



FRIDTJOF NANSENS INSTITUTT

Arild Moe

**Offshore petroleumsproduksjon
og transport i Nordvest-Russland:
Utfordringer for norsk næringsliv
og norske myndigheter**

Rapport utarbeidet for
Miljøforum
Oljeindustriens Landsforening

November 2003

Innhold

INNLEDNING	2
Utgangspunktet for russisk offshore-virksomhet i nord.	2
1. RESSURSBILDET	3
Det omstridte området	6
2. LISENSIERINGSSYSTEMET	6
3. FELTUTBYGGING	8
Sjtokmanovskoje	8
Prirazlomnoje	9
Erfaringene fra Prirazlomnoje	10
4. LISENSPROGRAMMET	12
Første lisensrunde	12
Det nye lisensprogrammet	13
Videre fremdrift i lisensprogrammet og viktige aktøreres interesser	16
5. MULIGHETER FOR NORSK NÆRINGS LIV	18
6. UTSKIPNING AV OLJE FRA NORDVEST-RUSSLAND	20
Rørledningen til Murmansk	22
7. MILJØSIKRING AV OFFSHORE-VIRKSOMHET OG TRANSPORTKJEDENE	25
OPPSUMMERING	27

Innledning

Formålet med denne rapporten er å gi en oppdatert oversikt over status for petroleumsvirksomheten i russisk Barentshav, og planer fremover, samt å drøfte utsiktene for videre utvikling av utskipningen av olje. Utviklingen relateres til norske myndigheters og næringslivs interesser og muligheter.

I del 1 gis en oversikt over reservesituasjonen, basert på russiske tall, situasjonen i det omstridte området kommenteres kort. Del 2 presenterer det russiske lisensieringssystemet i kortet trekk og retter oppmerksomhet mot nye elementer i diskusjonen i Russland om rammeverket for petroleumsvirksomheten. Del 3 gjennomgår status for de to feltutbygginger som hittil har vært aktuelle i Barentshavet, og de erfaringer man har gjort så langt. Del 4 gjennomgår erfaringene fra første lisensrunde og planene om nye runder i årene fremover, samt viktige aktørers interesser i denne sammenheng. I del 5 drøftes norsk næringslivs muligheter i dette bildet. Del 6 tar for seg tendenser i utskipningen av olje fra Nordvest-Russland og går spesielt inn på utsiktene for bygging av rørledningen fra Vest-Sibir til Murmansk. I del 7 blir spørsmålet om miljøsikring av offshore-virksomheten og transportkjedene behandlet, og norske myndigheters og næringslivs rolle og muligheter vurdert. Til slutt gis en kort oppsummering.

Utgangspunktet for russisk offshore-virksomhet i nord.

Den russiske aktiviteten i Barentshavet er ikke av ny dato. Sovjetunionen begynte seismiske undersøkelser i Barentshavet tidlig på sytti-tallet. Utgangspunktet var teorier fremlagt av sovjetiske geologer om at området inneholdt betydelige petroleumsressurser. Fra 1978 ble det utført mer omfattende undersøkelser – særlig i området mellom Novaja Zemlja og Kola-halvøya.

Leteboring begynte i 1981 – i Petsjora-havet – på grunt vann ved munningen av Petsjora-havet fra plattformen *Sevastopol* som var et oppankret konvertert Liberty-skip. Imidlertid var det allerede blitt bestilt avanserte borefartøyer fra Finland. To fartøyer ble levert i 1981 og 1982 – *Valentin Sjasjin* og *Viktor Muravlenko*. De kunne bore ned til 6000 meter og i vanddyb opptil 300 meter. Utrustningen omfattet dynamisk posisjoneringsutstyr fra Kongsberg Våpenfabrikk. I løpet av de etterfølgende år ble det også anskaffet tre halvt nedsenkbare rigger (*Sjelf 5, 6 og 7*) bygget i Vyborg, og to jack-ups (*Kolskaja* og

Murmanskaja) bygget av Rauma-Reppola i Finland. På begynnelsen av 1990-tallet var dermed hele syv borerigger i virksomhet i Barentshavet.

Omfanget av leteboring var lite i forhold til kapasiteten. Kun 41 brønner var blitt boret – hvorav 26 var fullført. Imidlertid var funn-ratioen høy og det ble gjort interessante funn. Det gigantiske Sjtokmanovskoje gass- og gasskondensatfeltet ble oppdaget i 1988, og det betydelige oljefeltet Prirazlomnoje i Petsjora-havet ble funnet i 1989 sammen med flere mindre oljefelt i samme område.

Totalt sett var dermed inntrykket at man sto overfor en periode med økt aktivitet. Det bedre internasjonale politiske klimaet var forventet å lette mulighetene for samarbeide også i dette området.

Utviklingen gikk imidlertid ikke helt slik. Den forventede opptrappingen i letingen uteble. Både seismiske undersøkelser og leteboring ble drastisk redusert. Årsakene lå i den generelt vanskelige økonomiske situasjonen i Russland, kombinert med organisatoriske endringer. Det var lenge uklart hvem, hvis noen, på føderalt nivå som hadde ansvar for den videre utforskning og utvikling på kontinentalsokkelen i nord – og enda mer uvisst hvordan videre aktivitet skulle finansieres.

1. Ressursbildet

Pr. 2003 er status følgende: Det er skutt 333 000 km todimensjonale seismiske profiler i Barentshavet.¹ Tredimensjonal seismikk ble skutt for første gang i 1996 og det er hittil skutt ca. 500 km.

Totalt geologiske hydrokarbonressurser i russisk arktisk offshore er av Ministeriet for naturressurser anslått til 135-144 mrd toe.² Av dette er såkalt utvinnbare ressurser 100-105

¹ Russiske geografiske betegnelser kan være litt forvirrende. Når Barentshavet nevnes alene inkluderer det den grunne syd-østre del - Petsjora-havet. Men ofte skiller man mellom Petsjorahavet og resten – da omtales resten som Barentshavet.

² Russiske tall er her og nedenfor omregnet fra kullekvivalenter (den vanlige russiske standarden) til oljeekvivalenter med en faktor på 0,7.

mrd. toe (14.2 mrd toe olje og 82,5 trillioner BCM gass. (Dette må fortolkes som teoretisk utvinnbare.)³

66,5 % av totale geologiske ressurser, dvs ca 90 mrd toe ligger i Vest-Arktis – Barents-, Petsjora- og Karahavene. Det oppgis ofte et tall på 24 mrd toe for (teoretisk) utvinnbare ressurser i Barents- og Petsjora-havet, hvorav 3.4 i Petsjorahavet og 20.6 i resten av Barentshavet. Man forventer at 45 % av ressursene i Petsjora-havet er olje og kondensat, mens den tilsvarende andelen i Barentshavet bare er 6 %.

34 strukturer er studert detaljert og regnes som klare for boring. Estimerte ressurser (C3) i disse strukturene er angitt til 4500 mtoe.

Det er all grunn til å behandle disse ressursanslagene meget varsomt. Generelt er russiske ressurs- og reservetall som oppgis ofte lite presise mht til reserve- eller ressurskategori. Uansett er det teoretiske beregninger. Men i det minste sier de noe om hvilke forventninger som mange har på lengre sikt.

Det er boret ca 50 brønner og man har identifisert 11 felt. Disse omfatter:

Petsjora-havet:

4 oljefelt: Prirazlomnoje, Varandej-More [Severo-Varandejskoje], og Medynskoje-More, Pakhantsjeskoje;

1 olje- og kondensatfelt: Severo-Gulyayevskoje;

1 gass- og kondensatfelt: Pomorskoje.

Barentshavet:

