nok til å snu den økende trenden for utslipp av produsert vann. Økningen skyldes hovedsakelig at produksjonen fra kontinentalsokkelen i stigende grad kommer fra eldre felt der vannproduksjonen øker. Tiltakene har imidlertid bidratt til at utslipp av olje per produsert enhet vann har gått ned (figur 4.17).

Langtidsprognosen (2007-2026)

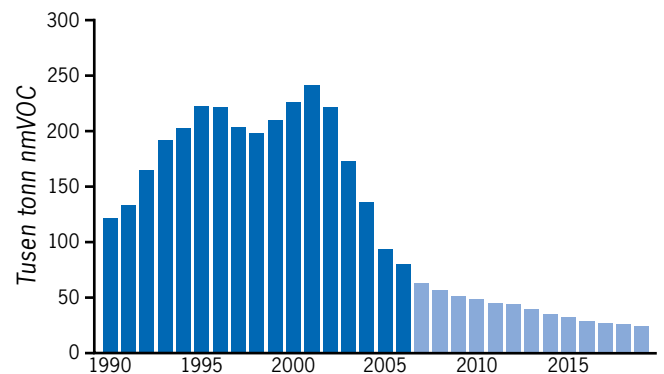
Oljedirektoratet anslår at det i løpet av de neste 20 årene vil bli produsert 4,7 milliarder Sm³ o.e. Dette er omtrent det samme som den samlede produksjonen



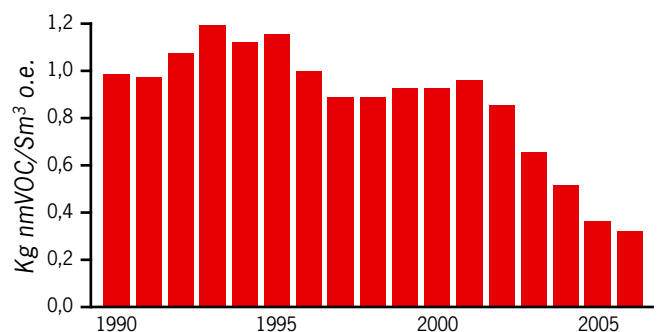
Figur 4.10. Utslipp av NO_x fra norsk petroleumssektor



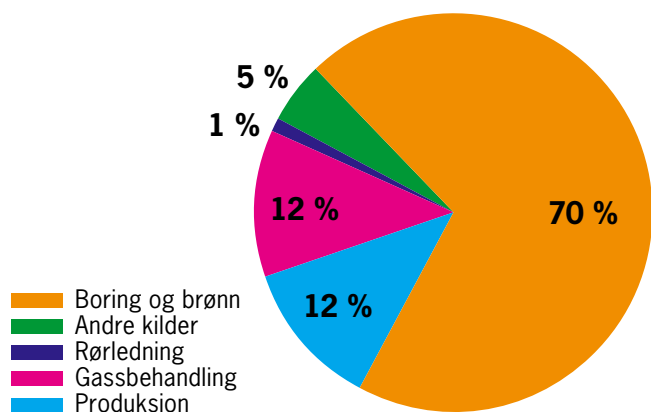
Figur 4.11. Utslipp av NO_x fra norsk petroleumssektor per produsert enhet



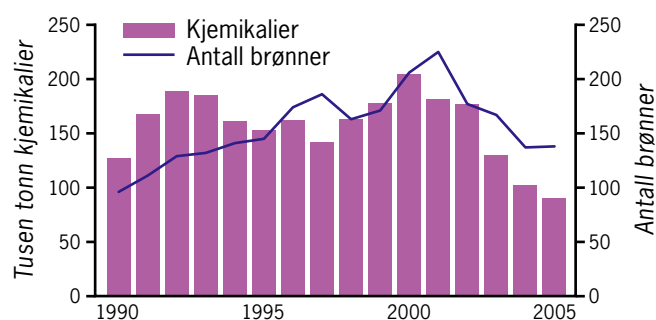
Figur 4.12. Utslipp av nmVOC fra norsk petroleumssektor



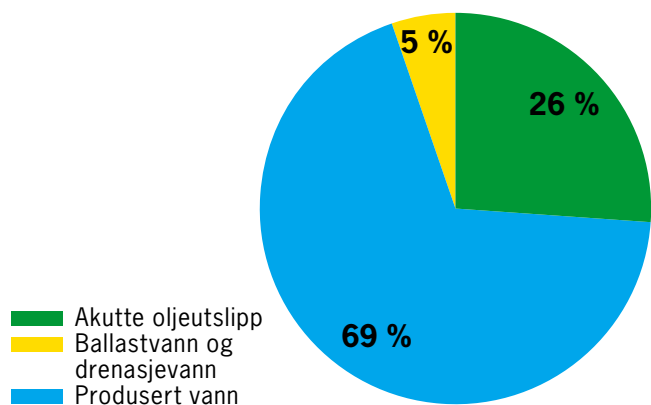
Figur 4.13. Utslipp av nmVOC fra norsk petroleumssektor per produsert enhet



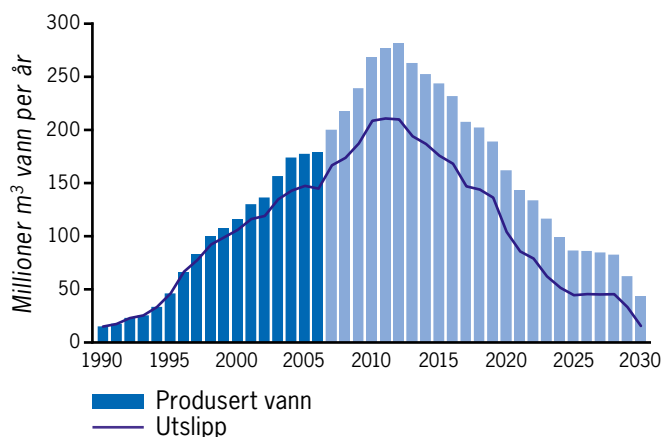
Figur 4.14. Kildene til kjemikalieutslipp fra norsk petroleumsektor i 2005



Figur 4.15 Antall brønner og utslipp av kjemikalier fra norsk petroleumsektor



Figur 4.16. Utslipp av olje fra petroleumsektoren i 2005

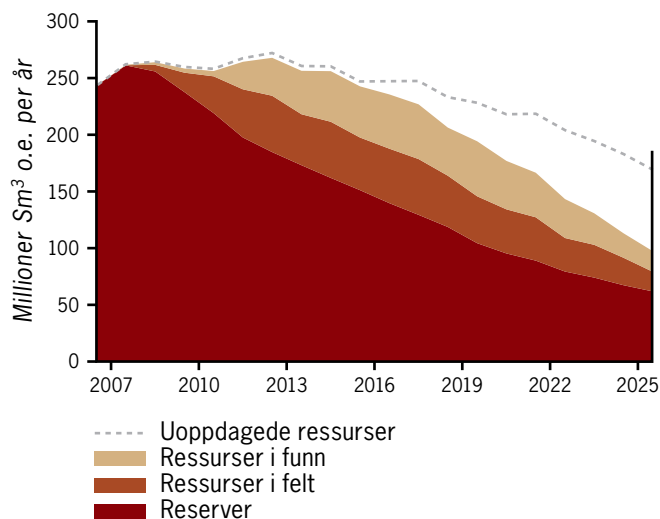


Figur 4.17. Prognose for vannproduksjon og utslipp av produsert vann

fram til i dag. Det er knyttet usikkerhet til denne prognosen. Prognosen er basert på gjeldende planer for felt og funn, justert med Oljedirektoratets egne vurderinger. Basert på erfaringene fra tidligere år, er blant annet oppstartstidspunkt for en del prosjekter skjøvet noe ut i tid. To tredeler av produksjonen er forventet fra felt som i dag er i produksjon og fra felt som er godkjent for utbygging. Ytterligere 14 prosent ventes fra de samme feltene i form av økt utvinning. 12 prosent av produksjonen antas å komme fra utbygginger av påviste funn og 10 prosent fra framtidige funn (figur 4.18). I 2026 vil om lag halvparten av produksjonen komme fra felt som ennå ikke er påvist.

Aktiviteten i perioden er stor. Over 300 prosjekter for økt utvinning på produserende felt er innrapportert til Oljedirektoratet i forbindelse med den årlige rapporteringen til nasjonalbudsjettet. I langtidsprognosen er det forutsatt at de fleste av disse blir realisert. I tillegg forutsetter prognosen at de fleste funnene bygges ut. Prognosen er basert på at det bores om lag 30 letebrønner per år. Tiden fra påvisning til produksjonsstart er vanligvis 10 år. Dette gir en ressurstilvekst fra leting på 65 millioner Sm³ o.e. per år de neste 20 årene.

Oljedirektoratet anslår at det fram til 2026 produseres 1,8 milliarder Sm³ olje. Dette er 35 prosent mindre enn i forrige 20-årsperiode. Oljeproduksjonen nådde toppen i 2000. Da var gjennomsnittlig produksjonsrate 3,1 millioner fat per dag. Om lag 60 prosent av produksjonen fram til 2026 kommer fra det som i dag er klassifisert som reserver. Resten av oljeproduksjonen kommer fra tiltak for økt utvinning på felt i produksjon, utbygging av påviste funn og fra uoppdagede ressurser. Gassalget fra kontinentalsokkelen forventes å øke betydelig slik at produksjonen de neste 20 årene vil være vesentlig høyere enn de foregående 20 årene.



Figur 4.18. Prognose for samlet produksjon i perioden 2007-2026, fordelt etter ressursenes modenhet

5 Uoppdagede ressurser

Innledning

En viktig del av Oljedirektoratets arbeid er å lage anslag over de uoppdagede ressursene. Disse anslagene, sammen med kunnskapen om de ulike letemodellene, er viktige for de valgene myndighetene må gjøre når det gjelder utforskningen av norsk kontinentalsokkel. For eksempel når det gjelder å velge områder som skal lyses ut for tildeling.

Anslagene over de uoppdagede ressursene er basert på hele bredden av Oljedirektoratets kompetanse. Utgangspunktet er kartlegging av geologien på kontinentalsokkelen, både i områder som er åpnet og i områder som ikke er åpnet for leting. Kunnskapen om de reservoarene som allerede er påvist er også svært viktig. Det samme er forståelsen av hvor mye av de påviste ressursene som kan utvinnes. I bunnen av dette ligger Oljedirektoratets omfattende databaser med oversikter over brønner, funn, felt, prospekter og letemodeller (se faktaboks 5.1).

De uoppdagede ressursene

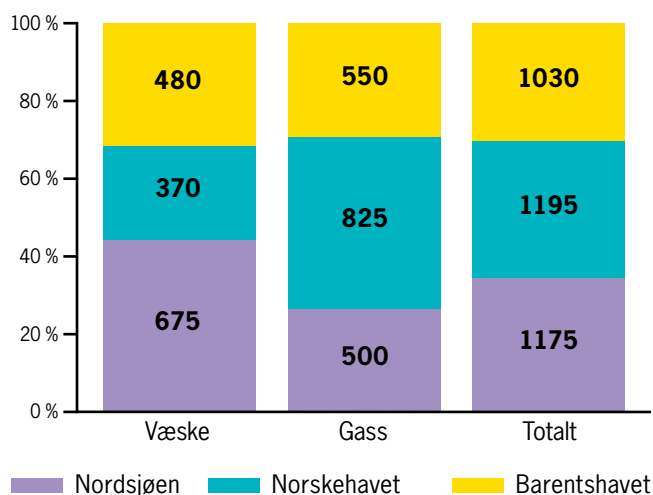
Oljedirektoratet anslår at det er mellom 1,6 og 5,8 milliarder Sm³ o.e. olje, gass, kondensat og NGL igjen å finne på norsk kontinentalsokkel. Forventningsverdien er 3,4 milliarder Sm³ o.e. Om lag 45 prosent av dette er væske og 55 prosent gass. Av de totale petroleumsmengdene vil ventelig 30 prosent ligge i Barentshavet (utenom omstridt område), 35 prosent i Norskehavet og 35 prosent i Nordsjøen, se tabell 5.1 og figur 5.1. Det er betydelig usikkerhet knyttet til slike anslag. I områder med minst informasjon vil usikkerheten være størst. Barentshavet er minst utforsket og har det største usikkerhetsspennet. Usikkerheten er også betydelig i Norskehavet, men minst i Nordsjøen hvor kunnskapen om geologien og reservoaregenskapene er størst.

Anslaget over de totale uoppdagede ressursene er ikke endret siden 2003. Dette til tross for at det er påvist olje og gass siden det forrige anslaget ble laget. Dette skyldes flere forhold. Oljedirektoratets siste gjennomgang har bekreftet en rekke av de forutsetningene som

lå til grunn for det forrige anslaget. Det er siden forrige anslag også gjennomført en betydelig kartlegging i forbindelse med hyppige TFO-runder og tradisjonelle konsesjonsrunder, både av industrien og av Oljedirektoratet. Dette har gitt mye ny informasjon om prospektiviteten på store deler av kontinentalsokkelen og økt Oljedirektoratets forventninger om hvor mye det er igjen å finne. De siste årenes leteresultater i Barentshavet har dessuten gitt økte forventninger om oljefunn på denne delen av kontinentalsokkelen, delvis på bekostning av forventningen til gass (figurene 5.2 og 5.3)

Samlet har dette ført til at Oljedirektoratet opprettholder sitt anslag på 3,4 milliarder Sm³ o.e. Det er påvist om lag 225 millioner Sm³ o.e. i løpet av de siste fire årene. Figur 5.4 viser en sammenligning av de ulike anslagene Oljedirektoratet har laget gjennom de siste ti årene.

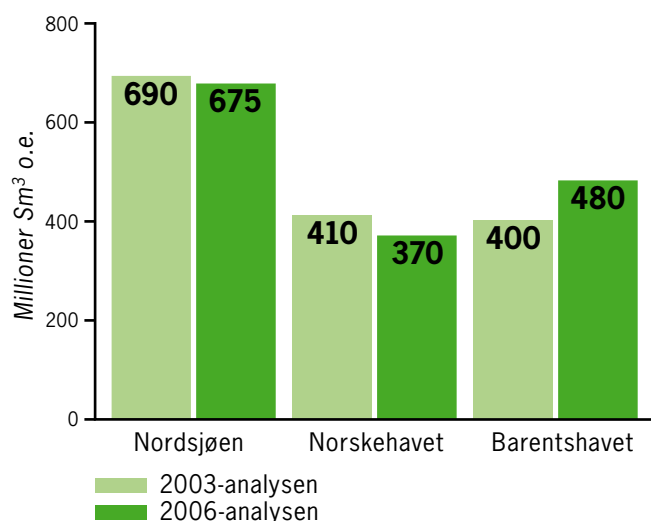
Denne gangen er det ikke gjort noen ny analyse av muligheten for å finne olje og gass i områdene utenfor Lofoten og Vesterålen (Nordland VI, VII og Troms II). Dette skyldes at Oljedirektoratet på oppdrag av Stortinget, har satt i gang innsamling av geofysiske data og



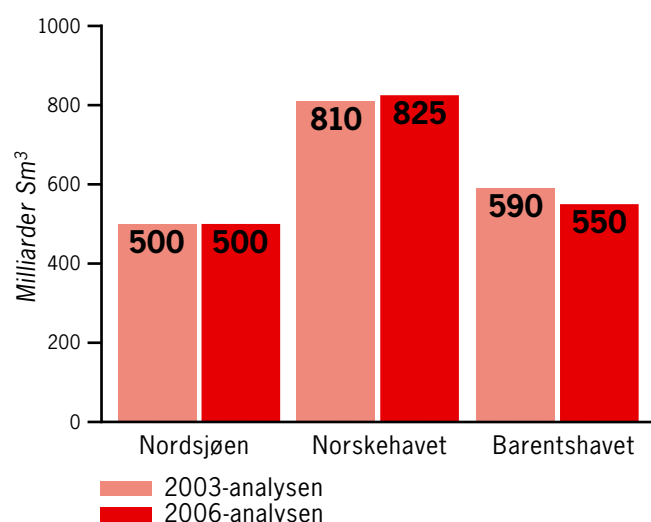
Figur 5.1. Prosentvis fordeling av de uoppdagede ressursene (Mengdene er angitt i millioner Sm³ o.e.)

Område	Væske			Gass			Totalt		
	P90	Forventning	P10	P90	Forventning	P10	P90	Forventning	P10
Nordsjøen	380	675	1000	300	500	730	750	1175	1650
Norskehavet	120	370	740	230	825	1620	370	1195	2340
Barentshavet	40	480	1270	80	550	1430	160	1030	2620
Totalt for sokkelen	640	1525	2640	750	1875	3330	1550	3400	5800

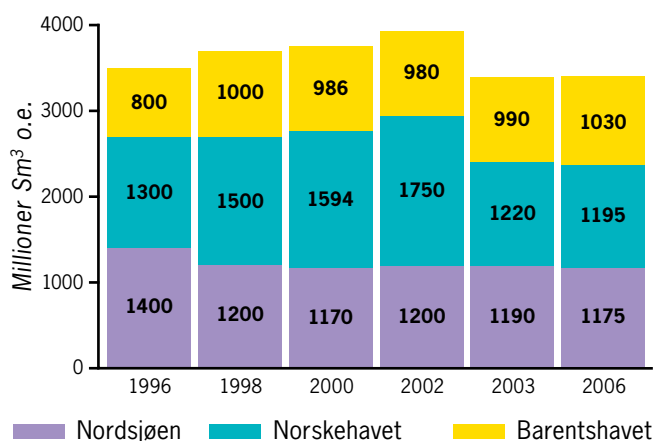
Tabell 5.1. Uoppdagede ressurser for de enkelte områdene, angitt med usikkerhetsspenn



Figur 5.2. Sammenligning av væskeanslaget i 2006-analysen og 2003-analysen



Figur 5.3. Sammenligning av gassanslaget i 2006-analysen og 2003-analysen



Figur 5.4. Oljedirektoratets anslag over de uopptagede ressursene de ti siste årene

ny kartlegging av dette området som en oppfølging av Stortingsmelding nr. 8 (2005-2006): Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Et eventuelt revidert anslag for ressursene vil bli publisert ved en senere anledning.

Letemodellanalyse

Oljedirektoratet beregner de uopptagede ressursene ved hjelp av en metode som kalles letemodellanalyse. Denne metoden har vært benyttet av Oljedirektoratet i en årrekke. Både metode og dataverktøy har vært under kontinuerlig utvikling. Metoden passer godt i et område der vi kjenner geologien og hvor det er kartlagt mange prospekter og boret en del brønner. Det er derfor en metode som passer godt for norsk kontinentalsokkel. Det finnes også andre metoder.

Letemodellanalyse går ut på å anslå hvor mye petroleum som kan påvises og produseres fra hver letemodell (se faktaboks 5.1). Dette legges sammen ved hjelp av statistiske metoder slik at det kan gis et samlet anslag for et større område, for eksempel hele den norske kontinentalsokkelen.

Letemodell er et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen slik at produserbar petroleum kan påvises. Disse faktorene er: 1) *Reservoarbergart*, som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av et gitt stratigrafisk nivå 2) *Felle*, som er en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og samles opp i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret. 3) *Kildebergart*, som er skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet, og petroleum må kunne bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.

En letemodell er *bekreftet* når det er påvist produserbar petroleum i letemodellen. Det er ikke en forutsetning at produksjonen må være lønnsom. Er det ennå ikke påvist produserbar petroleum i en letemodell er den *ubekreftet*.

Prospekt er en mulig petroleumforekomst som ennå ikke er boret, som er kartlagt og som vi kan beregne volumet av. Sannsynligheten for at det kan påvises en petroleumforekomst i et gitt prospekt kalles *funnsannsynlighet*.

Faktaboks 5.1



For hver letemodell må det vurderes en rekke geologiske og tekniske forhold. Det må lages anslag over hvor mange prospekter (se faktaboks 5.1) som det kan være mulig å kartlegge, hvor mye petroleum prospektene kan inneholde, utvinningsgrad, funnsannsynlighet og om de inneholder gass eller væske, eller begge deler. Grunnlaget for dette arbeidet er Oljedirektoratets store databaser og inngående kunnskap om kontinentalsokkelen, både når det gjelder de geologiske forholdene, tekniske løsninger og økonomiske forutsetninger.

Disse faktorene behandles ved hjelp av såkalt Monte Carlo-simulering. Resultatet er anslag over hvor mye olje og gass som gjenstår å finne og hvor mye av dette som kan utvinnes.

To begrep som er viktige for å forstå beregningen av de uoppdagede ressursene er usikkerhet og sannsynlighet, (se faktaboks 5.2). Usikkerheten er spennet mellom høyt og lavt anslag. Sannsynligheten er muligheten for at noe vil inntreffe.

Alle ressursanslag gis med et usikkerhetsspenn. Noen ressursanslag for letemodeller gis i tillegg med en letemodellsannsynlighet, for eksempel 20 prosent. Det vil si at det er bare 20 prosent sannsynlig at det finnes produserbar olje eller gass i letemodellen, mens det er 80 prosent sannsynlig at det ikke finnes noe i det hele tatt.

Når letemodeller skal summeres, gjøres dette ved hjelp av Monte Carlo-simulering. Det blir da tatt hensyn til letemodellsannsynligheten ved at hver letemodell i Monte Carlo-simuleringens tusenvis av analyser bare blir tatt med like mange ganger som letemodellsannsynligheten tilsier. I eksemplet over blir denne letemodellen tatt med i 20 prosent av analysene. Dette gjøres for alle letemodellene som summeres. Resultatet presenteres som oftest som et usikkerhetsspenn med en forventningsverdi.

Oljedirektoratet lager også prognoser for framtidig produksjon fra de uoppdagede ressursene (se kapittel 4). Letemodellanalysen gir oss mulighet til å anslå hvor mange funn som må gjøres for å nå ressursanslaget og hvor store disse vil være. Både antall og størrelse har naturligvis et usikkerhetsspenn. Dette er den minst precise delen av analysen, og resultatene må brukes med varsomhet. Forutsetningene som legges inn omfatter anslag over framtidig leteaktivitet, funnrate, ledetid fra funn til utbygging og produksjonsnivå. Dette er igjen basert på de historiske erfaringene på norsk kontinentalsokkel og Oljedirektoratets forventninger til utviklingen framover. Disse prognosene brukes blant annet i beregningene av framtidige inntekter og utgifter i nasjonalbudsjettet.

Letemodellene på norsk kontinentalsokkel

Oljedirektoratet har definert 68 letemodeller på norsk kontinentalsokkel (tabell 5.2). 33 av disse er bekreftet ved påvisning av hydrokarboner. Omstridt område i Barentshavet og kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen er ikke inkludert i denne analysen. I Nordsjøen, hvor leteaktiviteten har pågått lengst, er hele tre firedele av letemodellene bekreftet. I Norskehavet er 9 av 20 bekreftet, mens det i Barentshavet er færrest bekreftede

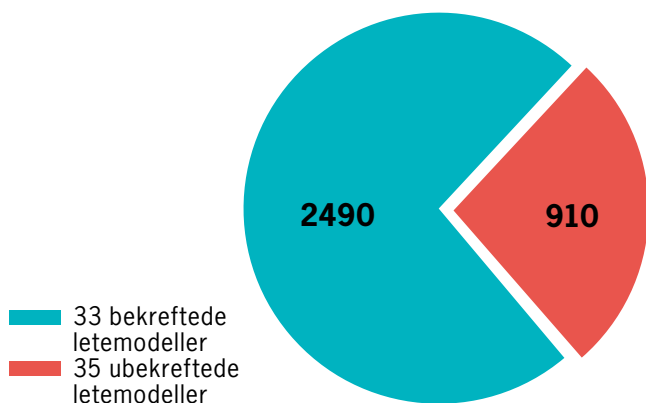
Usikkerheten uttrykker spennet av mulige utfall eller resultater. Det kan beskrives på mange måter, men oftest ved hjelp av et lavt og et høyt anslag (Eksempel: Oljedirektoratet anslår at det er mellom 1,6 og 5,8 milliarder Sm³ o.e. olje, gass, kondensat og NGL igjen å finne på den norske kontinentalsokkelen.). Som oftest er denne usikkerheten beregnet ved statistiske metoder, for eksempel ved hjelp av Monte Carlo-simulering. Da kan det høye og det lave anslaget beskrives ved hjelp av statistiske begrep. Oljedirektoratet bruker som hovedregel P90 for det lave anslaget, det vil si at det er 90 prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P90-verdien. For det høye anslaget brukes P10, det vil si at det er 10 prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P10-verdien. (I eksemplet er 1,6 milliarder P90-verdien og 5,8 milliarder P10-verdien.)

Forventningsverdien er gjennomsnittsverdien. (Den defineres gjerne som det aritmetiske gjennomsnittet av alle utfallene i den statistiske fordelingen.)

Sannsynligheten uttrykker muligheten for at noe vil inntreffe. Den uttrykkes som oftest i prosent. 10 prosent sannsynlighet betyr at noe vil inntreffe i ett av ti tilfeller. 100 prosent sannsynlighet betyr at det er helt sikkert at noe vil inntreffe. *Letemodellsannsynlighet* kaller vi sannsynligheten for at det faktisk kan påvises produserbar petroleum i en letemodell. Denne sannsynligheten beregnes ved hjelp av geologisk kartlegging og statistiske metoder. *Prospektsannsynlighet* kan vi kalle sannsynligheten for at et prospekt inneholder petroleum i det volumet vi har beregnet, gitt at letemodellen er eller blir bekreftet. *Funnsannsynlighet* er produktet av letemodellsannsynlighet og prospektsannsynlighet. Der letemodellen er bekreftet, er funnsannsynlighet og prospektsannsynlighet identisk.

