

Russische olie: groeimarkt of valkuil?

*Olie-industrie, investeringsklimaat en buitenlandse
investeerders in Rusland*

Erik Janssen

Maart 2004

Titel: Russische olie: groeimarkt of valkuil?
Olie-industrie, investeringsklimaat en buitenlandse investeerders in Rusland

Auteur: Erik Janssen

Redactie: Peter Schregardus/ Wilbur Perlot

Design: Van Marken Delft Drukkers / Wilbur Perlot

Copyright: © 2004 Clingendael International Energy Programme

Number: CIEP 03/2004

Published by: The Clingendael Institute, The Hague

Inhoudsopgave

	Lijst van afkortingen	4
1	Inleiding	5
2	Organisatiestructuur van de Russische olie-industrie	9
2.1	De olie-industrie in de Sovjetperiode	9
2.2	Van plan naar markt door privatisering	11
2.2.1	De Sovjet-Unie bestaat niet meer: wat nu?	11
2.2.2	Privatiseringsfase 1: vorming van de VGO's	13
2.2.3	Privatiseringsfase 2: het loans-for-shares-programma	16
2.3	Periode van consolidatie	19
2.4	Negatieve ervaring voor buitenlandse investeerders: de affaire Sidanko	21
2.5	Conclusie	26
3	Het oliepotentieel van Rusland: productie en reserves	35
3.1	De Russische oliereserves	35
3.1.1	Verschillende rekenmethodes	35
3.1.2	Hoe groot zijn de reserves nu echt?	38
3.2	Geografische spreiding van de oliereserves	41
3.3	Olieproductie in de Russische Federatie	42
3.3.1	Productieproblemen	42
3.3.2	Toekomstperspectief van de Russische olieproductie	44
3.4	Conclusie	46
4	Investeringsklimaat van de Russische olie-industrie	47
4.1	Inleiding	47
4.2	Juridisch kader: verhouding tussen federale en regionale overheid en belangrijke oliewetgeving	48
4.3	Het Production Sharing Agreement (PSA)	53
4.4	Belastingwetgeving	58
4.4.1	Het oude belastingstelsel	58
4.4.2	Het vernieuwde belastingstelsel: eenvoudiger, maar is het ook aantrekkelijker?	59
4.5	Prijspolitiek en de verhouding tussen de binnenlandse en de buitenlandse oliemarkt	61
4.6	Conclusie	63
5	Export en infrastructuur van de Russische olie-industrie	65
5.1	Heroriëntering van de Russische export: olieleverancier van het Westen	65
5.2	Het Russische olie-exportbeleid in internationaal perspectief	66
5.3	Infrastructuur en olietransport	69
5.4	Vervoersproblemen van olie	74
5.4.1	Tekort aan exportcapaciteit en hoge transitkosten	74
5.4.2	Noordelijke routes	77
5.4.3	Zuidelijke routes	80
5.4.4	Routes naar het (Verre) Oosten	83
5.5	Conclusie	84
6	Conclusie	87
	Gebruikte bronnen	97

Figuren/ Tabellen/ Kaarten

Figuur 1: Evaluatiemodel van internationale oliemaatschappijen	7
Tabel 2.1: Overzicht van de Russische oliemaatschappijen	29
Tabel 2.2: Overzicht van prestaties en reserves van de Russische VGO's	34
Tabel 3.1: Enkele schattingen van de Russische oliereserves	40
Tabel 3.2: Olieproductie van de Russische Federatie tussen 1987-2002	42
Tabel 3.3: Vergelijking van de kostprijs van olie uit een aantal gebieden	45
Tabel 4.1: Olievelden, die voor PSA's zijn goedgekeurd	56
Tabel 5.1: Export van ruwe olie van de Russische Federatie	65
Tabel 5.2: De Russische export van ruwe olie naar landen buiten de voormalige Sovjet-Unie in 2000	75
Tabel 5.3: Exportinfrastructuur via pijpleidingennetwerk van Transneft' (januari 2003)	76
Kaart 1: Subjecten van de Russische Federatie	91
Bijlage bij kaart 1	92
Kaart 2: De oliereserves en het pijpleidingennetwerk	93
Kaart 3: Exportroutes voor Russische olie	94
Kaart 4: De Russische Federatie	95

Lijst van afkortingen

AAR	Consortium van Alfa Group en Access Industries/Renova
BNP	Bruto Nationaal Product
BTS	Baltijskaja Truboprovodnaja Sistema (Baltisch Pijpleidingsysteem)
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EU	Europese Unie
FEC	Federale Energie Commissie
GAAP	General Accepted Accounting Principles
GKO	Gosudartsvennaja Kaznačeskaja Obligacija (Russische staatsobligatie)
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
IEA	International Energy Agency
IMF	Internationaal Monetair Fonds
KTK	Kaspijskij Truboprovodnij Konsorcium (Kaspisch Pijpleiding Consortium)
NG	Neftegaz
NK	Neftjanaja Kompanija (oliemaatschappij)
NP	Nefteprodukt
NPK	Neftepererabatyvajuščaja Kompanija (olieraffinage-onderneming)
NPR	Neftepererabotka (olieraffinage)
NPZ	Neftepererabatyvajuščij Zavod (olieraffinaderij)
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
PSA	Production Sharing Agreement
RFFE	Russisch Federaal Fonds van Eigendom
RSFSR	Rossijskaja Socialističeskaja Federativnaja Sovetskaja Respublika (Russische Socialistische Federatieve Sovjet Republiek). Tijdens de Sovjet-Unie was dit de officiële benaming voor de unierepubliek Rusland.
SNG	Surgutneftegaz
TNK	Tjumenskaja Neftjanaja Kompanija (Oliemaatschappij Tjumen')
VGO	Verticaal Geïntegreerde Onderneming
VNK	Vostočnaja Neftjanaja Kompanija (Oostelijke Oliemaatschappij)

1 Inleiding¹

In de jaren zeventig en tachtig van de vorige eeuw was de olie-industrie van Rusland, dat zo'n 90% van de productie van de hele Sovjet-Unie voor zijn rekening nam, qua productie de grootste ter wereld. Op het hoogtepunt bedroeg de jaarlijkse productie maar liefst 567 miljoen ton, waarmee het alle andere olieproducerende landen in de schaduw stelde. De Sovjet-Unie leek over eindeloze olievoorraden te beschikken, wat uiteraard gunstig was voor de inkomsten van het centrale gezag. Die inkomsten zorgden voor een belangrijk deel voor de financiering van de internationale politiek en ook voor de binnenlandse programma's van de voormalige communistische grootmacht.

Die tijden zijn echter voorbij. De Sovjet-Unie begon in de jaren tachtig van de vorige eeuw in rap tempo te desintegreren en viel uiteindelijk in 1991 definitief uiteen. De belangrijkste opvolgerstaat van de Sovjet-Unie, de Russische Federatie, was een van de voornaamste architecten voor de val van de *Sojuz*. De leider van de deelrepubliek Rusland, Boris El'cin², begon na zijn verkiezing tot president steeds meer bevoegdheden van de Unie af te nemen en verklaarde Rusland uiteindelijk soeverein, los van de Sovjet-Unie. Die verklaring luidde in feite het einde van de olie-industrie van de Sovjet-Unie in. Het leeuwendeel van die industrie ging nu over in handen van een nieuw land: Rusland.

Rusland dacht de grootste olie-industrie ter wereld te erven, maar kwam al snel bedrogen uit. De val van de Sovjet-Unie en de daaropvolgende economische recessie had ook negatieve gevolgen voor de olie-industrie. Het productieproces bleek hopeloos inefficiënt: de olie-industrie werkte met ouderwetse, inferieure technische middelen en richtte zich uitsluitend op gemakkelijk te exploiteren velden. Grootschalige investeringen werden maar mondjesmaat gedaan, waardoor verbetering van de efficiency en technische innovaties uitbleven. In deze economisch chaotische tijd kon Rusland die investeringen in de olieproductie niet opbrengen. De olieproductie daalde dan ook in snel tempo tot in 1996, met een productie van 301 miljoen ton, het absolute dieptepunt werd bereikt. Ook het hele organisatiemodel moest grondig worden hervormd. Ten tijde van de Sovjet-Unie had de olie-industrie een sterk gecentraliseerd karakter: een aantal ministeries in Moskou nam de beslissingen voor de in totaal honderden eenheden, bedrijfjes, organisaties, associaties etc. die verantwoordelijk waren voor onderzoek en exploratie, distributie, productie en verkoop. Al deze partijen waren over het hele territorium van de Sovjet-Unie verspreid. Die structuur viel nu dus uiteen over diverse landen. De hervorming van zijn olie-industrie vormde en vormt voor Rusland dan ook een van zijn belangrijkste uitdagingen.

De olie-industrie is voor de Russische economie van levensbelang. De sector is van directe invloed op het BNP: de olieverkoop was in 2000 verantwoordelijk voor 8% van het BNP.³ De sector zorgt bovendien voor 25% van de totale inkomsten van de federale overheid. Zonder de olie-industrie heeft de Russische regering dus een kwart minder geld te besteden (aan bijvoorbeeld onderwijs, gezondheidszorg, defensie, de sociale zekerheid etc.). Bovendien zorgt de olie-export voor inkomsten in de vorm van buitenlandse valuta.

¹ Dit rapport is geschreven in de zomer van 2003. In verband met de ontwikkelingen rondom Yukos en Sibneft' is de publicatie datum naar achteren geschoven.

² In dit rapport wordt voor Russische woorden de originele schrijfwijze gehanteerd.

³ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, 2002 obzor*, p. 77.

Hiermee kan de Russische regering de reserves van de Centrale Bank aanvullen. Deze valutareserves zijn van wezenlijk belang, aangezien daarmee de koers van de Russische munteenheid, de roebel, kan worden verdedigd. Bovendien zijn valuta-inkomsten nodig om aan de internationale schuldenverplichtingen van Rusland te voldoen. De olie is bovendien Ruslands belangrijkste exportproduct. De olie-export is goed voor 35% van de totale Russische buitenlandse handel. Ook voor de handelsbalans is de olie dus onmisbaar. Dank zij de olie-export heeft Rusland sinds jaar en dag een overschot op de handelsbalans, hetgeen de import van goederen die Rusland zelf niet produceert (voornamelijk moderne machines en technologie) mogelijk maakt.

Dank zij zijn omvangrijke olie-industrie en zijn ruime voorraad aan grondstoffen heeft Rusland, in tegenstelling tot de rijke Westerse wereld, geen problemen met zijn energievoorziening. Rusland consumeert zelf maar de helft van de olie die het produceert en hoeft zich dus geen zorgen te maken over een tekort aan energie. Hierdoor zal voor de binnenlandse economie een dreigend energietekort in ieder geval geen rem zijn voor economische groei.

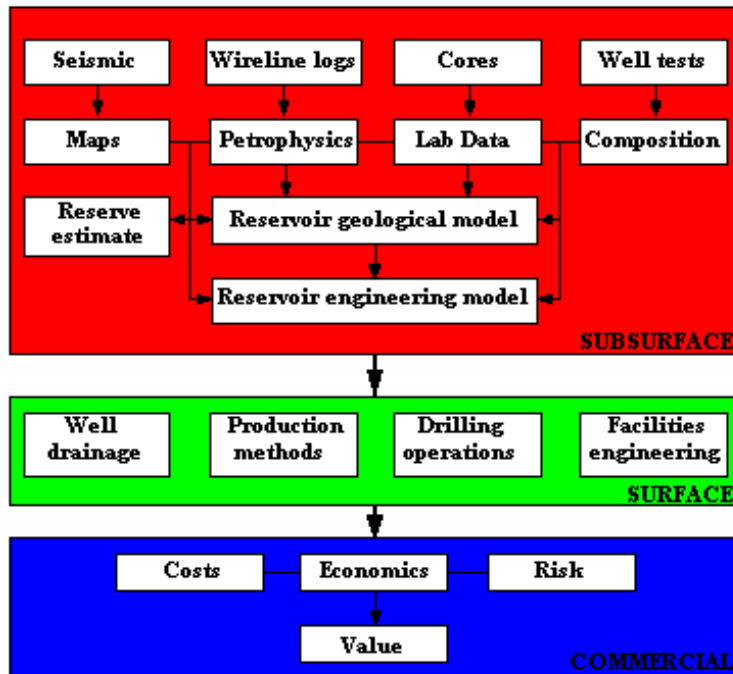
Het belang van de olie-industrie voor de Russische staat is dus duidelijk. Er kleeft echter een *maar* aan het hierboven geschetste verhaal. De Russische olie-industrie levert de overheid dan wel veel geld op, maar door de staat van verval waarin grote delen van de olie-industrie verkeren, is er ook veel geld nodig voor de wederopbouw ervan. In zijn energiestrategie tot 2020 (*Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda*) schat de Russische regering dat er jaarlijks zo'n \$ 8 tot 10 miljard aan investeringen nodig zijn. Als de Russische olie-industrie zich niet weet te herstellen (door weer meer te gaan produceren), dreigt zij steeds minder inkomsten voor de staat te genereren. Dat zou dus ook grote gevolgen hebben voor de Russische economie als geheel. De investeringsbehoefte van de Russische olie-industrie is dus groot. De Russische regering en de Russische oliemaatschappijen beschikken zelf echter niet over zulke grote bedragen. De Russische regering onderkent dit probleem en heeft een aantal rapporten geschreven, waarin het aantrekken van (buitenlandse) investeringen als één van de oplossingen wordt aangemerkt.