3 gassfelt: Murmanskoje, Severo-Kildinskoje, og Ludlovskoje

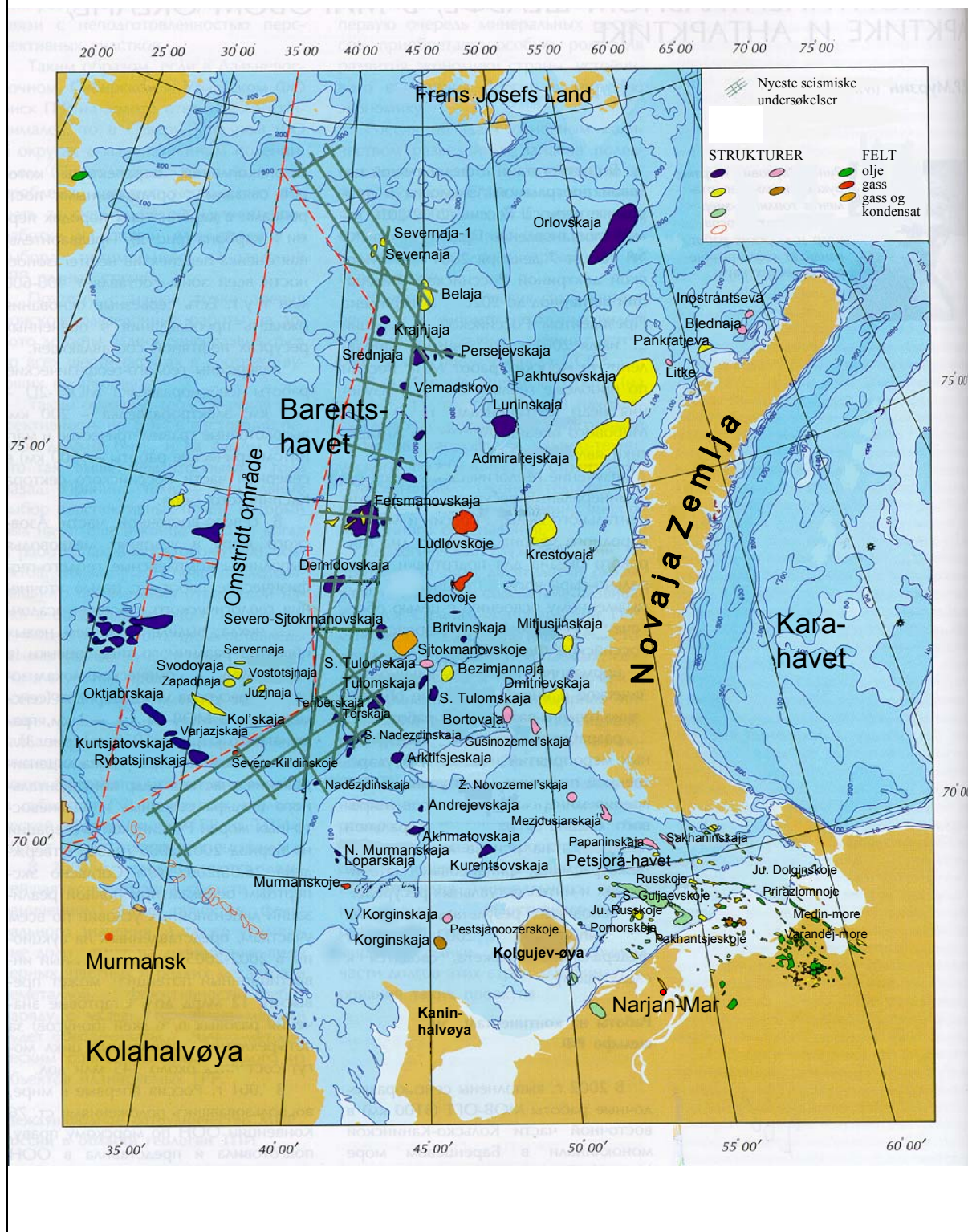
2 gass- og kondensatfelt: Sjtokmanovskoje og Ledovoje⁴.

Sjtokmanovskoje og Ludlovskoje er klart størst med reserver på hhv. 3 200 BCM og 1 400 BCM (forventet).

³ Tradisjonelt har tall for utvinnbare ressurser (reserver) lagt mest vekt på teknisk utvinnbarhet, og undervurdert den økonomiske komponenten.

⁴ I noen sammenhenger listes sistnevnte som et rent gassfelt.

FELT OG STRUKTURER I RUSSISK BARENTSHAV



Kartet er basert på *Mineral'nye Resursy Rossii, Ekonomika i Upravlenie*, 1-2, 2003.

Det omstridte området

Norge har forhandlet med Sovjetunionen og Russland om avgrensning av kontinentalsokkelen i Barentshavet siden 1974. Det ble gjennomført seismiske undersøkelser frem til 1982, da et moratorium ble innført. Det har altså ikke vært skutt seismikk der siden da, men gamle data er blitt re-analysert med mer moderne utstyr. Ministeriet for naturressurser gav alle russiske seismiske selskaper ordre om å innlevere kopier av re-analyserte data fra området i 1999 og har siden uttrykt optimisme mht ressurspotensialet der. I de senere år er det skutt seismikk inn mot området fra østsiden (se kart). Naturressursministeriet oppgir et foreløbig anslag på 280-220 mtoe i dette området og at det forventes at det meste vil være olje.

2. Lisensieringssystemet

Russland etablerte et lisensieringsystem for mineralressurser med 'Loven om undergrunnsressurser' fra 1992. Loven inneholdt elementer som vi kjenner fra Norge: utlysning av lete- og produksjonslisenser som tildeles på kompetitiv basis⁵, betaling for utnyttelse av ressursene, og arbeidsplikt. Loven stipulerer at mineralressurser er statens eiendom.

Loven er supplert med en del utfyllende bestemmelser – og det ble også gitt en egen lov om kontinentalsokkelen i 1995, men systemet fremstår allikevel som ganske rudimentært og lite egnet for en effektiv utnyttelse av ressurser på sokkelen. Blant de viktigste innvendingene sett fra russisk side kan nevnes at størrelsen på bonuser er det sentrale kriterium for å vinne en lisenskonkurranse. Dermed blir lett kortsiktig gevinst viktigere enn langsiktig ressursforvaltning.

Sett fra utenlandske selskapers side har hovedinnvendingen vært at lisenssystemet ikke sikrer stabile og forutsigbare arbeidsvilkår. Lisensen er en administrativt gitt tillatelse. Myndighetene kan ensidig endre vilkårene underveis. Også selve lovgivningen kan bli endret. Oppfattelsen av risikoen for at slikt kan skje er nært knyttet til graden av politisk og økonomisk stabilitet i Russland. I allminnelighet oppfattes situasjonen å være mer stabil nå

⁵ Den eksisterende oljeindustrien fikk imidlertid omgjort sine gamle operasjonsområder til lisenser i det nye systemet mer eller mindre automatisk. Og siden industrien tradisjonelt ikke hadde hatt noen begrensninger på seg i å legge beslag på områder, ble store deler av on-shore ressursene med ett slag båndlagt.

enn for bare få år siden, men fortsatt vil mange selskaper mene at risikoen ved å gå inn i kapitalintensive prosjekter på basis av lisenssystemet er meget høy.

Det er også misnøye med flere av de reglene som i dag gjelder. En viktig innvending er at lovgivningen ikke er klar på vilkårene for å overføre, evt. bytte lisenser med andre. En slik adgang er svært viktig for å få økonomi i utbyggingsprosjekter. Generelt er kriteriene for overføring av lisenser blitt liberalisert, men fortsatt er det usikkerhetsmomenter.

De fleste utenlandske selskaper med interesser i Russland har ønsket produksjonsdelingsavtaler (PSA) istedenfor lisenser fordi slike avtaler oppfattes å gi langt større sikkerhet og forutsigbarhet.⁶ Produksjonsdelingsavtaler har imidlertid vært meget politisk kontroversielle. En lov ble vedtatt i 1996 med generelle bestemmelser. Det var hele tiden intensjonen at PSA bare skulle anvendes på spesielle, vanskelige prosjekter, bl.a. på kontinentalsokkelen og at hvert enkelt prosjekt skulle vedtas separat som lov, men det har vært uenighet om kriteriene. Da PSA-reglene ble behandlet av Dumaen i mai 2003 ble resultatet en innstramming. I alt er det undertegnet intensjonsavtaler om 28 PSA'er. Kun svært få, deriblant to på Sakhalin, regnes som sikre fordi avtalene ble inngått før PSA-loven ble vedtatt. Det er stor usikkerhet rundt de øvrige prosjektene, men Sjtokmanovskoje regnes som sannsynlig, Prirazlomnoje noe mer usikkert.

De største russiske oljeselskapene, spesielt Yukos, har engasjert seg mot PSAer. De er komfortable med lisensregimet. Motstanden mot PSA-er fra deres side er blitt tolket som et forsøk på å holde utenlandske selskaper ute. Hovedargumentasjonen deres er at den økonomiske situasjonen i Russland nå er blitt så stabil at det ikke lenger er behov for PSA'er. Denne argumentasjonen finner naturlig gjenlyd i Dumaen. Imidlertid er ikke motstanden fra russisk oljeindustri unison (se nedenfor).

Den siste tiden er enda et element kommet inn i den interne russiske debatten om lisensiering og ressursforvaltning for alvor. Spørsmålet som debatteres ganske aktivt er om det skal introduseres et konsesjonssystem i stedet for, eller ved siden av det eksisterende lisensieringssystemet.⁷ Hovedpoenget med et slikt system er at det ville innebære en privatrettslig kontrakt mellom konsesjonsinnehaveren og staten – og legge forpliktelser og rettigheter på begge. Staten vil ikke ensidig kunne forandre vilkår uten at erstatningsplikt blir

⁶ Formelt utstedes det også i forbindelse med en PSA en lisens, men det er bare en teknikalitet.

⁷ Et lovforslag er under utarbeidelse i Ministeriet for økonomisk utvikling.

aktuelt. En produksjonsdelingsavtale kan betraktes som en variant av en konsesjonsavtale, men en konsesjonsavtale trenger ikke å inneholde det spesielle skattesystemet som er hovedpoenget med en PSA. Fordelen med en konsesjonsavtale er at den kan gi fleksibilitet ved utforming av vilkår og samtidig mye av den forutsigbarhet som utenlandske investorer etterlyser.