Faktaboks 5.2

letemodeller. Bare 6 av 23 letemodeller er bekreftet i dette området. 73 prosent av anslaget over de uoppdagede ressursene ligger i bekreftede letemodeller (figur 5.5). Letemodellene er beskrevet i detalj i vedlegg 1 til denne rapporten.



Figur 5.5. Fordelingen av ressursene i bekreftede og ubekreftede letemodeller (millioner Sm³ o.e.)

Letemodellene er basert på Oljedirektoratets vurderinger. Letemodeller kan defineres på ulike måter. Det må i hvert tilfelle gjøres en vurdering av hvor stort geografisk område og hvor mye av lagrekken som skal inkluderes. Oljeselskaper eller andre kan komme opp med et annet antall letemodeller basert på andre metoder eller vurderinger av geologien. Letemodellene kan ha svært ulike størrelse og ulike ressursanslag.

Område	Bekreftede letemodeller	Ubekreftede letemodeller	Totalt
Nordsjøen	18	7	25
Norskehavet	9	11	20
Barentshavet	6	17	23
Totalt	33	35	68

Tabell 5.2. Antall bekreftede og ubekreftede letemodeller på norsk kontinentalsokkel

Store deler av norsk kontinentalsokkel er dekket av letemodeller, det vil si områder hvor vi vet eller tror det kan finnes olje eller gass (se figur 2.1). Ennå er det store områder i Norskehavet og ikke minst i Barentshavet der letemodellene ikke er bekreftet. Det er også noen områder der Oljedirektoratet for tiden ikke tror det er mulig å gjøre funn. Den nordlige delen av Barentshavet er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet. Den geologiske forståelsen av dette området vil høyst sannsynlig endre seg dersom området blir åpnet for leting.

Ukonvensjonelle petroleumsressurser

Innledning

De konvensjonelle olje- og gassressursene vil ikke vare til evig tid. Det gjøres færre store funn av konvensjonell olje og gass i verden nå enn for en del år tilbake. Samtidig øker produksjonen. Skal verden opprettholde sitt nåværende energiforbruk, trengs alternative petroleumsilder.

Det finnes andre forekomster av olje og gass enn de som er utvunnet i de konvensjonelle olje- og gassfeltene. Disse kalles ofte for ukonvensjonelle petroleumsressurser som er en betegnelse på petroleum som forekommer i naturen uavhengig av en tradisjonell felle. Slike kan forekomme over store områder og uten å være avhengig av en geologisk struktur slik tradisjonelle olje- og gassfelt er. Et eksempel er oljeskifer, som er en bergart som kan drives ut ved vanlig gruvedrift. Oljeskifer har vært utnyttet til oljeproduksjon i flere hundre år. Ukonvensjonell betyr ikke nødvendigvis at det er noe nytt eller krever ny teknologi, bare at det er annerledes enn konvensjonelle olje- og gassfelt. Ukonvensjonelle petroleumsressurser kan også omfatte petroleum som er industrielt framstilt. Et eksempel er produksjon av olje og gass fra kull.

Miljøkonsekvensene i forbindelse med utvinning av mange av de ukonvensjonelle petroleumsressursene er betydelige. Naturødeleggelser i form av enorme dagbrudd av kull, oljeskifer eller tjæresand og forurensende produksjonsmetoder for tjæresand og ekstra tung olje er velkjente eksempler. Det ligger store utfordringer i å håndtere miljøkonsekvensene når slike ressurser skal utnyttes. Dette må tas med i vurderingen av hvorvidt bruken av de ukonvensjonelle ressursene er i samfunnets interesse.

Faktaboks 5.3 gir en oversikt over de viktigste ukonvensjonelle petroleumsressursene. Oljedirektoratet har så langt ikke arbeidet med kartlegging av mulige ressurser i Norge, men ellers i verden foregår det en utstrakt forskning både på hvor de kan finnes og hvordan de kan produseres. Det er også gjort ulike forsøk på å anslå hvor store mengder olje og gass som kan produseres fra de ukonvensjonelle petroleumsressursene. Disse anslagene varierer i stor grad. Store deler av disse ressursene er i dag altfor kostbare å produsere eller mangler teknologi for å kunne bli produsert. Det er enorme mengder ukonvensjonelle petroleumsressurser til stede i naturen, sannsynligvis større enn samlede konvensjonelle petroleumsressurser. Det er størst mengder av gass fra gasshydrat og oljeskifer. Hvor mye av dette som kan utvinnes avhenger av forskning og teknologiutvikling, priser på olje og gass, miljøkonsekvenser og politisk vilje.



Mulige ukonvensjonelle petroleumsressurser i Norge

Det har hittil vært lite fokus på ukonvensjonelle petroleumsressurser i Norge. Dette skyldes at det er store og lett tilgjengelige konvensjonelle petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel. Etter hvert som behovet for alternative ressurser øker, kan det også bli behov for å vurdere disse ressursene. Produksjonen av flere av disse ressursene kan trolig kombineres med oppbevaring av CO₂, slik at produksjonen også kan gi en betydelig miljøgevinst. De to kildene til ukonvensjonell petroleum i Norge, som for tiden betraktes som mest aktuelle, er gasshydrat og kull.

Gasshydrat er påvist i en rekke brønner på hele den norske kontinentalsokkelen. Det foregår forskning og utprøving av produksjonsmetoder for gass fra gasshydrat en rekke steder. Et eksempel er Mallikfeltet som ligger på land i Mackenzie-deltaet i Canada. Dette feltet bygges ut som et internasjonalt forsøksprosjekt. De teknologiske utfordringene og kostnadene blir ventelig enda større til havs.

Det finnes betydelige mengder kull på Svalbard. I tillegg er det store kullforekomster på alle deler av norsk kon-

tinental-sokkel. Det er ikke gjort noen pålitelige anslag over hvor store disse ressursene er, men de er betydelige. Imidlertid finnes det i dag ingen aktuelle metoder for å ta ut kullet offshore. Mengdene av billig tilgjengelig kull i verden er store. Oljedirektoratet forventer ikke at det vil bli lønnsom kullgruvedrift på norsk kontinentalsokkel i overskuelig framtid. Kullet er imidlertid en kilde til gass. Med den utviklingen som skjer i verden med gassproduksjon fra kullag, er det ikke usannsynlig at det en gang i framtiden også kan produseres gass direkte fra kull (se faktaboks 5.3). Oljedirektoratet har ikke laget noe anslag over hvor store disse ressursene kan være.

Flere steder i verden er det påvist store mengder gass i tette sedimentære bergarter (se faktaboks 5.3). Det kan ikke utelukkes at det finnes slike ressurser på den norske kontinentalsokkelen. Å produsere slike ressurser med dagens teknologi krever et stort antall brønner og en betydelig innsats for å øke gassens gjennomstrømningssevne. Dette er i dag bare lønnsomt under gunstige forhold på land. Sammenlignet med andre gassressurser krever det et betydelig teknologispang å gjøre denne typen produksjon lønnsom offshore.

Bitumen og ekstra tung olje: Dette er oljer som er svært tungtflytende. (Bitumen defineres gjerne som petroleum med viskositet større enn 10 000 centipoise (cp) ved reservoar-temperatur, alternativt med API-gravitet mindre enn 10 grader.) Ekstra tung olje har viskositet mellom 10 000 og 100 cp. De naturlige forekomstene kalles tjæresand, oljesand, oljeimpregnert sand, naturlig asfalt eller bituminøse bergarter.

Bitumen og ekstra tung olje finnes mange steder i verden. Canada har de største forekomstene av bitumen. Bitumen utvinnes hovedsakelig ved gruvedrift i dagbrudd eller produseres fra brønner ved hjelp av injeksjon av damp som gjør bitumenet flytende. De største forekomstene av ekstra tung olje finnes i det såkalte Orinoco-beltet i Venezuela. Skillet mellom bitumen og ekstra tung olje er ikke klart, og uttrykkene brukes til dels om hverandre.

Det er ikke kartlagt betydelige forekomster av bitumen eller ekstra tung olje på land i Norge. I flere brønner på norsk kontinentalsokkel er det observert petroleum av denne typen, men den vil være vanskelig både å kartlegge og å produsere. Sammenlignet med konvensjonell olje og gass offshore har denne ressursen for tiden liten kommersiell interesse i Norge.

Oljeskifer: En samlebetegnelse på finkornede sedimentære bergarter som vil frigjøre olje og gass ved hjelp av krusing og destillasjon. Slike bergarter finnes mange steder i verden. De kan være alt fra små akkumulasjoner til gigantiske forekomster på tusener av kvadratkilometers utbredelse og mange hundre meter tykkelse. Oljeskifer drives ut ved vanlig gruvedrift, hovedsakelig i dagbrudd.

Med dagens priser på olje, gass og kull er oljeskifer generelt ikke lønnsomt å utvinne. Det er noe produksjon i land med lett tilgjengelige forekomster av oljeskifer, men som ikke har egen oljeproduksjon. Det mest kjente eksempelet er Estland der oljeskifer er energikilden til flere kraftverk. Verdens største kjente forekomst er Green River Formation vest i USA. Andre land med store kjente forekomster er Australia, Brasil, Canada, Israel, Jordan, Kina og Russland.

Det er ikke kartlagt betydelige mengder oljeskifer på land i Norge. Det er usikkert om det kan være større forekomster offshore. Det har, så langt Oljedirektoratet vet, ikke vært noen forsøk på å utforske disse. Det finnes i dag ikke produksjonsmetoder for oljeskifer offshore.

Ukonvensjonelle gassressurser: I tillegg til i kull forekommer ukonvensjonell gass i en rekke bergarter. Disse forekomstene har ulike betegnelser, for eksempel tette gassander, skifer-gass, bassengsentergass eller kontinuerlige gassforekomster (engelsk: tight gas sandstones, shale gas, basin centre gas, continuous gas plays). Ukonvensjonelle gassressurser består av de samme hydrokarbonene som annen petroleumsgass – hovedsakelig metan og andre lette hydrokarboner.

I naturen opptrer de ulikt de konvensjonelle gassforekomstene. Ukonvensjonelle gassressurser er vanligvis jevnt fordelt i bergarter eller kull over enorme områder og uten strukturelle lukninger eller andre feller. Ofte ligger disse forekomstene nokså grunt og borekostnadene – på land – er lave. I tillegg er funnraten gjerne høyere enn 90 prosent. Det er betydelige reservoarmessige og produksjonstekniske utfordringer som vanskeliggjør lønnsom produksjon fra disse ressursene.

Hovedutfordringen er å finne områder hvor permeabiliteten – gjennomstrømningsevnen – i reservoaret er tilstrekkelig til at det kan bli lønnsom produksjon. Permeabiliteten i ukonvensjonelle gassreservoarer er vanligvis svært lav, men den kan noen ganger forbedres ved mekanisk oppsprekking av bergarten rundt brønnene. Det har hittil vært nødvendig med et stort antall brønner for å utvinne disse ressursene. Det har derfor vært liten oppmerksomhet på slike ressurser offshore der det er svært kostbart å bore brønner. Nyvinninger innen boreteknologien og økt kunnskap om hvordan slike ressurser opptrer, også offshore, vil trolig endre på dette i årene som kommer.

På samme måte finnes det store mengder gass i skifer. Skifer er generelt en porøs bergart, men permeabiliteten er svært lav. Derfor kan gassen bare produseres hvis skiferen er tilstrekkelig oppsprukket. I USA er det produsert gass fra skifer i lang tid over 100 år.

Det finnes store mengder ukonvensjonell gass i verden. Anslagene over hvor mye som kan produseres varierer fra 15 til 50 billioner (10^{12}) m^3 gass. Noen mener de er svært mye større. Disse forekomstene er best utforsket og forstått i USA hvor rundt en femdel av gassforbruket kommer fra slike forekomster.

Det er ikke kartlagt slike ressurser i Norge eller på norsk kontinentalsokkel. Det er for tiden lite som tyder på at dette kan bli en viktig ressurs for Norge.

Gass fra gasshydrat: Gasshydrat består av gass- og vannmolekyler som binder seg til hverandre i en gitterstruktur som kan ligne på is. Gassen er i all hovedsak metan. En kubikkmeter (m^3) hydrat inneholder 4,3-5,1 m^3 gass (4,65 m^3 for metan). Gasshydrat forekommer en rekke steder. Offshore, langs kontinentalmarginene, er det påvist gasshydrat både i olje- og gassbrønner og ved prøvetaking til forskning en rekke steder i verden. På land er det påvist svært store forekomster av gasshydrat i regioner med permafrost, særlig i Alaska, Canada og Sibir. I disse regionene er det dessuten påvist at gasshydrat kan fungere som en takbergart over konvensjonelle gassressurser, ofte på svært grunt nivå. Dette forekommer trolig også offshore, og utgjør da noen ganger en sikkerhetsrisiko ved boring. Det er ingen pålitelige anslag over hvor store gassressurser som er fanget i gasshydrat, men de største anslagene overgår de samlede konvensjonelle gassressursene i verden.

Produksjon av gass fra gasshydrat kan skje på flere måter. Dersom hydratet er takbergart for et konvensjonelt gassfelt, vil hydratet løses opp etter hvert som trykket i det konvensjonelle reservoaret synker i løpet av produksjonen. Dette kan bidra betydelig til de utvinnbare ressursene fra et slik gassfelt. Gass kan produseres direkte fra gasshydrat ved at hydratet varmes opp, for eksempel ved hjelp av vanddamp. En annen metode går ut på å tilføre kjemikalier (for eksempel metanol) som vil løse opp gitterstrukturen slik at gassen frigis og kan produseres gjennom brønner.

Det forskes for tiden på å injisere CO_2 i gasshydrat. CO_2 vil kunne erstatte metan i gitterstrukturen slik at metan blir frigitt og kan produseres. Dette kan i fremtiden også bli en viktig mekanisme for CO_2 -håndtering.

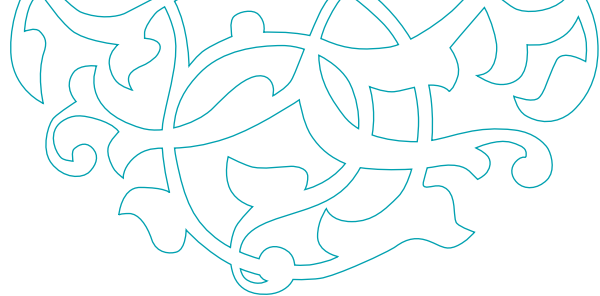
Gass fra kull: Kull finnes i store mengder i verden og utvinnes i over 50 land. At kull inneholder gass har vært kjent siden den første gasseksplosjonen i en kullgruve for flere hundre år siden. Gass fra kull er nå en betydelig kilde til gass i mange kullproduserende land som Kina, USA, Russland, Ukraina, Australia, New Zealand og en rekke land i Sentral-Europa og Sentral-Asia.

Gass fra kull har tradisjonelt blitt produsert fra nedlagte kullgruver (Coal mine methane – CMM) men er i stadig større grad blitt et utforskningsmål i seg selv (Coal bed methane – CBM). Produksjonen skjer ved at brønner bores ned i kullførende lag. Gassen, som naturlig er dannet i kullet, strømmer så til brønnen, enten på grunn av at kullet er oppsprukket eller ved hjelp av ulike stimuleringstiltak som mekanisk oppsprekking, vann- eller gassinjeksjon. Dersom slik produksjon kan konkurrere med konvensjonell gassproduksjon på den norske kontinentalsokkelen, er det sannsynlig at slik produksjon også vil skje her. Det foreligger ingen pålitelige anslag over hvor store mengder gass fra kull som kan utvinnes lønnsomt. Noen anslag er i størrelsesorden 30 billioner (10^{12}) m^3 gass. Dette er 10 ganger verdens gassforbruk i 2006. Etter hvert som teknologien utvikles og nye forekomster kartlegges, vil slike anslag bli mer pålitelige.

Det forskes for tiden på metoder for å bruke CO_2 som injeksjonsgass i kullforekomster. Dette vil kunne øke utvinningen av petroleumsgass fra kullet betydelig samtidig med at det løser et miljøproblem.

Gass kan også produseres fra kull industrielt. Dette kan skje ved at kull varmes opp under høyt trykk. Det skjer med begrenset tilgang på oksygen eller ved hjelp av damp. Det dannes da gassblandinger som kan raffineres til ulike gasser. Gass fra kull framstilt på denne måten brukes også til produksjon av flytende petroleum (se under).

Olje fra kull: Olje kan utvinnes fra kull ved hjelp av ulike industrielle metoder. Det kan gjøres direkte ved å løse opp kullet i et løsningsmiddel ved høy temperatur. Dette er en effektiv metode, men krever videre raffinering for å få olje av drivstoffkvalitet. Det kan også gjøres indirekte ved at kullet gjøres om til gass (se over) og at denne gassen så gjøres om til ulike petroleumprodukter. Det utvikles stadig bedre måter å produsere olje fra kull. Slike industrianlegg drives i flere land. Sør-Afrika har kommet lengst og har produsert olje fra kull i over 50 år.



6 Scenarier for norsk kontinentalsokkels utvikling

Bakgrunn

I 2006 var det 40 år siden boreinnretningen Ocean Traveler ankom Norge og boret den første letebrønnen på norsk kontinentalsokkel. Dette var starten på et norsk olje- og gasseventyr som de færreste så for seg i 1966. Fram til i dag er det boret cirka 1200 letebrønner og 2600 utvinningsbrønner på norsk kontinentalsokkel. 65 felt er satt i produksjon, av disse er 13 felt nedstengt. I tillegg er sju landanlegg bygd. Det er tatt i bruk og utviklet ny teknologi for å møte utfordringene etter hvert som de lettest tilgjengelige ressursene er produsert – og for å tilfredsstille stadig strengere krav til miljø- og sikkerhetsmessig forsvarlig virksomhet.

Utviklingen har gått fra bygging av store stål- og betongplattformer med prosessanlegg, permanent mannskap og mange støttefunksjoner til utbygginger basert på havbunnsanlegg der prosessen og styrefunksjoner i sin helhet skjer fra eksisterende innretninger eller på land. Dette har også ført til økt sikkerhet for personell og miljø.

Myndighetene har tilpasset rammevilkårene til de utfordringer kontinentalsokkelen til enhver tid har stått overfor, samtidig som politikken har vært forutsigbar og troverdig. Utviklingen viser at industrien sammen med myndighetene har evne og vilje til å løse de utfordringene petroleumsvirksomheten møter, samtidig som aktiviteten foregår i sameksistens med andre næringer.

Etter 40 gode og spennende år kan det være på sin plass å tenke på hvordan framtiden kan bli. I det siste har utviklingen vært preget av høye priser på olje og gass, økende etterspørsel etter norsk gass, økende interesse for leting i Barentshavet, rekordstor oppslutning om tildelinger og mange nye aktører som vil inn på norsk kontinentalsokkel. Samtidig er det utfordringer med avtakende oljeproduksjon, økende kostnader, færre og mindre funn og svak rekruttering av nye fagfolk. Hvordan vil industrien og myndighetene møte disse utfordringene? Vil økt miljøbevissthet blant befolkningen føre til at oljeaktiviteten blir sett som fortidens næring eller vil ny teknologi gjøre olje og gass til en del av løsningen på klimaproblemet?

Historier om framtiden

Vi er vant til å lære gjennom erfaring, det vil si fra noe vi selv eller andre har gjort eller opplevd. Erfaring ligger alltid tilbake i tid. Ved å lage fortellinger om hva som kan skje, altså scenarier, kan vi også lære av framtiden.

Scenarier er historier om framtiden. I en verden full av usikkerhet er de hjelpemidler til å tenke langsiktig. Scenariene er fortellinger om hvordan norsk kontinentalsokkel kan utvikle seg, i vår sammenheng fram mot år 2046. Disse fortellingene skal også øke forståelsen av usikkerheten i anslagene over de totale ressursene (beskrevet i kapittel 2).

Scenarier er ikke spådommer. Verden og omgivelsene forandrer seg. Endringene kan være små og usynlige dag for dag, men over lengre tid kan de få store og overraskende konsekvenser. Scenariene skal forberede oss på dette slik at vi i tide kan planlegge og iverksette tiltak. I denne rapporten presenteres fire ulike scenarier for norsk kontinentalsokkels utvikling.

Drivkreftene

Drivkreftene er byggesteinene for scenariene. Drivkreftene som har størst betydning for produksjon og verdiskaping kan gi store utslag, skape trendbrudd og gjøre framtiden til noe annet enn vi tror i dag. Nedenfor blir noen av de mest sentrale drivkreftene for utviklingen drøftet. Først gjennomgås noen globale utviklingstrekk som ligger til grunn for alle scenariene. Deretter beskrives mer i detalj de drivkreftene som gir ulikheten i de scenariene som er valgt, med fokus på det som påvirker forholdene på norsk kontinentalsokkel.

Generelle utviklingstrekk

Befolkningsutvikling og energijetterspørsel

I 1966, da den første brønnen på norsk kontinentalsokkel ble boret, var det litt over tre milliarder mennesker på jorden. I dag er det over seks milliarder. Om 20 år vil det være om lag åtte milliarder, mens det i 2046 trolig vil være rundt ni milliarder mennesker på jorden.

Befolkningsutviklingen medfører at etterspørselen etter energi øker. Store deler av jordens befolkning opplever bedre levevilkår. Velstandsutviklingen medfører økt energijetterspørsel. Dette er spesielt merkbart i land som tidligere hadde relativt lav vekst i energijetterspørselen, for eksempel i Brasil, Russland, India og Kina.

Ifølge International Energy Agency (IEA) dekkes rundt 80 prosent av verdens energiforbruk i dag av fossile kilder (figur 6.1).

IEA mener at energijetterspørselen vil øke med cirka 50 prosent fram til 2030. Dette gir en årlig vekst på 1,6 prosent. Kraftsektoren vil stå for en tredel av den forventede globale veksten. Kapasiteten innen kjer-

nekraft vil øke, men andelen kjernekraft til strømproduksjon vil avta fordi forbruket av fossilt brensel vil vokse raskere. Verden vil i overskuelig framtid være helt avhengig av fossile energikilder som kull, olje og naturgass.

Forsyningsikkerhet

Verdens olje- og gassproduksjon vil i økende grad komme fra et begrenset antall land og i stor grad være under kontroll av nasjonale, statlige selskap. IEAs prognoser viser at en overveiende del av økningen i verdens oljeforsyning de neste 25 årene vil komme fra OPEC-land (figur 6.2). Den samme trenden ser vi i IEAs prognose for gassforsyning (figur 6.3). Dette kan bli sett på som en utfordring for forsyningsikkerheten for energiimporterende land. IEA har påpekt at for å motvirke denne utviklingen, må olje- og gassindustrien øke sine investeringer i leting og utbygging kraftig. I en verden med fokus på forsyningsikkerhet har norsk olje og gass konkurransefordeler. Norsk kontinentalsokkel har fremdeles store ressurser og effektive og fleksible nettverk av transport- og prosesseringsanlegg. I tillegg er det kortere avstand til de sentrale markedene i Europa og USA enn fra produsenter i Midtøsten.

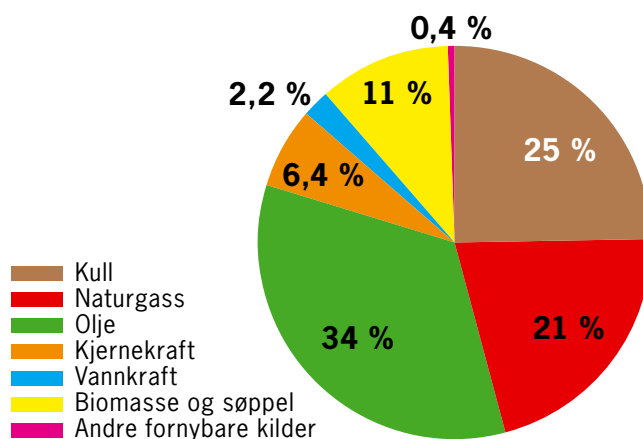
Veksten i energiforbruket medfører økte miljøutfordringer

Veksten i energiforbruket gir økte utslipp av klimagasser. Dersom det ikke gjennomføres nye tiltak for å redusere utslippene, kan de globale energirelaterte utslippene av CO₂ øke med over 50 prosent fram til 2030, ifølge anslag fra IEA. Utviklingslandene vil stå for hele tre firedeler av denne økningen. Ifølge FNs klimapanel vil en stabilisering av klimagasser i atmosfæren gi en økning av den globale gjennomsnittstemperaturen på 2,0-2,4 grader sammenliknet med førindustrielt nivå. En slik stabilisering vil trolig kreve at de globale utslippene av klimagasser reduseres med 50-80 prosent fra dagens nivå fram til 2050. Det krever en ambisiøs internasjonal avtale, og industrilandene må være forberedt på å ta et vesentlig ansvar for globale utslippsreduksjoner.

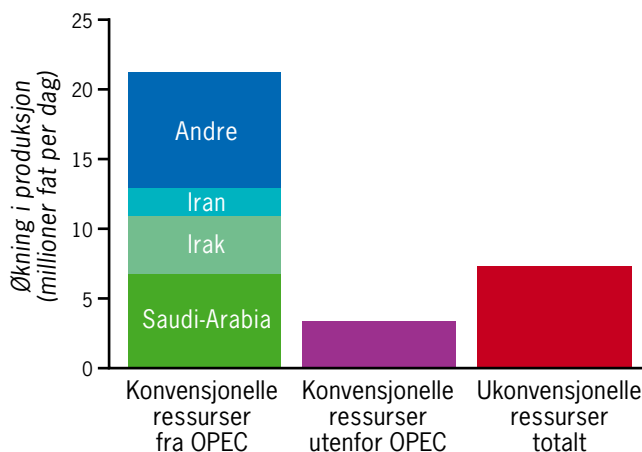
Priser på olje og gass som drivkraft

I løpet av de 40 årene som har gått siden norsk petroleumsvirksomhet startet, har oljeprisen svingt fra under 3 dollar per fat til dagens nivå på mellom 60 og 70 dollar per fat.