Deze vaststelling van de Russische regering, dat investeringen van cruciaal belang zijn voor de ontwikkeling van de olie-industrie en dus ook voor een belangrijk deel voor de gehele economie, is waar dit Clingendael Energy Paper over gaat. Rusland wil buitenlandse investeringen aantrekken. Het heeft op de internationale oliemarkt echter aanzienlijke concurrentie. De olie-industrie is immers een wereldomvattende industrie. Rusland zal dan ook aantrekkelijke voorwaarden moeten bieden om investeerders te bewegen juist in de Russische olie-industrie te investeren. Of de Russische olie-industrie inderdaad aantrekkelijk is voor buitenlandse investeerders is de centrale vraag.

Voor het beantwoorden van deze vraag zal eerst vastgesteld moeten worden wat de internationale olie-industrie belangrijk vindt bij het vaststellen of een bepaalde olieregio al dan niet aantrekkelijk is. Daarbij is een evaluatiemodel, dat de grote internationale oliemaatschappijen hanteren bij investeringsbeslissingen, een handig hulpmiddel. Internationale oliemaatschappijen, die hun activiteiten willen uitbreiden of op zoek gaan naar nieuwe oliereserves, maken vaak gebruik van zulke evaluatiemodellen om de voor- en nadelen op

een rij te zetten. Nadat men een nieuwe olieregio uitvoerig in kaart heeft gebracht, kan men een goed onderbouwde beslissing nemen over de beoogde investering. Figuur 1 is een voorbeeld van zo'n evaluatiemodel.

Figuur 1: Evaluatiemodel voor het doen van investeringen



Bron: Coo, J. de, Duerden, C. W., Drenth, R., "E&P Investments: Optimizing value, in *Oil&Gas Journal*, vol. 98, issue 47 (20 november) 2000.

Het bovenstaande model volgt, kort samengevat, drie stappen:

1. Het vaststellen van de omvang van de reserves en het bepalen van de ligging en de samenstelling.
2. Het opstellen van een plan van aanpak voor de productie van de betreffende oliereserves.
3. Het bepalen van de economische aantrekkelijkheid (*value*) van het project door berekening van de productiekosten en het in kaart brengen van risico's en onzekerheden (*risk*). Deze factoren worden vervolgens afgewogen tegen de verwachte opbrengst.

In stap 3 wordt de term *risk* gebruikt. Dit abstracte begrip behoeft nadere toelichting. De ontwerpers van het model (De Coo, Duerden en Drenth) verstaan onder *risk* alle zaken die niet van tevoren te voorzien zijn, maar die van invloed kunnen zijn op de kosten en opbrengsten van het project, en daarmee op de aantrekkelijkheid. Voorbeelden zijn een toe- of afname van overheidsregulering op het gebied van pijpleidingentransport, strengere milieueisen en regulering van de olieprijs. Ook de politieke, juridische en marktomstandigheden in een land (het investeringsklimaat) zijn volgens de ontwerpers van het model belangrijk. Tot een soortgelijke conclusie komt ook M. A. Gyetvay. Voor internationale oliemaatschappijen is een gunstig investeringsklimaat van groot belang. Een stabiele regering, gunstige geologische omstandigheden, lage kosten voor exploratie en productie, een goed functionerende infrastructuur, gunstige fiscale condities en een werkbare

regelgeving dragen bij aan de aantrekkelijkheid van de Russische olie-industrie.⁴

In dit Clingendael Energy Paper zal op bovengenoemde zaken nader worden ingegaan. In hoofdstuk 1 zal een beschrijving van de organisatie van de olie-industrie en van de Russische oliemarkt worden gegeven. Een tweede factor van belang voor de beantwoording van de centrale onderzoeksvraag is inzicht te krijgen in het productiepotentieel. In hoofdstuk 2 zullen enkele problemen die zich voordoen bij de olieproductie worden beschreven en zal tevens worden ingegaan op de oliereserves van Rusland. Hoofdstuk 3 neemt het investeringsklimaat onder de loep. Onder deze wat onduidelijke term wordt verstaan het juridische systeem (eigendom over reserves, het production sharing agreement en de verhouding tussen de federale overheid en regionale overheden), het belastingstelsel en de binnenlandse oliepolitiek. Biedt dit investeringsklimaat buitenlandse investeerders voldoende garanties? Ten slotte wordt in dit hoofdstuk de olie-export behandeld, aangezien de olie-export het meest winstgevende deel is van de Russische olie-industrie en daarmee het interessantst voor buitenlandse investeerders. In hoofdstuk 4 komen problemen ten aanzien van de infrastructuur en de exportcapaciteit aan de orde.

⁴ Gyetvay, M. A., "Restructuring, consolidation top solutions for Russia's major oil companies' woes", in: *Oil&Gas Journal*, 13 maart 2000.

2 Organisatiestructuur van de Russische olie-industrie

In dit eerste hoofdstuk zal de structuur van de Russische olie-industrie worden behandeld. Om antwoord te kunnen geven op de vraag of de olie-industrie en de oliemaatschappijen in Rusland zodanig zijn georganiseerd dat zij aantrekkelijk zijn voor buitenlanders om daarin te investeren, zullen we een aantal vragen moeten beantwoorden. Het buitenland hecht groot belang aan een stabiel en transparant zakenklimaat, duidelijke eigendomsverhoudingen, waarborging van rechten van minderheidsaandeelhouders en een goede *corporate governance*⁵ - zo kan althans worden opgemaakt uit de vele klachten (van de zijde van onder meer de IEA, de EBRD en de Wereldbank) over het ontbreken van deze zaken. Bovendien dient de invloed van de overheid in een vrije markt beperkt te zijn tot een aantal kerntaken, zoals onderwijs, justitie en defensie etc. In dit hoofdstuk zal worden onderzocht hoe het in de Russische olie-industrie met bovenstaande voorwaarden is gesteld, en wel door middel van een overzicht van het privatiseringsproces vanaf de jaren negentig. Aan de hand van de privatisering worden bovengenoemde kwesties behandeld. Verder wordt ingegaan op de toegang van buitenlanders tot de privatisering van de olie-industrie. De oliemaatschappijen vormen immers één van de aantrekkelijkste delen van de Russische economie en het buitenland toonde aan het begin van de jaren negentig warme belangstelling voor de Russische olie-industrie. Rusland werd gezien als een land van kansen waar men niet weg kon blijven. Onderzocht zal worden in hoeverre buitenlandse partijen deel konden nemen aan het privatiseringsproces van de Russische olie-industrie. Tevens komt de wijze van organisatie van de Russische oliemaatschappijen en de Russische oliemarkt aan de orde.

2.1 De olie-industrie in de Sovjetperiode

In het grootste deel van de oliewereld geldt het adagium van verticale integratie als beste organisatievorm. Verticale integratie houdt in, dat het gehele productieproces van olie -onderzoek en exploratie, productie, raffinage, distributie en marketing/verkoop (oftewel van het veld tot aan de pomp) - kan worden uitgevoerd binnen één structuur. Een voorbeeld van verticale integratie zijn de grote Amerikaanse oliemaatschappijen. In de Sovjet-Unie was van verticale integratie echter geen sprake.

De Sovjet-olie-industrie werd gekenmerkt door een "horizontale" structuur; de verschillende productiestadia van olie vielen onder verantwoordelijkheid van verschillende brancheministeries. Geologisch onderzoek, productie, raffinage, distributie en verkoop werden alle vanuit een eigen ministerie bestuurd. Het belangrijkste ministerie was evenwel dat voor de Olie-industrie. Dit centrale ministerie was verantwoordelijk voor de olieproductie. Om deze enorm wijdvertakte industrie in goede banen te leiden, had het ministerie de leiding over 32 ondergeschikte regionale olieproducerende ondernemingen. Deze ondernemingen waren dan vaak nog weer onderverdeeld in zgn. productieassociaties, die de feitelijke producenten waren.

Een voorbeeld van zo'n olieproducerende onderneming is Glatvjumenneftegaz, verantwoordelijk voor de olieproductie in de provincie Tjumen'.

⁵ De definitie die hier gebruikt wordt, is van de Wereldbank (afkomstig uit het *World development report 1996: From plan to market*, p. viii). Onder corporate governance wordt verstaan: het toezicht en de controle, meestal door de eigenaars, van het management en van de prestaties van een bedrijf.

Glavtjumenneftegaz kan ook een illustratie zijn van de enorme omvang van dergelijke ondernemingen. Zo nam alleen Glavtjumenneftegaz (dank zij de olieprovincie West-Siberië, dat vrijwel geheel onder deze onderneming viel) in 1989 al 63% van de totale productie van de Sovjet-Unie voor haar rekening en was daarmee dus één van de grootste olieproducenten ter wereld. Zij bestond uit zeven ondergeschikte productieassociaties: Niznevartovskneftegaz, Juganskneftegaz, Surgutneftegaz, Krasnoleninskneftegaz, Nojabrskneftegaz, Var'eganneftegaz en Purneftegaz.⁶

De periode onder Michail Gorbačëv, die tussen 1985-1991 als secretaris-generaal van de Communistische Partij de hoogste leider van de Sovjet-Unie was, werd gekenmerkt door belangrijke veranderingen in het (algemene) economische beleid. In de wet op de staatsondernemingen van juni 1987 werd voorzien in meer bevoegdheden voor het (lokale) bestuur van de staatsbedrijven zelf, ten koste van de centrale ministeries. Dit moest uiteindelijk leiden tot een effectievere manier van bestuur en tevens de bedrijven zelf meer mogelijkheden geven hun eigen beleid te bepalen. Deze algemeen economische hervorming - die de haperende Sovjeteconomie een nieuwe impuls moest geven - was ook voor de olie-industrie van belang. De directie van de olieproducerende ondernemingen werd door de decentralisatie autonoom en won daardoor aan invloed.⁷

In december 1991 hield de Sovjet-Unie definitief op te bestaan. De nadagen van de Unie werden gekenmerkt door onzekerheid en politieke chaos. De economie bevond zich in een diepe recessie. Rusland was na de onafhankelijkheid niet langer een centraal geplande commando-economie. De bedoeling was, dat er een markteconomie voor in de plaats zou komen en dat de olie-industrie zou worden geprivatiseerd. Er lagen diverse voorstellen voor herstructurering van de olie-industrie op tafel, waarbij het standpunt vooral werd bepaald door de positie waarin de partijen verkeerden. De directeuren van de olieondernemingen, een belangrijke machtsfactor, waren voorstander van de vorming van particuliere olieondernemingen naar Westers voorbeeld (dus verticaal geïntegreerd). Daartegenover stonden een aantal machtige ministeries en staatsinstituten, zoals de ministeries van Olie-industrie en van Geologie, die pleitten voor de vorming van één grote, geïntegreerde, nationale oliemaatschappij naar het voorbeeld van Gazprom uit de gasindustrie.