I sum må det konkluderes at det er betydelig usikkerhet rundt hvilke betingelser som vil gjelde for nye offshore-prosjekter i Barentshavet fremover. Mens PSA-regimet later til å være på vikende front, kan et konsesjonssystem redusere en del av problemene i det eksisterende lisensieringssytemet.

3. Feltutbygging

Pr. idag er det gitt 13 lisenser i Barentshavet, hvorav 8 er for geologiske undersøkelser og 5 er for leting og produksjon. Selv om altså loven stipulerer utlysninger som prinsipp har virkeligheten vært annerledes. De to betydeligste lisensene for leting og produksjon, på Sjtokmanovskoje og Prirazlomnoje, ble utstedt i 1993 uten konkurranse. For begge disse feltene har utbyggingsløsninger allerede lenge stått på dagsordenen.

Sjtokmanovskoje

Gass- og gasskondensatfeltet Sjtokmanovskoje ble oppdaget i 1988. Det ligger 650 km nordøst for Murmansk by. Det er et av verdens største offshore gassfelt med påviste reserver på 3200 BCM. Det anslås også å inneholde 31 mill. tonn gasskondensat. Seks brønner er boret hittil. De tekniske utfordringene ved å bygge ut feltet er betydelige. Avstanden til land, betydelige vanddyb (280 til 380 meter), drivis og høye bølger skaper problemer. De produktive lagene ligger på mellom 1380 og 2340 meter. Allikevel er det blitt konkludert at feltet lar seg bygge ut med eksisterende teknologi. Men Gazprom, som i realiteten hele tiden har kontrollert prosjektet har trengt hjelp fra utenlandske selskaper for å utvikle det. En gruppe bestående av Norsk Hydro, Fortum, Conoco og Total assisterte Gazprom frem til 2002. Deres arbeide inkluderte forbedring av det geologiske grunnlagsmaterialet, utbyggingsløsninger, markedsvurderinger, såvel som finansielle løsninger. Gruppen ble imidlertid oppløst og Gazprom etablerte en allianse med det statseide oljeselskapet Rosneft gjennom fellesselskapet Sevmorneftegaz. Lisensen for feltet ble overdratt til dette selskapet.

Gjennom de siste 12 årene er det kommet mange erklæringer om oppstart av prosjektet. Inntil nylig holdt Gazprom offisielt på 2007 som oppstartsår for utbygging. De nyeste indikasjoner fra Gazprom er imidlertid at man ser for seg utbygging fra 2015. Det konseptet som har vært vurdert har et produksjonsvolum på 60 BCM i året, men Gazprom ser for seg et volum på 90 BCM hvis man inkluderer de forholdsvis nærliggende Ledovoje og Ludlovskoje feltene.

Den nøyaktige transportruten er heller ikke bestemt. Den planen som har vært mest diskutert innebærer ilandføring ved Teriberka, øst for Murmansk, med en sideledning til byen. Andre ilandføringspunkter, særlig Petsjenga hvor Gazprom har ønsket å bygge opp en større terminal, har også vært nevnt. Hovedledningen vil gå sydover via Belomorsk til Petrozavodsk. Videre fremføring av gassen til det europeiske markedet vil være via en undersjøisk ledning gjennom Østersjøen eller på land via Finland og Sverige.

Prosjektet omfatter også bygging av en LNG terminal nær Murmansk, primært innrettet på det amerikanske markedet. Dette elementet i prosjektet er kommet mer i fokus i den senere tid, og både Rosneft og Gazprom uttrykker entusiasme. I følge uttalelser både fra Gazprom og den amerikanske handelsminister i september føres det forhandlinger mellom ikke navngitte amerikanske selskaper og Gazprom om felles utvikling av prosjektet med sikte på leveranser til det amerikanske markedet.

Allikevel er det fortsatt grunn til å være skeptisk til snarlig realisering av prosjektet. Det har tradisjonelt blitt betraktet som tvilsomt at LNG elementet kan bære prosjektet alene. Hvis det fortsatt er tilfelle blir nøkkelspørsmålet utsiktene for gass fra Sjtokmanovskoje på det europeiske gassmarkedet. I mange år fremover vil det finnes andre kilder i Russland og Sentral-Asia som er langt billigere enn gass fra Arktis. Dette betyr at oppstart først etter 2020 virker sannsynlig.

Prirazlomnoje

Det største feltet som er funnet i Petsjorahavet er Prirazlomnoje. Det ligger 57 kilometer fra land på 20 meters vandyp. Boring begynte i 1989 og i alt er det boret fire letebrønner. Utvinnbare reserver utgjør 83,2 mt. Dette vil kunne gi et topp produksjonsnivå på 7,5 mt. Lisens for feltet ble gitt til sammenslutningen Rosshelf i 1993, sammen med Sjtokmanovskoje. Man så for seg at feltet kunne bygges ut forholdsvis raskt og bidra til å finansiere utbyggingen av Sjtokmanovskoje.

Byggingen av Prirazlomnoje-plattformen på Sevmasj-verftet i Severodvinsk var anslått å ta 3 år da den startet i 1995, men arbeidet har gått meget sakte. De teknologiske vanskelighetene har vært større enn ventet, men det har også vært store problemer med finansiering av prosjektet. Flere utenlandske partnere har vært inne i prosjektet. Det gjelder det australske selskapet BHP og tyske Wintershall. I en periode var det også meningen at IFC (International Finance Corporation) under Verdensbanken skulle stå for 40 prosent av finansieringen. Alle disse partnerne trakk seg imidlertid ut og Gazprom, som i realiteten kontrollerte Rosshelf, greide ikke å finne nye.

I 2002 skiftet imidlertid Gazprom hovedpartner. Rosshelf ble skjøvet til side og lisensen overført til det nye fellesselskapet med Rosneft, Sevmorneftegaz.. Dette betydde et skifte i utbyggingsstrategi. Man oppgav tanken om å bygge en komplett plattform i Severodvinsk. Isteden ble det innkjøpt en brukt plattform – Hutton TLP – fra Norge. Plattformdekket fra denne vil bli plassert på understellet som bygges på Sevmasj.

Også i den seneste tid har man fra russisk side søkt etter utenlandske partnere, bl.a. skal Norsk Hydro ha blitt forespurt. Men utenlandske selskaper har funnet prosjektet for risikabelt og eller for marginalt økonomisk.

Endring i utbyggingsstrategi betyr at oppstart av produksjon i 2005-2006 idag fremstår som realistisk teknisk sett. Men finansiering er fortsatt et problem. Det rapporteres at investeringene hittil utgjør 360 mill. USD og at det trengs ytterligere 1 mrd USD.

Gazprom og Rosneft ønsker at feltet skal bygges ut som en produksjonsdelingsavtale, men dette er ikke blitt vedtatt ennå, og utsiktene er blitt dårligere etter den siste tilstrammingen av PSA-vilkårene.

Erfaringene fra Prirazlomnoje

Det opprinnelige utbyggingskonseptet for Prirazlomnoje reflekterte den helt klart uttrykte russisk prioritering av bruk av mest mulig russisk utstyr og arbeidskraft i forbindelse med utbygging på sokkelen – et krav som også er reflektert i loven om kontinentalsokkelen. Mer spesielt var det sterkt politisk ønske, både sentralt og regionalt, om at offshore-utbygging skulle bidra til konvertering av de store marineverftene i nord. Dette var også selve hovedidéen bak Rosshelf, som var en sammenslutning av de store verftene og flere

konstruksjons-byråer, og var kanskje den viktigste grunn til at grupperingen fikk lisensene til Sjtokmanovskoje og Prirazlomnoje i 1993.

Det er to store verft i Arkhangelsk fylke: Severnoje Mashinostroitel'noje Predprijatje (Sevmasj), som har ca. 30 000 ansatte og Zvjozdotsjka, med en arbeidsstokk på ca.8000. Sovjetunionens første atomubåt ble bygget på Sevmasj i 1958 og verftet ble den viktigste produsent av atomubåter for den sovjetiske marine. Zvjozdotsjka-verftet har mer vært orientert mot reparasjon og vedlikehold av marinefartøyer. Verftene som ligger langs Kola-kysten er mindre, men fire av dem har likevel flere tusen ansatte hver: Sevmorput'i Murmansk; Sjkval in Poljarnyj; Safonovo i Rosljakovo, og Nerpa i Sneznogorsk.

Felles for alle disse verftene er imidlertid en sterk reduksjon i aktiviteten etter Sovjetunionens sammenbrudd og en mangel på alternativ sysselsetting i de områdene de ligger i. På tiden da lisensene ble utdelt – uten konkurranse - og de første årene etter, ble forventningene til konvertering og sysselsetting skrudd voldsomt opp. Vanskelighetene forbundet med å gå fra produksjon av ubåter til offshore-installasjoner ble tilsvarende nedtonet. Av utenlandske selskaper som vurderte å engasjere seg ble den sterke bindingen til verftsindustrien i området betraktet som en ukjent kost- og risikofaktor.