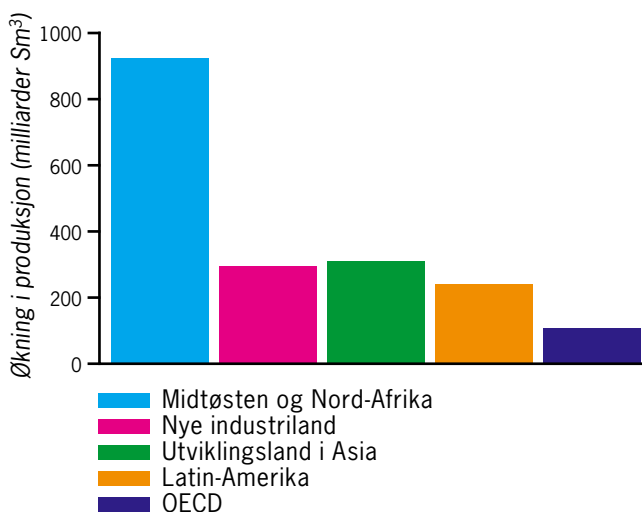
Kostnadene på norsk kontinentalsokkel er høyere enn tilsvarende kostnader i andre oljeproduiserende land som Saudi-Arabia og Iran. Dersom det skal være interessant å lete etter og utvinne olje og gass på norsk kontinentalsokkel, må prisene være så høye at kostnadene dekkes inn og vel så det.



Figur 6.1. Verdens energiforbruk fordelt på energikilder (kilde: IEA World Energy Outlook 2006)



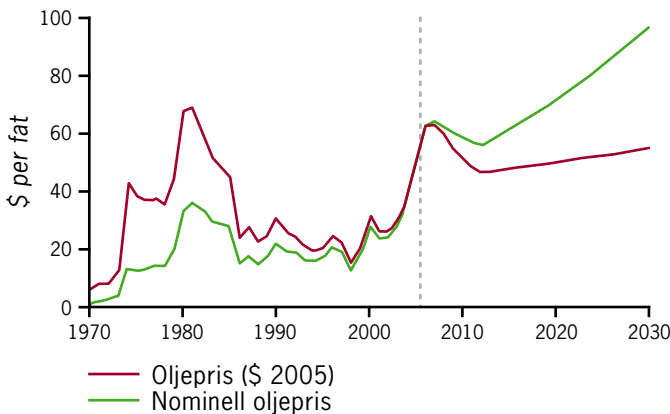
Figur 6.2. Økningen i verdens oljeproduksjon de neste 25 årene i henhold til IEAs referansescenario (kilde: IEA World Energy Outlook 2006)



Figur 6.3. Økningen i verdens gassproduksjon de neste 25 årene i henhold til IEAs referansescenario (kilde: IEA World Energy Outlook 2006)



Figur 6.4. Nominell oljeprisutvikling Brent Blend (kilde: BP Statistical Review of World Energy 2006)



Figur 6.5. Referansescenario for oljeprisutviklingen (kilde: IEA World Energy Outlook 2006)

Dagens oljepriser er på et historisk høyt nivå (figur 6.4). Dette har bidratt til at selskapene har oppjustert sine prisforventninger. Ifølge Cambridge Energy Research Association (CERA) bruker selskapene nå 40 dollar per fat som en nedre grense til å teste prosjektenes robusthet på, mens de nylig brukte 20 dollar per fat.

I sitt referansescenario i World Energy Outlook 2006 legger IEA til grunn en svakt stigende oljepris fra 2012 (figur 6.5). Denne prisutviklingen reflekterer en forventet økning i markedsandelen for noen få oljeproduiserende land og økende kostnader i produksjonen utenfor OPEC. IEA antar at gassprisene som generell trend vil følge utviklingen i oljeprisen ettersom prisen på naturgass i stor grad følger oljeprisen gjennom oljeprisindeksering i salgskontrakter og fordi det er betydelig konkurranse mellom ulike energikilder i sluttbrukermarkedene for naturgass. Dette er også lagt til grunn i våre scenarier.

Når oljeprisen stiger, øker vanligvis leteaktiviteten. Høy oljepris medfører også flere utbygginger og gjennomføring av flere tiltak for økt utvinning. Samtidig stimulerer høye priser til økt teknologiutvikling. Lavere priser vil på den annen side gi redusert leting, færre utbygginger og mindre satsing på økt utvinning og teknologiutvikling.

Uoppdagede ressurser som drivkraft

Det er usikkert hvor store ressursene på norsk kontinentalsokkel er. Oljedirektoratet anslår at det gjenstår å finne mellom 1,6 og 5,8 milliarder Sm³ o.e. olje, gass, kondensat og NGL. Forventningsverdien er 3,4 milliarder Sm³ o.e. Det er også usikkert hvor stor andel av disse ressursene industrien får tilgang til. Oljedirektoratets anslag forutsetter at hele det grønne området i figur 6.6 åpnes for olje- og gassvirksomhet.

Områdene som i dag er åpnet for letevirsomhet er vist i figur 6.7. Det er ennå store områder som ikke er åpnet. Disse områdene er illustrert med rødt i figuren.

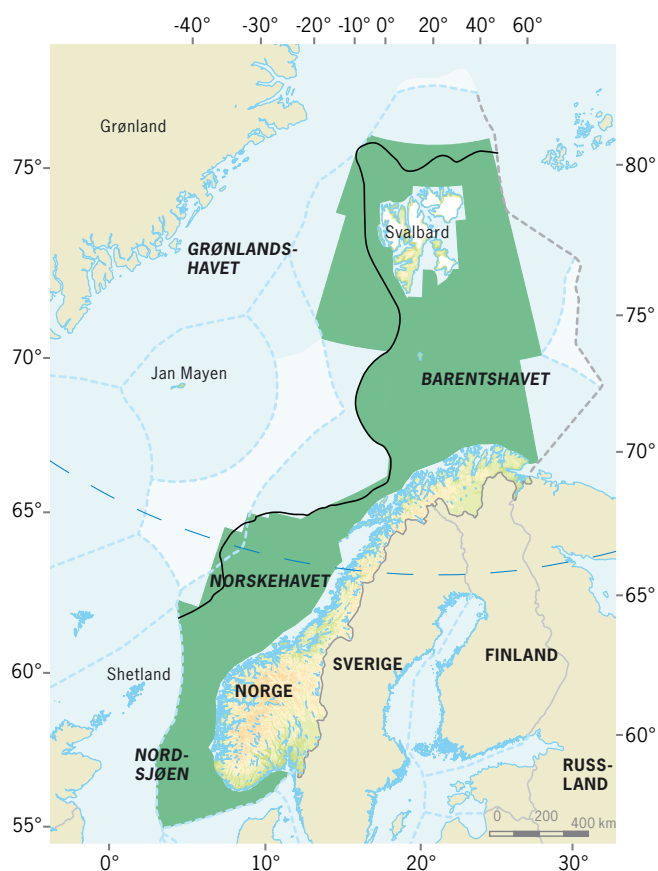
Forvaltningen av petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel har alltid vært kunnskapsbasert. Norsk konsesjonspolitik har vært å åpne område for område og gradvis avdekke ressurser basert på akkumulert kunnskap. Denne utforskningsstrategien kalles gjerne sekvensiell utforsking. De største områdene som ennå ikke er åpnet, ligger i nordområdene. Utviklingen her vil være viktig for hvor mye areal som blir tilgjengelig for leting. Foruten hensynet til miljøet og fiskerierinteressene, vil forholdet til Russland være sentralt. Enighet med Russland om forvaltning av ressursene i omstridt område er viktig for en helhetlig områdestrategi i Barentshavet.

Olje- og gassproduksjon de neste 40 årene – alternative scenarier

Vil Norge fortsatt være en betydelig eksportør av olje og gass også i 2046? For å belyse dette spørsmålet beskriver denne rapporten fire mulige bilder av fremtiden. Her brukes hovedsakelig de to sentrale forutsetningene som er beskrevet tidligere – det vil si prisutvikling på olje og gass og hvor stor del av de uoppdagede ressursene som blir gjort tilgjengelige for utforsking og produksjon (figur 6.8).

Scenario A: full gass

I det første scenarioet er det høy aktivitet på norsk kontinentalsokkel fordi det er stor tilgang på areal (figur 6.9), høy funnrater og fordi hensynet til miljøet setter små begrensninger på aktiviteten. Olje- og gassprisene er lavere enn IEAs referansescenario (figur 6.5). De lave prisene demper leteaktiviteten. Ettersom det blir gjort flere store funn både i Norskehavet og i Barentshavet, tar aktivitetsnivået seg opp. Produksjonen blir høy.



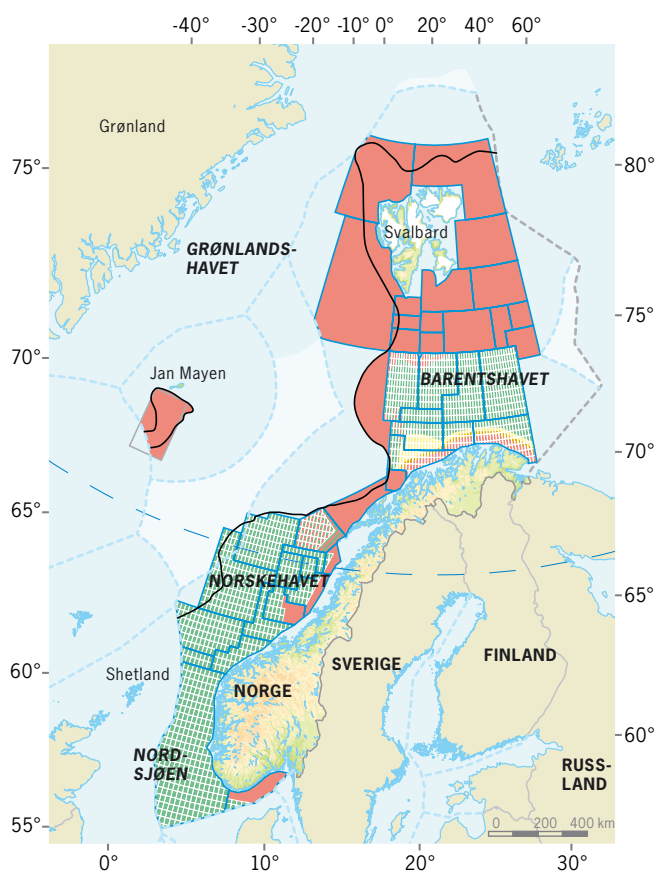
— Antatt maksimumsutbredelse av sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum

Figur 6.6. Områder (i grønt) som ligger til grunn for Oljedirektoratets basisressursanslag (Deler av disse områdene er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet i dag)

På grunn av en stor gassutbygging i Norskehavet, bygges det nye rør til Nordsjøen. Norge og Russland blir enige om utforsking av omstridt område i Barentshavet, og det gjøres flere store gassfunn. Dette gir grunnlag for en ny LNG-terminal på kysten av Finnmark. Det nordlige Barentshavet og området rundt Jan Mayen åpnes for letevirksomhet. Det gjøres et funn utenfor Jan Mayen. Utover i perioden gjøres det flere store olje- og gassfunn nord i Barentshavet.

Nordområdene blir etter hvert tyngdepunktet for olje- og gassvirksomheten, og norsk kontinentalsokkel er attraktiv for de store aktørene fordi de får adgang til nordområdene. Det etableres et betydelig samarbeid mellom Norge og Russland.

På grunn av relativt lav oljepris er det vanskelig å få CO₂-verdikjeder lønnsomme. De lave prisene gjør at injeksjon for økt oljeutvinning heller ikke blir lønnsomt.



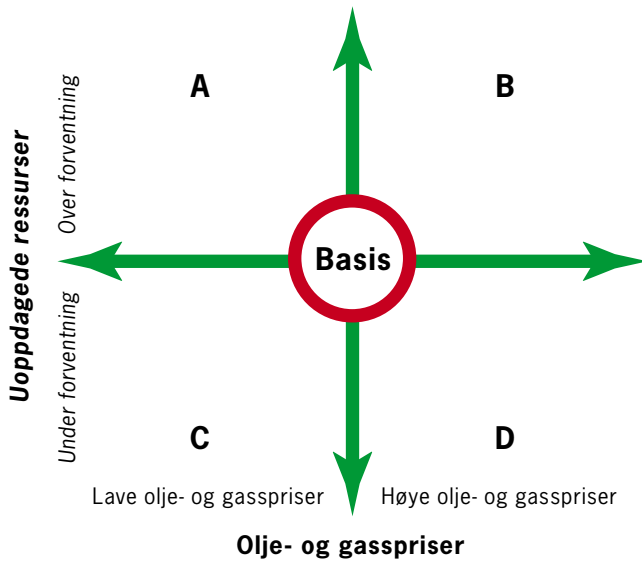
■ Åpnet for petroleumsvirksomhet
 ■ Ikke åpnet for petroleumsvirksomhet
 ■ Aktivitet begrenset til eksisterende tillatelser
 ■ Leteboring i resevoar ikke tillatt mellom 1. mars og 31. august
 ■ Det skal ikke igangsettes petroleumsvirksomhet i denne stortingsperioden
 — Antatt maksimumsutbredelse av sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum

Figur 6.7. Arealstatus for petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen

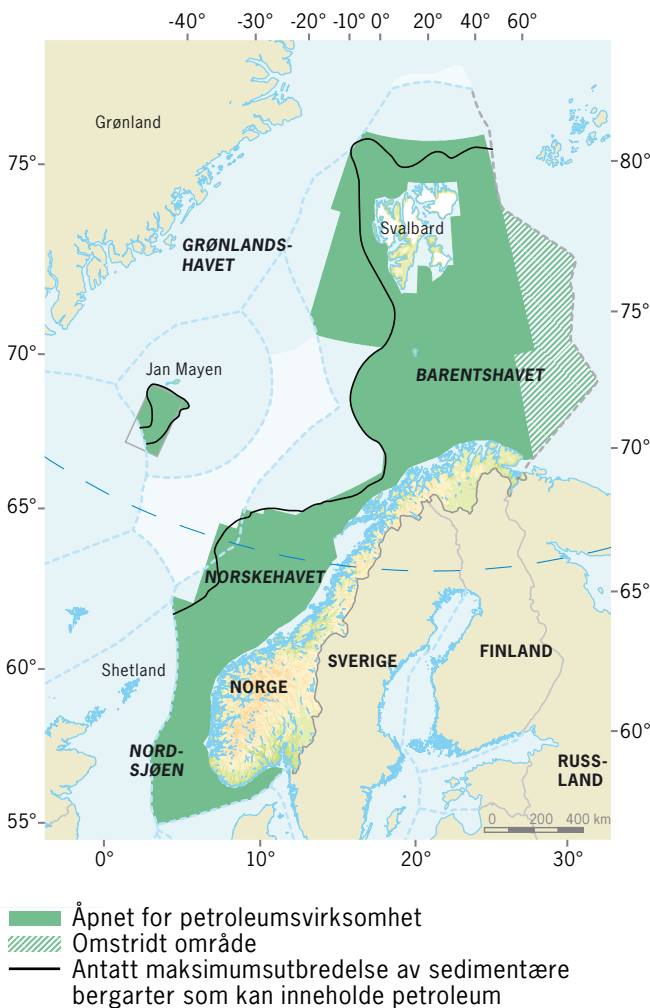
Flere og større funn enn forventet gjør at produksjonen blir høyere enn framskrivning av Oljedirektoratets langtidsprognose (se kapittel 4). Hoveddelen av funnene er gass, og gassproduksjonen fra norsk kontinentalsokkel øker.

Scenario B: teknolab

Dette er et scenario med stor tilgang på areal (figur 6.9) og med vedvarende høyere priser på olje og gass enn IEAs referansescenario (figur 6.5). De høye prisene gir høy leteaktivitet og produksjon. Sammen med stabile rammevilkår for å redusere CO₂-utslippene medfører dette forutsigbarhet for investeringer og en akselerert teknologit utvikling. Norsk kontinentalsokkel blir et teknologilaboratorium både innenfor leting, økt



Figur 6.8. De fire scenarioene i forhold til variasjoner i olje- og gasspriser og forventninger til uoppdagede ressurser



Figur 6.9. Områder (i grønt) åpnet for petroleumaktivitet i scenario A, B og D

utvinning og CO₂-håndtering. Dette scenarioet har den høyeste olje- og gassproduksjonen.

Olje- og gassprisene er vedvarende høye. Det fører til økt aktivitet og stimulerer til teknologiutvikling. Det blir gjort flere store funn både i Norskehavet og i Barentshavet. På grunn av en stor gassutbygging i Norskehavet, bygges det nye rør til Nordsjøen. Det blir oljeutbygging i Barentshavet. Norge og Russland blir enige om utforskning av omstridt område i Barentshavet, og det gjøres flere store gassfunn. Dette gir grunnlag for en ny LNG-terminal på kysten av Finnmark. Det nordlige Barentshavet og området rundt Jan Mayen åpnes for letevirksomhet. Det gjøres funn utenfor Jan Mayen. Utover i perioden gjøres det flere store olje- og gassfunn nord i Barentshavet. Norsk kontinentalsokkel er svært attraktiv for de store aktørene fordi de får adgang til nordområdene. Nordområdene blir etter hvert tyngdepunktet for olje- og gassvirksomheten i Norge.

Norges hovedbidrag i kampen mot klimaendringene er å tilby gass i erstatning for kull, tilby energi som er produsert på en miljøvennlig måte og utvikle og ta i bruk teknologi til CO₂-håndtering. Dette gjør det mulig å fortsatt satse og bruke fossilt brensel som kull, olje og gass. Høye priser på olje og gass medfører i tillegg at CO₂-fangst til injeksjon for økt oljeutvinning lønner seg.

Norsk kontinentalsokkel blir et teknologilaboratorium for fangst, lagring og injeksjon av CO₂. Private fond med fokus på ren teknologi investerer betydelige midler til teknologiutvikling på norsk kontinentalsokkel.

Høye priser og betydelig teknologiutvikling gjør at det etter hvert også blir lønnsomt å injisere CO₂ i kull og gasshydrater for å lagre CO₂ og samtidig utvinne gass. I 2025 startes det opp et pilotprosjekt for produksjon av gass fra kull, mens det i 2035 startes opp et pilotprosjekt for gassproduksjon fra gasshydrater fra norsk kontinentalsokkel. Gasshydrater er attraktive for langtidslagring av CO₂, både fordi det gjør hydratet mer stabilt og fordi det medfører at det produseres naturgass. Dette åpner for enorme muligheter. På verdensbasis er det store mengder energi lagret i gasshydrater, sannsynligvis mer enn verdens samlede ressurser av olje og gass. Det viser seg at det er betydelig mengder gasshydrater på norsk kontinentalsokkel.

Oljeindustrien blir attraktiv for samfunnsbevisst ungdom som ser at oljeindustrien er en del av løsningen på klimautfordringen og ikke bare en del av årsaken.

Flere og større funn enn forventet gjør at produksjonen vil være høyere enn framskriving av Oljedirektoratets langtidsprognose. Bruk av CO₂ til injeksjon for økt oljeutvinning fører til høyere oljeproduksjon på feltene enn forventet. Injeksjon av CO₂ i kull og gasshydrater mot slutten av perioden fører dessuten til økt gassproduksjon.

Scenario C: stengetid

I dette scenarioet er det lav aktivitet på norsk kontinentalsokkel. Norge innfører egne strenge miljøtiltak fordi det ikke er oppnådd internasjonal enighet. Dette omfatter redusert tilgang til leteareal (figur 6.10) og strenge utslippskrav. Dette gir den laveste produksjonen av de fire scenarioene.

Olje- og gassprisene er relativt lave. Det gjøres få funn og leteaktiviteten avtar. Strenge miljøtiltak gjør at det ikke blir nye konsesjonsrunder i nord. Barentshavet lukkes for ny aktivitet.

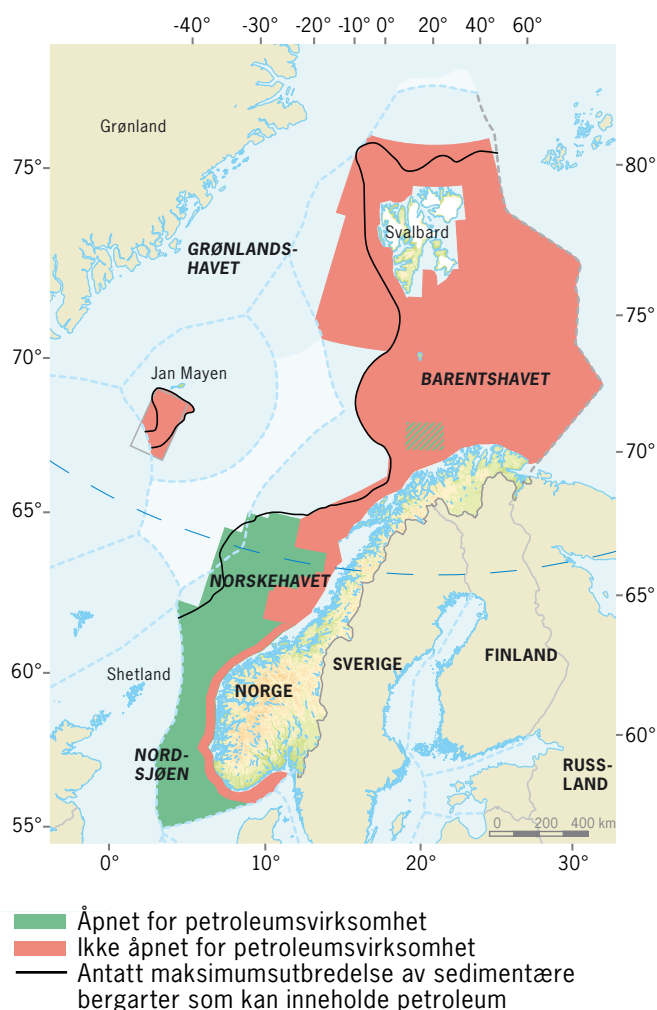
Norge vedtar også klimamål som er betydelig strengere enn hva som vedtas i andre land. Norge vedtar å redusere klimagassutslippene med 10 prosent fra 1990-nivået innen 2012 og med 30 prosent reduksjon fra 1990-nivå til 2020. Den største delen av utslippsreduksjonen skal gjennomføres i Norge. Deler av produksjonen må stenges for å møte Kyoto-kravene i årene 2008-2012. Selskapene får heller ikke lov å øke eksporten av gass. Nye salgskontrakter for gass blir ikke inngått. Det stilles strenge krav til CO₂-fangst og -lagring. Det stilles også krav om at norsk kontinentalsokkel får strøm fra vindkraft eller fra land.

På grunn av begrensninger i tilgjengelig areal blir store deler av de uoppdagede ressursene utilgjengelig for industrien. Det blir derfor gjort betydelig mindre og færre funn enn forventet. Det oppnås heller ikke noe særlig innen økt utvinning. Aktørene forlater etter hvert norsk kontinentalsokkel. Produksjonen blir betydelig lavere enn framskriving av Oljedirektoratets langtidsprognoser.

Scenario D: blod, svette og tårer

I dette scenarioet er det vedvarende høye olje- og gasspriser. Dette skaper høy aktivitet og tilgangen på areal er god (figur 6.9), men leteresultatene er skuffende. Høye priser gir imidlertid betydelig teknologiutvikling og satsing på økt utvinning. I Norskehavet og i Nordsjøen finner selskapene betydelig mindre enn forventet.

Produksjonen på norsk kontinentalsokkel blir lavere enn forventet. Det oppnås enighet med Russland om utforskning i nord, men det gjøres ingen betydelige funn.

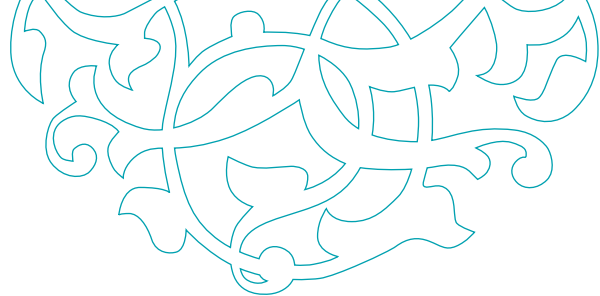


Figur 6.10. Områder (i grønt) åpnet for petroleumsvirksomhet samt områder (i rødt) som ikke er åpnet i scenario C

De dårlige leteresultatene gjør at interessen for norsk kontinentalsokkel kjølnes. Mange aktører velger å trekke seg ut. Aktører med fokus på økt utvinning synes det er interessant å være på norsk kontinentalsokkel. Høy oljepris gir insentiver til teknologiutvikling innen CO₂-injeksjon. Dette skaper optimisme og vilje til å prøve ut nye løsninger.

Det viser seg at det er svært krevende å utvinne gass fra kull. Forekomstene av gasshydratene er betydelig mindre enn antatt, slik at de neppe blir kommersielle i overskuelig framtid. Videre forskning blir utsatt på ubestemt tid.

Få og mindre funn gjør at produksjonen i dette scenarioet er lavere enn framskriving av Oljedirektoratets langtidsprognose i kapittel 4. CO₂-fangst og -injeksjon øker utvinningsgraden og bidrar til høyere oljeproduksjon på en rekke felt.