Uit rapporten van het International Energy Agency zou men al snel de indruk kunnen krijgen van een strak geregisseerde privatisering.⁸ Daarmee doet het IEA het ten onrechte voorkomen alsof de staat te allen tijde de regie behield. De ontwikkelingen voltrokken zich echter razendsnel, waarbij de "staat" de regie niet altijd in handen kon houden, en waarbij individuele personen, in het bijzonder directeuren van productieassociaties, een grote rol speelden. Voorts vonden de privatisering en de transitie naar een markteconomie plaats in een periode van een politiek machtsvacuüm, waarbij de (nieuwe) republiek Rusland en ook Ruslands deelrepublieken verwickeld waren in een competentiestrijd, zowel met het centrale gezag van de Sovjet-Unie, alsook onderling. De conflicten concentreerden zich rond de eigendom over de

⁶ IEA (International Energy Agency), *Energy policies of the Russian Federation, 1995 survey*, p. 113.

⁷ Moser, N. en Oppenheimer, P., "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville, B. en Oppenheimer, P. (eds.), *Russia's post-communist economy*, p. 301-324, hier p. 304.

⁸ IEA, *Energy policies of the Russian Federation, 1995 survey*: p. 97-103; en MEA (Meždunarodnoe Energetičeskoe Agentstvo), *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*: p. 77-83.

reserves en de te volgen privatiseringsstrategie. Bovendien ontstond er op een ander niveau nog een machtsstrijd tussen de regering en functionarissen uit de olie-industrie. De federale overheid zag zich daardoor met steeds veranderende omstandigheden geconfronteerd en moest haar beleid voortdurend wijzigen.

2.2 Van plan naar markt door privatisering

2.2.1 De Sovjet-Unie bestaat niet meer: wat nu?

Eind 1991 verklaarde de Unierepubliek Rusland zich feitelijk onafhankelijk van de Sovjet-Unie. Dit had uiteraard consequenties voor de olie-industrie. De instituties van de Sovjet-Unie hadden niet langer de macht over de Unierepubliek Rusland. Rusland moest dus een nieuwe bestuursstructuur opzetten voor zijn olie-industrie. Besloten werd over te gaan tot de vorming van een losjes georganiseerd, centraal coördinerend orgaan - de corporatie Rosneftgaz - dat voortaan de gehele olie-industrie zou moeten beheren, en dat het Ministerie van Olie-industrie van de Sovjet-Unie zou vervangen. Van dit grote geheel zouden alle Russische olieproducerende associaties onderdeel moeten uitmaken, zodat er effectief een nationale Russische staatsoliemaatschappij zou ontstaan. De invloedrijke Vagit Alekperov - op dat moment eerste plaatsvervangend minister van olie - wist in deze plannen echter een belangrijke wijziging te brengen. Alekperov was behalve politicus ook directeur van de productieassociatie Kogalymneftgaz en was tegenstander van het onderbrengen van alle productieassociaties bij Rosneftgaz. Hij wist nog twee directeurs van productieassociaties (van Langepasneftgaz en Urajneftgaz) over te halen buiten Rosneftgaz te blijven. Zij zouden gedrieën aan de basis staan van de vorming van de holdingmaatschappij LUKoil, een particuliere oliemaatschappij naar Westers model.⁹

Alekperov stond symbool voor een hele groep nieuwe belanghebbenden, namelijk de managers van de productieassociaties alsmede regionale officials. Zij allen waren zeer invloedrijk en hadden vaak de feitelijke controle over de olie-industrie. Een grote nationale oliemaatschappij in staatshanden kon dan ook niet op hun steun rekenen. Zij waren voor privatisering, zodat ze ook officieel de controle over hun ondernemingen zouden verkrijgen.¹⁰ Daartegenover stond het door nationalistische en communistische partijen gedomineerde parlement, dat de staatsinvloed zo groot mogelijk wenste te houden en voorstander was van een grote, door de staat gecontroleerde nationale oliemaatschappij.

De Russische regering besloot uiteindelijk tot een soort compromis, dat meer in overeenstemming was met haar algemene privatiseringsdoelstellingen. In de tweede helft van 1992 werd een stabiliseringsprogramma gelanceerd. Van het idee van een grote, nationale Russische oliemaatschappij werd niet afgestapt, maar de Rosneftgaz-formule werd verlaten. Naast de te vormen nationale oliemaatschappij werden geprivatiseerde verticaal geïntegreerde oliemaatschappijen (hierna afgekort VGO's) opgericht. Hierdoor kan het presidentieel decreet no.1403 van 17 november 1992 worden gezien als het

⁹ Moser, N. en Oppenheimer, P., "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville, B. en Oppenheimer, P. (eds.), *Russia's post-communist economy*, p. 301-324, hier p. 305.

¹⁰ IEA, *Energy policies of the Russian Federation, 1995 survey*, p. 99.

oprichtingsdocument van de "nieuwe" Russische olie-industrie. In dit document werd officieel vastgelegd hoe de oliesector zou worden hervormd.

Alle ondernemingen, associaties en onderzoeksinstituten die actief waren op het gebied van olieproductie, -raffinage, -distributie en/of -verkoop zouden worden omgevormd tot jointstock-ondernemingen. Deze zouden vervolgens worden geprivatiseerd. Ook werd een begin gemaakt met de vorming van VGO's. De eerste drie werden in 1992 opgericht: het reeds genoemde LUKoil, Surgutneftegaz (SNG) en Yukos. Bovendien werd de staatsonderneming Rosneft' (Russische Olie) opgericht. Tot slot werd vastgesteld dat buitenlandse partijen niet meer dan 15% van de aandelen van Russische olieondernemingen in bezit konden krijgen.

Rosneft' zou als "nationale" oliemaatschappij een belangrijke rol spelen in het privatiseringsproces. De staatsonderneming kreeg tijdelijk, voor een periode van drie jaar, het beheer over de aandelen van alle nieuwe jointstock-oliebedrijven die geen onderdeel werden van de eerste drie VGO's. In die overgangperiode zouden er dan nieuwe VGO's worden opgericht. De oliebedrijven die onder tijdelijk beheer van Rosneft' stonden, zouden vervolgens aan die nieuwe VGO's worden toegevoegd. Rosneft' zelf zou na die drie jaar moeten overblijven als een grote staatsoliemaatschappij.

De Russische olie-industrie zou dus, zoals in het Westen al gebruikelijk was, worden opgezet volgens het principe van verticale integratie. Bij de oprichting van de nieuwe VGO's zou een ingewikkelde formule worden toegepast. De staat had dan weliswaar deze particuliere ondernemingen, de VGO's, toegelaten tot de oliemarkt, maar het wilde zijn invloed zo veel mogelijk behouden. Daardoor kwam de staat met een omslachtige formule op de proppen. De VGO's werden opgezet als een holdingmaatschappij. Deze holdingmaatschappij was bij zijn officiële oprichting leeg of, anders gezegd, ze had geen dochtermaatschappijen. Aan deze lege holding zouden dan bedrijfsonderdelen (de vroegere productieassociaties, raffinageondernemingen, distributiebedrijven etc.), afkomstig uit het tijdelijk door Rosneft' beheerde pakket, worden toegevoegd. Deze nieuwe bedrijfsonderdelen werden de dochtermaatschappijen van de VGO.

Het verraderlijke school hem in het feit dat de staat aan het begin van de privatisering een meerderheidsbelang had in zowel de holdingmaatschappijen als in de dochtermaatschappijen. De staat kreeg een meerderheidsbelang van 51% in de dochterondernemingen. Wat de holdingmaatschappij betreft, was het de bedoeling dat de staat gedurende de eerste drie jaar van de transitie ook hierin een meerderheidsbelang zou houden, via 51% van de aandelen met stemrecht (voting shares), ofwel 38% van het totaal¹¹. Dat belang zou in de periode daarna geleidelijk worden teruggebracht totdat de holdingmaatschappij volledig in particuliere handen zou komen. De consequentie was dat feitelijk dezelfde *assets* twee keer gekocht moesten worden, voordat men er de effectieve controle over kreeg. Een meerderheidsbelang in een dochteronderneming (de vroegere productieassociaties bijvoorbeeld) betekende namelijk nog niet automatisch

¹¹ Ter verduidelijking: de aandelen van de VGO's bestonden voor 25% uit niet-converteerbare preferente aandelen zonder stemrecht. Deze 25% werd bij het begin van de privatisering gratis aan de werknemers van de desbetreffende VGO verstrekt. Er bleef dus een pakket van 75% aandelen met stemrecht over. De staat bezat 51% van dit pakket aandelen, dus 38% van het totaal. Zie IEA, *Energy policies of the Russian Federation, 1995 survey*, p. 102.

controle over die onderneming. De holdingmaatschappij kon immers het beleid van de dochtermaatschappij blokkeren.. Zonder eveneens een meerderheidsbelang in de holdingmaatschappij, was een meerderheidsbelang in de dochteronderneming waardeloos. Het verwerven van een meerderheidsbelang in de holding was dus essentieel: die bood de effectieve controle over de VGO.¹² Dit betekende dat vele VGO's in feite pas een "echte" particuliere onderneming werden, toen de staat zijn meerderheidsbelang in de holding wilde opgeven. Voor vele VGO's werd de feitelijke zelfstandigheid daarom pas laat in het transitieproces bereikt. Zo had de staat nog tot 1997 een meerderheidsbelang in Sidanko, tot 1998 in TNK en tot 2000 in Onako, terwijl Slavneft' pas in december 2002 werd geprivatiseerd.¹³

Aan het begin van de privatisering was het de bedoeling dat het resterende pakket aandelen (een minderheidsbelang) in zowel de holding- als de dochtermaatschappij zou worden verdeeld tussen het management en de werknemers van de olieondernemingen en onder de algemene bevolking, in overeenstemming met het proces van massaprivatisering. Hier kwam echter weinig van terecht, doordat het management van de ondernemingen de veilingen en verkopen zo wist te manipuleren, dat vrijwel alle resterende aandelen bij insiders (lees: het management zelf) terechtkwamen. Zo organiseerden ondernemingen vaak gesloten veilingen, waarbij men alleen wilde verkopen aan door henzelf geautoriseerde partijen. Bovendien oefende het management vaak druk uit op zijn werknemers om de aandelen aan het management door te verkopen. Zo ontstonden al vrij snel twee grote partijen in de olie-industrie: insiders (het management) en de staat. Buitenstaanders kregen geen voet aan de grond.¹⁴

2.2.2 Privatiseringsfase 1: vorming van de VGO's

Nadat de eerste en oudste VGO's, LUKoil, Yukos en Surgutneftegaz (SNG), al eerder tot stand waren gekomen (november 1992), werden in mei 1994 bij regeringsresolutie no. 452 nog vier VGO's opgezet. Dit waren Sidanko (Sibirsko-Dal'nevostočnaja Neftjanaja Kompanija, ofwel de Oliemaatschappij van Siberië en het Verre Oosten), Slavneft' (een gecombineerd Russisch/Wit-Russische VGO), VNK (Vostočnaja Neftjanaja Kompanija, oftewel Oostelijke Oliemaatschappij) en Onako (Orenburgskaja Neftjanaja Kompanija, de Orenburgse Oliemaatschappij). Bij presidentieel decreet no. 327 (april 1995) werden vervolgens de achtste en negende Russische VGO opgericht, namelijk TNK (Tjumen'skaja Neftjanaja Kompanija, de Oliemaatschappij Tjumen') en Sibneft'. Voor een overzicht van de samenstelling van de VGO's, zie tabel 1.1 vanaf pagina 26.

Zo waren er nu dus negen VGO's ontstaan, alsmede Rosneft'. Aan het begin van de privatisering (1992) was het de bedoeling dat Rosneft' de nationale oliemaatschappij zou worden en nog relatief sterk zou zijn. Dat was twee en een half jaar later niet meer het geval. In 1995 was Rosneft's marktaandeel in de olieproductie gedaald tot nog maar 4%. Dat aandeel was te gering om nog grote invloed uit te kunnen oefenen op de oliemarkt; de ambitie van de

¹² Dienes, L., *Corporate Russia: Privatization and Prospects in the Oil and Gas Sector*, p. 10.

¹³ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, 2002 obzor*, p. 82.

¹⁴ Moser, N. en Oppenheimer, P., "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville, B. en Oppenheimer, P. (eds.), *Russia's post-communist economy*, p. 301-324, hier p. 307.

regering om van Rosneft' een grote nationale oliemaatschappij te maken, moest dan ook worden opgegeven.