Etter at Prirazlomnoje prosjektet kjørte seg mer eller mindre fast ble imidlertid vanskelighetene mer åpenbare og forventningene moderert. Samtidig kom det eksempler på at russiske verft – spesielt Zvjozdotsjka – kunne levere komponenter til offshore-installasjoner til utenlandske kunder. Beslutningen til Sevmorneftegaz om å kjøpe og montere et brukt plattformdekk, i stedet for å bygge hele Prirazlomnoje-plattformen ferdig i Severodvinsk, representerer imidlertid en betydelig kursendring. I følge Rosneft vil man også fremover satse på å importere utstyr – gjerne brukt, gjerne fra Nordsjøen og så sette det sammen i Severodvinsk.

Denne kursendringen har vakt betydelig oppstandelse regionalt og lokalt. Men det er grunn til å tro at den har politisk støtte sentralt. For utenlandske selskaper er det en klar fordel at forpliktelsene til å bruke russisk teknologi reduseres og at man dermed både står friere til å velge løsninger og sannsynligvis også vil få lavere kostnader. Dette betyr imidlertid ikke på noen måte at betydningen av regionale økonomiske hensyn er blitt borte. De store sosiale problemene pga. lav aktivitet ved marineverftene, spesielt i Severodvinsk men også på de mindre verftene langs Kola-kysten forblir et sentralt anliggende for myndighetene både

regionalt og sentralt. Selskaper som vil engasjere seg i området må ta hensyn til det og arbeide intensivt med å engasjere den lokale industrien på en konstruktiv måte.

4. Lisensprogrammet

Første lisensrunde

Den første lisensrunden i Barentshavet ble annonsert i november 1998. Omfanget var begrenset. De mest attraktive blokkene – Medinskoje More og Varandej More (anslåtte ressurser 74 mt) – ble reservert for russiske selskaper, mens to mindre og lite interessante blokker – Pomorskij (25 mt) og Kolokolomorskij (15 mt) – ble åpnet for utenlandsk deltagelse.⁸

Et spesielt trekk ved Russland er at landet har en føderativ struktur. Det betyr at subjektene – landets 89 regioner - er gitt visse rettigheter i grunnloven. En av disse rettighetene er at mineralressurser skal forvaltes i fellesskap mellom det føderale nivå (Moskva) og angjeldende region. Imidlertid er ressurser på kontinentalsokkelen – utenfor 12 nautiske mil - under eksklusiv føderal forvaltning. Dette ble også presisert i loven om kontinentalsokkelen som kom i 1995. Dette betyr at de regionale myndighetene i Murmansk og Nenets autonome område ikke har direkte innflytelse på utviklingen på sokkelen, utover 'strandsonen', men de oppfatter seg likevel som sterkt meningsberettiget i lisensieringsprosessen.

Innholdet i den første utlysingsrunden skapte stor frustrasjon i Murmansk Guvernøren i Murmansk fylke, Jurij Jevdokimov angrep Ministeriet for naturressurser, såvel som Energiministeriet offentlig for å ha satt regionens interesser til side og for ikke å ha konsultert med regionale myndigheter. Han var rasende over at et felt og en struktur de regionale myndigheter prioriterte høyt – Murmanskoje og Kolskaja – ikke var tatt med. Han truet sogar med å utvikle disse feltene uten å konsultere føderale myndigheter, hvis ikke feilene ble 'korrigert'.

⁸ De tkan virke forvirrende at man ser samme navn med forskjellig endelse. Endelsen forteller imidlertid hva som underforstått betegnes. –aja betyr geologisk struktur, -oje betyr felt, og –ij betyr blokk. Navnet på blokker som utlyses er ofte det samme som den viktigste strukturen i blokken. Hvis det påvises drivverdige forekomster i strukturen skifter den endelse til –oje. Betegningen er imidlertid ikke helt konsistent og det kan f.eks. være motstridende informasjon om hvilke strukturer som er blitt definert som felt.

Det gikk rykter om at flere selskaper vurderte å søke på lisensene, men til slutt viste det seg at det bare var en søker, leteorganisasjonen Arktikmorneftegazrazvedka (AMNGR) fra Murmansk. Mest forbausende var det at Gazprom/Rosshelf ikke søkte. De erklærte at de ikke ville søke om lisens for videre leting og produksjon på blokker der de allerede hadde investert i leting.⁹ De forlangte å bli inkludert i lisensene som ble gitt til AMNGR, eller kompensert økonomisk. Kravet ble imidlertid trukket tilbake i mars 2000, og resultatet av første runde ble dermed endelig. Konflikten hadde imidlertid eksponert en svakhet i systemet. Det er tydeligvis ikke noen mekanisme for å kompensere for geologisk arbeide som er gjort på en blokk, når blokken senere blir utlyst som lete- og produksjonslisens.

AMNGR hadde imidlertid ikke tilstrekkelige økonomiske ressurser til å bore på blokkene de fikk tildelt og klarte ikke å trekke til seg utenlandske partnere. Staten gav imidlertid et tilskudd i 2001 og et interessant funn ble gjort. Selskapet har også vært i stand til å bore på Medinskoje More i 2003 og rapporterer om lovende resultater.

Det nye lisensprogrammet

I 2002 ble det vedtatt et nytt program for lisensiering på kontinentalsokkelen. Foruten Barentshavet omfattet det blokker i Bering- og Okhotskhavene, totalt 44 blokker, for utlysning i perioden 2002-2005.

Programmet omfatter totalt 22 blokker i Barentshavet med totalt anslåtte utvinnbare ressurser på 1523 mtoe. Av disse har 16 blokker som tilsammen utgjør 28,6 tusen km² anslåtte ressurser på 844 mtoe.¹⁰ Disse 16 blokkene vil bli utlyst som lete- og produksjonslisenser og gitt på basis av lisensauksjoner. De øvrige 6 vil bli utlyst som lisenser for geologisk utforskning. Disse kan gis både på basis av auksjoner og uten konkurranse.

Blokkene er fordelt på fire runder, numrene i parentes henviser til kartet nedenfor. Listen må betraktes som indikativ. Det er ikke usannsynlig at det vil bli gjort forandringer. Ressursanslagene må også betraktes kritisk. De er en del av materialet som er blitt publisert i av Naturressursministeriet som en opptakt til lisensrundene.

⁹ Statoil og Norsk Hydro hadde samarbeidet med Gazprom i letingen på en av blokkene.

¹⁰ Dette tallet er litt høyere enn summen av opplysningene om hver enkelt blokk.

Barents 2, del 1 (Lete- og produksjonslisenser):

1. Severo-Dolginskij (2700 km²) (omfatter Bolsje-Guljaevskaja, Zapadno-Guljaevskaja, Severo-Guljaevskaja, Nesterovskaja og Severo-Dolginskaja.strukturene). Anslåtte ressurser 252 mt.
2. Juzjno-Dolginskij (1900 km²) (omfatter Vostotsjno Guljaevskaja, Alekseevskaja, Juzjno-Dolginskaja). Anslåtte ressurser 182 mt.
3. Zapadno-Matveevskij (2600 km²) (omfatter Poljarnaja og Zapadnaja Poljarnaja). Anslått ressurser 126 mt..

Arktikmorneftegazrazvedka anslår at de samlede *utvinnbare* ressursene fra disse tre blokkene kan utgjøre mellom 40 og 110 mt., mens Ministeriet for naturressurser hevder at de minimum utgjør 70 mt.

Del 2 (Lisenser for geologisk utforskning):

4. Russkij. Sannsynlige ressurser 73 mt +.
5. Severo-Pomorskij-1 (omfatter Vostotsjno-Kolguev og Razlomnaja-strukturene) Sannsynlige ressurser 21 mt.
6. Severo-Pomorskij-2 (omfatter Severo-Pomorskaja og Severo-Kolokolomorskaja strukturene). Sannsynlige ressurser 28 mt.

Barents 3, del 1: (Lete- og produksjonslisenser):

(K-1 – K-4) Åtte blokker på Kola monoklinal som kan bli slått sammen til fire. Anslåtte ressurser 100 mt.

Del 2 (geologisk utforskning):

10. Mezjdusjarskij Vostotsjnij (10 forskjellige strukturer) Totale initielle ressurser kanskje 210 mt.
11. Korginskij. Totale initielle ressurser 210 mt.