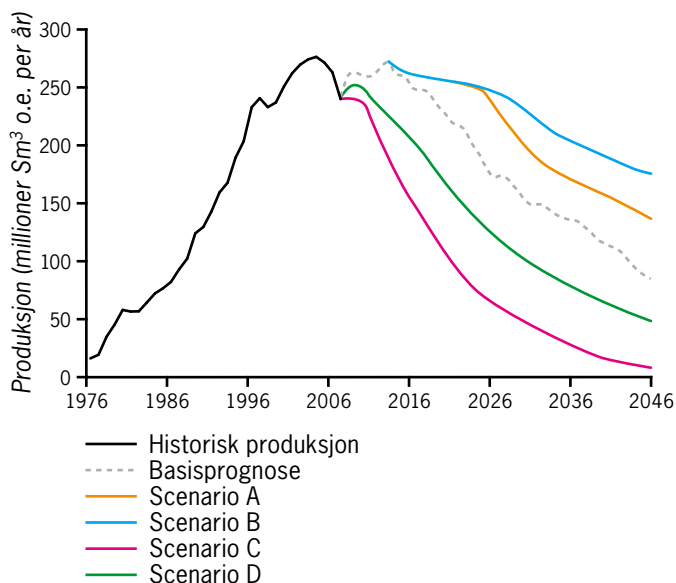
Oppsummering

Verden og omgivelsene endrer seg. Det er umulig å forutsi framtiden med sikkerhet. Oljedirektoratet har i denne rapporten gjort rede for fire mulige framtidssbilder som skal øke forståelsen av usikkerheten i anslagene for de totale ressursene.

Scenarioene omfatter ikke alle mulige hendelsesforløp. Det kan selvfølgelig være andre faktorer som påvirker utviklingen enn beskrevet her, enten disse er av politisk, økonomisk eller teknologisk karakter. Et eksempel er om det relativt raskt ble utviklet nye og lett tilgjengelige energikilder.

Figur 6.11 viser hvordan produksjonen på norsk kontinentalsokkel blir i disse fire scenarioene. I tillegg er produksjonen i Oljedirektoratets basisestimat vist i figuren. Produksjonen i 2046 er betydelig i scenario A og B. Produksjonen er på samme nivå som tidlig på 1990-tallet. I scenario C og D er produksjonen i 2046 betydelig mindre, på nivå med produksjonen tidlig på 1980-tallet.

Hensikten med scenarioene er ikke å beskrive alle mulige hendelsesforløp, men de kan bidra til å åpne for nytenking, skape handlingsberedskap og kunne fungere som et hjelpemiddel til å teste ut tiltak og strategier. Det kan bidra til at det gjøres framsynte tiltak slik at Norge fortsatt er en viktig produsent og eksportør av olje og gass også i 2046.



Figur 6.11. Scenarioer for Norges samlede produksjon av petroleum (væske og gass) sammenliknet med Oljedirektoratets basisprognose



Vedlegg 1: Letemodellene

Innledning

Dette vedlegget beskriver de ulike letemodellene i de tre områdene av norsk kontinentalsokkel: Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Letemodellene er gruppert etter geologisk nivå og utbredelsen er vist i en rekke kart. En del av letemodellene kan strekke seg inn på britisk, dansk eller russisk område. Beskrivelsene og ressursanslagene i denne rapporten gjelder bare for norsk område. Omstridt område i Barentshavet er heller ikke inkludert i denne analysen.

En letemodell er et geografisk avgrenset område der flere geologiske faktorer opptrer sammen slik at produserbar petroleum kan påvises. Disse faktorene er: 1) Reservoarbergart, som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av et gitt stratigrafisk nivå. 2) Felle, som er en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret. 3) Kildebergart, som er skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet, og det må være en migrasjonsvei, som betyr at petroleum kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.

Letemodellene i Nordsjøen

Nordsjøen omfatter havområdet sør for 62° nord. I denne sammenheng brukes begrepet Nordsjøen kun om den norske delen. Innsynkningen av Sentraltrauet og Vikinggrabenen har gitt rom for store sediment-

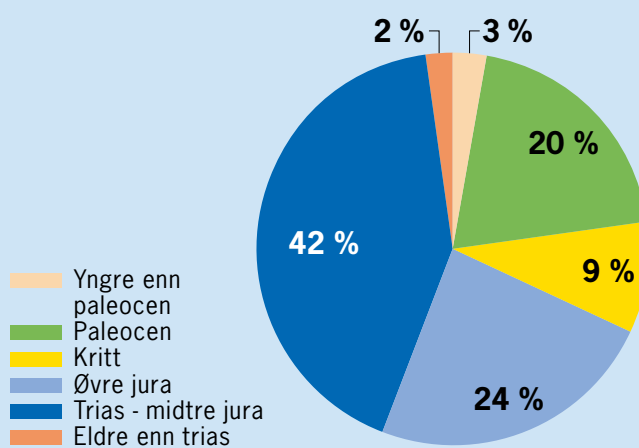
mektigheter avsatt fra karbon til nåtid. Det har foregått leteaktivitet i Nordsjøen i over 40 år, og de fleste store norske feltene ligger her. Dette er en moden del av kontinentalsokkelen der de fleste letemodellene er bekreftet. Oljedirektoratet anslår at det gjenstår å finne 1175 millioner Sm³ væske og gass i Nordsjøen (se tabell 5.1). Dette utgjør 35 prosent av de samlede uoppdagede ressursene. Det er altså ennå mye igjen å finne også i Nordsjøen, men funnene framover vil ventelig være små.

De viktigste kildebergartene i Nordsjøen er skifere i øvre jura. I sen jura tid ble det avsatt tykke lag av skifer rike på organisk materiale over det meste av Nordsjøen. Disse tilhører på norsk område Draupneformasjonen i Vikinggruppen eller Mandalformasjonen i Tynegruppen. Kull fra midtre jura er også viktige kildebergarter, hovedsakelig for gass. I den sørlige delen av norsk område finnes disse i Bryneformasjonen i Vestlandgruppen. I den nordlige delen av Nordsjøen finner vi disse kullagene i Brentgruppen. Det er mulig at det finnes kildebergarter i karbon eller eldre lag i den sørlige delen, men dette er så langt ikke bekreftet.

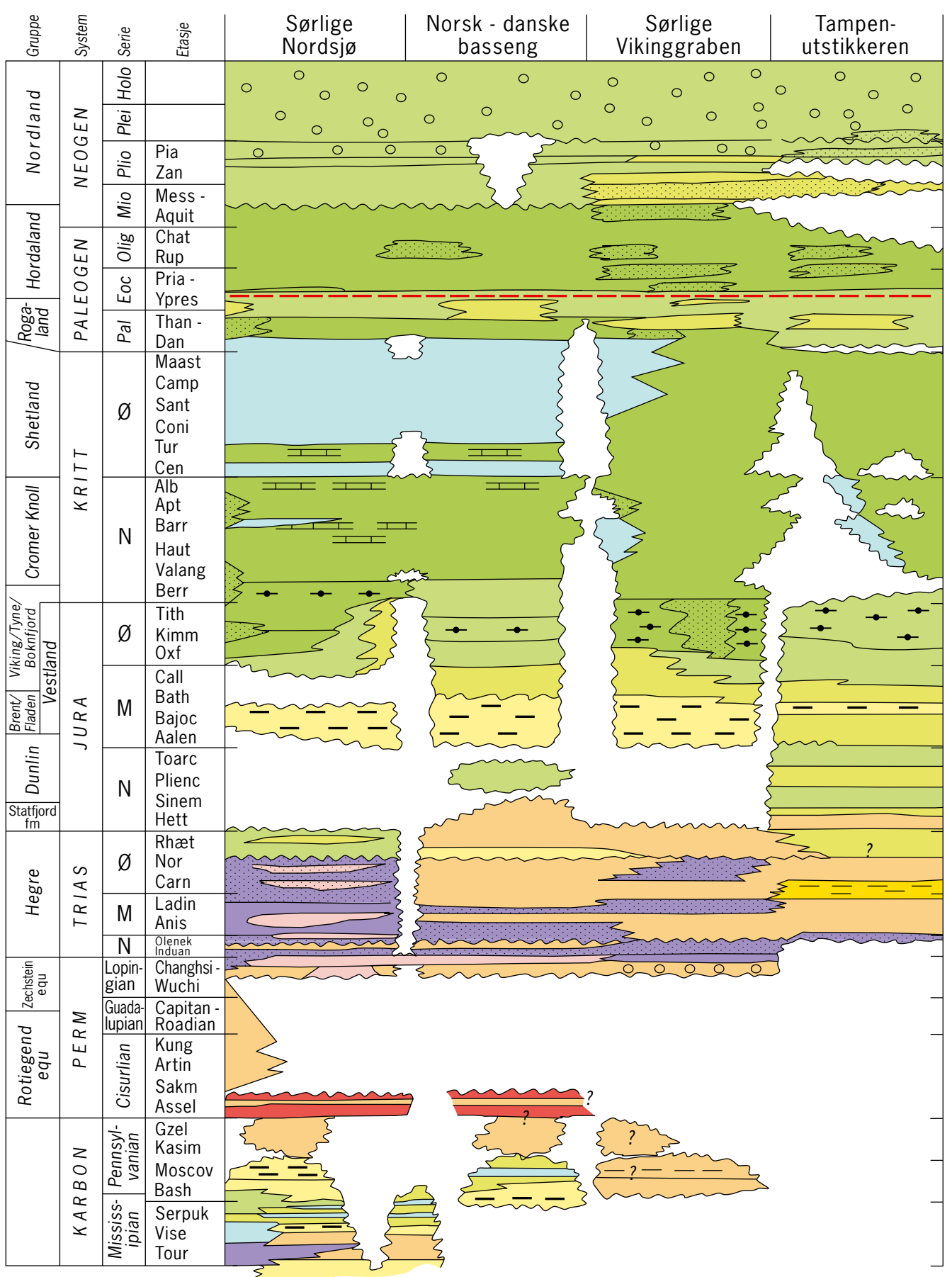
Før trias var Nordsjøen i lange perioder tørt land. Det ble avsatt sandsteiner og konglomerater i elver, sjøer og på ørkensletter. I Emblafeltet består reservoaret av slike gamle bergarter. Det er stor usikkerhet knyttet til prospektiviteten i disse sedimentene. Mange steder er de så dypt begravd at det er lite eller ingen porøsitet igjen i bergarten. Foreløpig er det bare gjort funn der de gamle reservoarene ligger slik til at olje og gass fra mye yngre kildebergarter kan migrere inn.

Nivå	Reservoarbergart	Bekreftede letemodeller	Ubekreftede letemodeller	Totalt
Yngre enn paleocen	Sandstein	3	1	4
Paleocen	Kalkstein og sandstein	4	2	6
Kritt	Kalkstein og sandstein	3	1	4
Øvre jura	Sandstein	3		3
Trias til midtre jura	Sandstein	4	2	6
Eldre enn trias	Sandstein	1	1	2
Totalt		18	7	25

Tabell A.1. Bekreftede og ubekreftede letemodeller i Nordsjøen



Figur A.1. Fordelingen av de uoppdagede ressursene i Nordsjøen etter stratigrafisk nivå



Figur A.2. Litostratigrafien i Nordsjøen



Letemodeller eldre enn trias

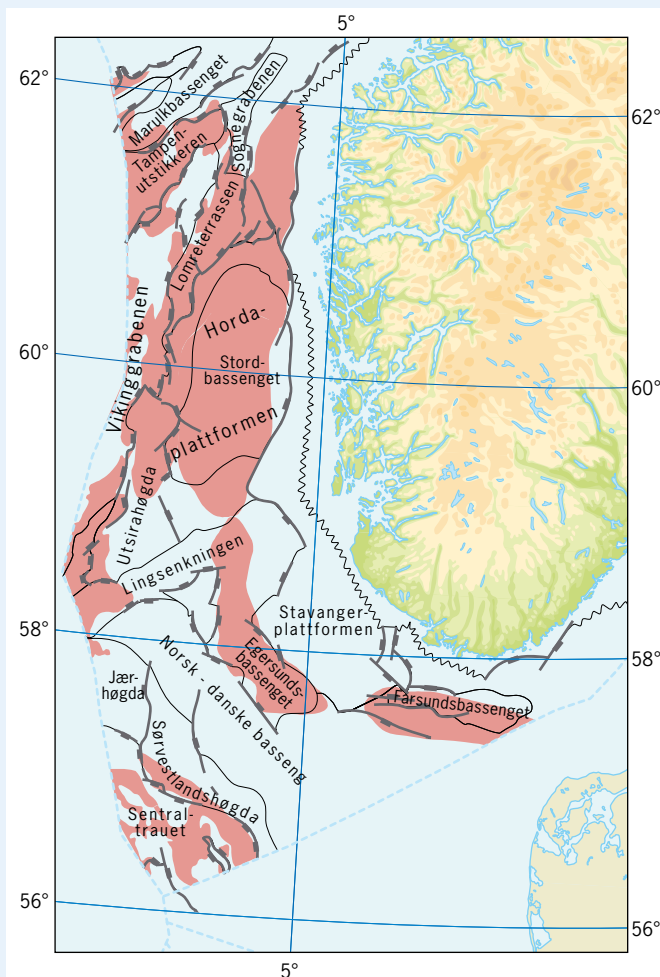
Det er én bekreftet og én ubekreftet letemodell med reservoar fra paleozoikum (jordas oldtid) i den sørligste delen av Nordsjøen (figur A.3). Den vestligste modellen ligger dypest i lagrekken i Sentraltrauet. Bergartene har blitt løftet opp flere steder som et resultat av den strukturelle utviklingen. Dermed har de gamle reservoarene mottatt hydrokarboner fra de velkjente kildebergartene i øvre jura. Oljefeltet Embla hører til denne modellen, og det er også gjort enkelte andre mindre funn. Reservoarene består av sandsteiner og konglomerater fra devon, karbon og perm.

Lenger øst, i Det norsk-danske basseng, finnes også sandsteiner fra paleozoikum. Disse tilhører den ubekreftede letemodellen. For at disse sandsteinene skal kunne fylles av hydrokarboner, kreves det migrasjon fra hittil ukjente, eldre kildebergarter. I 2006 ble det store Koggeprospektet, som lå i Egersundsbassenget og tilhørte denne letemodellen, boret uten at det ble gjort funn. Ressursestimatet for letemodellen var tidligere lavt og er nå ytterligere redusert. Fellene i disse letemodellene vil være strukturelle feller i roterte forkastningsblokker.

Letemodeller i trias til midtre jura

Disse letemodellene (figur A.4) omfatter noen av de største oljefeltene i Nordsjøen. Den største letemodellen finnes over store deler av den nordlige Nordsjøen: i Vikinggrabenen, Sogngrabenen, Mørebasenget, Tampenutstikkeren og Hordaplattformen. Her ligger de store feltene Statfjord, Gullfaks, Oseberg, Snorre og Visund. Sandsteiner i det store Brentdeltaet utgjør de beste reservoarene. Eldre sandsteiner i Hegregruppen og Statfjordformasjonen er også viktige reservoarbergarter. Selv etter at denne letemodellen er utforsket i snart 40 år, og mange store funn er gjort, anslår Oljedirektoratet at mer enn en firedel av de uoppdagede ressursene i Nordsjøen fortsatt er å finne her.

En letemodell er definert i den sørlige delen av Vikinggrabenen, over Utsira- og Jærhøgda samt i Lingsenkningen. Reservoarene tilhører Sleipner- og Huginformasjonen i Vestlandgruppen samt Skagerrakformasjonen i Hegregruppen. Deler av Statfjordformasjonen er også til stede. Sleipner Vest og Sleipner Øst har reservoar i denne letemodellen.



Figur A.4. Letemodeller i trias til midtre jura i Nordsjøen

Geologisk periode	Region	NEOGEN	
		PALEOGEN	KRITT
KARBON	Mississippian, Permian, Karbon	Gzel, Kasim, Moscov, Bash, Serpuk, Vise, Tour	Lopin-gian, Guada-lupian, Cisurifian
Zechstein equ	Dunlin	M	N
Cromer Knoll	Shetland	Ø	N
Nordland	Ø	Ø	Ø
		Mess - Aquit	
		Chat	
		Fria - Ypres	
		Tith	
		Dan	
		Maastr	
		Camp	
		Sant	
		Coni	
		Tur	
		Can	
		Alb	
		Apt	
		Barr	
		Haut	
		Valang	
		Berr	
		Tith	
		Kimm	
		Oxf	
		Call	
		Bath	
		Bajoc	
		Aalen	
		Toarc	
		Plienc	
		Sinem	
		Hett	
		Rhæt	
		Nor	
		Carn	
		Ladin	
		Anis	
		N	
		Olig	
		Mio	
		Pli	
		Holo	

I den sørlige delen av Nordsjøen ligger en letemodell med reservoarbergarter tilhørende Gassum- og Skagerrakformasjonen i Hegregruppen samt Vestlandsgruppen med Bryneformasjonen. Trymfeltet tilhører denne letemodellen. Den fjerde bekreftede letemodellen ligger i Egersundsbassenget. Den er bekreftet ved påvisningen av Ymefeltet.

Det er også to ubekreftede letemodeller på dette nivået i Nordsjøen: en i Stordbassenget og en i Farsundbassenget. Det er ikke påvist modne kildebergarter i disse områdene. I Stordbassenget er det flere tørre brønner. Det er ennå ikke boret brønner i Farsundbassenget.

Den viktigste felletypen for disse letemodellene er strukturelle feller i roterte forkastningsblokker. Framtidige funn gjøres ventelig i denne typen feller, men feller som i større grad er avhengig av stratigrafisk lukning er også mulig.

Letemodeller i paleocen

Marin sand ble avsatt over store deler av Nordsjøen i paleocen tid. Hele seks letemodeller er definert (figur A.7), fire av dem er bekreftet. Den største letemodellen har reservoarer i Ty-, Heimdal-, Hermod- og intra Balderformasjonen i Rogalandgruppen. Letemodellen er bekreftet i en rekke felt, for eksempel Heimdal, Balder, Jotun og Grane. Disse sandsteinene ble avsatt som dypmarine sandvifter fra vest og strekker seg fra britisk side inn på norsk kontinentalsokkel. Oljedirektoratet anslår at om lag 20 prosent av de uoppdagede væskeressursene i Nordsjøen ligger i denne letemodellen. Basert på resultatene fra nye borer, er ressurstallene justert noe siden forrige analyse. Uoppdagede væskemengder er redusert, mens tallene for oppdaget gass i denne modellen er oppjustert noe.

I Sentraltrauet og deler av Jærhøgda finnes en annen letemodell. Denne har reservoarer i Maureen-, Andrew-, Fiskebank- og Fortiesformasjonen i Rogalandgruppen. Modellen er bekreftet på britisk side og i noen mindre funn på norsk side i Sentraltrauet.

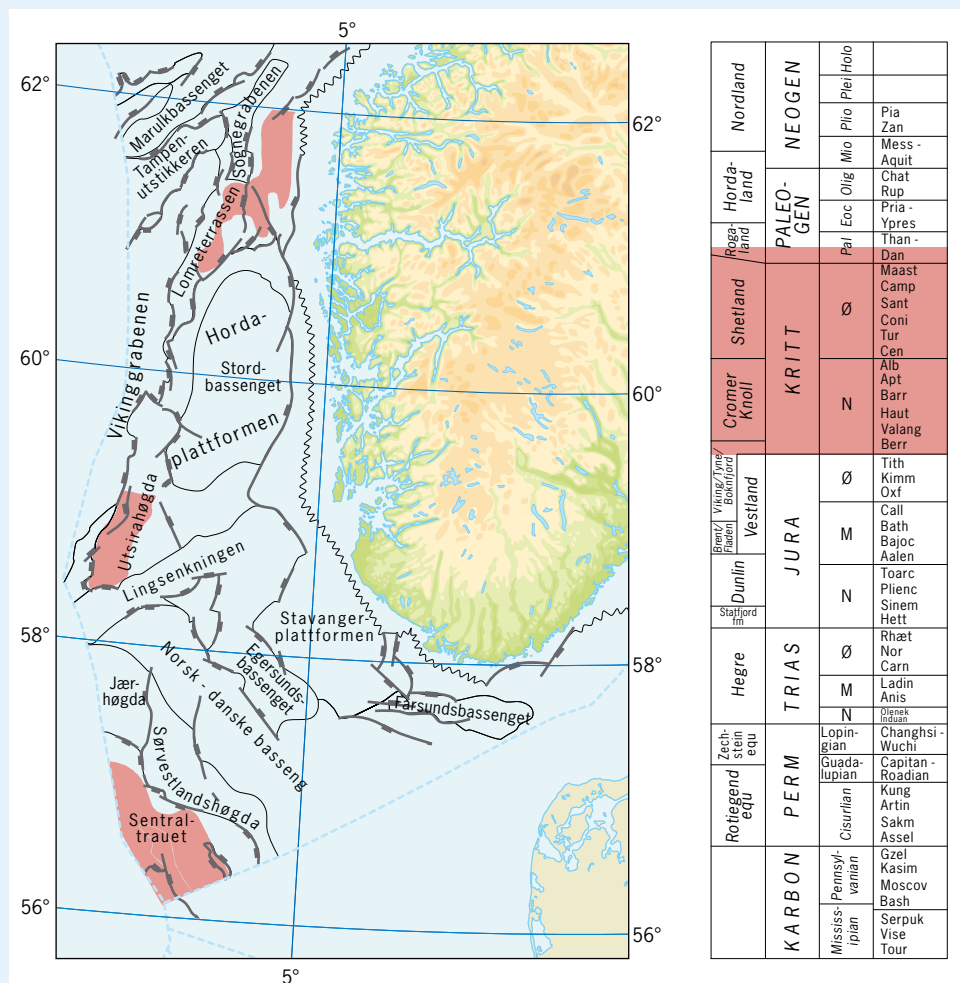
På grensen mot dansk kontinentalsokkel danner sandstein i Sele- og Listaformasjonen i Rogalandgruppen en tredje letemodell. Denne er bekreftet i Siri- og Ninifeltet i Danmark.

Tilsvarende sandsteiner finnes også noe lenger nord, det vil si i Egersundsbasenget, Åstagrabenen og på Sørvestlandshøgda. Det er ikke gjort funn i denne letemodellen så langt, og den er derfor ubekreftet.

I den nordlige delen av Nordsjøen danner sandsteiner i Listaformasjonen to letemodeller. På den vestlige delen av Tampenutstikkeren er en letemodell bekreftet av funn på britisk side. Den andre letemodellen ligger lenger øst, blant annet på den nordlige delen av Hordaplattformen og over Sognegrabenen. Det er ikke gjort funn her, og letemodellen er derfor ubekreftet.

De yngste letemodellene

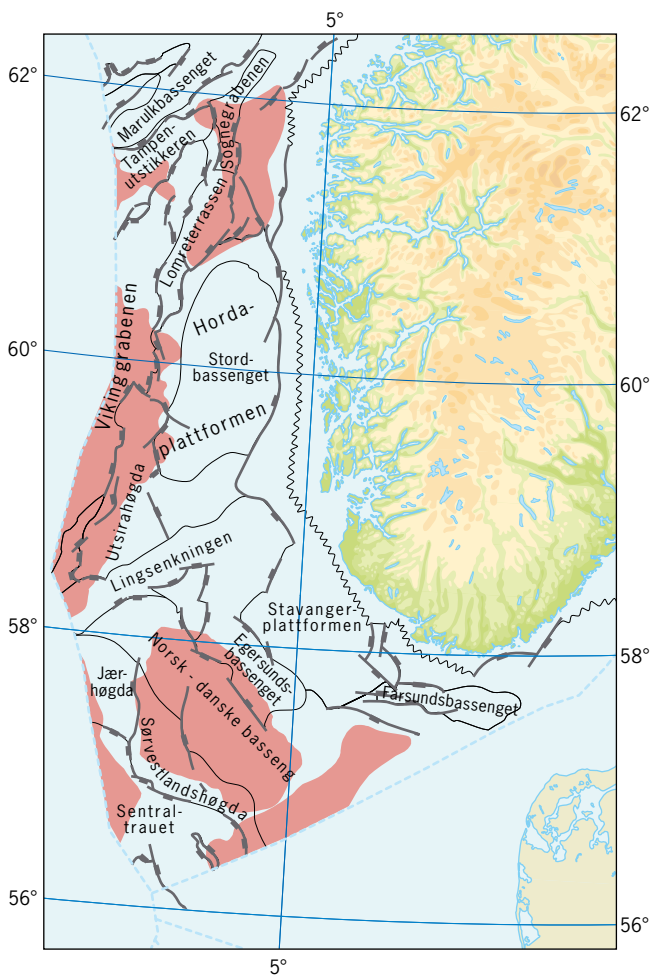
Fire letemodeller er definert i de øverste lagene i Nordsjøen (figur A.8). Disse er avsatt i eocen, oligocen og miocen tid, tre av dem er bekreftet.



Figur A.6. Letemodeller i kritt i Nordsjøen

I Vikinggrabenen og den vestlige delen av Hordaplattformen danner Friggformasjonen i Hordalandgruppen en av letemodellene. Modellen er bekreftet blant annet i Friggfeltet.

Lenger sør, mot Utsirahøgda er Gridformasjonen avsatt, også den tilhørende Hordalandgruppen. Modellen er bekreftet av funn både på norsk og britisk side.