De federale overheid kreeg in de periode 1995-97 met begrotingstekorten te kampen en had behoefte aan inkomsten. Daarom besloot men om Rosneft' te privatiseren, door haar meerderheidsbelang te verkopen aan een strategische investeerder. Eind november 1997 werd het plafond, dat het buitenlandse eigendom over Russische oliemaatschappijen tot maximaal 15% beperkte, opgeheven. Vervolgens werd begin 1998 een internationale tender uitgeschreven, waarop echter geen enkel geschikt bod werd gedaan. Oorzaken hiervoor moeten onder meer worden gezocht in de algehele economische malaise als gevolg van de Russische roebelcrisis in augustus 1998. Bovendien was de onzekerheid voor buitenlandse investeerders te groot en moet de aantrekkelijkheid van Rosneft' voor een buitenlandse partij sterk in twijfel worden getrokken. Rosneft' zou nog steeds een aanzienlijke overheidsbemoediging moeten dulden, aangezien de staat wel een minderheidsbelang wilde behouden. Bovendien was Rosneft' gedurende de privatisering zo uitgekleeft, dat er nog slechts een allegaartje van verhoudingsgewijs kleine, in uithoeken van het land gevestigde dochterbedrijfjes overbleef (zie tabel 1.1). Qua productie was het bijna uitsluitend nog actief in moeilijke regio's als de Kaukasus en het uiterste noorden.

Na de mislukte poging Rosneft' te privatiseren en in een klimaat, waarin er weer stemmen opgingen voor versterkte greep van de staat op de economie (volgend op de crisis van 1998) werd een plan opgezet om Rosneft' te laten samengaan met twee kleinere VGO's, die in die tijd nog steeds voor een groot deel in staatshanden waren (Onako en Slavneft'), en op die manier een grotere nationale oliemaatschappij (Gosneft': Staatsoliemaatschappij) tot stand te brengen.¹⁵ Met het aantreden van Vladimir Putin als president van Rusland op 31 december 1999 verdween ook dit plan in de prullenmand. De aandelen van Onako en Slavneft' zijn inmiddels verkocht.

Rosneft' is op dit moment (februari 2003) nog steeds voor 100% in handen van de Russische overheid, die voor Rosneft' nog steeds een taak ziet weggelegd als haar "verlengstuk". De onderneming heeft zich nu dan ook belast met "de praktische implementatie van de belangen van de staat in de brandstof- en energiesector, met stabilisering van de binnenlandse brandstofmarkt en het elimineren van regionale dispariteit".¹⁶ Een andere belangrijke taak voor Rosneft' zou zijn het waarnemen van het aandeel van de staat in projecten die onder het PSA-regime¹⁷ zouden vallen. Die taak nam het aanvankelijk ook op zich (zo verkreeg het de rechten voor participatie in het Sachalin-1 project), maar Rosneft' verloor die verantwoordelijkheid later weer. Hoewel er binnen de overheid nu stemmen opgaan om de rechten weer aan Rosneft' toe te kennen, blijft onduidelijkheid troef. Zoals al gedurende de hele transitie wordt er volop

¹⁵ Khartukov, E., "Reshaping the landscape", in: *Petroleum Economist*, november 1999, p. 24. Ook Sagers, M., "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, 42:3, 2001, p. 157.

¹⁶ Van de website van Rosneft, op: www.rosneft.ru/english/company/strategiq.html

¹⁷ PSA: Production Sharing Agreement. In het kort houdt dit investeringsregime in, dat de verdeling van de kosten en opbrengsten tussen de deelnemende partijen in een contract wordt vastgelegd. Dit biedt voor beide partijen zekerheid tegen eventueel toekomstige beleidswijzigingen en is daarom een gangbaar investeringsregime in de mondiale olie-industrie. Zie voor een uitgebreide discussie hoofdstuk 3.

gedebatteerd over de toekomstige rol van Rosneft', maar een lange-termijnvisie, die ook op voldoende steun kan rekenen, ontbreekt.

Wij concentreren ons nu weer op het proces van de vorming van de VGO's. Nadat de VGO-holdingmaatschappijen waren gecreëerd, begon de strijd om wie - d.w.z. welke holding - de controle over welke dochtermaatschappijen zou krijgen. Dat maakte uiteraard nogal wat verschil uit voor het toekomstperspectief van de nieuwe VGO's. Daarbij was niet alleen de productie doorslaggevend, maar ook de reserves en de locatie. Een voorbeeld: vroegere productieassociaties, zoals Juganskneftegaz (met in 1992 een jaarproductie van 40,7 miljoen ton), Nižneartovskneftegaz (32,5 miljoen ton) en Kogalymneftegaz (29,2 miljoen ton) zijn enorm, terwijl andere, zoals Orenburgneft' en Udmurt'neftegaz, daar met een jaarlijkse productie van rond de 7 miljoen ton ver bij achterbleven.

In de strijd om de olierijkdom kwam bovendien een aantal nieuwe eisende partijen ten tonele. Enkele regionale autoriteiten (de autonome republieken Tatarstan, Baškortostan en Komi, maar ook het district Chanty-Mansië) gingen van de federale regering in Moskou meer controle eisen over de bodemschatten die zich op het "eigen" territorium bevonden en waarover de regio's het "soevereine eigendomsrecht" claimden. De Russische overheid zag zich genoodzaakt hieraan tegemoet te komen door oprichting van regionale VGO's, die meestal bestonden uit alle vroegere Sovjet-olieondernemingen die op het grondgebied van de desbetreffende regio waren gevestigd. Zodoende werd de groep VGO's nog met vijf regionale VGO's uitgebreid, te weten: Tatneft', Bašneft' en Komi-TEK, terwijl in Chanty-Mansië (West-Siberië), een enorme regio waar zo'n 70% van de gehele Russische olie-industrie zich bevindt, een compromis werd gevonden door de oprichting van Sibneft' en TNK. Deze VGO's hebben sterke banden met de desbetreffende regionale regeringen.

De verdeling van de dochtermaatschappijen verliep niet volgens een strak door de overheid geregisseerd schema, en evenmin op basis van economische of commercieel rationele overwegingen. Volgens N. Moser en P. Oppenheimer was "de verdeling meer gebaseerd op persoonlijke contacten van met name directeuren en managers met overheidsfunctionarissen en op een machtsstrijd tussen de directeuren onderling en met de regering."¹⁸ Bij de verdeling speelden vooral de invloed van de managers een rol. Geen van de directeuren wenste ondergeschikt te worden aan een andere, omdat men vreesde daardoor feitelijk al zijn invloed te verliezen. Zo weigerden V. Gorodilov (directeur van Nojabrskneftegaz) en V. Ageev (Purneftegaz) onder V. Palij (directeur van Nižneartovskneftegaz, nu TNK) respectievelijk A. Sivak (Sidanko) te werken. Bovendien wilde geen enkele directeur onder het Rosneft'-concern vallen. Daarmee zou men immers - gezien het feit dat dat bedrijf voor 100% in staatshanden was - feitelijk onder curatele van de overheid komen te staan. Alle directeuren van de grotere productieassociaties wisten hun posities te handhaven. Ze werden directeur van een nieuwe VGO, waarbij zij altijd hun "eigen" productieassociatie mee konden nemen.

Volgens Moser en Oppenheimer is deze onderlinge strijd dan ook een van de redenen voor het verre van optimale resultaat van de verdelingsoperatie. Vooral organisatorisch mankeerde er nogal wat: de ene VGO was meer

¹⁸ Moser, N. en Oppenheimer, P., "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville, B. en Oppenheimer, P. (eds.), "Russia's post-communist economy", p. 301-324, hier p. 306.

verticaal geïntegreerd dan de andere. Zo ontbrak het TNK lange tijd aan een raffinaderij. Ook qua evenwicht en schaalgrootte liet de uiteindelijke verdeling veel te wensen over. Zo wist LUKoil drie productie-'reuzen' te verwerven (zoals gezegd Langepasneftegaz, Urajneftegaz en Kogalymneftegaz), kreeg Yukos de grootste producent (Juganskneftegaz) en verwierf ook Sidanko vier grote producenten. Sidanko ontbeerde echter raffinagecapaciteit. Daarin was Rosneft' weer een reus, hoewel diens raffinagecapaciteit na de verzelfstandiging van de twee grootste raffinageondernemingen, Norski Oil en het Moskouse NCTK, sterk werd teruggebracht. Bašneft' was weliswaar klein qua productie, maar had qua raffinage de op twee na grootste capaciteit van het land. In het bijzonder Onako en Slavneft' stonden vanaf het begin al op achterstand door hun kleine marktaandeel in alle sectoren.

2.2.3 Privatiseringsfase 2: het loans-for-shares-programma

Nadat de VGO's waren gecreëerd, begon er een tweede fase in de privatisering van de Russische olie-industrie. Het plan van de Russische overheid was dat er uiteindelijk zo'n tien stabiele, volledig geprivatiseerde VGO's zouden ontstaan. Hoewel er vanaf eind 1995 meer voortgang werd geboekt met het terugbrengen van de aandelenpakketten van de staat, gebeurde dit niet op de oorspronkelijk bedoelde manier, namelijk door die pakketten aan managers, werknemers en het publiek te verkopen d.m.v. vouchervervingen. De tweede fase in het privatiseringsproces wordt gedomineerd door het loans-for-shares-programma, dat de overheid gedurende de jaren 1995-1997 doorvoerde. Dit programma werd mede ingegeven door de behoefte aan inkomsten van de overheid. Die kampte met toenemende tekorten op de begroting en een mogelijkheid deze tekorten te dichten werd gevonden door af te wijken van de oorspronkelijke privatiseringsmethode en te kiezen voor een methode die voor grotere inkomsten zou zorgen.

Een consortium van Russische banken en de regering werkte samen aan een schema voor het loans-for-shares-programma. Een plan daartoe, opgesteld door het bankenconsortium onder leiding van V. Potanin (de voorzitter van de Oneksimbank), werd in september 1995 door de regering goedgekeurd. Dit plan voorzag in veiling van het recht om de aandelen van de staat in de VGO's te beheren, in ruil voor bankleningen. Bovendien werd er in de voorwaarden voor de leningen opgenomen dat, als de staat er niet in zou slagen voor 1 september 1996 een lening terug te betalen, de uitlenende bank toestemming zou krijgen de aandelen te verkopen, waarbij de opbrengst van die verkoop zou worden verdeeld tussen de regering (70%) en de bank (30%). Om de inkomsten voor de staat zo hoog mogelijk te krijgen, werd er voor het veilingensysteem gekozen. De te veilen VGO's (de holdings) waren LUKoil (5% van de totale aandelen), Yukos (45%), SNG (40,1%), Sidanko (51%) en Sibneft' (51%).¹⁹

Tegen de tijd dat de veilingen zouden worden gehouden, waren er echter al weer enige wijzigingen opgetreden in de voorwaarden. Zo wisten de betrokken VGO's te bewerkstelligen dat buitenlandse partijen van deelname waren uitgesloten; bovendien werd de partij die de veiling zou winnen, verplicht tot een aantal zaken. Zo moest de achterstallige belastingschuld aan het Federale budget worden voldaan (vaak vele miljoenen dollars) of men werd verplicht investeringen te doen. Daarmee werden de aandelen minder aantrekkelijk; zij

¹⁹ Khartukov, E., "Russia's oil: Will it ever be globalized?", in: *The Journal of Energy and Development*, 23:2, p. 237-269, hier p. 240.

daalden dan ook in waarde. Bovendien was het economisch klimaat ongunstig, aangezien de banken met problemen te kampen kregen. De Russische banken waren gewend aan snelle inflatie en voortdurende waardedaling van de roebel t.o.v. de dollar. Zij verdienden een aanzienlijk deel van hun kapitaal met valutaspeculatie. Toen de roebel eind 1995 begon te stabiliseren, kwamen de banken dan ook in liquiditeitsproblemen. Dit had zijn weerslag op hun financiële slagkracht.

De veilingen leverden uiteindelijk veel minder op dan de overheid had gehoopt. Er was weinig concurrentie bij de veiling en de uitgebrachte biedingen waren vaak ver onder de marktwaarde. De aandelen werden meestal verkregen door financiële organisaties, waarachter vaak het management van de VGO's schuil ging.