Barents 4, del 1: (leting og produksjon):

9. Papaninskaja-strukturen. Sannsynlige ressurser 38 mt.
- 14 Mezjdusjarskij. Sannsynlige ressurser 38 mt.

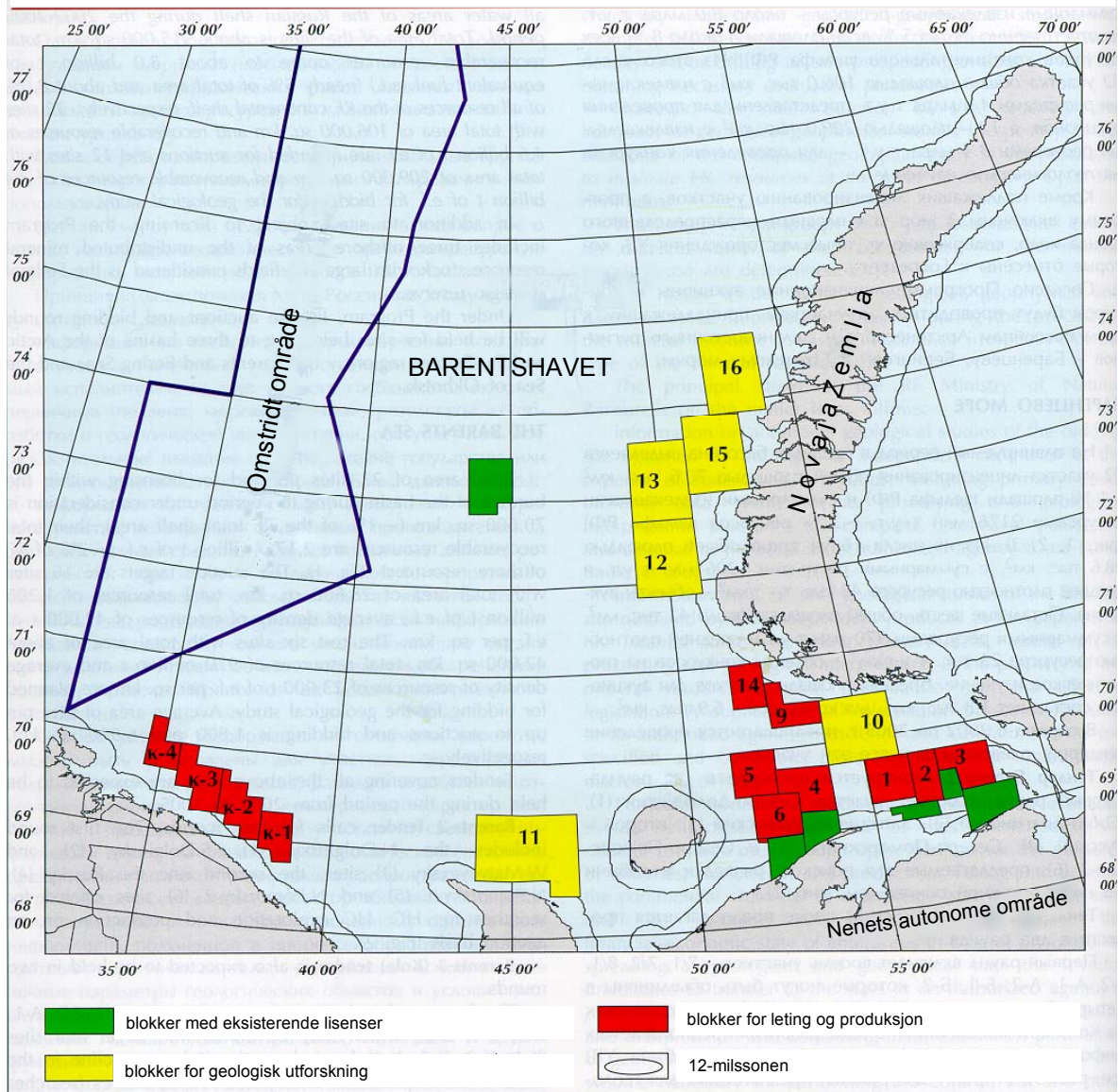
Del 2 (geologisk utforskning):

- 12 Dmitrievskij. Initielle ressurser anslått til 455 mtoe.
- 13 Zapadno-Matjusjinskij. Initielle ressurser anslått til 350 mtoe.

Barents 5 (foreløbig plan for lisenser for geologisk utforskning):

15. Mitjusjinskij
16. Krestovyj. Samlet anslåtte initielle ressurser 875 mtoe

FORELØPIG PLAN FOR UTLYSNING AV BLOKKER I RUSSISK BARENTSHAV



Kartet er basert på *Mineral'nye Resursy Rossii, Ekonomika i Upravlenie*, 6, 2002.

Det er interessant å merke seg at dette programmet adskiller seg betydelig fra programmet som ble annonsert 1998. Tildels er andre blokker inkludert. Blokkene i Barents 2 ligger nær Prirazlomnoje-feltet. Hvis lisensinnehaverne på disse blokkene kan komme til en overensstemmelse med lisensinnehaveren på dette feltet, vil mulighetene for lønnsom utbygging øke. Enkelte vil hevde at en slik koordinert utbygging med felles transportløsninger etc. også er en betingelse for å oppnå lønnsomhet på Prirazlomnoje selv.

Den distinksjonen som tidligere ble gjort mellom ”lukkede utlysninger” dvs av blokker forbeholdt russiske selskaper, og ”åpne” utlysninger, hvor også utenlandske selskaper kunne delta, er falt bort. Det virker rimelig å se begge endringene i lys av de nedslående resultatene fra første lisensrunde.

Et annet interessant forhold er at blokker på Kola monoklinal nå er inkludert. Dette er blokker som de regionale myndighetene i Murmansk har ivret etter å få med. Årsaken er åpenbar. Alle de andre blokkene ligger utenfor Nenets autonome område. I perioden etter den første lisensrunden har det vært drevet seismiske undersøkelser i dette området, som ligger rett utenfor 12 milsgrensen og nokså nær det omstridte området.

Videre fremdrift i lisensprogrammet og viktige aktøreres interesser

Det nye programmet for lisensiering på kontinentalsokkelen ble utsatt flere ganger og den første lisensrunden i Barentshavet skulle ha blitt utlyst i 2002. Det kan nå se ut som det ikke vil skje før i 2004. Det er ikke mulig å gi noen sikker forklaring på hvorfor det stadig skjer utsettelse. Det er klart Ministeriet for naturressurser som nå har mest innflytelse på lisensieringsprosessen. Men andre aktører spiller også en rolle. De kan i det minste sinke prosessen.

De regionale myndigheter betraktes som oftest som pådrivere. De er interessert i få aktivitet som kan bidra til den regionale økonomien. Men som vi har sett er ikke innholdet i lisensrundene likegyldig. Det er mulig at det også denne gang foreligger uenighet om organiseringen av lisensrundene såvel som betingelsene knyttet til dem. De regionale myndighetene følte seg tilsidesatt i den første runden og ønsker ikke at det skal skje en gang til.

Et annet kontroversielt element er de store forventningene til signaturbonuser som Ministeriet for naturressurser har uttrykt. I følge viseministeren i naturressursministeriet ser man for seg

bonuser i størrelsesorden 150 mill. USD bare fra den første lisensunden. Bonusene skal innbetales etappevis etter kriterier som er nedfelt i lisensen. Loven fastsetter et minimumsnivå på bonusen, men det endelige nivå vil bestemmes på grunnlag av lisensauksjonen – hvor den som byr høyest vinner. Forventningene som er annonsert kan virke langt i overkant av hva som er realistisk gitt grad av utforskning av blokkene som utbys. Imidlertid skal Ministeriet for økonomiske utvikling ha argumentert for at det bør være mulig å få enda større bonuser. Effekten av en slik bonuspolitikk er at risikoen ved å gå inn i prosjekter øker og at selskaper derfor vil kunne velge å holde seg borte.

Energiministeriet har tradisjonelt vært betraktet som mer åpent for en raskere utvikling offshore enn Naturressursministeriet, men fremstår nå som betydelig svekket i forhold til tidligere.

En aktør som tradisjonelt er blitt betraktet som en hindring for offshoreutbygging er de russiske militære – spesielt Nordflåten. Det er ikke noen tvil om de er blitt konsultert ved utformingen av leteprogrammet. Og det er heller ikke særlig tvilsomt at de har en generell skepsis mot aktiviteter som kan tenkes å komme i konflikt med marinens operative behov generelt, og mot utenlandsk nærvær spesielt. Allikevel kan ikke marinen betraktes som en veto-myndighet som uten videre kan trumfe sinn vilje igjennom for å oppnå den mest ideelle situasjon for seg. For det første er de militære generelt svekket. Dernest er de knyttet til regional økonomi og politikk på en helt annen måte enn tidligere. Særlig er dette tydelig i Murmansk hvor guvernøren kultiverer kontakter med marinen og taler 'deres sak' i Moskva og sogar formidler materiell støtte til enkeltavdelinger. På en slik bakgrunn er det lite rimelig å anta at de militære kan og ønsker å overkjøre de sivile interessene knyttet til økt aktivitet på sokkelen.

Det antagelig alvorligste potensielle problemet for marinen er muligheten for redusert manøvreringsrom for de store ubåtene dersom det plasseres mange offshoreinstallasjoner i et område hvor det allerede er naturlige begrensninger på bevegelsene. En slik situasjon kan ikke sies å være nært forestående. I alle fall er hovedtyngden av de lisenser som alt er gitt eller som vil bli gitt innenfor det eksisterende lisensprogrammet beliggende i Petsjora-havet på relativt grunt vann hvor ubåtene uansett ikke går.