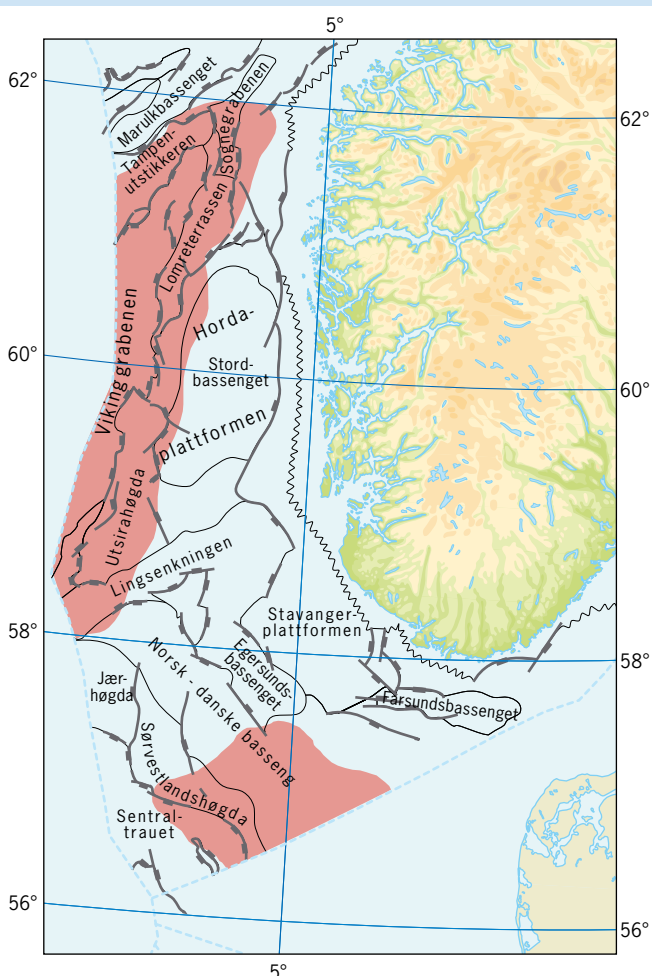
Figur A.7. Letemodeller i paleocen i Nordsjøen

Geologisk periode	Stratigrafisk enhet	Lokalitet	Geologisk periode			
			KRITT	NEOGEN		
KARBON	Mississippian	Serpuk Vise Tour				
	Pennsylvanian	Gzel Kasim Moscov Bash				
	Cisurlian	Kung Artin Sakm Assel				
Rotiegeand equ	Guadalupian	Capitan - Roadian				
	Lopingian	Changhsi - Wuchi				
Hegre	Dunlin	Stafjord fm	TRIAS	TRIAS		
Cromer Knoll	Vestland	Shetland	KRITT	NEOGEN		
Hordaland	Rogaland	Shetland	KRITT	NEOGEN		
Nordland	Hordaland	Rogaland	KRITT	NEOGEN		

I Det norsk-danske basseng, Åstagraben og på Sørvestlandshøgda finnes den tredje av de bekreftede letemodellene med sandsteinsreservoarer som tilhører Grid- og Vadeformasjonen i Hordalandgruppen. Modellen er bekreftet på dansk kontinentalsokkel.

Over store deler av Nordsjøen finnes sandsteiner som tilhører Skade- og Vadeformasjonen i Hordalandgruppen og Utsiraformasjonen i Nordlandgruppen. Disse er påvist i en rekke brønner fra Lingsenknigen i sør til Sognegrabenen i nord. Det er ennå ikke gjort funn i disse lagene. Mange av prospektene er avhengig av migrasjon av hydrokarboner over store avstander. I disse grunne lagene er det også stor mulighet for at oljen vil være av dårligere kvalitet på grunn av bakterier og andre organismer, såkalt biodegradering.

I blokk 35/2 ble det i 2005 gjort et gassfunn i i Peonprospektet i sandsteiner i pliocen (35/2-1), bare 165 meter under havbunnen. Dette representerer en ny letemodell som ennå ikke er fullt ut evaluert og kartlagt.



Figur A.8. De yngste letemodellene i Nordsjøen

Geologisk periode	Stratigrafisk enhet	Lokalitet	Geologisk periode			
			KRITT	NEOGEN		
KARBON	Mississippian	Serpuk Vise Tour				
	Pennsylvanian	Gzel Kasim Moscov Bash				
	Cisurlian	Kung Artin Sakm Assel				
Rotiegeand equ	Guadalupian	Capitan - Roadian				
	Lopingian	Changhsi - Wuchi				
Hegre	Dunlin	Stafjord fm	TRIAS	TRIAS		
Cromer Knoll	Vestland	Shetland	KRITT	NEOGEN		
Hordaland	Rogaland	Shetland	KRITT	NEOGEN		
Nordland	Hordaland	Rogaland	KRITT	NEOGEN		

Letemodellene i Norskehavet

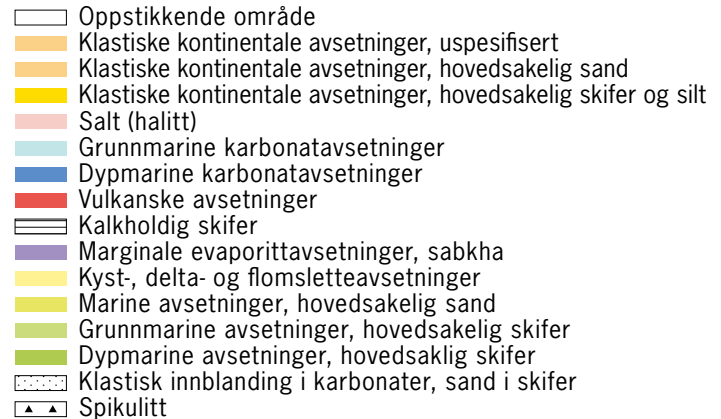
Norskehavet omfatter området fra 62° N til om lag 69° 30' N. Dette omfatter områder med havdyp ned til flere tusen meter. Med grunnlag i Havrettstraktaten har Norge framsatt krav om råderett til omfattende områder i dyphavet utenfor 200 nautiske mil (figur 1.1). Kravet er til behandling i FNs kontinentalsokkelkommissjon. Norskehavet ble åpnet for letevirsomhet i 1980. Da ble et begrenset antall blokker på Haltenbanken lyst ut i femte konsesjonsrunde.

Den geologiske utviklingen i Norskehavet er, bortsett fra den eldste fasen, forskjellig fra utviklingen i Nordsjøen og Barentshavet. Den eldste fasen fram til kritt-tiden er preget av utvidelse og innsynkning. Dette ledet til oppbrytingen av urkontinentet ved slutten av juratiden. I denne fasen ble det avsatt både kontinentale og seinere marine sedimenter med til dels betydelige mektigheter med sand. De fleste store funn er gjort i feller som er dannet ved at forkastningsblokker som inneholder tykke sedimentpakker har sklidd ut og blitt skråstilt i et basseng som langsomt ble bredere og dypere. Mer finkornige sedimenter ble avsatt over blokkene og har forseglest disse slik at oljen og gassen, som seinere ble dannet, er oppbevart.

Ved overgangen til kritt-tiden ble jordskorpa avkjølt. Dette førte til innsynkning av bassenget. Tykke lag med finkornige og stedvis noe kalkholdige sedimenter ble avsatt. Noen steder når mektigheten av kritt-sedimentene opp i sju kilometers tykkelse. Som følge av at den nordamerikanske platen beveget seg, ble de ytre delene av Vøringrandhøgda hevet i midtre del av kritt. Denne fasen førte til at det ble avsatt sandlag over store deler av bassenget (Lysingformasjonen). Seinere innsynkning førte på nytt til at det ble avsatt tykke sedimentlag. I brønn 6302/6-1 (Tulipanprospektet) i den vestlige delen av Mørebassenget ble det i 2005

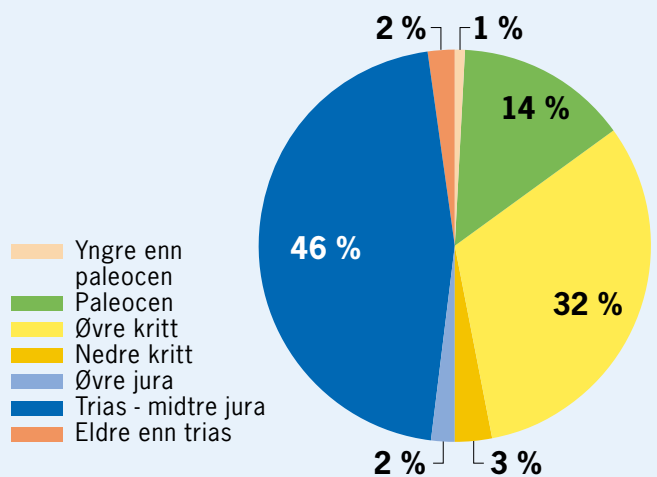
Nivå	Reservoarbergart	Bekreftede letemodeller	Ubekreftede letemodeller	Totalt
Yngre enn paleocen	Sandstein, vulkanske bergarter		2	2
Paleocen	Sandstein	2	1	3
Øvre kritt	Sandstein	4	1	5
Nedre kritt	Sandstein	1	1	2
Øvre jura	Sandstein	1	1	2
Øvre trias til midtre jura	Sandstein	1	2	3
Paleozoikum	Sandstein		3	3
Totalt		9	11	20

Tabell A.2. Bekreftede og ubekreftede letemodeller i Norskehavet

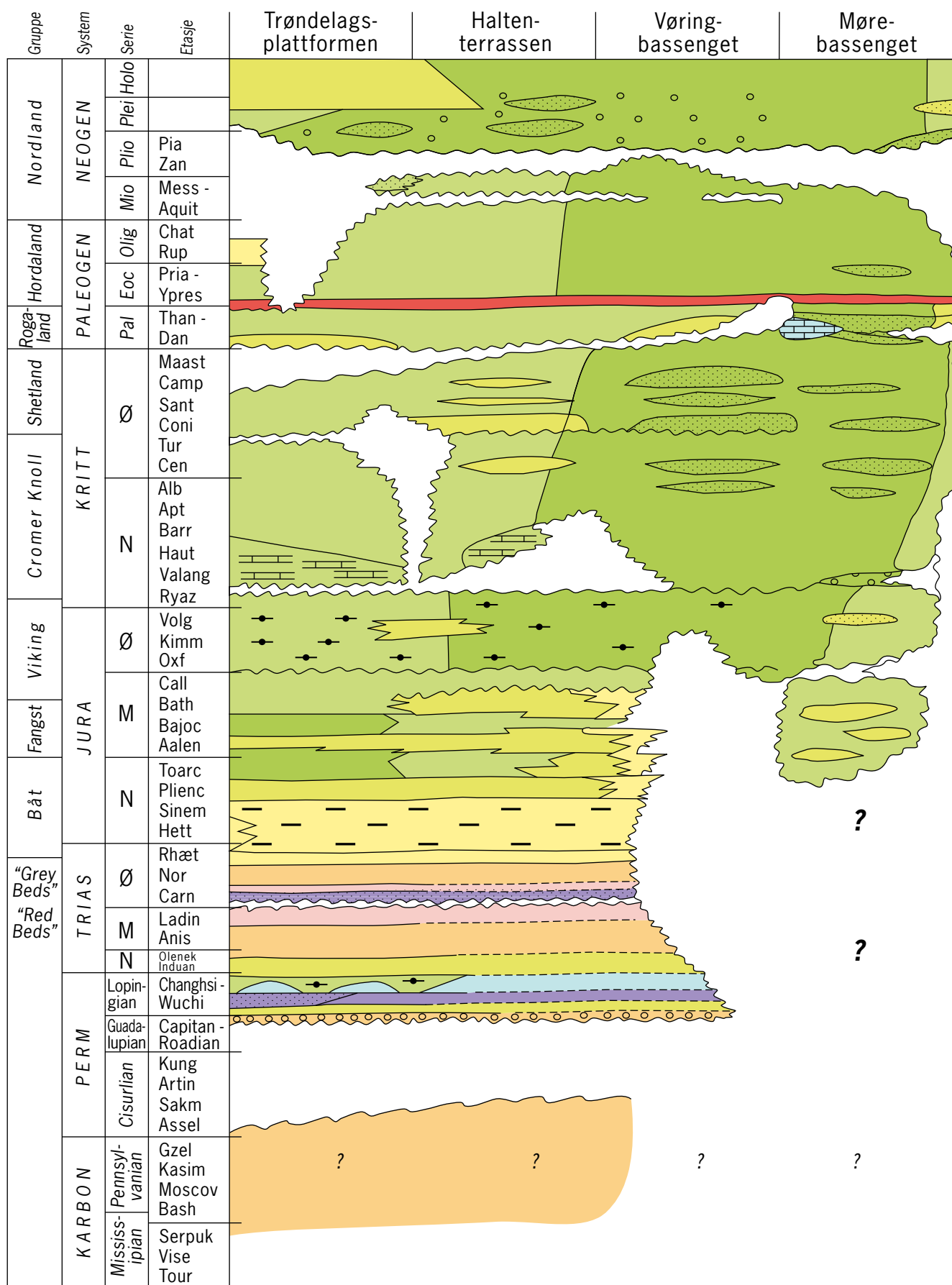


boret gjennom kalkstein av chalk-type i både øvre kritt og i paleocen. Dette er den samme bergarttypen som utgjør reservoarene i kalkfeltene i Ekofiskområdet i den sørlige delen av Nordsjøen.

I paleocen tid tiltok oppbrytingen av området mellom Grønland og Norge. Vulkanske bergarter trengte opp gjennom den tynne skorpen og dannet ny havbunn mellom de to kontinentene. I den første fasen ble det avsatt tykke lag av vulkanske bergarter på den vestlige kanten av bassenget. Disse lagene skygger i dag for de underliggende lagene ved at signalene som blir brukt ved innsamling av seismiske data ikke klarer å trenge gjennom. Det er derfor usikkert hva som ligger under disse lagene. Platebevegelsene førte til at deler av området i paleocen ble løftet opp og erodert. Sandvifter ble avsatt i bassenget, både fra vest (Grønland) og fra øst (Norge). Det er vanskelig å kartlegge grensen mellom kritt og paleocen i de sentrale og vestlige delene av Vøringbassenget. Dette skyldes at det hovedsakelig har vært kontinuerlig sedimentering uten store variasjoner i sedimenttype og uten klare brudd i lagrekken. Det er derfor ingen klare seismiske indika-



Figur A.9. Fordelingen av de uoppdagede ressursene i Norskehavet etter stratigrafisk nivå



Figur A.10. Litostratigrafien i Norskehavet

torer som kan hjelpe kartleggingen. Nøyaktig datering av boreprøver er også vanskelig siden erosjon av eldre sedimenter har ført til en sammenblanding av fossiler fra kritt og kenozoikum. Nyere undersøkelser, blant annet i regi av Oljedirektoratet, viser at kritt/paleocen-grensen må settes betydelig dypere i de ytre deler av bassenget enn antatt da utforskningen startet.

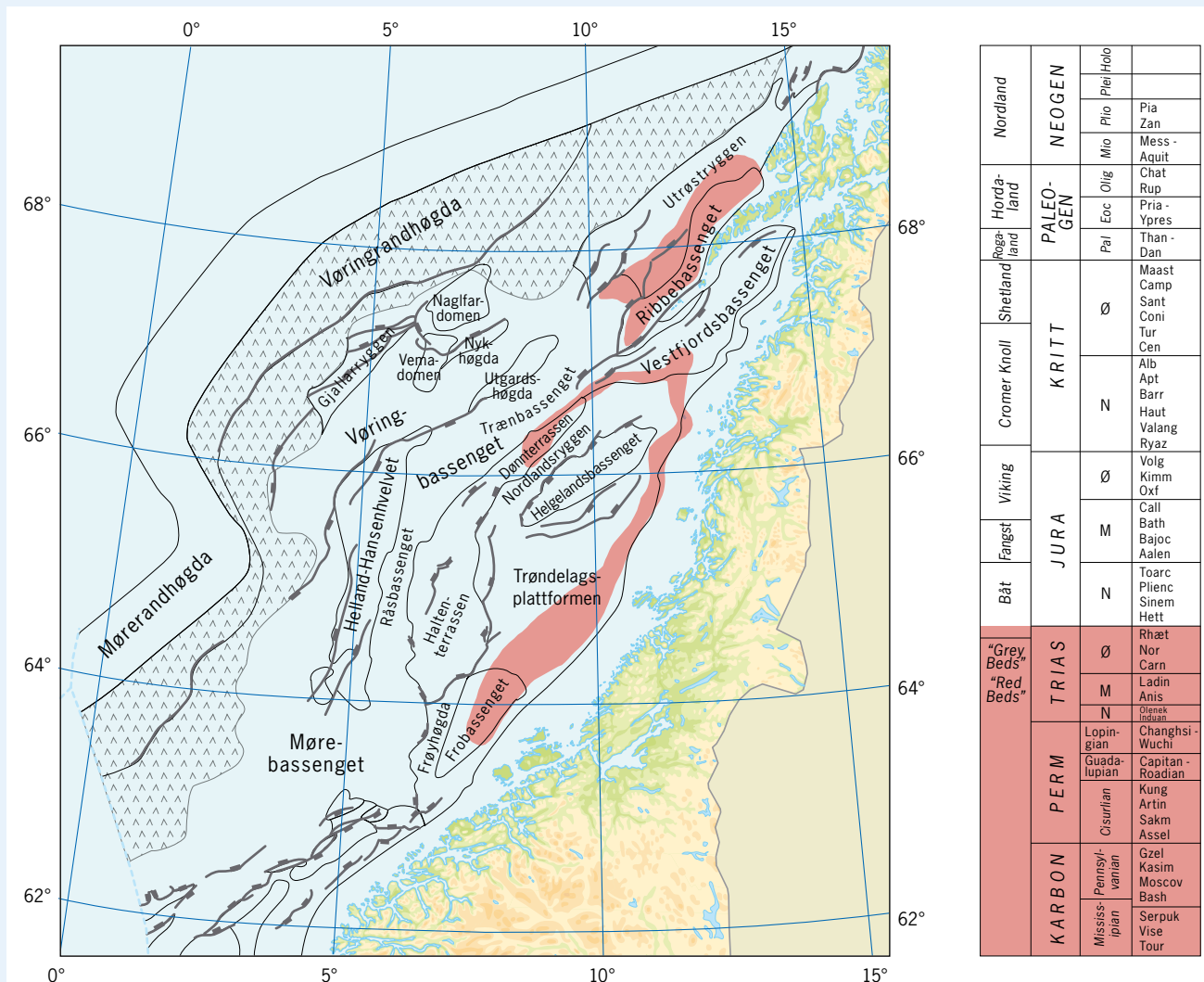
Oljedirektoratet har definert 20 letemodeller i Norskehavet, 9 er bekreftet (tabell A.2). Reservoarbergartene er sandsteiner dannet i ulike avsetningsmiljøer i de forskjellige geologiske periodene. Anslaget for uoppdagede ressurser i Norskehavet er 370 millioner Sm³ o.e. væske og 825 milliarder Sm³ gass (tabell 5.1). Dette utgjør 35 prosent av de samlede uoppdagede ressursene. Det største potensialet finnes i letemodellene som er definert i øvre trias til øvre jura (figur A.9). Letemodeller i kritt har også stort potensial. Stratigrafien i Norskehavet er vist i figur A.10. De viktigste strukturelementene er vist i letemodellkartene (figur A.11 til A.18).

Letemodeller i paleozoikum i den østre delen av Norskehavet

To letemodeller i paleozoikum (jordas oldtid) er definert i den østre delen av Norskehavet. Disse ligger nær land i Helgelandsbassenget, Frobassenget, Nordlandsryggen utenfor Trøndelag og Nordlandskysten og i Ribbebasenget og Utrøstryggen utenfor Lofoten og Vesterålen (figur A.11).

Disse letemodellene antas å ha sandsteinsreservoar som er avsatt på land som alluviale vifter, fluviale avsetninger og som delta og grunnmarine avsetninger. Det er også mulig at det kan forekomme kalksteinsavsetninger dannet på grunt vann.

Disse letemodellene er ikke bekreftet, men er definert på grunnlag av sedimenter som er funnet i grunne borer nær land og ved seismiske studier.



Figur A.11. Letemodeller i paleozoikum i den østre delen av Norskehavet

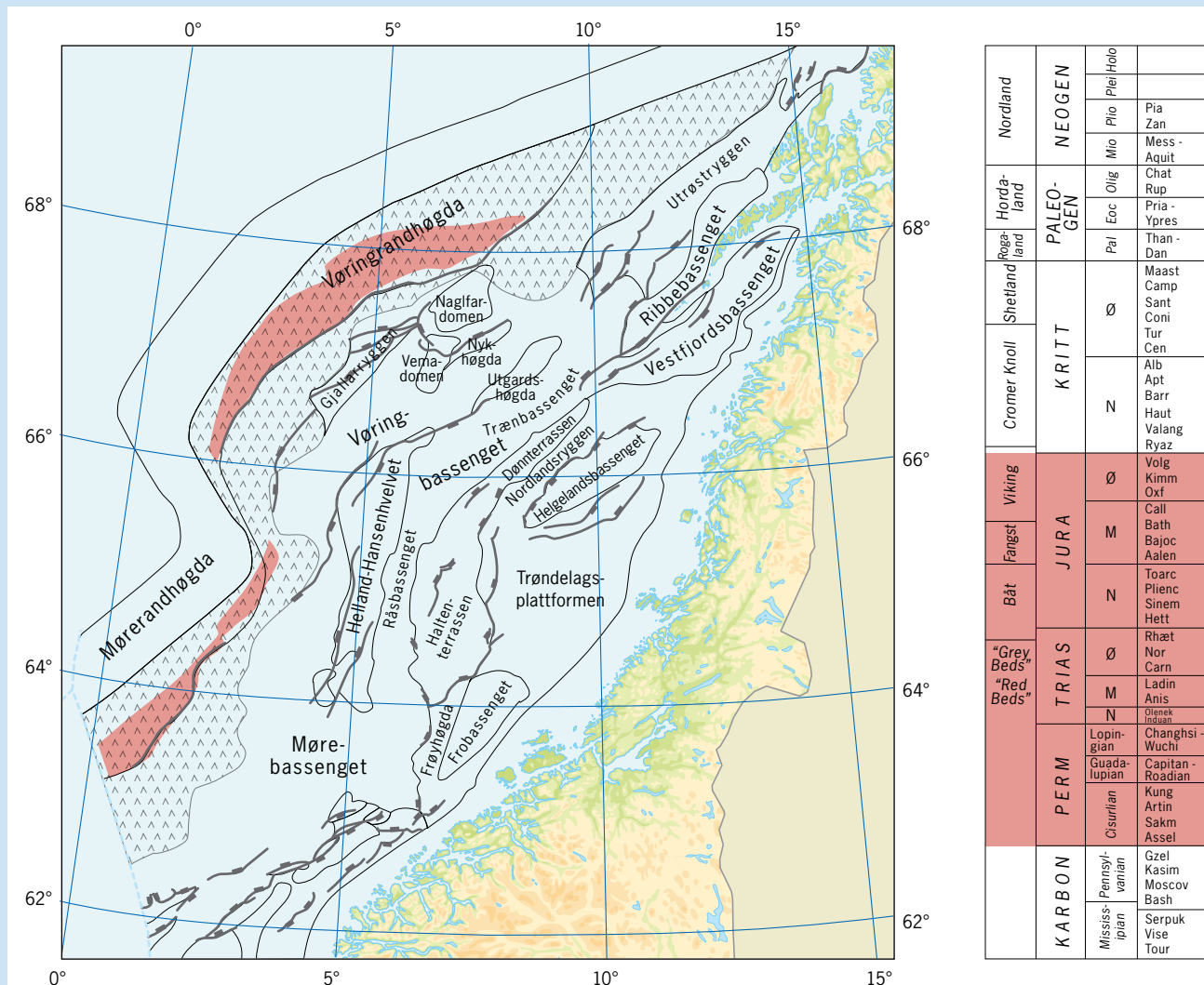
Letemodell under basalt på Vøring- og Mørerandhøgda

Denne letemodellen er blant annet definert på grunnlag av boreresultater og av avsetninger som finnes på Øst-Grønland. Siden Norge og Øst-Grønland i paleozoikum utgjorde den østlige og vestlige rand av det samme sedimentbassenget, antas det at samme type sedimenter ble avsatt på begge sider.

Basalt som ble avsatt i paleocen hindrer seismiske signaler å trenge dypere. Det er derfor ikke mulig å kartlegge eventuelle feller under disse vulkanske lagene. Tyngdemålinger og seismiske data fra Møre- og Vøringbassenget indikerer imidlertid at det finnes et underliggende høydedrag av eldre bergarter. Det er derfor mulig at det her kan være avsatt sedimenter av alt fra perm til jura alder. Det forskes for tiden på å finne metoder for å forbedre den seismiske oppløsningen under lavaen.

Det også knyttet usikkerhet til om det finnes kildebergarter i dette området. Spekkformasjonen i Vikinggruppen, som er kilden til funnene på Haltenterrassen, er muligens ikke avsatt her, eller den er erodert i deler av området som følge av seinere tektoniske bevegelser i kritt og kenozoikum.

En modell går ut på at Spekkformasjonen er til stede og moden langs den østlige delen av Vøringrandhøgda og at petroleum kan migrere opp langs denne. Andre mulige kildebergarter kan være kull og organisk rike skiferlag i Åreformasjonen i Båtgruppen i øvre trias til nedre jura. Denne er påvist på Haltenterrassen. En tredje mulighet er en ekvivalent til Ravnefjellformasjonen som er en kildebergart på Øst-Grønland. Det er også mulig at det kan ha blitt avsatt kildebergarter i kritt i det dype Vøringbassenget. En slik mulighet er styrket som følge av at analyser av oljen i Ormen Lange-feltet viser at det kan være en eller flere kildebergarter til stede av kritt alder.