Nadat in september 1996 de regering inderdaad niet aan de terugbetalingsverplichtingen kon voldoen, kregen de winnaars van de veilingen het recht de aandelen aan derden te verkopen. Overigens maakte dezelfde Potanin, die het voor het loans-for-shares-plan verantwoordelijke bankenconsortium had geleid, nu deel uit van de regering. Hij was tussen augustus 1996 en maart 1997 als eerste vice-premier belast met het economisch beleid en speelde dus een dubbelrol. Opnieuw werden er veilingen georganiseerd en ook deze veilingen kenden weer een controversieel verloop. De opbrengst was wederom een tegenvaller voor de staat en kwam vaak niet eens in de buurt van de marktwaarde van dat moment. Het betreft hier een tekortkoming die voor alle in Rusland gehouden "privatiseringsveilingen" gold. De opbrengst stond altijd in schril contrast met de waarde van het geveilde, en dit terwijl de marktwaarde van de geveilde aandelenpakketten in de VGO's vaak juist zeer hoog was.

Ter illustratie van bovenstaande hanteert E. Khartukov de methode van de kosten van de gekochte oliereserves per vat. Zo leverde de verkoop van het belang van 51% in Sibneft' de staat slechts \$ 110 miljoen op. Aangezien Sibneft' 4 miljard vaten aan oliereserves heeft, zou 51% uitkomen op 2,05 miljard vaten. Wanneer we \$ 110 miljoen delen door 2,05 miljard krijgen we \$ 0,05 per vat. Een dergelijke lage opbrengst ging bij elk van de verkochte pakketten op: de laagste opbrengst was \$ 0,03 (bij de verkoop van 51% van Sidanko); de hoogste nog altijd slechts \$ 0,81 (45% van VNK). Ter vergelijking: bij wereldwijde soortgelijke olietransacties kostten de reserves per vat gemiddeld 4 dollar.²⁰ Als we dit model volgen, had de verkoop van 51% van Sibneft' zo'n \$ 8,2 miljard kunnen opbrengen, de verkoop van Sidanko \$ 19 miljard en die van VNK ongeveer \$ 4 miljard. Hoewel het model een tekortkoming kent, omdat het verschillende landen gelijkschakelt - in andere landen heerst wellicht een beter investeringsklimaat en zijn er gunstiger natuurlijke omstandigheden dan in Rusland, wat de reserves aantrekkelijker maakt - is het enorme verschil opvallend.

Ook aan de hand van enkele andere voorbeelden kan de bewering, dat de staat zijn kroonjuwelen voor een appel en een ei van de hand heeft gedaan, worden gestaafd. Eén daarvan is de veiling van 5% van LUKoil. Op de veilingdatum (20 juni 1997) was het pakket aandelen op de beurs \$ 608 miljoen waard,

²⁰ Khartukov, E., "Reshaping the landscape", in: *Petroleum Economist*, november 1999, p. 24.

maar het pakket werd uiteindelijk verkocht voor slechts \$ 43,6 miljoen.²¹ De andere aandelenpakketten van de staat in de VGO's leverden overeenkomstige lage sommen op. De veiling van de aandelen SNG bracht \$ 88,4 miljoen op (tegen een geschatte marktwaarde van \$ 591 miljoen); 51% van de holding Sidanko leverde niet meer op dan een schamele \$ 130 miljoen. Dat staat in schril contrast met bijvoorbeeld de aankoop door BP Amoco van een 10%-belang in Sidanko. Daarvoor moest in november 1997, elf maanden na de veiling, maar liefst \$ 571 miljoen worden betaald aan Oneksimbank, de eigenaar van Sidanko.

Enkele "losse" veilingen door de staat van aandelenpakketten in VGO's die niet in het loans-for-shares-programma waren betrokken, vertoonden dezelfde kwalen als die van het loans-for-shares-programma, te weten: gebrek aan transparantie, geen concurrerende biedingen en lage opbrengsten. Ook nu waren het weer de financieel-industriële groepen die aan het langste eind trokken. De resterende aandelen van Yukos kwamen bij Menatep terecht, de resterende aandelen Sidanko bij Oneksimbank, terwijl Sibneft' aan de SBS-Agrobank en het imperium van B. Berezovskij toeviel. In juli 1997 werd een pakket van 40% van de aandelen van TNK verkocht aan een consortium van Alfa Group en Access/Renova (AAR). Ook hier was de opbrengst laag: de verkoop bracht \$ 820 miljoen op. Een 45%-belang in VNK werd voor \$ 800 miljoen verkocht aan Menatep.

Ten aanzien van het loans-for-shares-programma kan een aantal opmerkingen worden gemaakt. Zo kwamen na de twee veilingen de aandelen uiteindelijk terecht bij 'insiders' in het geval van LUKoil en SNG, en in het geval van de meeste andere VGO's bij een nieuwe partij in het privatiseringsproces: een aantal grote banken en/of financieel-industriële groepen, met aan de leiding tycoons als B. Berezovskij, M. Chodorkovskij en de al eerder genoemde V. Potanin. Deze tycoons begonnen na de val van de Sovjet-Unie aan hun opmars en vergaarden steeds meer lucratieve bedrijven in de economie. De meeste van hen hadden ook goede banden met de regering en werden daardoor politiek steeds invloedrijker, wat een basis was voor corruptie.

De controle over LUKoil en SNG kwam, zoals gezegd, uiteindelijk terecht bij die VGO's zelf. Het vehikel dat LUKoil gebruikte om mee te bieden op de veiling, Nikoil, was op dat moment echter onbekend; bovendien kon de eigendomsstructuur ervan niet worden achterhaald. Enkele andere VGO's kregen nieuwe aandeelhouders waarvan tot voor kort nog nooit iemand had gehoord; het eigendom bleek onontwarbaar, dit om te verhullen wie er feitelijk achter zat. Zo werd de onbekende investeringsgroep Laguna uiteindelijk de nieuwe eigenaar van 88% van de aandelen van Yukos, viel 51% van Sidanko in handen van MFK en bleek het illustere NFK (afkorting van Financiële Olie Corporatie) de winnaar van een 51%-belang in Sibneft'. Het duurde enige tijd voordat was uitgevonden dat achter deze namen zich respectievelijk de bank Menatep, de Oneksimbank en de SBS-Agrobank schuil hielden.²² De veilingen kenmerkten zich aldus door gebrekkige transparantie, doordat er een wirwar aan brievenbusfirma's werd gebruikt ter verhulling van de werkelijke eigenaars.

²¹ Moser, N. en Oppenheimer, P., "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville, B. en Oppenheimer, P. (eds.), *Russia's post-communist economy*, p. 301-324, hier p. 312.

²² Khartukov, E., "Russia's oil: Will it ever be globalized?", in: *The journal of energy and development*, 23: 2, blz. 237-269, hier p. 243.

De veilingen waren vaak zo georganiseerd, dat buitenstaanders of ongewenste partijen niet aan de eisen konden voldoen om een bod uit te brengen; het kwam ook voor dat de veilingen werden gemanipuleerd. Zo kon men bij de eerste veiling van aandelen van SNG in november 1995 onregelmatigheden bespeuren die niet passen in een markt met vrije toegang en concurrentie. Op de dag van de veiling waren er maar twee biedende partijen voor het pakket: SNG zelf en Rosneft'. Dat het er maar twee waren, had alles te maken met de voorwaarden voor deelname aan de veiling. Het was voor andere bidders dan SNG praktisch onmogelijk aan de eisen te voldoen, aangezien de winnaar van de veiling een belang van 5% in de productieassociatie SNG (de dochtermaatschappij) diende over te dragen aan de holding. Daartoe was geen enkele partij in staat, want behalve de staat en de holding SNG zelf, had de dochteronderneming geen andere aandeelhouders. Om er niettemin geheel zeker van te zijn dat zich niet toch nog een concurrent zou aanmelden, werd het vliegveld van Surgut, waar de veiling plaatsvond, gedurende de dagen rond de veiling gesloten, en werd de plaats van de veiling dus feitelijk onbereikbaar gemaakt.²³ De deelname van Rosneft' aan de veiling mag overigens opmerkelijk worden genoemd, gezien zijn status als 100% staatsbedrijf. Wanneer Rosneft' de veiling zou hebben gewonnen, zou van privatisering geen sprake zijn geweest. Zover kwam het echter niet. De biedcommissie (waarin officials van de oblast Tjumen' zitting hadden, samen met de directeur van SNG en diens plaatsvervanger) verklaarde het bod van Rosneft' ongeldig, omdat het niet in overeenstemming was met de procedure. De weinig verrassende winnaar van de veiling was dan ook SNG zelf.

2.3 De periode van consolidatie

Na de periode van de privatisering door middel van het loans-for-shares-programma was de Russische olie-industrie voor het grootste deel in particuliere handen. De staat had nu alleen nog een meerderheidsbelang in de kleinere VGO's Rosneft', Onako en Slavneft'. Voor de rest was de Russische olie-industrie geconcentreerd rond een kleine kring van financieel-industriële groepen (in het geval van Yukos: Sidanko, Sibneft' en TNK) of in handen van de directeuren van de vroegere productieassociaties (zoals LUKoil en SNG). Nu de olie-industrie in particuliere handen was, begon een proces van consolidatie. De holdingmaatschappijen streefden ernaar de dochtermaatschappijen in 100% eigendom te brengen, waardoor de dochtermaatschappijen feitelijk ophielden te bestaan als zelfstandige ondernemingen en waardoor de holding- en dochtermaatschappijen konden worden geïntegreerd tot één onderneming. Het voordeel hiervan was dat er dan één aandeel kon worden uitgegeven, wat aantrekkelijker zou zijn voor investeerders. Bovendien zou het de effectieve belastingdruk verminderen, aangezien de VGO's niet langer twee keer (zowel de dochter- als de holdingmaatschappij) de diverse belastingen (over omzet, winst etc.) hoefden te betalen, maar nog slechts één keer.

De financieel-industriële groepen, met aan het hoofd de tycoons, blonken in de tijd dat zij controle uitoefenden over de VGO's allesbehalve uit in goed ondernemerschap. Men maakte zich veelvuldig schuldig aan het onttrekken

²³ Moser, N. en Oppenheimer, P., "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville, B. en Oppenheimer, P. (eds.), "*Russia's post-communist economy*", p. 301-324, hier p. 313.

van waarde uit de activa van de VGO's door *transfer pricing* en het doen verwateren van aandelenpakketten van minderheidsaandeelhouders.²⁴ Een van de gebruikte trucs betrof de overdracht van activa of van winsten van bedrijfsonderdelen naar andere delen van de zakenimperium van de tycoons.²⁵ Bovendien werden vaak verplichtingen niet nagekomen, zoals de uitbetaling van loon aan het personeel, betaling van regionale en federale belastingen, terugbetaling van schulden en winstuitkeringen aan aandeelhouders. Dit laakbare gedrag werd door de overheid min of meer door de vingers gezien; minderheidsaandeelhouders stonden machteloos, aangezien hun rechten werden genegeerd of niet gerespecteerd.²⁶ Bovendien werd in de periode tot aan de crisis van 1998 nauwelijks geïnvesteerd in de olieproductie, zoals de aanschaf van moderne technologie en de noodzakelijke know-how. In 1998 bedroeg het investeringsniveau in de olie-industrie nog maar 25% van dat van 1990.²⁷ Dit gebrek aan investeringen uitte zich ook onmiddellijk in een dalende productie en dalende export.

De VGO's probeerden hun territorium en hun omvang uit te breiden door het aangaan van strategische allianties met andere VGO's en ook door middel van overname van kleinere ondernemingen op het gebied van olieproductie en raffinage. Door expansie dacht men beter te kunnen opereren op de oliemarkt, zowel nationaal als internationaal. Een eerste aanzet tot een alliantie werd gedaan door de VGO's Yukos en Sibneft', die samen de alliantie Yuksi wilden vormen. De andere partijen reageerden daarop door eveneens partners te zoeken of door allianties aan te gaan. LUKoil vormde samen met Onako en Gazprom een alliantie, terwijl TNK een samenwerkingsverband met Bašneft' aanging. Overigens werden deze allianties en bewegingen nauwlettend gevolgd door de overheid, aangezien het bezitten van een marktaandeel van meer dan 25% een overtreding van de anti-monopoliewetgeving zou zijn.