Gazprom har også vært betraktet som en bremse for utvikling offshore. Det har vært stilt spørsmål ved om selskapet egentlig har hatt særlig hastverk med å utvikle offshore gass og om ikke også Prirazlomnoje-prosjektet har vært lavt prioritert. Samtidig har selskapet vært

interessert i å forhindre andre selskaper i å slippe til på sokkelen og utvikle kompetanse som kunne true gassmonopolet. Men også Gazprom har gjennomgått betydelig endringer de senere årene. Generelt er selskapet svekket og det er bragt under sterkere politisk kontroll. Det gjør ikke lenger krav på å ha monopol på all gassproduksjon. Alliansen med det statlige oljeselskapet Rosneft i form av fellesselskapet Sevmorneftegaz kan betraktes som et trekk fra statens side for å injisere mer vitalitet i offshorevirksomheten i nord.

Sevmorneftegaz er under sterkt press for å få til produksjon på Prirazlomnoje fra 2005. Gitt at selskapet ser problemet med lønnsomheten dersom feltet bygges ut alene, vil det være interessert i at tilliggende felt kommer i produksjon så raskt som mulig, enten ved selv å konkurrere om lisenser, eller samarbeide med andre selskaper som får lisensene. I begge tilfeller er det rimelig å betrakte selskapet som en pådriver.

De to største russiske oljeselskapene, Lukoil og Yukos, har begge samlet geologisk informasjon om Barentshavet, og Lukoil har et sterkt nærvær på land i regionen, men det er lite som tyder på at de prioriterer offshore-virksomhet i nord høyt i sine utviklingsstrategier. Det nye selskapet TNK-BP hvor BP har slått sine aktiva¹¹ i Russland sammen med Tyumen Oil Company og eier 50 prosent, ville ha et helt annet utgangspunkt for offshore-aktivitet i nord, dersom BP ønsket det.

5. Muligheter for norsk næringsliv

Den russiske 'strategien' for utvikling av kontinentalsokkelen i nord har vært preget av et ønske om å maksimere russisk deltagelse og sørge for russisk kompetanseutvikling. I og for seg er ikke dette uvanlige nasjonale målsetninger som vi også kjenner fra Norge. Det ser imidlertid ut som denne linjen rendyrket ikke fører frem. Det blir hverken aktivitet eller kompetanseoppbygging fordi russiske selskaper har et temmelig svakt utgangspunkt for offshorevirksomhet, samtidig som de store selskapene har hatt mange andre mer nærliggende alternativer på land å forfølge.

Idag er f.eks. letekapasiteten i Murmansk mindre enn den var for 10 år siden. Leteselskapet

¹¹ Foreløbig er BPs andeler på Sakhalin holdt utenfor, antagelig på grunn av uenighet innen lisensgruppen. Men de ventes inkludert i det nye selskapet i løpet av 2004.

Arktikmorneftegazrazvedka's kapabiliteter er sterkt redusert. Idag har selskapet to jack-up'er og ett boreskip. Bare en jack-up er for tiden i virksomhet i Barentshavet. Tre halvt nedsenkbare rigger en jack-up og et boreskip er blitt solgt. Det andre boreskipet, Valentin Sjasjin, har vært utleid til utlandet på langtidskontrakter i flere år.

Gazprom har imidlertid et datterselskap, *Gazflot*, som ble etablert i 1994 for å drive seismiske undersøkelser og leteboring på sokkelen. De siste årene har det vært boret på grunt vann i Obbukten. Selskapet har leaset en jack-up, *Amazon* bygget på Aker Stord. Den vil også kunne settes inn i Petsjorahavet.

Det virker som det er en økende forståelse på russisk side av at man må bringe utenlandske selskaper inn for å få til kompetanseoppbygging. Dette skjer samtidig som russiske og utenlandske selskaper møter hverandre i flere og flere prosjekter andre steder i Russland og i tidligere sovjet-republikker.

Det generelle klimaet for utenlandske oljeselskaper til å engasjere seg på russisk sokkel ser derfor ut til å være bedre enn tidligere. Spørsmålet man kan stille er om norske selskaper har noen fordeler fremfor andre utenlandske selskaper. Her bør man nok være forsiktig i vurderingene og svarene man får når man snakker med russiske aktører vil variere. En gjennomgående oppfatning later til å være at norsk oljeindustri er i teten teknologisk hva gjelder offshorevirksomhet. Det har heller ikke gått upåaktet hen at man i Norge nå er i gang med en utbygging i nord (Snøhvit) som også kan gi interessante erfaringer av relevans for russisk sokkel. Også Ormen Lange nevnes som en feltutbygging av stor relevans for Russland.

Noen påstår imidlertid at norske selskaper jevnt over er dyrere enn andre utenlandske selskaper. En annen kritikk som nevnes er at de fleste norske selskaper (oljeselskaper såvel som andre) ikke er beslutningsdyktige nok. De fleste store russiske selskaper er meget sentraliserte og har eierskapet konsentrert på få hender, i eller nær selskapets ledelse. Dette gjør det mulig å treffe strategiske beslutninger meget raskt, mens norsk næringsliv er mer omstendelig.

Det virker som regionale myndigheter og næringsliv klart føler seg mer komfortable med norske selskaper enn med andre utenlandske, spesielt amerikanske. Man skal ikke undervurdere det bildet om er skapt av felles identitet og interesser gjennom de mer enn ti årene man har hatt Barents-samarbeidet. Nordmenn er mindre fremmede enn de fleste andre.

Slike holdninger kan lette etableringen av forretningssamarbeide så lenge regionale aktører spiller en viktig rolle, f.eks. dersom man ønsket å samarbeide med Arktikmorneftegazrazvedka om å utvikle deres lisenser eller søke sammen på nye.

I forhold til de store russiske oljeselskapene må et evt. samarbeide i nord sees i forhold til deres internasjonaliseringsbestrebelse. Nesten alle de store russiske selskapene har et uttalt mål om å engasjere seg mer internasjonalt, også utenfor den tidligere Sovjetunionens grenser. Og ettersom flere av de opsjonene som finnes er offshore, er samarbeide med norske selskaper en opsjon. For norske selskaper vil det på sin side være naturlig å se slikt samarbeide i sammenheng med fellesprosjekter i nord.

Det er her også relevant å spørre om ikke russiske selskaper kunne få en plass i lisenser på norsk sokkel, under norsk operatørskap. Det kunne være et meget godt utgangspunkt for samarbeide på russisk sokkel.

Også norsk leverandørindustri har en del av de samme kjennetegnene som de norske oljeselskapene – sett med russiske øyne. Som nevnt over vil leverandører som allierer seg med lokal industri i størst mulig grad ha et klart fortrinn.

6. Utskipning av olje fra Nordvest-Russland

Det har lenge vært forutsagt at det etterhvert ville bli en betydelig oljetransport gjennom Barentshavet og langs norskekysten. Hovedkilden for denne transporten var ventet å være onshore-feltene i Nenets autonome område supplert med olje fra offshore-felt i Petsjora-havet når de ble utbygget.

I mange år er det blitt skipet ut olje fra Kolguev-øya fra et mindre felt som drives av Arktikmorneftegazrazvdka i Murmansk. Det årlige volumet er på 150-200 000 tonn.

Utskipningen av olje fra en midlertidig terminal utenfor Varandej i Nenets autonome område startet i 2000. I 2002 kom en permanent installasjon på plass. Den kan opereres på helårlig basis. P.g.a. dybdeforholdene kan kun mindre tankere på 20 000 tonn gå inn til terminalen. Typisk frakter de oljen til Murmansk-kysten for omlastning til større tankere. Utskipningsvolumet vil avhenge av takten i utbyggingen av onshore-feltene i Nenets. Det

ventes å komme opp i over 1 mill. tonn i inneværende år. Forventningen er at det vil nå et nivå på 12 millioner tonn i 2012-2015.

Som nevnt over er det sannsynlig at Prirazlomnoje blir satt i produksjon fra 2005-2006. Det er beregnet å nå platå-produksjon på 7,5 mt etter ca. 7 år. Også herfra er det forventet brukt shuttle-tankere for omlastning på Kola-kysten.

Det er også mulig man vil se økende transport av olje- og gasskondensat fra Jamal-halvøya og olje fra nordlige felt i Vest-Sibir uten rørledningsadgang. Noe gasskondensat skipes ut idag. Her er det imidlertid så mye usikkerhet at det er umulig å gi tallmessige overslag. Det verserer også idéer om et LNG-anlegg på Jamal. Dette virker imidlertid svært lite sannsynlig.