Figur A.12. Letemodell under basalt i Norskehavet



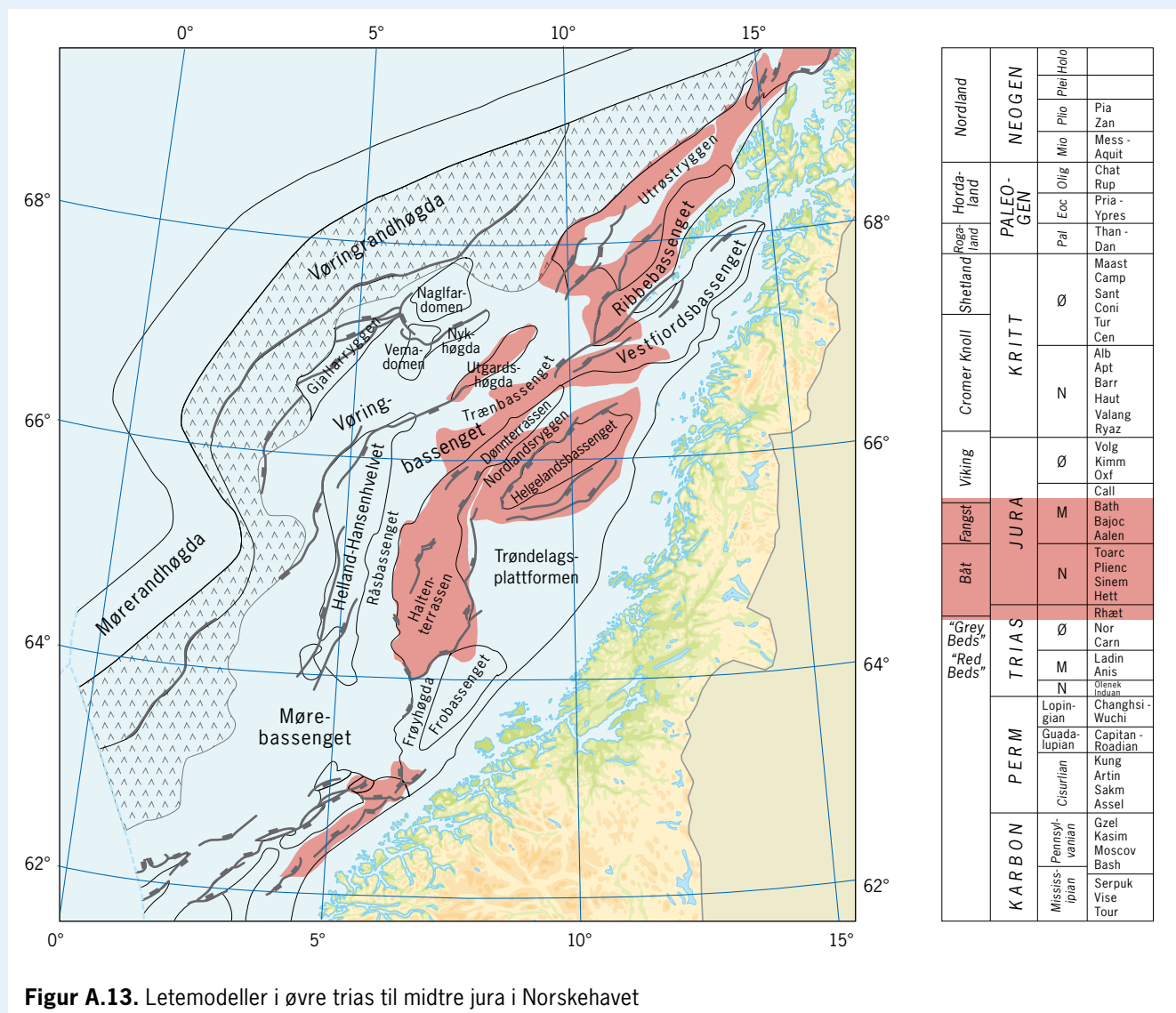
Det er stor usikkerhet knyttet til denne letemodellen, men dersom den blir bekreftet vil det kunne åpne for at den samme typen letemodell kan defineres med større sikkerhet også i andre områder. Oljedirektoratet mener at en forskningsboring gjennom disse basaltene vil kunne redusere flere av de store usikkerhetsmomentene.

Letemodeller i øvre trias til midtre jura

Disse letemodellene er fordelt på tre hovedområder (figur A.13). Den største modellen er bekreftet og ligger på Haltenterrassen, Nordlandsryggen, Dønnterrassen og Trænbassenget. Modellen har også to utløpere nord og sør for hovedområdet. Modellen omfatter reservoarer av kyst- og deltaflatesandsteiner (Åreformasjonen og Tiljefformasjonen i Båtgruppen) i øvre trias og nedre jura samt grunnmarine sandsteiner og deltasandsteiner (Fangstgruppen) i midtre jura. Disse er påtruffet i alle brønnene som er boret gjennom disse stratigrafiske nivåene i dette området. Fellene er roterte forkast-

ningsblokker dannet i sen jura og tidlig kritt og drapert med skifer fra tidlig kritt. Kilden til hydrokarboner antas å være de organiskrike skiferne i Spekkformasjonen i Vikinggruppen.

Den nordligste modellen, som er ubekreftet, ligger vest for Lofoten og Vesterålen og finnes hovedsakelig i Ribbebassenget, langs Utrøstryggen og i Trænbassenget. Reservoarbergartene antas å være av samme alder og type som i den bekreftede letemodellen beskrevet over. Det er påvist sand i grunne boringer og tilsvarende bergarter er kjent fra Andøya og Øst-Grønland. Felletypen er roterte forkastningsblokker med øvre jura skifer som takbergart. Kildebergarten er mest sannsynlig Spekkformasjonen, men kull i Åreformasjonen kan også være aktuell som kildebergart. Kildebergarten er antatt å danne olje i de dypere deler av Ribbebassenget. Den er trolig også så moden at den danner gass i de dypere delene av Trænbassenget. Det er ikke påvist hydrokarboner i grunne boringer i området. Imidlertid er det



Figur A.13. Letemodeller i øvre trias til midtre jura i Norskehavet

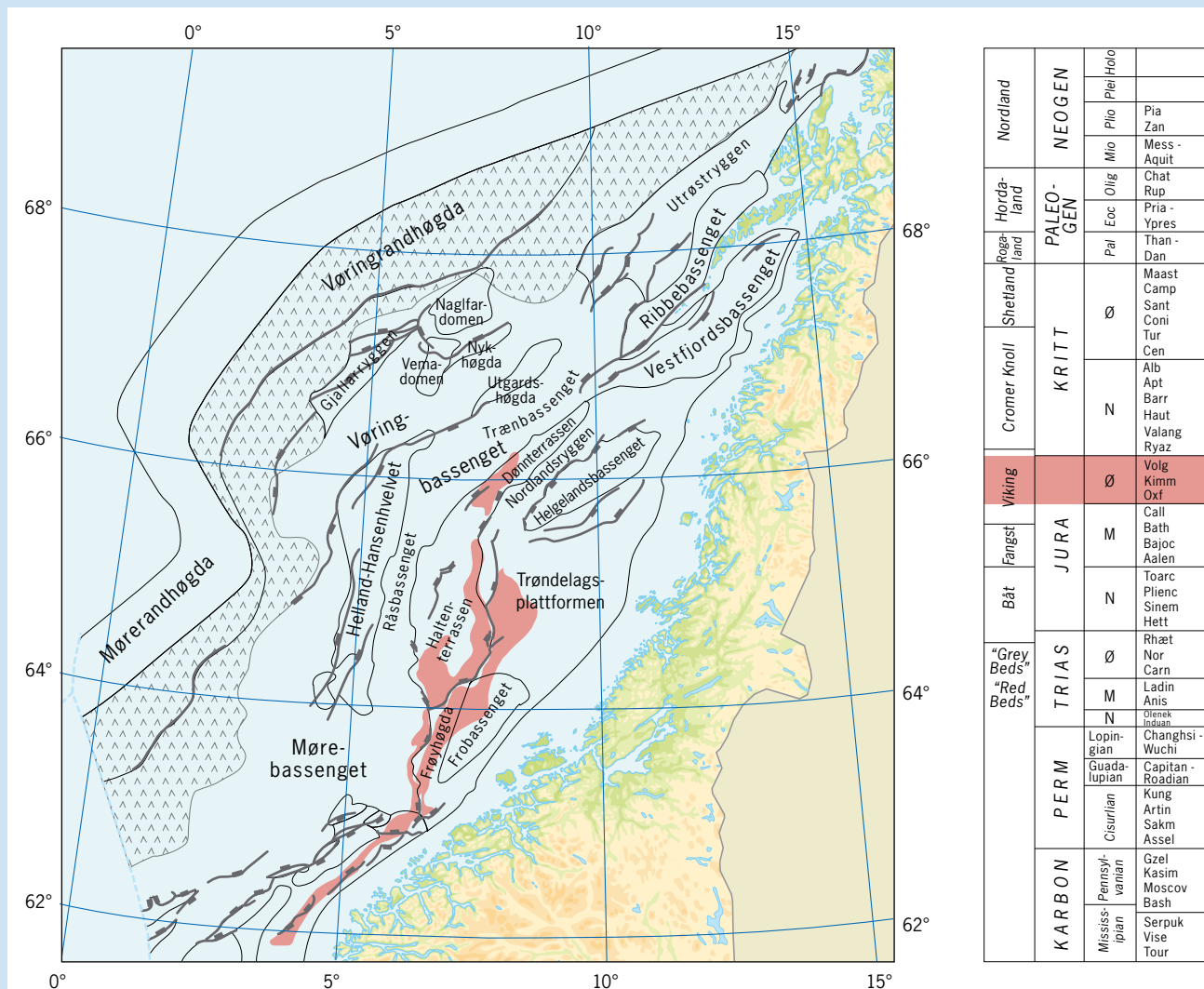
indikasjoner på hydrokarboner i de seismiske dataene i den vestlige delen av området mot Røsthøgda. Heving og erosjon kan ha redusert forseglingsegenskapene og gitt lekkasje. Dette ansees som den største risikoen ved letemodellen.

Den tredje modellen er ubekreftet og ligger i det grunnere Helgelandsbassenget øst for Haltenterrassen. Modellen omfatter kyst- og deltaflatesandsteiner (Åreformasjonen) og grunnmarine sandsteiner (Tiljeformasjonen) i øvre trias og nedre jura. Disse er påtruffet i flere brønner. Det er ikke funnet sand i midtre jura (Fangstgruppen). Fellene er roterte forkastningsblokker dannet i sen jura og tidlig kritt og er drapert med skifer fra undre kritt. Kilden til hydrokarboner antas å være kull og organisk rik skifer i Åreformasjonen. Området antas å være så grunt at Åreformasjonen bare er marginalt moden, mens Spekkformasjonen i øvre jura er umoden. Det er derfor sannsynlig at det er dannet begrensede mengder hydrokarboner, men ikke tilstrekkelig til å fylle

alle prospektene. I en grunn boring på Helgelandskysten ble det påvist en kildebergart i perm. Dersom denne finnes lenger ute i bassenget, kan den fungere som kildebergart for dette området. Sein heving av den østlige delen av letemodellområdet kan ha redusert potensialet for oppbevaring. Risikoen ved modellen er først og fremst knyttet til om det finnes moden kildebergart eller ikke.

Letemodeller i øvre jura

To letemodeller er definert i øvre jura (figur A.14). Den ene ligger på Trøndelagplattformen og Frøyhøgda og er bekreftet av Draugenfeltet. Reservoarbergarten består av grunnmarine sandsteiner. Fellene er hovedsakelig av stratigrafisk type. Kildebergarten er Spekkformasjonen, muligens med bidrag fra Åreformasjonen. Spekkformasjonen er marginalt moden i dette området og akkumulasjon av petroleum er avhengig av migrasjon fra dypere områder vest for letemodellen.



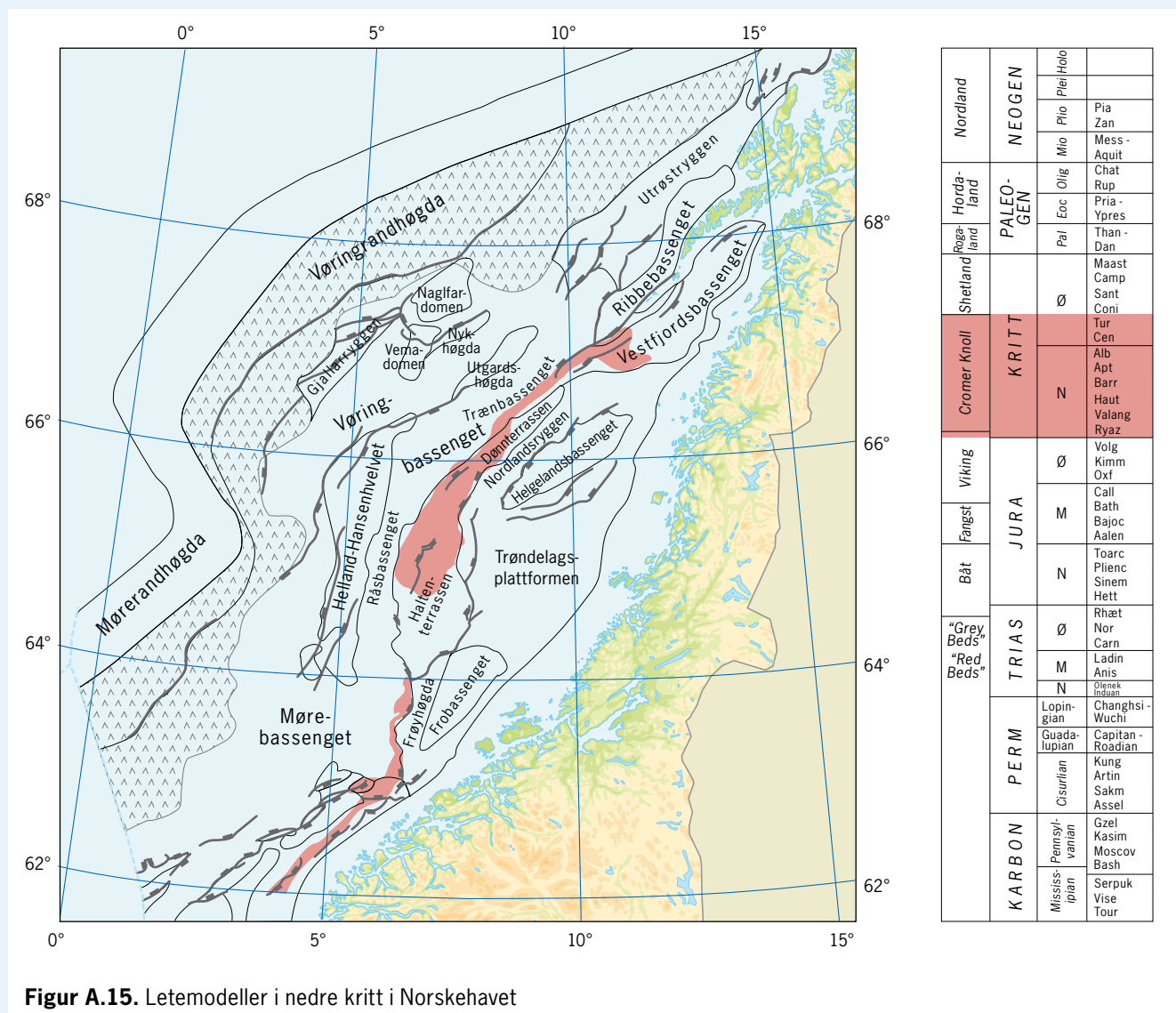
Figur A.14. Letemodeller i øvre jura i Norskehavet



Den andre modellen ligger like vest for letemodellen som er beskrevet over: på vestflanken av Trøndelagplattformen, Frøyhøgda, Nordlandsryggen og langs Møre-kysten. Reservoarbergarten antas å være sand i submarine vifter som er avsatt langs forkastningene. Felletypen er i hovedsak stratigrafisk.

Letemodeller i nedre kritt

Det er definert to letemodeller i nedre kritt (figur A.15). Letemodellene karakteriseres ved reservoarbergarter dannet av sand avsatt som vifter langs kanten av bassenget. Kildebergarter er Spekkformasjonen og/eller Åreformasjonen. Fellene er stratigrafiske med pålappende sandlag. Den ene modellen er bekreftet ved flere funn og strekker seg langs vestflanken av Haltenterassen og Nordlandsryggen, gjennom Trænbassenget og inn til Vestfjordbassenget. Den andre letemodellen ligger helt sør langs Mørekysten og er ikke bekreftet. Reservoar og kilde er som for den bekreftede modellen.

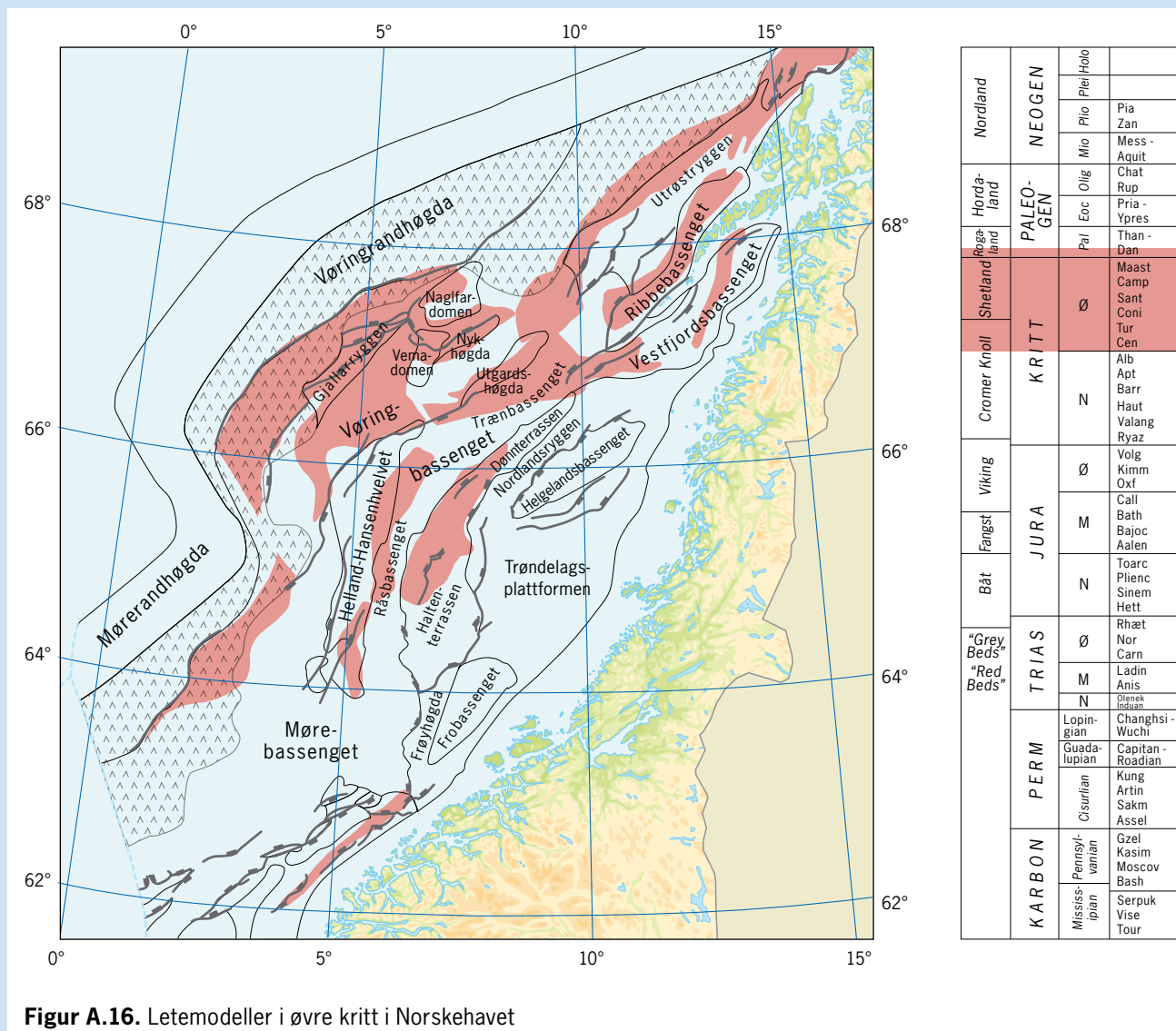
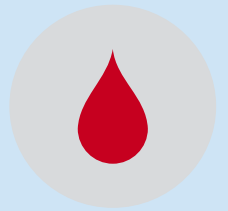


Figur A.15. Letemodeller i nedre kritt i Norskehavet

Letemodeller i øvre kritt

Det er definert fem letemodeller i øvre kritt (figur A.16), fire er bekreftet ved funn. Letemodellen utenfor Lofoten og Vesterålen er ikke bekreftet. Reservoaret her antas å være sandvifter i øvre del av Cromer Knoll-gruppen og i Shetlandgruppen.

De bekreftede letemodellene har reservoarer i sandvifter av ulik alder i Lysing-, Kvitnos-, Nise- og Springarformasjonen i øvre del av Cromer Knoll-gruppen og i Shetlandgruppen. Den nordvestligste letemodellen er bekreftet ved funn på Nykhøgda og Vemadomen. Her er det vanskelig å avgrense denne modellen fra de overliggende paleocen-avsetninger. Dette har medført at paleocen delvis er inkludert i modellen. Nye tolkninger av dateringene fra brønnene i området gir nå bedre grunnlag for å skille letemodellene. Kartleggingen basert på disse nye tolkningene pågår. Den opprinnelige definisjonen av letemodellene er beholdt inntil videre.



Figur A.16. Letemodeller i øvre kritt i Norskehavet



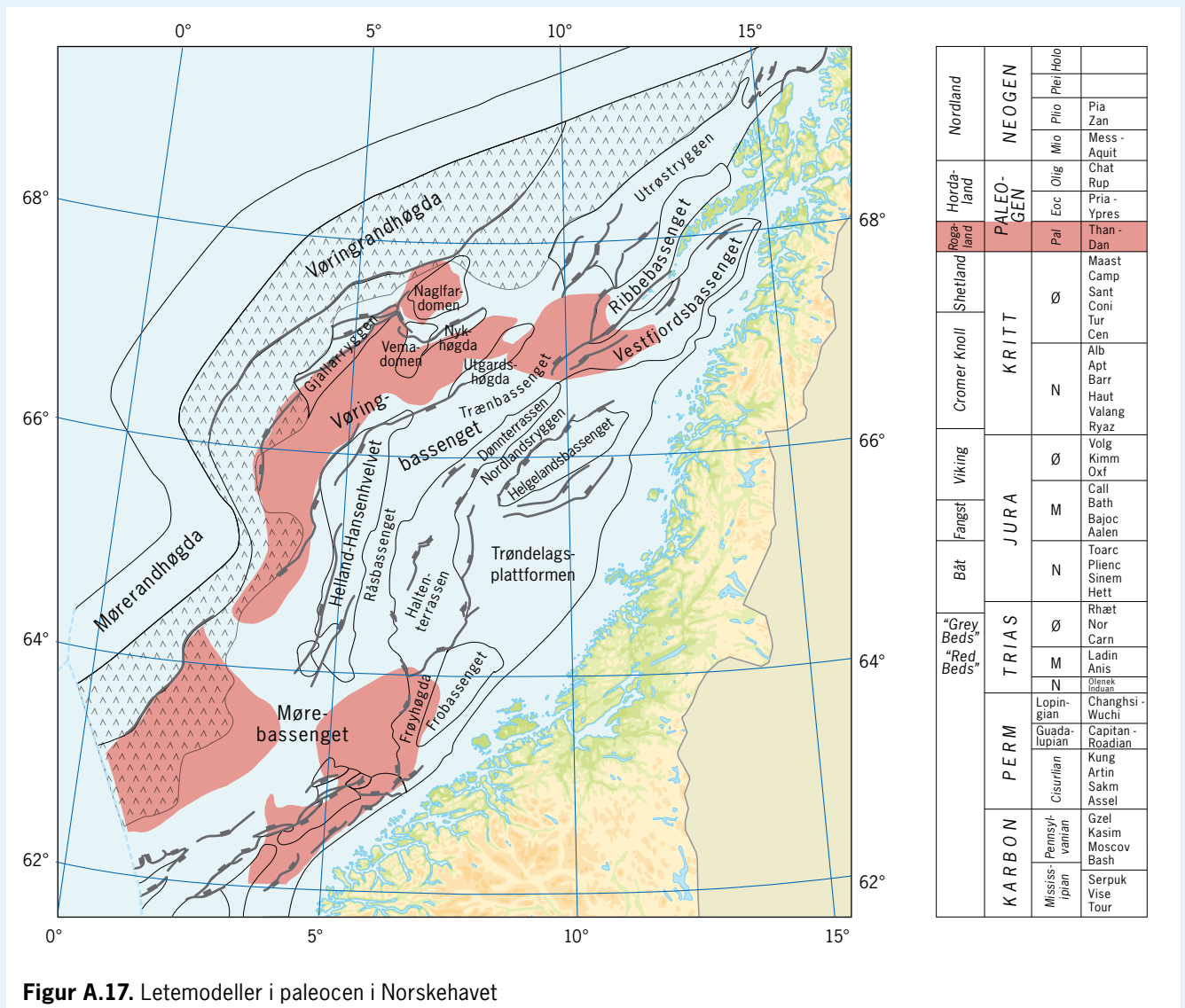
Letemodeller i paleocen

Det er definert tre letemodeller i paleocen (figur A.17), to er bekreftet ved funn. En modell langs den østlige kanten av Mørebasenget er bekreftet av Ormen Langefeltet. Reservoaret i Ormen Lange består av sandstein som er avsatt i en stor vifte som har bygd seg ut fra landområdet i øst. Ormen Lange inneholder hovedsakelig gass, men det er påvist en tynn oljesone i den østlige delen av feltet. Kildebergarter for Ormen Lange er ikke endelig fastslått, men kan være Spekkformasjonen eller skiferlag i kritt.

En letemodell av stor arealmessig utbredelse dekker de vestlige delene av Møre- og Vøringbasenget. Den er bekreftet av 6706/6-1 (Hvitveisprospektet). Reservoaret

er marine sandsteiner som er avsatt som vifter som har bygd seg ut fra nordvest (Grønland). Brønnene som er boret gjennom denne letemodellen viser dårligere reservoarkvalitet enn det som er påvist i kritt. I den nordlige delen av letemodellområdet er det kartlagt prospekter med gode såkalte direkte hydrokarbonindikasjoner i de seismiske dataene.