De economische crisis van augustus 1998 die Rusland ten deel viel, bracht echter opnieuw een ingrijpende verandering in het landschap van de Russische olie-industrie. Doordat de Russische regering niet langer aan haar binnenlandse schulden kon voldoen en bovendien de roebel werd gedevalueerd tot bijna een kwart van zijn waarde, stortte de Russische banksector in. De Russische banken hadden massaal staatsobligaties (GKO's) gekocht van de Russische overheid, die in ruil daarvoor torenhoge rentes bood. Toen de regering niet aan deze (kortlopende) verplichtingen kon voldoen, kondigde het een schuldenmoratorium af. Dit leidde tot het faillissement van een aantal banken, en had dus ook grote gevolgen voor de olie-industrie. Diezelfde banken waren immers grootaandeelhouder van een aantal VGO's.

Het gevolg was dat de banken, waar de financieel-industriële groepen omheen waren gebouwd, aanzienlijk verzwakten en alleen in afgeslankte vorm nog konden doorgaan. De beperkte financiële middelen stonden het de financieel-industriële groepen niet toe zich nog langer in de olie-industrie te bewegen. De economische crisis deed zich voor in een periode van lage internationale olieprijsen, waardoor de rendabiliteit van de Russische olieproductie onder

²⁴ McKinsey global institute, *Unlocking economic growth in Russia, oil report*, 1999, p. 9.

²⁵ Wereldbank, *World development report 1996: from plan to market*, p. 55.

²⁶ Moser, N. en Oppenheimer, P., "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville, B. en Oppenheimer, P. (eds.), *Russia's post-communist economy*, p. 301-324, hier p. 318.

²⁷ Sagers, M., "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, 42:3, 2001, p. 166.

druk kwam te staan. De exportinkomsten konden het verlies dat de VGO's op de binnenlandse markt leden, daardoor niet compenseren. Ook hadden de VGO's sinds het begin van de transitie, 1992, een aanzienlijke (buitenlandse) schuld opgebouwd. Aangezien er op de binnenlandse markt weinig kapitaal voorhanden was, leende men veel bij buitenlandse banken. De schuldenverplichtingen aan deze banken vormden dan ook een grote kostenpost, waar de Russische banken na de crisis voor terug schrokken. Zo bedroeg de schuld van Yukos, volgens schattingen van de United Financial Group, op 1 januari 1999 zo'n \$ 1,05 miljard (terwijl de beurswaarde van het bedrijf op dat moment slechts \$ 391 miljoen was), die van Tatneft \$ 1,25 miljard (tegen een beurswaarde van \$ 415 miljoen) en die van Sidanko \$ 425 miljoen (beurswaarde \$ 383 miljoen).²⁸

Dit gegeven luidde een periode in van overnames en van strijd om de aantrekkelijkste delen van de olie-industrie. Het startschot hiertoe werd min of meer gegeven, toen LUKoil zijn oog liet vallen op Komi-TEK, dit vooral vanwege de activiteiten van dit bedrijf in de olieregio Timan-Pečora, in het hoge noorden van Rusland. In september 1999 verwierf LUKoil 100% van Komi-TEK en betaalde daarvoor \$ 500 miljoen. Hiermee hield deze regionale VGO feitelijk op te bestaan als een zelfstandige VGO en werd het een dochter van LUKoil.

Voorbeelden van andere grote overnames waren het vergaren van een belang van 85% van Onako door Evro-TEK, een investeringsgroep waarachter de Alfa Group schuil gaat. Dezelfde Alfa Group wist via twee van zijn andere firma's, die deel uitmaakten van AAR, de onbekende investeerders Novy Investments en Novy Petroleum Finance, nog eens 49% van TNK in handen te krijgen, waardoor het nu 99,8% van deze VGO in bezit heeft.

2.4 Negatieve ervaring voor buitenlandse investeerders: de affaire-Sidanko

Een negatieve ervaring in de Russische olie-industrie, en vooral in de geschiedenis van de buitenlandse investeringen in Rusland, wordt gevormd door het getouwtrek tussen BP-Amoco en TNK over een dochter van Sidanko. In deze zaak, die ook in het Westen aandacht heeft gekregen, vielen meer dan eens woorden als "illegaal", "corruptie" en "onrechtmatig". Aangezien deze zaak symbolisch is voor de politieke en juridische chaos en de controversiële privatisering, zullen we deze hier uitgebreider bespreken.

Het Britse BP-Amoco kocht in november 1997 een belang van 10% in de VGO Sidanko. Deze VGO was toentertijd voor het merendeel eigendom van de door de economische crisis zwaar getroffen financieel-industriële groep Interros. Sidanko werd door Interros slecht bestuurd en leverde slechte prestaties (lage investeringen, dalende productie en financieel wanbeheer)²⁹. Bovendien namen Sidanko's schulden toe, niet alleen aan buitenlandse crediteuren (vooral banken), maar ook aan de federale overheid. Het had een aanzienlijke belastingschuld. Over de precieze hoogte van de totale schulden die Sidanko op dat moment had, ontbreken exacte gegevens, maar volgens schattingen van

²⁸ O'Sullivan, S., "Financing the Russian oil industry in a post crisis world", in: *Petroleum Economist*, juni 1999, p. 65; Khartukov, E. "Reshaping the landscape", in: *Petroleum Economist*, november 1999, p. 22.

²⁹ O'Sullivan, S., "Financing the Russian oil industry in a post crisis world", in: *Petroleum Economist*, juni 1999, p. 65.

de United Financial Group bedroegen ze \$ 425 miljoen dollar.³⁰ Dat bedrag is op zichzelf geen ramp, maar tegenover die schuld stonden niet veel inkomsten en vermogen. De olieprijs waren op dat moment laag en de kosten hoog, waardoor de meeste VGO's met verlies draaiden. Problematisch was bovendien, dat twee van de belangrijkste dochtermaatschappijen van Sidanko, te weten Černogorneft' en Kondpetroleum, ook met grote schulden kampten. Vooral Černogorneft' was belangrijk voor de VGO Sidanko; het was de grootste producent (met een productie van 8,7 miljoen ton per jaar) van het concern en bovendien beschikte het over grote reserves; het bezat namelijk een licentie voor productie op het gigantische Samotlor-veld.

Het is hier belangrijk te vermelden dat Samotlor was opgedeeld in twee delen. De licentie met de productierechten voor het andere deel van het olieveld was in handen van Niznevartovskneftegaz, dat onderdeel was van de VGO TNK). TNK is voornamelijk actief in de oblast Tjumen', waarbinnen zich ook het Samotlor-veld bevindt. TNK verkeerde dan ook in de veronderstelling dat het dit veld alleen zou mogen gaan beheren. Tot onvrede van TNK werd het veld door de Russische overheid echter in tweeën verdeeld. TNK was niettemin vast besloten tot exploitatie van het Samotlor-veld als één geheel; daartoe nodigde TNK BP-Amoco uit om, via zijn dochter Černogorneft', het veld gezamenlijk te exploiteren. BP zag hier echter niets in en weigerde.

TNK hield echter onverdroten vast aan zijn voornemen het veld in zijn geheel te exploiteren en zocht vervolgens een andere weg om dit doel te bereiken. Het kocht eind 1999 het grootste deel van de schulden van Černogorneft', zodat TNK de grootste schuldeiser werd van deze producent. Vervolgens drong TNK aan op het starten van een faillissementsprocedure tegen Černogorneft'. Als belangrijkste schuldeiser kon TNK de procedure beïnvloeden. Het vroeg het Moskouse Arbitragehof een extern toezichthouder voor Sidanko te benoemen - dit tegen de zin van BP Amoco, dat van mening was dat zowel Černogorneft' als Kondpetroleum nog levensvatbaar was en beide dochters een nieuwe kapitaalinjectie wilde geven. Het Arbitragehof honoreerde echter de wens van TNK en wees een toezichthouder toe. De aanstelling van een toezichthouder had tot gevolg dat het bestuur van Sidanko onder curatele werd geplaatst. Het moest nu al zijn handelingen verantwoorden en al zijn besluiten ter goedkeuring aan de toezichthouder voorleggen.³¹

Nu het bestuur van Sidanko buitenspel was komen te staan, wilde BP geen geld meer steken in schuldsanering. Daarop concludeerde de toezichthouder dat de situatie bij Černogorneft' en Kondpetroleum hopeloos was geworden; besloten werd dat deze twee dochters van Sidanko zouden worden geveild. De protesten van BP haalden niets uit. Op de faillissementsveilingen deed TNK het beste bod.³² Sidanko (en dus ook BP Amoco) raakte door de hele affaire zijn smakelijkste hapjes kwijt. De VGO bleef na het verlies van Černogorneft' en Kondpetroleum gehavend achter. Ter vergelijking: voor de hele affaire had Sidanko de grootste reserves van alle Russische VGO's (1,84 miljard ton) en was het met een jaarlijkse productie van 20,4 miljoen de vijfde producent van

³⁰ UFG maakte een berekening van de schulden van alle Russische VGO's per 1 januari 1999 (rond het moment van de affaire-Sidanko). Deze is te vinden in het artikel van O'Sullivan (hoofd onderzoek van UFG) in *Petroleum Economist* van juni 1999: "Financing the Russian oil industry in the post-crisis world".

³¹ O'Sullivan, S., "Financing the Russian oil industry in a post crisis world", in: *Petroleum Economist*, juni 1999, p. 67.

³² "BP Amoco forced to rethink its strategy", in: *Petroleum Economist*, januari 2000, p. 36.

het land.³³ Het verlies van de twee dochtermaatschappijen betekende dat de reserves van Sidanko nog maar 0,495 miljard ton bedroegen (waarmee het qua omvang de zevende van het land is), terwijl de jaarlijkse productie nagenoeg werd gehalveerd (naar 10,69 miljoen ton); daarmee zakte Sidanko qua productievolume van de vijfde naar de achtste plaats. Het mag dan ook niet verbazen dat BP \$ 200 miljoen van zijn investering in Sidanko (\$ 570 miljoen) afschreef.

De ervaringen van BP liggen bij Westerse investeerders nog vers in het geheugen en hebben het vertrouwen in Rusland als investeringsland geschaad. BP stelt dat de hele faillissementsprocedure onwettig en bovendien overbodig was, terwijl er ook tal van onregelmatigheden te bespeuren zijn geweest.³⁴ Het wijst erop dat de aanstelling van een externe toezichthouder bij Sidanko tegen de wil was van de meeste schuldeisers. Volgens BP was een schuldsanering heel goed mogelijk geweest en had een faillissementsprocedure beter achterwege kunnen blijven. Het ziet TNK als de kwade genius achter de affaire. Dat zou verantwoordelijk zijn voor de toewijzing van een externe toezichthouder. TNK ontkent dit echter ten stelligste. Het zegt niets onrechtmatig te hebben gedaan. Volgens directeur Kukes berust de hele zaak op anti-Russische hysterie in de Westerse wereld en wordt TNK nu tot zondebok verklaard. Bovendien, zo stelt Kukes, had de hele affaire zich wellicht niet voorgedaan als BP gewoon was ingegaan op TNK's voorstel tot samenwerking³⁵.

BP bleef doorvechten en claimde zijn vroegere dochtermaatschappijen terug van TNK. Na een lange periode van onderhandelen zijn beide partijen tot een compromis gekomen. TNK heeft 'Černogorneft' in 2001 weer teruggegeven aan Sidanko, in ruil voor 25% van de aandelen in Sidanko. Dat was voor BP weer reden zijn belang in Sidanko van 10% naar 25% te vergroten.

Na de overnamegolf die volgde op de crisis van augustus 1998, trad er een periode van rust war overnames betreft, mede doordat geld voor nieuwe expansie ontbrak. Gestimuleerd door hogere inkomsten als gevolg van een hoge olieprijs, maar ook uit pure noodzaak, begonnen vele VGO's serieus werk te maken van verbetering van hun transparantie, een efficiëntere productie en van kostenbeheersing. In de directies van de meeste VGO's werden Westerse adviseurs opgenomen, hetgeen de internationale reputatie van die VGO's aanzienlijk verbeterde. Op deze manier werd er vooral op het gebied van corporate governance vooruitgang geboekt. De VGO's gingen bovendien voor het merendeel over op Westerse accountancy-methoden om de transparantie te verbeteren. Dit alles moest leiden tot een betere schuldenpositie en een toenemend vermogen om investeringen aan te trekken.