Mens utviklingen av Varandey og Prirazlomnoje har ligget i kortene i lengre tid har utskipningen av oljeprodukter fra flere havner langs Kvitsjøen og også fra Murmansk kommet som en overraskelse. Den skjøt for alvor fart i 2002. Det er ikke bare norske myndigheter som er blitt overrasket av den raske utviklingen av olje-utskipningen. Heller ikke de russiske myndighetene later til å ha vært forberedt. I følge Kystverkets anslag ble det skipet ut hele fem millioner tonn i 2002: Volumene var fordelt på ca 200 skipninger.

Forklaringen på denne utviklingen ligger i begrensninger i rørledningstransporten av råolje, kombinert med økende oljeproduksjon. Selskaper som ikke har fått plass til all sin eksportolje i rørledningene (plassen fordeles på kvote-basis) har funnet det rasjonelt å raffinere oljen for så å sende den på jernbane til en utskipningshavn, evt også å transportere råolje på jernbanen. Den største havnen ligger innerst i Kvitsjøen – Vitino. Havnen oppgir å ha en kapasitet på 6 mt. årlig. Om vinteren er det is i området og kun mindre tankere på 20 000 tonn kan gå inn. Om sommeren kan den imidlertid motta større båter – som så går direkte til kontinentet.

Også i Murmansk har man begynt utskipning av olje fra jernbane. Men den største aktiviteten er knyttet til omlastning fra små til større tankere. I inneværende år er det etablert en omlastningsterminal ved Kola-fjorden litt nord for byen. Terminalen drives av Murmansk Shipping Company og oppgis å ha en kapasitet på 5,4 mill tonn.. Pr idag er det ikke jernbanekapasitet frem til terminalen, men det planlegges å bygge en kort rørledning (14 km) for å forsyne terminalen fra jernbanen. Terminalen betjener i første rekke eksport fra Yukos. Rosneft har fått klarsignal om etablering av enda en omlastningsterminal i løpet av nærmeste fremtid. Myndighetene i Murmansk ser for seg at det kan bli aktuelt å bygge ut enda mer terminalkapasitet, men er bekymret for trafikkproblemer i den smale Kola-fjorden.

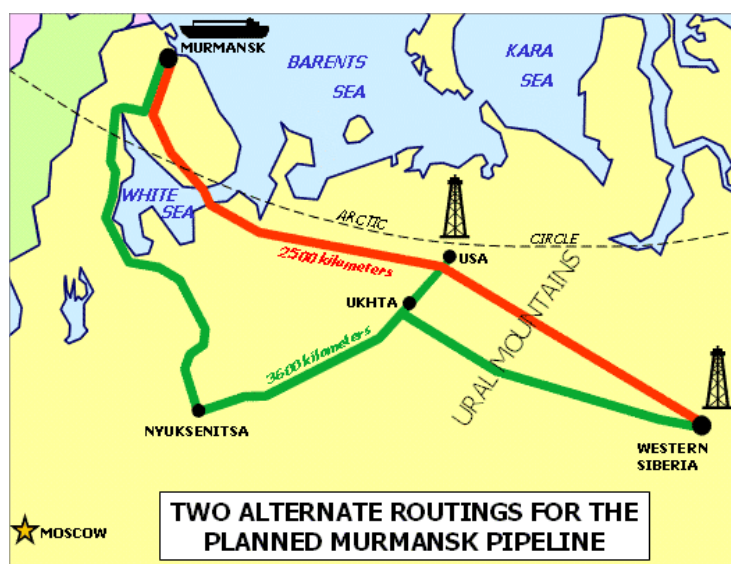
Det er også flere andre havner rundt Kvitsjøen hvor man har begynt å utskipe olje og oljeprodukter. Onega og Arkhangelsk er blant disse. Det later til at det foreligger planer om oljutskipning fra alle havner som har jernbaneforbindelse. En samlet kapasitet på 15 mill tonn om få år er ikke usannsynlig.

Et slikt volum kan virke sannsynlig frem mot 2010. På dette tidspunkt vil også utskipningen fra Varandey og Prirazlomnoje ha nådd et betydelig nivå – anslagsvis 10-12 mt. Tilsammen betyr dette at over 25 mill tonn årlig kan bli fraktet langs norskekysten.

Rørledningen til Murmansk

Den videre utvikling av produkteksporten vil imidlertid avhenge sterkt av hva som skjer med transportkapasiteten forøvrig. De samme drivkreftene som forklarer økningen i utskipningen av produkter ligger bak planene om å bygge en egen oljerørledning til Murmansk.

Planene om dette prosjektet dukket opp i 2002. Det later til at de opprinnelige planene kom fra Yukos, men de fikk raskt tilslutning fra de andre største oljeselskapene: Lukoil, Sibneft, Surgutneftgaz og TNK som undertegnet et felles memorandum i november 2002. De har gått sammen om å utvikle prosjektet og en feasibility-studie skal være ferdig i mars 2004.



Kilde: Yukos

Kapasiteten skal være 80 mill. tonn årlig, økende til 120 mill. tonn. Man studerer to alternative traséer. Den mest direkte går fra Vest-Sibir til Usa deretter under Kvitjøen og tvers over Kola-halvøya til Murmansk. Det andre alternativet går lengre syd via Ukhta og rundt Kvitsjøen og følger jernbane- og veikorridoren rett nord til Murmansk. Foreløbige kost-anslag er 3,4 mrd USD for det første alternativet og 4.5 mrd USD for det andre. Det andre alternativet har imidlertid den fordel at det kan kobles direkte til oljefelt i Timan-Petsjora. Dessuten kan det se ut som det første vil skape større miljøproblemer fordi ledningen må skjære gjennom vernede villmarksområder på Kola.

Rørledningstransport av olje i Russland er definert som et statlig monopol. Alle hovedledningene i Russland drives derfor av det 100 prosent statseide selskapet Transneft. Oljeselskapene er svært misfornøyde med Transneft og i det opprinnelige forslaget til Murmansk-ledningen var tanken at oljeselskapene skulle drive den helt uavhengig av Transneft. Dette ville bety slutten på rørledningsmonopolet, noe selvfølgelig Transneft satte seg imot. Oljeselskapenes argument var at også den russiske stat ville tjene på økt eksportkapasitet. Men siden staten ikke har råd til å investere i en ledning, og Transneft neppe ville kunne få utenlandske kreditter for et slikt prosjekt, er det rimelig at de som kan gjøre det, nemlig oljeselskapene, også har kontroll over ledningen. Staten vil imidlertid nødvendig oppgi transportmonopolet fordi adgang til rørledningene faktisk er et av de viktigste styringsmidler staten har overfor industrien, i fravær av en effektiv beskatning og ressursforvaltningspolitikk.

Etter endel høylytt krangling ble det oppnådd et kompromiss i våres. Det heter at Transneft skal være operatør mens de deltagende selskaper som står for finansieringen er partnere. Det er vanskelig å si om dette er en stabil løsning. Man kan ikke utelukke at det bryter ut ny uenighet når planene for utbygging og drift konkretiseres. Transnefts ledelse uttrykker fortsatt skepsis til prosjektet. I følge den er det ikke nødvendig å bygge ledningen. Oljeselskapenes produksjonsprognoser trekkes i tvil. Andre utvidelser av transportkapasiteten, som Transneft prioriterer, kan ta hånd om de nødvendige volumer. Spesielt nevnes utvidelse av kapasiteten til Baltic Pipeline System (Primorsk) fra 18 til 62 mt.

Det finnes også muligheter for å øke bruken av eksisterende terminaler i de baltiske statene. Fordobling av utskipning fra Østersjøen kan imidlertid skape problemer i forholdet til flere Østersjø-land. Forøvrig arbeides det med å utvide kapasiteten til Novorossijsk i Svartehavet og å skipe ut 12-15 millioner i Adriaterhavet, ved å snu strømmen i Adria-ledningen.

Murmansk-ledningen har også et fortrinn på markedssiden. En terminal i Murmansk gjør det mulig å frakte oljen direkte på super-tankere. Dette kan gjøre eksport til USA mer lønnsomt. Det er en økende interesse i USA for russisk olje som avlastning av forsyninger fra Midt-Østen. Murmansk-ledningen har klart en geopolitisk dimensjon og det har kommet flere oppmuntrende uttalelser fra amerikansk politisk hold om verdien av prosjektet, senest under det russisk-amerikanske energitoppmøtet som ble avholdt i St. Petersburg i september.

Men det finnes også andre prosjekter med en slik dimensjon. Dert har lenge vært arbeidet med planer om å bygge rørledninger østover for å forsyne Kina og Japan. En ledning fra Angarsk i Øst-Sibir til Daqing i Kina på 2400 kilometer med kapasitet på 30 mill. tonn er i hovedsak prosjektert, men ennå ikke påbegynt. Byggearbeidet er planlagt å ta to år. Et enda større, men mer usikkert prosjekt er en ledning fra Angarsk til Nakhodka på Stillehavskysten primært innrettet på det japanske markedet, men muligens også USA's vestkyst. Planlagt kapasitet er 50 mt. Transneft mener at disse prosjektene vil konkurrere med Murmansk-ledningen om olje, oljeselskapene hevder at det ikke er slik.