En ubekreftet letemodell ligger i den ytre delen av Vestfjordbasenget, langs den nordlige flanken av Nordlandsryggen. Reservoaret her består av grunnmarine sandsteinsvifter. Sandstein med svært god reservoarkvalitet er påvist i brønner. Kildebergarten er ventelig Spekkformasjonen.

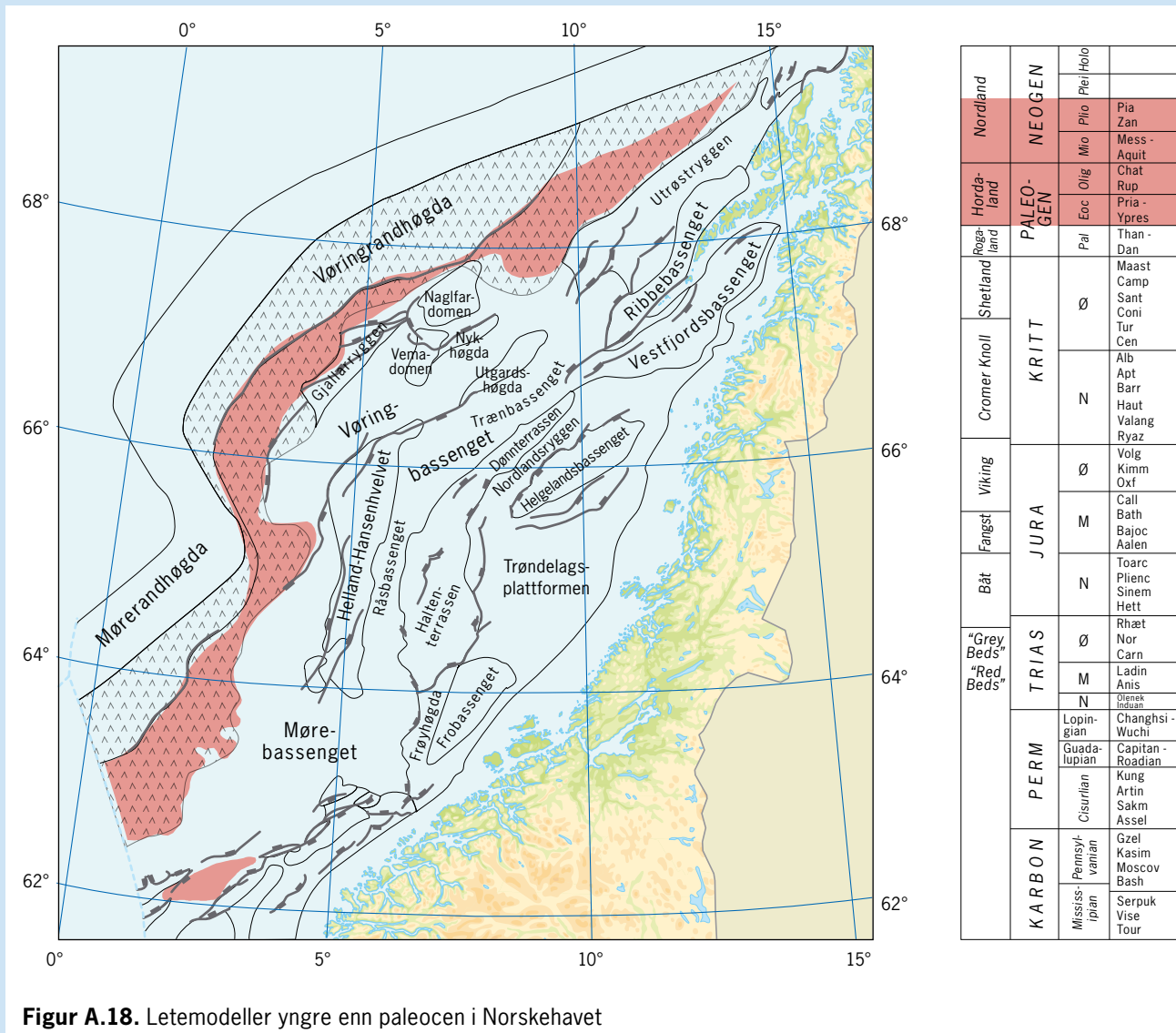


Figur A.17. Letemodeller i paleocen i Norskehavet

Letemodeller yngre enn paleocen

Det er definert to letemodeller i øvre del av kenozoikum (figur A.18). Begge disse er ubekreftet. I den ene modellen, langs Vøring- og Mørerandhøgda, er det mulig at vulkanske lag av eocen alder kan være så oppsprukket at de kan ha gode reservoaregenskaper. Det er beskrevet akkumulasjoner av denne typen flere steder i verden. Kildebergart til denne letemodellen er usikker. Det kan være mulighet for kildebergarter i kritt, eventuelt også i kenozoikum.

Det er seismiske indikasjoner på submarine vifter i pliocen helt sør i Mørebassenget. Dette kan sammenlignes med Utsiraformasjonen i Nordsjøen. Skiferlag både i øvre jura (Spekkformasjonen) og i kritt kan være kildebergarter for denne letemodellen.



Figur A.18. Letemodeller yngre enn paleocen i Norskehavet

Letemodeller i Barentshavet

Barentshavet dekker området nord for 69° 30' N. Området sør for 74° 30' N kalles gjerne det sørlige Barentshavet, mens området nord for dette kalles det nordlige Barentshavet. Områder i det sørlige Barentshavet ble åpnet for letevirksomhet i 1980. Det første funnet, 7120/8-1 Askeladd, ble gjort i 1981. Oljedirektoratet har definert letemodeller øst til sektorlinjen som avgrensar omstridt område mot vest. Omstridt område omfattes derfor ikke av denne oversikten.

Til nå er 72 letebrønner boret i Barentshavet. I tillegg er det gjort 80 vitenskapelige borer (kalt grunne borer) som har gitt viktig informasjon om Barentshavets geologi. De grunne boringene har blitt boret både i det nordlige og sørlige Barentshavet.

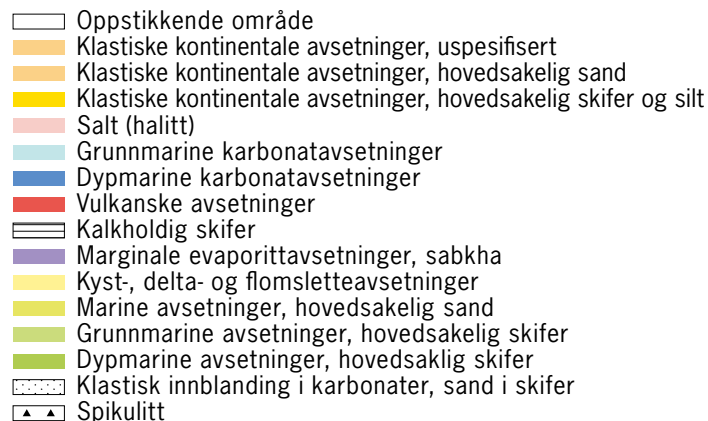
I Barentshavet er det bevart en relativt komplett lagpakke med sedimenter fra sen paleozoikum (oldtiden) til nåtid. I de sørvestlige deler av Barentshavet er den sedimentære lagpakken enkelte steder opptil 15 kilometer tykk. Lagrekken er dominert av klastiske bergarter som skifer og sandstein, men i sen karbon og tidlig perm tid ble det også avsatt karbonat- og evaporittbergarter (steinsalt og lignende).

I plattformområdene i øst, hvor den tektoniske aktiviteten har vært moderat siden karbon tid, finnes det sedimenter fra karbon helt fram til paleogen alder. Langs marginen til dypvannsområdene i vest og nord dominerer yngre sedimenter og havbunnsbasalter. Dette området var tektonisk svært aktivt i mesozoikum og kenozoikum.

Høy temperatur er avgjørende for at organisk materiale i bergartene kan omdannes til hydrokarboner. At kildebergartene har vært tilstrekkelig dypt begravd

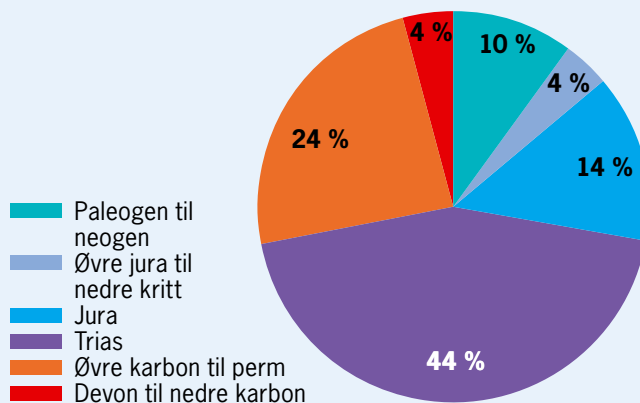
Nivå	Reservoarbergart	Bekreftede letemodeller	Ubekreftede letemodeller	Totalt
Paleogen til neogen	Sandstein		2	2
Øvre jura til undre kritt	Sandstein		1	1
Jura	Sandstein	3		3
Trias	Sandstein	2	2	4
Øvre karbon til perm	Karbonat og noe sandstein	1	8	9
Devon til undre karbon	Sandstein og noe karbonat		4	4
Totalt		6	17	23

Tabell A.3. Bekreftede og ubekreftede letemodeller i Barentshavet

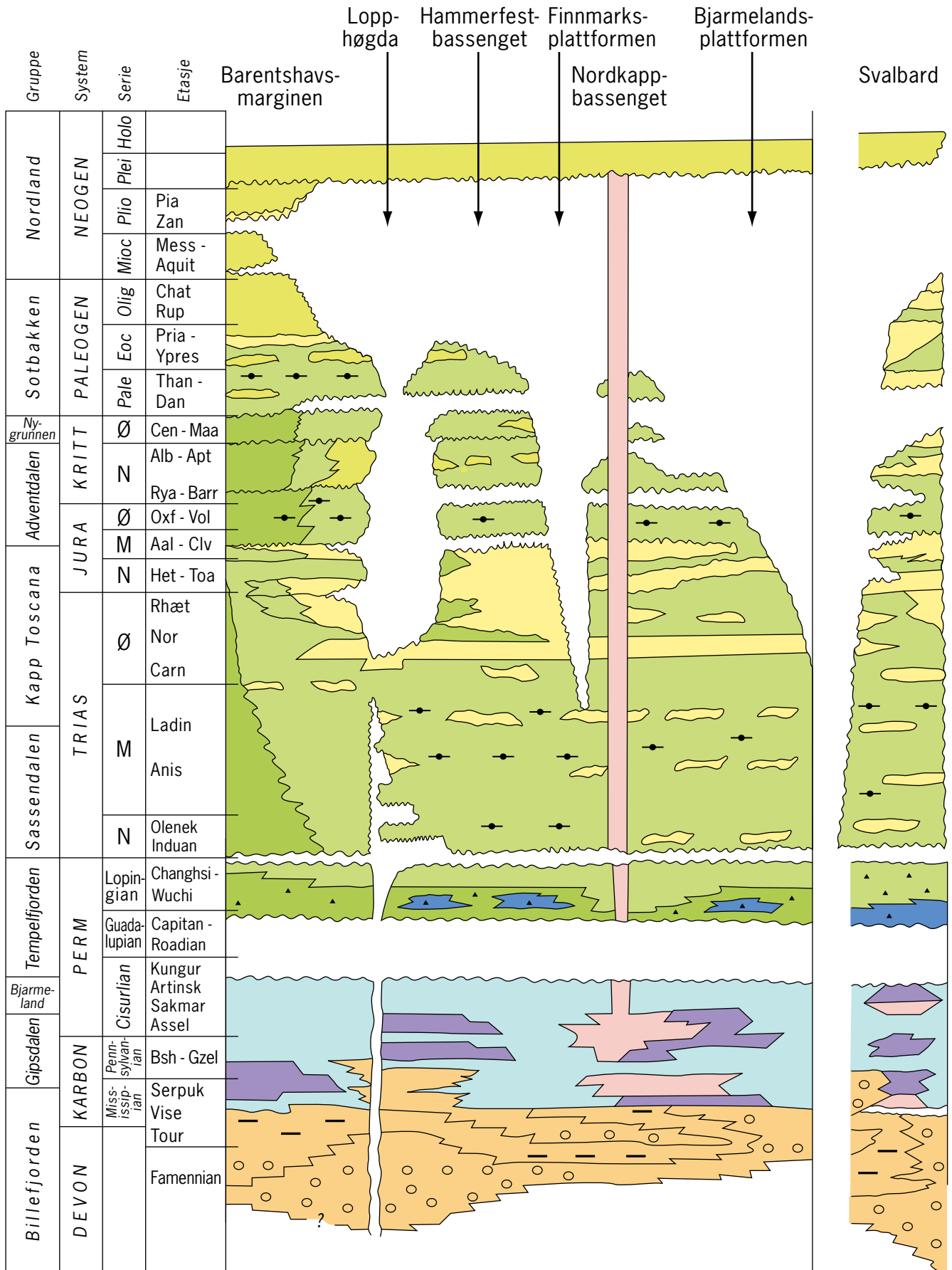


(er modne) er viktig for at hydrokarboner kan dannes, ettersom temperaturen i jordskorpen stiger med økende dyp. En heving vil føre til at temperaturen synker. Dette kan føre til at kildebergarten ikke modnes. Barentshavet har vært gjennom flere perioder med skråstilling, heving og reaktivering av forkastninger. Særlig i kenozoikum foregikk det en betydelig heving og erosjon av lagpakken. Den kraftigste erosjonen skjedde i de nordlige og vestlige deler av Barentshavet, samt i Hammerfestbassenget og på Loppfjella. Her er det beregnet at 1500-2000 meter sedimenter er erodert bort. Det er anslått at så mye som 3000 meter sedimenter er fjernet ved erosjonen i de områdene som var mest utsatt. En heving av plattformområdene i øst og innsynkningen av Barentshavsmarginen i vest, kan ha ført til at tidligere oppsamlet petroleum lekket ut av strukturene i området. Denne komplekse heving- og erosjonshistorien er viktig å ta hensyn til når letemodellene i Barentshavet skal defineres og evalueres.

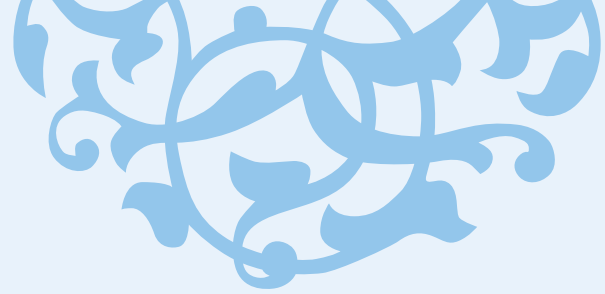
Det er gjort 25 funn i Barentshavet, de fleste i Hammerfestbassenget. Funnene her har reservoarer av sandstein, hovedsakelig i jura, slik som Snøhvitfeltet.



Figur A.19. Fordelingen av de oppdagede ressursene i Barentshavet etter stratigrafisk nivå



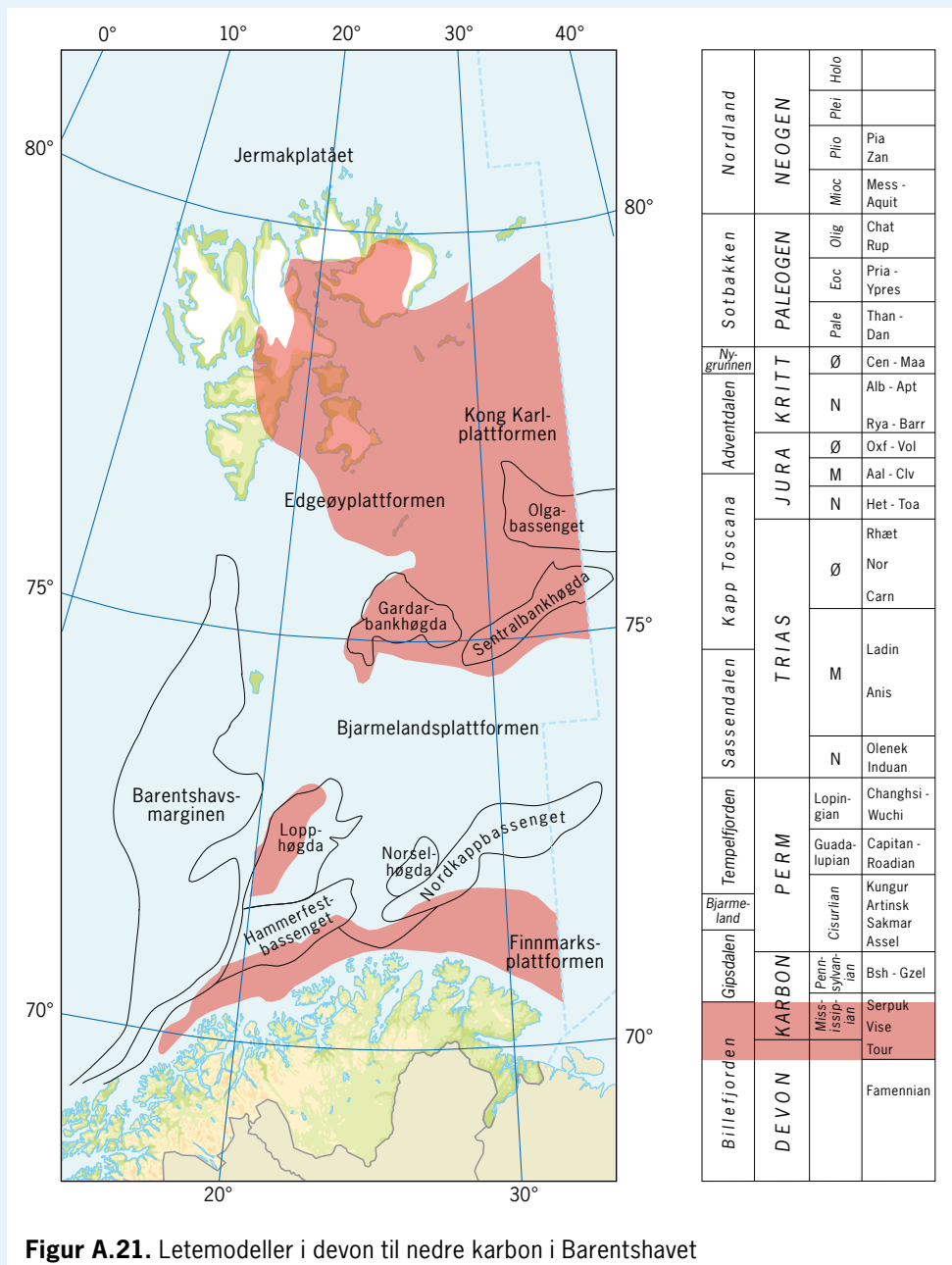
Figur A.20. Litostratigrafien i Barentshavet



Det har også vært gjort funn på dypere nivå, for eksempel i sandsteiner i trias i 7122/7-1 Goliat og 7125/4-1 (Nuculaprospektet). I Nordkappbassenget, som er dominert av salttekonikk, er det også funnet olje og gass i sandsteiner av trias alder. På Finnmarkplattformen er det funnet gass og olje i karbonater av karbon til perm alder. Barentshavet har flere viktige kildebergarter gjennom hele lagpakken fra devon til paleogen.

Oljedirektoratet har definert 23 letemodeller i Barentshavet, fra devon til neogen. Seks av disse letemodellene er bekreftet (tabell A.3). Siden det ennå ikke har vært letevirksomhet i store deler av Barentshavet, er hele 17 letemodeller ennå ubekreftet. Anslaget for uoppdagede ressurser i Barentshavet er 480 millioner

Sm³ o.e. væske og 550 milliarder Sm³ gass (tabell 5.1). Dette utgjør 30 prosent av de samlede uoppdagede ressursene. Væskeressursene er økt med 20 prosent i forhold til tidligere anslag, mens gassressursene er redusert med sju prosent. Andelen av væske har økt som følge av at det er gjort flere oljefunn de siste årene. Data fra brønnene som er boret, har økt troen på at det finnes flere kildebergarter som har generert olje i Barentshavet. Om lag halvparten av de uoppdagede ressursene i Barentshavet ligger i de ubekreftede letemodellene. Trias er det nivået som inneholder størst andel av de uoppdagede ressursene (figur A.19). Stratigrafien i Barentshavet er vist i figur A.20. De viktigste strukturelementene er vist i letemodellkartene (figur A.21 til A.27).



Figur A.21. Letemodeller i devon til nedre karbon i Barentshavet

Letemodeller i devon til nedre karbon

Det er definert fire letemodeller i Barentshavet på dette nivået (figur A.21). Karbonater ble avsatt i form av rev i et smalt belte langs kanten av den østlige delen av Finnmarksplattformen i devon. I overgangen til karbon endret klimaet og avsetningsmiljøet seg. Et stort system av forgreinede og meanderende elver, vifter og flomslettesystemer avsatte sandsteiner og konglomerater over et stort område i Barentshavet (Billefjordgruppen). Det er definert tre letemodeller med reservoar i Billefjordgruppen. Det er ennå ikke gjort funn i disse letemodellene til tross for at flere av dem er påtruffet gjennom leteboring og grunne borer. Kildebergarter for disse letemodellene kan være karbonrike skiferlag og kull av sen devon til tidlig karbon alder.

Letemodeller i øvre karbon og perm

Det er definert hele ni letemodeller i Barentshavet på dette nivået (figur A.22). Klimaet forandret seg slik at det var tropiske forhold i Barentshavet i sen karbon tid. Dette førte til avsetning av karbonater på hypersaline plattformer med laguner, tidevannsflater og grunne evaporittbassenger (Gipsdalengruppen). I overgangen til perm ble klimaet kaldere og forholdene ble mer åpne og marine (Bjarmelandsgruppen). Fortsatt fantes karbonatoppbygginger langs bassengkantene og på enkelte grunne områder.

Lenger ute i bassenget ble det, på en kontinentalsokkel med lavenergimiljø i sen perm, dannet avsetninger som karakteriseres av svampespikler (Røyeformasjonen

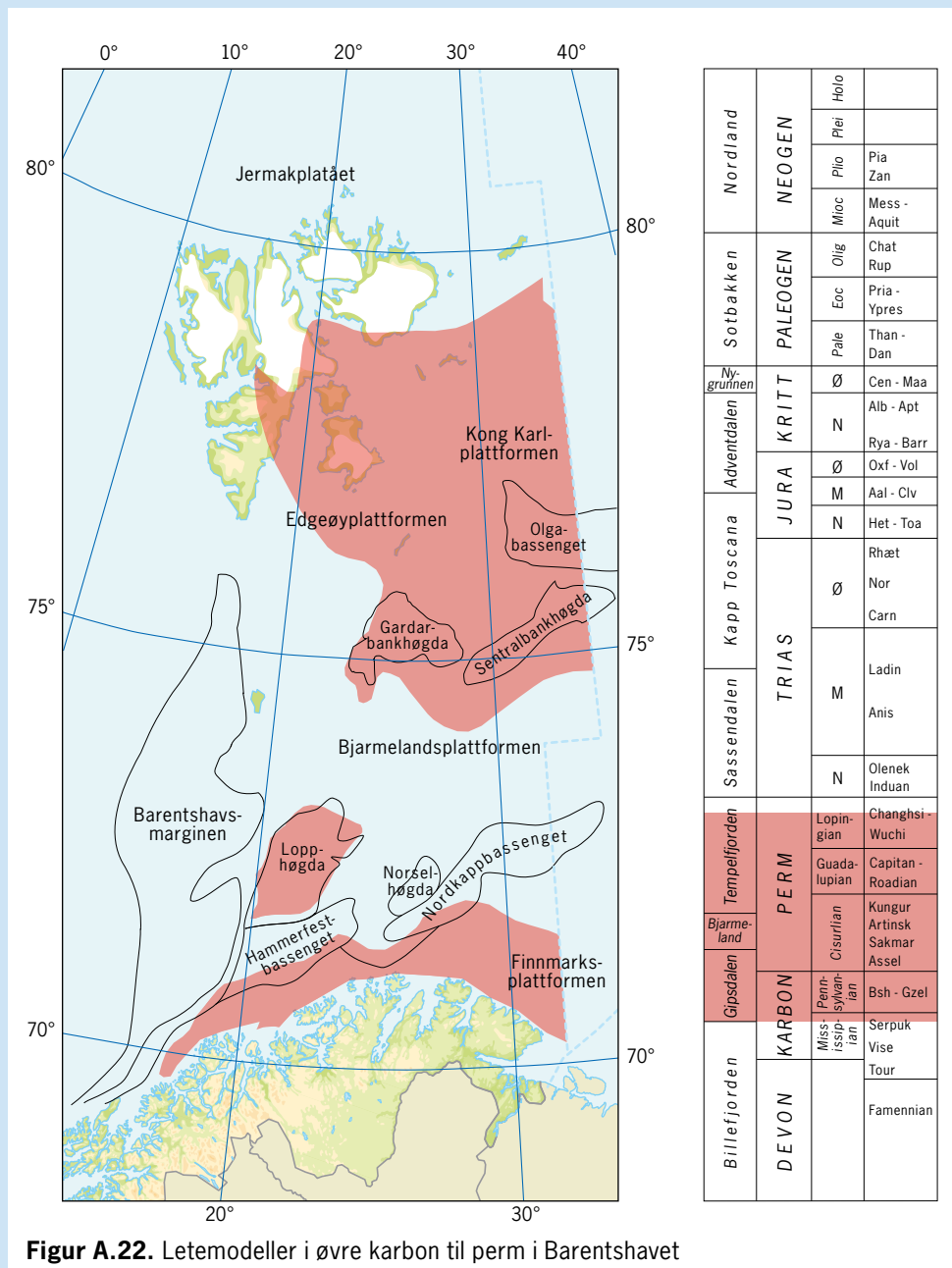
i Tempelfjordgruppen). Diagenetisk omdanning av svampespiklene har ført til utstrakt dannelse av flint i lagrekken i øvre perm.