Dat dit nieuwe beleid van de Russische VGO's door buitenlandse investeerders niet onopgemerkt is gebleven, mag blijken uit de recente investering van het Britse olieconcern BP. Ondanks de negatieve ervaringen uit het recente verleden (de affaire- Sidanko), kondigde BP in februari 2003 een enorme investering aan - het grootste pakket aan buitenlandse investeringen in Rusland tot nu toe. BP bereikte overeenstemming met AAR, de grootaandeelhouder van TNK en Sidanko, over het oprichten van een nieuwe VGO. De totale investering van BP in deze nieuwe onderneming zal \$ 6,15

³³ Khartukov, E., "Russia's oil: Will it ever be globalized?", in: *The journal of energy and development*, 23: 2, blz. 237-269, hier p. 238.

³⁴ "BP Amoco forced to rethink its strategy", in: *Petroleum Economist*, januari 2000, p. 36.

³⁵ Ibid., p. 36

miljard bedragen. BP betaalt AAR bij de overname een cash bedrag van \$ 2,4 miljard en zal daarna nog drie jaarlijkse termijnen van \$ 1,25 miljard aan AAR voldoen in de vorm van gewone aandelen in BP.³⁶ Sommige Westerse experts reageerden sceptisch op de beslissing van BP door erop te wijzen dat Rusland nog steeds een risico vormt voor buitenlandse investeerders. Het Britse olieconcern reageerde hierop door te zeggen dat het de affaire-Sidanko nog niet is vergeten, maar vertrouwen heeft dat "de risico's deze keer beperkt en beheersbaar zijn".³⁷

Deze nieuwe VGO, waarvan TNK en Sidanko een onderdeel zullen worden, kreeg de naam BP-TNK en is sinds 29 augustus 2003 operationeel. BP en AAR nemen beide een belang van 50% in de nieuwe VGO. Het 50%-belang geeft BP daarmee een aanzienlijk grotere invloed op zijn investering dan in het verleden. Bovendien vaardigt BP vijf van de tien directieleden - onder wie de president-directeur - af (de andere vijf worden door AAR benoemd); het is de bedoeling dat alle beslissingen unaniem worden genomen. Met deze maatregelen denkt BP nu wel beschermd te zijn tegen de risico's.

De nieuwe combinatie BP-TNK is in grootte de derde oliemaatschappij van Rusland (jaarproductie van 60 miljoen ton) en is in het bezit van diverse interessante licenties voor velden in Siberië en Sachalin. Bovendien beschikt BP-TNK over een groot *downstream* potentieel, met 5 raffinaderijen en zo'n 2100 pompstations in Rusland en Oekraïne.

Het proces van consolidatie in de Russische olie-industrie had een belangrijk vervolg moeten krijgen. In april 2003 kondigden de VGO's Yukos en Sibneft' aan te willen fuseren. Yukos, de op een na grootste VGO, was daarmee Shell en TotalFinaElf te snel af. Deze beide grote internationale oliemaatschappijen hadden, naar verluidt, eveneens warme belangstelling voor Sibneft', Ruslands snelst groeiende VGO.³⁸ De combinatie YukosSibneft' zou - met een jaarlijkse productie van 114 miljoen ton, oliereserves van 2,6 miljard ton en een beurswaarde van \$35-40 miljard - de grootste oliemaatschappij van Rusland worden en de vierde oliemaatschappij ter wereld qua productie, na BP, ExxonMobil en Shell.³⁹ YukosSibneft' verwachtte een internationale speler te kunnen worden. Door de fusie zou een financieel sterke onderneming (de grootste op de Russische beurs) met een sterke concurrentiepositie ontstaan. Een van de redenen voor Yukos en Sibneft' om te willen fuseren was vergroting van de financiële slagkracht, waardoor de onderneming in de toekomst succesvoller zou kunnen zijn bij het bieden op licenties voor nieuwe olievelden.⁴⁰ Dat laatste verklaart mede de serieuze belangstelling die ExxonMobil voor YukosSibneft' heeft getoond. Volgens berichten in het Britse dagblad *The Guardian* zou ExxonMobil over enkele maanden een belang van 40% in YukosSibneft' willen nemen.⁴¹ Andere berichten melden dat ook

³⁶ Volgens het persbericht "Alfa Group, Access Industries, Renova and BP Announce Signing of Definitive Legal Agreements on the Establishment of TNK-BP" van 27 juni 2003, te lezen op de website van TNK: www.tnk.ru

³⁷ Lelyveld, M. (RFERL), "Russia: Analysts See Risks In BP's Oil Deal", 14 februari 2003, gedownload van www.rferl.org

³⁸ "YukosSibneft oil", in: *Alexander's gas & oil connections*, 5 mei 2003, te vinden op www.gasandoil.com/goc/company/cnr32044.htm

³⁹ "Russian giant seeks role on global stage", in: *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLII, no. 17, 28 april 2003; YukosSibneft Oil", in *Alexander's Gas & Oil Connections*, 5 mei 2003, te vinden op www.gasandoil.com/goc/company/cnr32044.htm

⁴⁰ "Yukos, Sibneft' agree on merger", *Interfax*, 23 april 2003.

⁴¹ "Exxon eyes Russian oil", in: *The Guardian*, 4 oktober 2003.

ChevronTexaco kandidaat was om een aanzienlijk aandeel te nemen in YukosSibneft.⁴² De fusie werd in december 2003 afgeblazen.⁴³

De president-directeur van Yukos en beoogd leider van de nieuwe combinatie, M. Chodorkovskij, werd op 25 oktober 2003 gearresteerd op verdenking van fraude en belastingontduiking. Er ontstond zich een machtsstrijd om de controle over Yukos tussen de overheid en de aandeelhouders van Yukos. In de vier maanden na de arrestatie van Chodorkovskij deed de politie een groot aantal invallen in kantoren van Yukos en Menatep, de grootaandeelhouder van Yukos waarin Chodorkovskij een groot belang heeft, om bewijsmateriaal te verzamelen. Bovendien werd er nog een aantal belangrijke bestuurders en aandeelhouders van Yukos en Menatep gearresteerd, eveneens op beschuldiging van fraude en/of belastingontduiking. Chodorkovskij, die anno februari 2004 nog steeds in de gevangenis verblijft, zag zich genoodzaakt af te treden als president-directeur van Yukos. De overheid had beslag gelegd op zijn aandelenpakket in Yukos (ongeveer 40%) en de beurswaarde van Yukos is sinds zijn arrestatie met \$ 13 miljard gedaald.⁴⁴ In de (westerse) pers is er een link gelegd tussen de politieke activiteiten en ambities van Chodorkovskij en zijn bereidheid in zee te gaan met een Amerikaanse oliemaatschappij en zijn arrestatie door de Russische autoriteiten.⁴⁵

De deal tussen Yukos en Sibneft' werd in december 2003 definitief afgeblazen, officieel omdat beide partijen het niet eens konden worden over het management van de nieuwe combinatie. Het wegvallen van Chodorkovskij had de discussie daarover opnieuw doen oplaaien.⁴⁶ Naar verluidt wilde management en aandeelhouders van Sibneft', met steun van het Kremlin, de controle over de nieuwe combinatie overnemen.⁴⁷ Sibneft', en grootaandeelhouder Roman Abramovich, heeft altijd een speciale band met het Kremlin gehad.⁴⁸ In ieder geval vormde de arrestatie het beginpunt van een periode van onrust bij zowel binnen- als buitenlandse investeerders.

De onduidelijke gang van zaken rondom Yukos is bewijs dat er nog veel mis is met het Russische investeringsklimaat, anno 2003. Een ander voorbeeld is de recente privatiseringsveiling van een 75%-belang van de staat in Slavneft' in december 2002.⁴⁹ Nog steeds slaagt de Russische regering er niet in een veiling zo te organiseren dat er concurrentie ontstaat en de opbrengst van de staatsaandelen hun marktwaarde gaan benaderen. Via diverse, ondoorzichtige, bepalingen konden uiteindelijk opnieuw meerdere kandidaten van de veiling worden geweerd.

Zo werd de Chinese staatsoliemaatschappij CNPC aanvankelijk uitgenodigd aan deze veiling deel te nemen, maar zij zag daarvan af nadat het Russische

⁴² "Russia faces revolution in oil", in: *Alexander's gas & oil connections*, 14 oktober 2003, te vinden op www.gasandoil.com/goc/news/ntr34463.htm

⁴³ "Yukos to dissolve Sibneft merger", in: *Alexander's gas & oil connections*, 17 december 2003, te vinden op www.gasandoil.com/goc/company/cnr40257.htm

⁴⁴ Ibid.

⁴⁵ "Kremlin's hand reshapes oil industry", in: *Petroleum Intelligence Weekly*, Vol. XLII, No. 49, 8 december 2003.

⁴⁶ "Yukos to dissolve Sibneft merger", in: *Alexander's gas & oil connections*, 17 december 2003, te vinden op www.gasandoil.com/goc/company/cnr40257.htm

⁴⁷ "Kremlin's hand reshapes oil industry", in: *Petroleum Intelligence Weekly*, Vol. XLII, No. 49, 8 december 2003.

⁴⁸ Idem.

⁴⁹ In de *Moscow Times* van donderdag 19 december 2002, p. 1, staat een uitgebreid verslag (getiteld "Sibneft, TNK Snap Up Slavneft for \$1.8Bln") van het verloop van de veiling.

parlement een resolutie had aangenomen waarin buitenlands eigendom van de olie-industrie als ongewenst werd verklaard. Ook Rosneft' (nog steeds voor 100% in staatshanden) mocht niet aan de veiling deelnemen - zogenaamd vanwege een vormfout. Maar waarschijnlijker is, dat de Russische staat niet aan Rosneft' wilde verkopen, omdat het dan feitelijk niets zou verdienen. Aangezien Rosneft' een staatsbedrijf is, zou het geld van het ene regeringspotje in het andere verdwijnen, terwijl de bedoeling van de privatisering van Slavneft' juist een zo hoog mogelijke opbrengst voor de staatskas was. De regering had geld nodig om haar buitenlandse schuld af te kunnen lossen. Er werden door het Russisch Fonds van Federaal Eigendom (hierna RFFE) overigens nog vier partijen van deelname uitgesloten. Saillant detail: ook TNK was uitgesloten van deelname, en wel vanwege vermeende solvabiliteitsproblemen. Er bleef uiteindelijk nog maar één biedende partij over: Invest-Oil. Wederom werd pas na de veiling duidelijk wie er schuilgingen achter dit onbekende vehikel: de VGO's Sibneft' en, opmerkelijk genoeg, TNK. Op de vraag waarom TNK niet zelf, maar wel via Invest-Oil aan de veiling mocht deelnemen, wilde voorzitter V. Malin van het RFFE niet ingaan.⁵⁰

Invest-Oil kon zodoende Slavneft' in handen krijgen voor slechts \$ 1,86 miljard in handen krijgen - maar net boven de minimumprijs van \$ 1,7 miljard. Overigens had de rekenkamer van het Russische parlement de waarde van het aandelenpakket op zo'n \$ 3 miljard begroot.⁵¹ We kunnen concluderen dat ook de veiling van Slavneft' dus een buitengewoon controversieel karakter had.

Sinds de periode van het loans-for-shares-programma is er op het gebied van transparantie bij de overheid weinig verbeterd. Marshall Goldman, van het Davis Centre for Russian Studies van de Harvard University, zegt over de veiling van Slavneft': "Als je bieders weigert toe te laten, kun je moeilijk spreken van transparantie. Het is weliswaar iets beter dan onder El'cin, maar het blijft corrupt."⁵² Bovendien lijkt het er sterk op, dat buitenlandse partijen geen meerderheidsbelang in een Russische VGO mogen verwerven. Dat is jammer voor investeerders. Een meerderheidsbelang zou immers een wat betere rechtsbescherming kunnen betekenen. Zoals de praktijk van het recente verleden heeft uitgewezen, biedt een minderheidsbelang weinig garanties. De rechten van minderheidsaandeelhouders worden nog steeds niet altijd nagekomen.