Tilsynelatende er kreftene bak Murmansk-ledningen meget sterke. Hittil i år er det meldt om en produksjonsøkning på 11 prosent. Tidsperspektivet for igangsettelse av drift, 2007, virker imidlertid noe urealistisk. Det er sannsynlig at det vil ta noen flere år å ferdigstille en slik ledning. Det finnes imidlertid også dem som problematiserer forutsetningen om raskt økende produksjon flere år fremover. Den betydelige økningen de senere årene skyldes i stor grad innføring av ny teknologi og produksjonsmetoder. Spørsmålet er hvor langsiktig effekten av dette vil være. De russiske oljeselskapene har forlenget innsett at deres produksjonsutvikling har mye å si for aksjekursen. Dette kan bety at estimatene av fremtidig produksjon overdrives. Hvis mål ikke innfris vil det selvfølgelig kunne slå negativt ut på aksjeverdien – men da har kanskje dagens eiere solgt seg ut. Det er også en utbredt oppfatning at tilveksten i reserver overdrives. Mye av det som presenteres som tilvekst er i realiteten om-registrering av tidligere påviste reserver. Selskapene driver med mindre leting enn det ser ut som. Tilveksten av genuint nye reserver er mindre enn produksjonen. Kvaliteten på en stor del av de 'nye' reservene er også diskutabel. Hvis oljeprisen faller kan mange felt bli ulønnsomme å produsere. Dermed vil produksjonsveksten raskt kunne avta.

Det er vanskelig å veie ulike faktorer mot hverandre. Men selv om man ikke kan ta det for gitt at ledningen kommer, gjør man nok fra norsk side klokt i å innrette seg som om den kommer. Forøvrig kan man spørre om samlet sett en stor ledning med utskipning på supertankere vil

være et større problem enn en videre økning av den mer 'desorganiserte' utskipningen som utvikler seg i dag. Mye av den vil bli borte hvis ledningen kommer.

7. Miljøsikring av offshore-virksomhet og transportkjedene

Selv om det finnes en rekke eksempler på skjødesløshet i russisk miljøforvaltning er det alt for enkelt å hevde at man ikke er interessert i strenge miljøtiltak i Russland. I forbindelse med store utbyggingsprosjekter skal det alltid gjennomføres miljøundersøkelser. Russland har en egen lov om 'Statlig miljø-ekspertvurdering' som hjemler ganske omfattende forhåndsundersøkelser til en såkalt OVOS - miljøkonsekvensanalyse. Men et stort problem er at denne lovgivningen ikke er integrert i lisensieringssystemet, og det mangler mekanismer for gjennomføring av pålegg som er gitt. Dog finnes det bevis for at miljø-ekspertvurderingene ikke er helt tannløse. En midlertidig tillatelse gitt av den russiske regjering til utslipp av vann inneholdende boreslam og olje ved Sakhalin ble i 1999 kjent ugyldig av russisk høyesterett fordi miljø-ekspertvurdering ikke var blitt gjennomført.

Det er idag det russiske transportministeriet med sin skipsfartsavdeling som har ansvaret for sikkerheten til sjøs. Den operative enhet er den statlige maritime forurensningskontroll og redningsadministrasjon (Gosmorspassluzhba) som ligger i Moskva. Den har regionale avdelinger i form av sjøredningssentre som er lokalisert i de største havnene og som har ansvar for hver sin sektor av skipsledene. Senteret i Murmansk har ansvaret for Barents- og Petsjorahavet såvel som Kvitsjøen. Det er allerede etablert kontakt med norske myndigheter – Fiskeridepartementet og Kystverket - som sies å være positive.

Selv om det operative ansvaret er klart definert idag, kan det skje endringer. Ministeriet for sivilforsvar og unntakssituasjoner – "Kriseministeriet" har ansvar for å organisere redningsarbeidet ved store ulykker. Ved en omfattende oljeforurensning vil det stå for koordinering av tiltak på land. Også dette ministeriet har egne regionale avdelinger. Men ministeriet har også ønsket å få overført sjøredningssentrene til seg og overta transportministeriets rolle på sjøsikkerhetssiden.

Den regionale avdelingen av sjøredningstjenesten har ansvar for å koordinere innsats fra ulike statlige og regionale tjenester og selskaper slik at deres kapabiliteter kan brukes ved oljeforurensning. De inkluderer bl.a. marinen, havnemyndighetene, rederiene, leteorganisasjonene. Det koordinerende organ ledes av lederen for sjøredningstjenesten og en

viseguvernør i fellesskap. Det er utarbeidet en beredskapsplan for hele det vest-arktiske området.

Andre føderale organer har også en rolle å spille. Ministeriet for naturressurser vil kunne være viktig for etableringer av miljøstandarder, med utgangspunkt i vurdering av mulige miljøeffekter av forurensning. Den statlige tjenesten for hydrometeorologi og miljøovervåkning (Roshydromet) har ansvaret for miljøovervåkingen i havområdene. Det er naturlig at norske myndigheter også samarbeider med disse organene.

Som så ofte ellers i Russland er gjennomføring av lover og regler, finansiering av myndighetsutøvelsen samt utstyr et større problem enn utvikling av nye bestemmelser. Betydningen av en effektiv skipskontroll av den heterogene flåten som brukes til å frakte oljen må sies å være presserende. Helt frem til nå har den russiske kontrollen vært lite systematisk. Et problem for de russiske myndighetene er at de mangler utstyr. Flere fartøyer som egentlig skulle være disponible for oljevernoperasjoner er leid ut på langsiktige kontrakter til andre land. Behovet for samordning ved forurensningskatastrofer vil være stort og kan bli et problem. Et helt sentralt, men også meget vanskelig spørsmål er å etablere systemer som legger ansvar på oljeeksportøren for skader som kan oppstå under transporten.

For norske myndigheter må det være viktig å etablere direkte kontakter med relevante myndigheter i de regionene som har klare fellesinteresser med Norge i å unngå forurensning, spesielt Murmansk og Arkhangelsk, men også Nenets autonome område og Karelen. Alle disse har sine kanaler inn mot sentrum. Dette er en vei å gå for å bedre sikring av transporten og ikke minst for å presse på for ressurser til de regionale organene som står for beredskapen (både de som inngår i føderale strukturer og de som er underlagt regional myndighet). Men selvfølgelig må også samarbeidet med sentrum fortsettes.

Men det er fra norsk side viktig å demonstrere fellesinteressene. En ensidig fokusering på norske interesser er av flere i Russland blitt utlagt som forsøk på å bremse prosjekter som kan konkurrere om markedsandeler med Norge. Norge har neppe særlig mulighet til å påvirke volumutviklingen av russisk oljeeksport, men Norge har en reell mulighet til å bidra til å forbedre måten oljen transporteres på. I denne sammenheng er det naturlig å nevne det langsiktige arbeidet som har vært drevet av Oljedirektoratet overfor russiske myndigheter, både sentralt og regionalt. Dette arbeidet har først og fremst omfattet effektiv utnyttelse av naturressursene, men berører også miljøaspektene.

Det er ikke her mulig å gå inn på hvilke konkrete kommersielle muligheter som måtte åpne for norsk næringsliv, gitt at miljøhensyn vil spille en økende rolle også i Nordvest-Russland. Men generelt kan det sies at det kan tenkes å slå tilbake dersom norske myndigheters bestrebelser samkjøres med markedsføring av norske firmaer. Selvfølgelig må også norske firmaer kunne tilby sine produkter og tjenester til russiske miljømyndigheter. Slike tilnærminger kan nok være interessante for begge parter, men det blir neppe noen særlig betalingsmulighet før kostnadene kan legges på selskapene som står for produksjon og eksport av olje.

Det er nok riktig å si at norske selskaper i Russland oppfattes å være enda mer miljøbevisste enn andre selskaper. Særlig regionalt er dette en del av den positive grunnholdning man finner hos mange – og flyter i stor grad ut av den generelle oppfatningen av Norge som et rent og miljøbevisst land. Men utover dette kan det være risikabelt å presentere seg som så mye bedre på miljøområdet enn andre. Det virker mer troverdig å arbeide for strenge miljøstandarder som gjelder for alle.

Oppsummering

Som denne gjennomgangen har vist er det tegn som tyder på at man står overfor en ny fase i aktiviteten på russisk sokkel i Barentshavet. Men styrken i de tendensene man kan se er usikker, og det er fortsatt uløste spørsmål vedrørende rammebetingelser. På transportsiden er utviklingen mer entydig. Selv uten Murmansk-ledningen vil Nordvest-Russland i årene fremover bli et stadig viktigere område for utskipning av olje. Med ledningen vil områdets profil forandres radikalt. Norske myndigheter har liten mulighet til å påvirke de store beslutningene, men kan gjøre mye for sikre miljøsidene. Norsk næringsliv har kanskje visse fortrinn med utgangspunkt i naboskapet i nord, men vil nok først og fremst kunne få muligheter i kraft av kompetanse og konkurransedyktighet.