Mot slutten av undre perm ble karbonatsokkelen delvis eksponert. Karbonatbergartene eroderte og ble avsatt på ny som bioklastisk sand. Silisiklastisk sand ble tilført fra de tilstøtende landområdene langs Barentshavmarginen i vest og på Finnmarksplattformen. Stratigrafiske feller assosiert med karstifisering og med diagenetisk påvirkning av karbonatene, blant annet i form av dolomittisering, antas å være de mest sannsynlige felletypene. En kombinasjon av strukturelle og stratigrafiske feller kan trolig også forekomme. Kunnskapen om disse letemodellene er begrenset, spesielt for modellene

som ligger i det nordlige Barentshavet. Brønner i det sørlige Barentshavet har bekreftet at disse karbonatene er til stede.

Det er flere ulike kildebergarter som kan danne hydrokarboner til disse letemodellene: i øvre devon til nedre karbon, øvre perm eller nedre trias.

Én av de ni letemodellene er bekreftet av brønn 7128/4-1. Denne brønnen ble boret på Finnmarksplattformen, og det ble gjort et lite gassfunn i en reservoarbergart som består av svampespikler og som gjerne kalles spikulitt.



Figur A.22. Letemodeller i øvre karbon til perm i Barentshavet

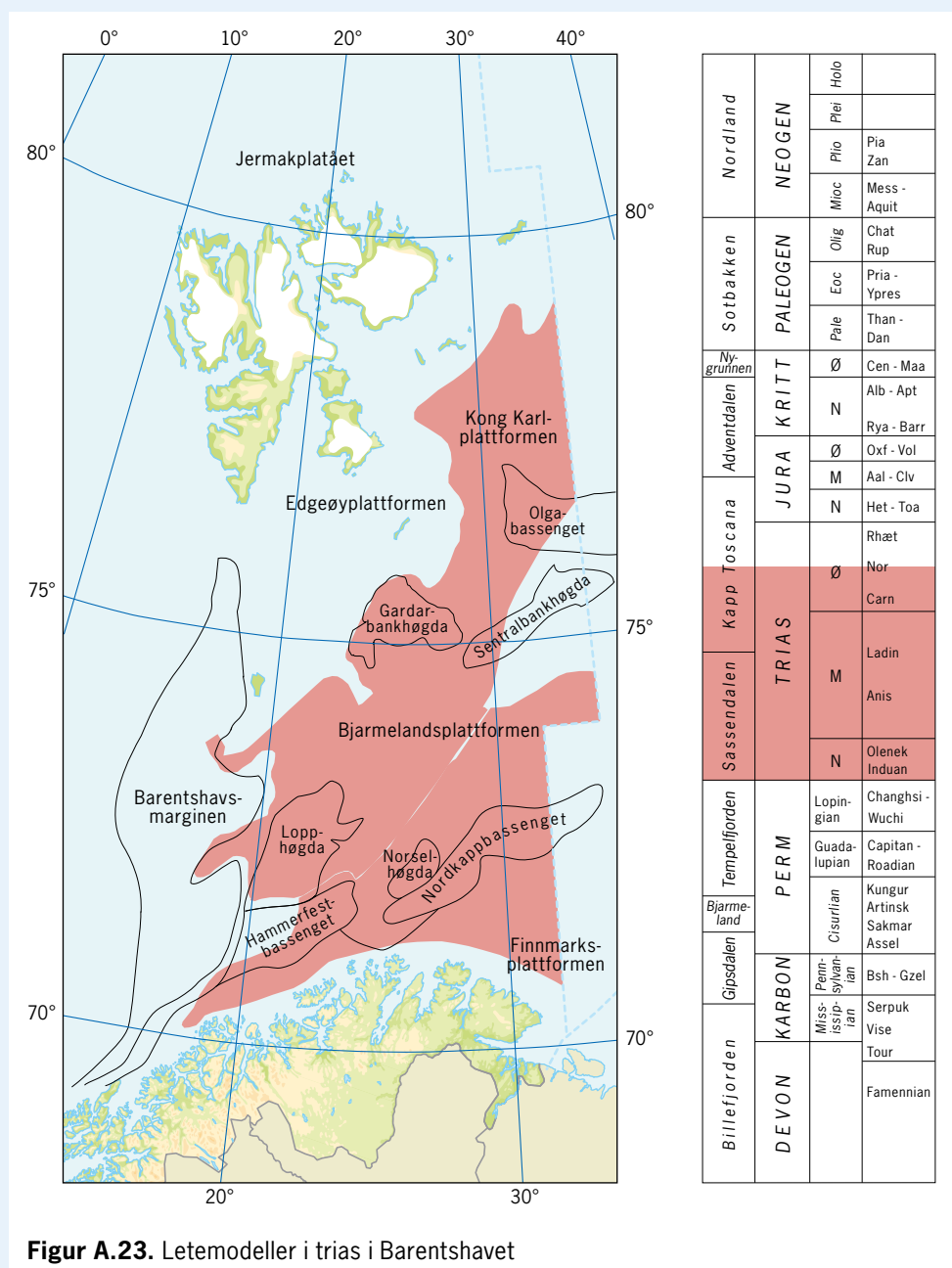


Letemodeller i trias

Fire letemodeller er definert i trias i Barentshavet (figur A.23). I trias var Barentshavet dominert av elver og kystsletter. I nord og vest ble det i tidlig trias tid avsatt marine skifere utenfor kyst- og deltaområdene. Disse skiferlagene er trolig viktige kildebergarter. Elvene som kom fra øst, muligens også fra fastlandet i sør, fraktet med seg sand som ble avsatt i prograderende kyst- og deltaslette-sekvenser. De to letemodellene i undre trias har reservoar av sandstein som tilhører Sassendalgruppen. De to letemodellene i øvre trias har reservoar av sandstein i Snaddformasjonen i Kapp Toscana-gruppen.

To av letemodellene er bekreftet ved flere olje- og gassfunn. Flere ulike felletyper er påvist gjennom disse

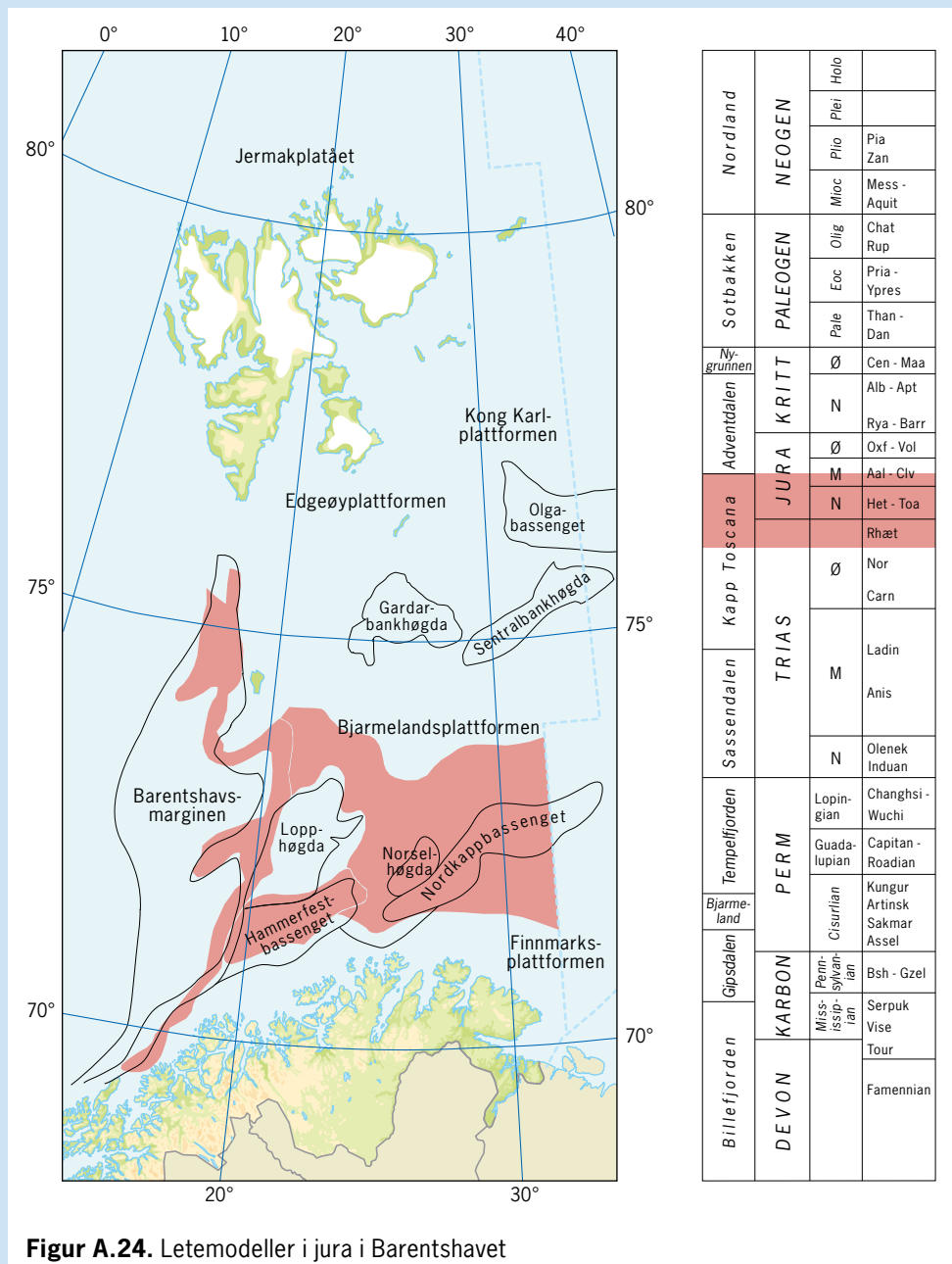
funnene, slik som stratigrafiske feller ved utkiling av sandsteinslag, saltrelaterte strukturelle feller og feller som dannes av roterte forkastningsblokker. Flere kildebergarter kan være aktuelle for disse letemodellene i øvre devon til undre karbon, øvre perm eller undre trias.



Figur A.23. Letemodeller i trias i Barentshavet

Letemodeller i jura

Tre letemodeller er definert i jura i Barentshavet (figur A.24). Alle tre er bekreftet ved både olje- og gassfunn (for eksempel funnene som utgjør Snøhvitfeltet, 7122/7-1 Goliat, 7125/4-1 og 7019/1-1). Bare en av modellene strekker seg så vidt inn i det nordlige Barentshavet. I jura var Barentshavet preget av grunnmarint og kontinentalt miljø. Sand ble avsatt på deltasletter, flomsletter og i ulike grunnmarine områder. Letemodellene har reservoarer av sandstein i Stø-, Nordmela- og Fruholmenformasjonen i Kapp Toscana-gruppen. Fellene i disse letemodellene er roterte forkastningsblokker. Hovedkildebergart er Hekkingenformasjonen i Adventdalgruppen som består av skiferlag av jura alder. I tillegg kan også organiskrike skiferlag i undre til midtre trias være en viktige kildebergarter.

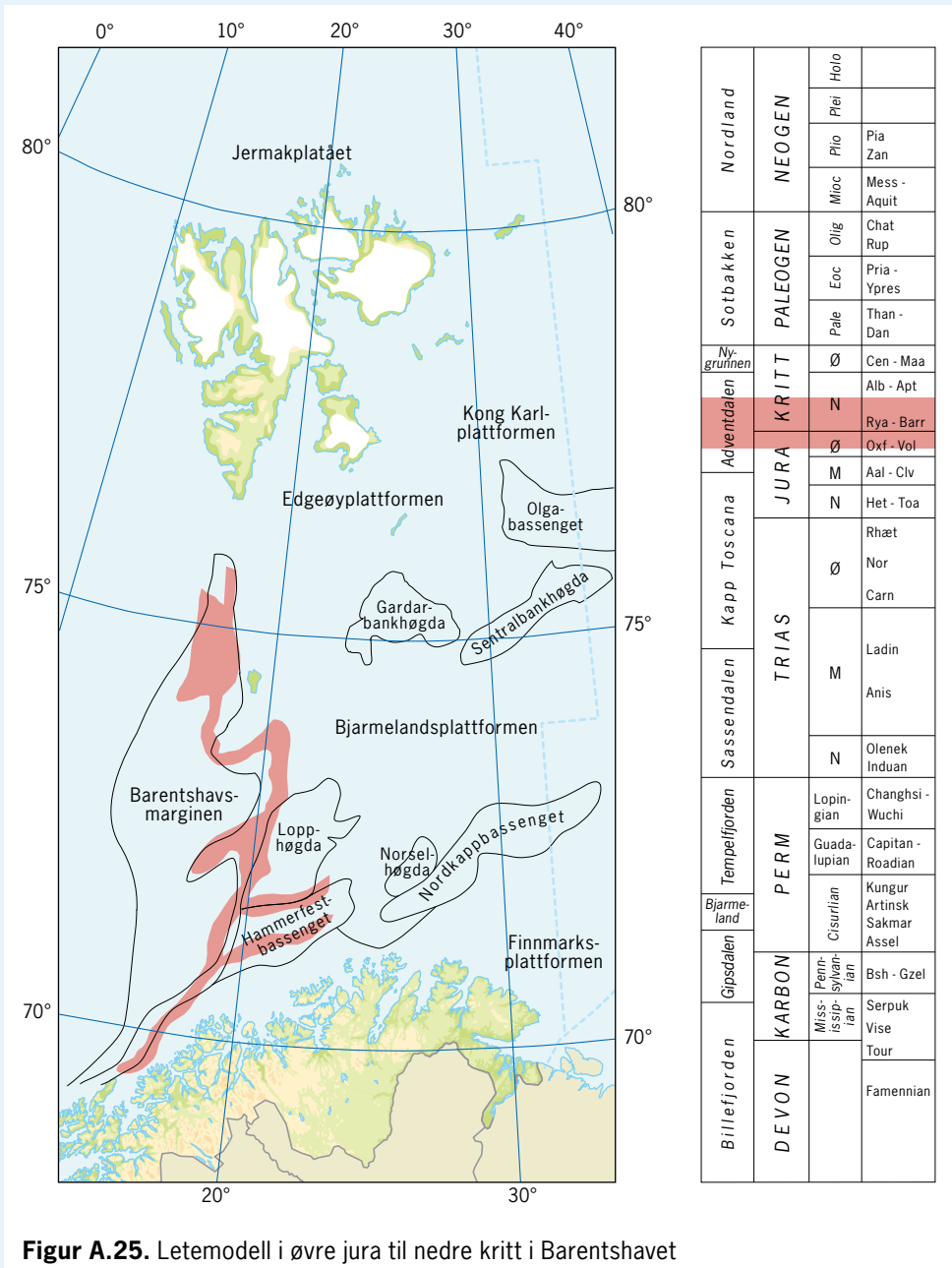


Figur A.24. Letemodeller i jura i Barentshavet



Letemodeller i øvre jura til undre kritt

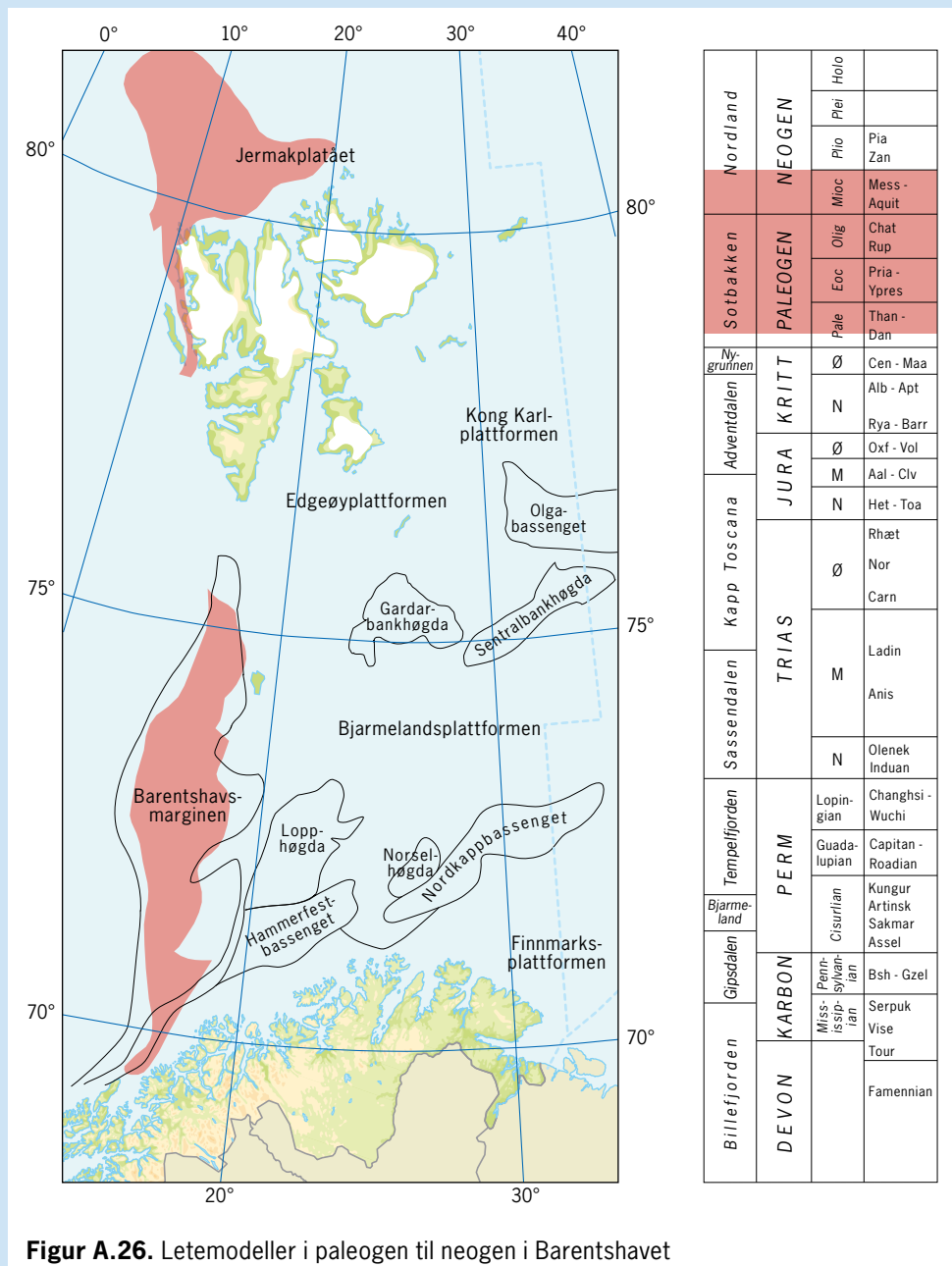
En letemodell er definert i øvre jura til nedre kritt i Barentshavet (figur A.25). Den er definert på bakgrunn av lokale sandsteiner i Knurr- og Koljeformasjonen i Adventdalgruppen. Det antas at disse grunnmarine sandsteinene ble avsatt langs aktive forkastninger i sen jura/tidlig kritt tid. Den mest sannsynlige felletypen vil være stratigrafiske utkilinger av sanden, ofte med en strukturell komponent. Disse lokale sandsteinene er påtruffet i letebrønner, men modellen er ennå ikke bekreftet. Den mest sannsynlige kildebergarten for denne letemodellen er Hekkingenformasjonen. Det er mulig at også andre kildebergarter kan generere hydrokarboner til denne modellen.



Figur A.25. Letemodell i øvre jura til nedre kritt i Barentshavet

Letemodeller i paleogen til neogen

To letemodeller er definert tidsrommet på dette nivået (figur A.26). Den ene modellen ligger nord for Svalbard. Som følge av den store hevingen og erosjonen over store deler av Barentshavet i kenozoisk tid, ble store mengder sedimenter avsatt på deltaer og i grunn- til dypere marint miljø. Sandsteinene tilhører Torskformasjonen i Van Mijenfjord-gruppen. Strukturelle feller og stratigrafiske feller med utkiling av sanden er de mest sannsynlige felletypene. Saltrelaterte stratigrafiske feller kan også forekomme. Mulige kildebergarter for disse modellene kan være av kritt og paleogen alder.



Figur A.26. Letemodeller i paleogen til neogen i Barentshavet



Vedlegg 2: Begrep og definisjoner

Arealavgift: Årlig avgift som rettighetshaverne betaler til staten for hver kvadratkilometer av området som omfattes av en utvinningstillatelse. Avgiften bortfaller etter nærmere regler for areal med tilfredsstillende aktivitet. Avgiften innkreves med hjemmel i pl § 4-9, første ledd.

Assosiert gass: Naturgass oppløst i olje i reservoaret.

Avgrensingsbrønn: Letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumsforekomst 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 lengdeminutter, med mindre tilstøtende landområder, grenser mot andre staters 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 petroleumsforekomst 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 ha ett eller flere endepunkt.

Brønnbane: Betegner brønnens beliggenhet fra et endepunkt til brønnhodet. 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 tørrgass under trykk i tanker.

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

CO₂-ekvivalent: CO₂ og andre klimagasser omregnet til den mengde CO₂ som gir tilsvarende drivhuseffekt.

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. En annen betegnelse for det samme er integrerte operasjoner.

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

Fakling: kontrollert brenning av gass.

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

Fat olje: Amerikansk rommål. Ett fat tilsvarer 159 liter.

Felt: En eller flere petroleumsforekomster samlet som omfattes av en godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller er innvilget fritak fra PUD.

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 eller flere petroleumsforekomster som samlet 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 framkommer 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).

Funnrate: Teknisk funnrate: Forholdet mellom antall tekniske funn og antall undersøkelsesbrønner. Økonomisk/kommersiell funnrate: 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 petroleumforekomst 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.

Integrerte operasjoner: Se E-drift.

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.

Kondensert naturgass (LNG – Liquefied Natural Gas): Naturgass som er kondensert til væske ved senking av 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 utvinningstillatelse.

Kontinentalsokkelen: Defineres både juridisk og geologisk. Juridisk er det 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. Geologisk brukes kontinentalsokkelen om den noenlunde flate havbunnen som strekker seg fra land ut til Eggakanten. I en mer utformell betydning kan kontinentalsokkelen noen ganger også omfatte skråningen utenfor Eggakanten, slik at slike områder hvor det er petroleumaktivitet også blir omfattet av begrepet.

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

Letemodell: Et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptre sammen slik at produserbar petroleum kan påvises. Disse faktorene er: 1) Reservoarbergart, som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av et gitt litostratigrafisk nivå 2) Felle, som er en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret. 3) Kildebergart, som er skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet. Det må være en migrasjonsvei som betyr at petroleum kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten. En letemodell er bekreftet når det er påvist produserbar petroleum i letemodellen. Det er ikke en forutsetning at produksjonen nå være lønnsom. Er det ennå ikke påvist produserbar petroleum i en letemodell er den ubekreftet.

LNG (Liquefied Natural Gas): Se kondensert naturgass.

LPG (Liquefied Petroleum Gases): Hovedsakelig propan- (C_3H_8) og butangass (C_4H_{10}) omgjort til flytende form ved trykkøkning eller nedkjøling.

Naturgass: Hydrokarboner i gassform. Gass som selges under betegnelsen naturgass består i hovedsak av metan (CH_4), noe etan og propan, mindre mengder av andre tyngre hydrokarboner og spor av forurensninger som CO_2 , H_2S og så videre.

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

nmVOC (non methane Volatile Organic Compounds): Betegnelse på 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.

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

Petroleumsforkomst: 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 petroleum som omfattes overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass.

Petroleumsløven: Lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet.

Petroleumregisteret: Et register over alle utvinningsstillatelser og tillatelser til anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum, jf. petroleumsløven § 6-1.

Petroleumsvirksomhet: All virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsforkomster, herunder under-

søkelse, 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, andre ledd.

Produksjonsbrønn: Utvinningsbrønn som benyttes til produksjon av petroleum eller vann eller til injeksjonsformål.

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

PUD: Plan for utbygging og drift av petroleumsforkomster.

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 i petroleumsforkomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut og som myndighetene har godkjent PUD eller innvilget PUD-fritak for. Reserver omfatter også petroleumsmengder i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å utvinne, men der planene ikke er myndighetsbehandlet i form av en PUD-godkjennelse eller et PUD-fritak.

Rettighetshaver: Fysisk eller juridisk person, eller flere slike personer, som etter petroleumsløven 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, butan 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 lydølger sendes fra en kilde over eller i undergrunnen. Lydølgerne 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 geologien 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 brønn der brønnbanen ikke er planlagt boret vertikalt.

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

Stratigrafi: Rekkefølgen av bergartslag som er avsatt oppå hverandre (= litostratigrafi) eller alderen på de ulike bergartslagene i forhold til de geologiske tidsperiodene (= kronostratigrafi).

Tildelinger: Selskap som er godkjent som operatører eller rettighetshavere på norsk kontinentalsokkel 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 kontinentalsokkel som skal åpnes for petroleumsaktivitet og hvilke selskaper som skal gis utvinningstillatelser.

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

Undersøkellesbrønn: Letebrønn som bores for å undersøke om det finnes petroleum i en mulig forekomst.

Uoppdagede ressurser: De mengder petroleum som på et gitt tidspunkt er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring.

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.

Utvinningstillatelse: Tillatelsen gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleumsforekomster 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 deltakende selskapers rettigheter og plikter i forhold til staten. Dokumentet utfyller bestemmelsene i petroleumsloven 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: fellesbetegnelse for flytende petroleumsprodukter. Inkluderer også NGL.

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





OLJEDIREKTORATET