2.5 Conclusie

Ten aanzien van het privatiseringsproces in de Russische oliesector sinds 1992 kunnen de volgende conclusies worden getrokken. Ten eerste viel het eigendom tussen 1992 en 1995 vooral toe aan insiders, d.w.z. het oude management van de productieassociaties, terwijl een van de hoofddoelstellingen van de privatisering juist was ook het algemeen publiek erin te betrekken. Hierin is men niet geslaagd, mede onder invloed van de directeuren, die hun goede betrekkingen met de politiek handig hebben benut. Dit betekende echter wel dat er van corporate governance nauwelijks sprake was. Extern toezicht op de operaties van de VGO's ontbrak vrijwel geheel. Dat toezicht had moeten komen van de nieuwe aandeelhouders, maar omdat

⁵⁰ "Russia: Sale of oil company recalls privatization scandals", 20 december 2002, op website rferl.org

⁵¹ Ibid.

⁵² Ibid.

ervoor werd gekozen de oliebedrijven op twee verschillende niveaus - de holding- en de dochtermaatschappij - in te richten, kwam dit niet goed van de grond. De overheid behield te lang de controle over de holdings van de VGO's doordat de privatiseringsproces langzaam verliep en was tegelijkertijd door de politieke instabiliteit te zwak om de VGO's efficiënt te besturen. Het management van de VGO's wist al snel het eigen personeel zover te krijgen hun aandelen aan dat management te verkopen. Verkoop aan buitenstaanders werd het personeel verboden of onmogelijk gemaakt, vaak op een onwettige manier. Gezien dat de holdingmaatschappijen door hun meerderheidsbelang in feite de controle hadden over de dochtermaatschappijen, konden de directeuren van de VGO's vaak op eigen houtje beslissingen nemen. De Wereldbank stelt dan ook dat de invloed van werknemers en/of minderheidsaandeelhouders op het management van de VGO's klein tot nihil is. De zwakte van de instituties en het wettelijk kader droeg bij aan het nagenoeg volledig gebrek aan externe controle op het functioneren van het management.⁵³

Deze situatie werd door het loans-for-shares-programma allerm minst verbeterd. Er kwam een nieuwe partij aan de macht, namelijk de financieel-industriële groepen onder leiding van beruchte tycoons. Deze periode kenmerkte zich weliswaar door terugdringing van het belang van de overheid in de oliesector, maar het management van die sector verbeterde er allerm minst door. De nieuwe eigenaars maakten zich nogal eens schuldig aan onethische praktijken en verrijkten zich vaak ten koste van de VGO's. Dikwijls ontbrak het aan een lange-termijn visie en aan de noodzakelijke kennis; bovendien werd er nauwelijks geïnvesteerd.

Het heeft er alle schijn van dat buitenlandse investeerders geen eigenaar mogen worden van een meerderheidsbelang in een Russische VGO. Tijdens de vele slecht georganiseerde, corrupte veilingen, waarbij van enige concurrentie vaak nauwelijks sprake was, werden ongewenste partijen (zoals buitenlandse investeerders) geweerd. Deze gebeurtenissen staan dan ook haaks op het doel van de Russische regering om buitenlandse investeringen aan te trekken.

Voorts vallen de onduidelijke, weinig transparante eigendomsverhoudingen binnen de VGO's op. Op de websites van de meeste VGO's wordt keurig de aandeelhouderssamenstelling getoond. Dat lijkt heel transparant, ware het niet dat de meeste aandeelhouders onbekende partijen zijn. Enige voorbeelden (met de hoogte van hun belangen) daarvan zijn: Hulley Enterprises (61% van Yukos), Novy Investments (89,8% van TNK), Invest-Oil (75% van Slavneft) of de Depozitarno-kliringovaja kompanija (kleinere belangen in meerdere VGO's). Dat suggereert de deelname van buitenstaanders en zou dat dus een positief effect moeten hebben op de corporate governance. Meestal schuilt achter die onbekende aandeelhouders echter gewoon het management. De meeste VGO's houden de schijn van het bestaan van outsider-achtige aandeelhouders op. Die zijn er in werkelijkheid weinig, en als ze er zijn, zijn het minderheidsaandeelhouders.

Na de economische crisis van 1998 is er bij een aantal VGO's de nodige vooruitgang te bespeuren. De VGO's hebben gewerkt aan het verbeteren van hun internationale reputatie door over te gaan op Westerse accountancy-methoden (US-GAAP) en door in hun directies Westerse adviseurs op te

⁵³ Wereldbank, *World development report 1996: from plan to market*, p. 55.

nemen. Bovendien zorgden de hoge internationale olieprijsen ervoor dat de inkomsten toenamen, waardoor er geïnvesteerd kon worden in doelmatiger productiemethoden. Mede daarom zijn Russische VGO's de laatste jaren aantrekkelijker geworden voor buitenlandse investeerders. De investering van BP in TNK en Sidanko getuigt van het toegenomen internationale vertrouwen in de Russische olie-industrie. Voor de toekomst van de buitenlandse investeringen in Rusland is het dan ook belangrijk hoe de samenwerking binnen BP-TNK gaat verlopen. Een succesvolle samenwerking zal mogelijk nieuwe investeerders lokken. Maar nieuwe problemen en conflicten, zoals de machtsstrijd tussen de aandeelhouders en de staat om Yukos, zouden de toekomst van buitenlandse investeringen in de Russische olie-industrie fataal kunnen worden.

Tabel 2.1 Overzicht van de Russische oliemaatschappijen

YUKOS			
<p>De laatste jaren heeft Yukos een aanzienlijk betere reputatie gekregen. Yukos heeft Westerse adviseurs in de directie opgenomen en is transparanter geworden door op de Westerse accountancy-methode over te gaan. Is voornamelijk actief in West-Siberië, maar probeert ook expansie naar andere regio's te bewerkstelligen. Bovendien heeft het veel geïnvesteerd in betere efficiency. De situatie op het gebied van corporate governance is echter matig en ook de eigendomssituatie is onduidelijk. Yukos zit momenteel in zwaar weer door de mislukte fusiepoging met Sibneft' en de aanklachten van fraude en belastingontduiking tegen zijn managers en aandeelhouders.</p>			
<p>Prestaties 2002: Productie: 69 mln ton (19,6% hoger dan in 2001) Reserves (Russ. classificatie): 2,60 miljard ton Raffinage: 23 mln ton (in 2000) Aantal benzinstations: 1278</p> <p>Financiële achtergrondinformatie over 2002: Omzet: 10,89 miljard Operationele cash-flow: 3,46 miljard Cash equivalenten, korte-termijninvesteringen: 3,78 miljard</p>		<p>Aandeelhouders: Hulley Enterprises Ltd. (onderdeel Group Menatep) 61%, waarvan M. Chodorkovskij 36%; ADR houders 10,7%; diverse individuele en institutionele aandeelhouders 10,6%; Fonds ter financiële ondersteuning van veteranen 10%, overigen</p> <p>President-directeur: Steven Theede</p>	
Productie	Raffinage	Distributie	Overige
JuganskNG SamaraNG Tomskneft'	Novokujbyševsk NPZ Kujbyšev Syzran Ačinsk Angarsk	Meer dan 45 distributie- en marketingdivisies Mazeikiu Nafta (Lit)	Eigenaar van VSNK Eigenaar van VNK
SIBNEFT'			
<p>Ook Sibneft' heeft door zijn goede prestaties van de laatste jaren een beter reputatie gekregen. Deze VGO is de snelste groeier qua productie en heeft veel geïnvesteerd in moderne technologie, o.a. door een alliantie aan te gaan met Schlumberger. Sibneft' is behalve in West-Siberië ook actief in nieuwe regio's zoals Oost-Siberië (Krasnojarsk) en Rusland's Verre Oosten (regio Čukotka). Hier hoopt men in de toekomst groei te halen. Keerzijde zijn de slechte behandeling van minderheidsaandeelhouders en de geheimzinnige eigendomsverhoudingen.</p>			
<p>Prestaties 2002: Productie: 26,3 miljoen ton (27,9% hoger dan in 2001) Reserves (Russ. classificatie): 753 miljoen ton Raffinage: 12,56 miljoen ton Aantal benzinstations: 1180</p> <p>Financiële achtergrondinformatie over 2002: Omzet: 4,59 miljard Operationele cash-flow: 1,66 miljard Cash equivalenten, korte-termijn investeringen: 0,39 miljard</p>		<p>Aandeelhouders: Sibneft' is één van de Russische VGO's waarvan de eigendomssituatie onduidelijk is. Volgens <i>Dow Jones International News</i> en <i>de Volkskrant</i> heeft Millhouse Capital, een holdingmaatschappij o.l.v. Roman Abramovič - tevens gouverneur van de okrug Čukotka - 87% tot 92% van de aandelen Sibneft' in handen.⁵⁴ Volgens <i>Petroleum Intelligence Weekly</i> hebben "close associates" van voormalig president El'cin de feitelijke leiding.⁵⁵</p> <p>President-directeur: Evgenij Švidler</p>	
Productie	Raffinage	Distributie	Overige
NojabrskNG Sibneft-Jugra	Omsk NPZ	Omsk NP	40% van Orenburgneft' 36% van Moskou NPZ 50%-belang in Slavneft 67% in MeretojachaNG

⁵⁴ "Yukos To Buy Sibneft, Creating New Oil Giant", in: *Dow Jones International News*, 23 april 2003. Zie ook *de Volkskrant* van 4 november 2003, p. 4

⁵⁵ "Russian giant seeks role on global stage", in: *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLII, no. 17, 28 april 2003.

LUKOIL			
<p>Is de grootste Russische VGO. Heeft zijn belangrijkste productie in West-Siberië, maar die velden komen op leeftijd. Een groeiende productie van deze velden is daarom onwaarschijnlijk, met als gevolg het gevaar van verlies aan marktaandeel. Om deze reden heeft LUKoil grootschalige lange-termijn investeringen gedaan in de regio Timan-Pečora. In 2010 moet de productie uit Timan-Pečora meer dan verdubbeld zijn en het verlies in West-Siberië compenseren. LUKoil heeft bovendien aanzienlijke reserves in de Kaspische regio. Ook heeft men deelnemingen in offshore-projecten in de Barentsz Zee. Uitbreiding van de raffinagecapaciteit heeft men vooral in het buitenland gezocht.</p> <p>De corporate governance en transparantie van LUKoil laat te wensen over. Intransparante aandelenveilingen, het consequent te laat verschijnen van financiële verslagen en een directie, die zelden beschikbaar is voor de financiële wereld, zijn volgens J. Henderson van Renaissance Capital enkele kwalen.</p>			
<p>Prestaties in 2002: Productie: 78 miljoen ton (0,13% lager dan in 2001) Reserves (Russ. classificatie): 3,34 miljard ton Raffinage: 23,2 miljoen ton Aantal benzinstations: 1020</p> <p>Financiële achtergrondinformatie over 2002: Omzet: 15,58 miljard Operationele cash-flow: 3,50 miljard Cash equivalenten, kortetermijninvesteringen: 1,89 miljard</p>		<p>Aandeelhouders: De aandeelhouderssamenstelling van LUKoil is onduidelijk. Volgens <i>Petroleum Intelligence Weekly</i> controleert het management minder dan 30% van de aandelen en wordt meer dan 50% verhandeld in de vorm van American en Global Depository Receipts.⁵⁶</p> <p>President-directeur: Vagit Alekperov</p>	
Productie	Raffinage	Distributie	Overige
LangepasNG UrajNG KogalymNG PokačëvNG Nižnevolskneft' Permneft' Astrachanmo rneft' Kaliningradm orneft'	VolgogradNPR Permnefteorgsintez UchtaNPR Petrotel SA (Roe) Neftochim Burgas (Bul) Odessa NPZ (Oek) Norski Oil	VologdaNP VolgogradNP KirovNP ČeljabNP AstrachanNP Adygei KomiNP PermNP SeverozapadNP	100% eigenaar van Komi-TEK Getty Petroleum marketing (V.S.)

⁵⁶ "Big oil wary of reaching into Russia", in: *Petroleum Intelligence Weekly*, 17 maart 2003, p. 5.

BP-TNK				
<p>Oliemaatschappij die is ontstaan uit de Russische activiteiten van BP en de Russische VGO's TNK, Sidanko en Onako. De nieuwe combinatie krijgt een productie van rond de 60 miljoen ton per jaar, een raffinage-output van 20 miljoen ton per jaar en reserves van 4,5 miljard ton (volgens de Russische classificatie). Bovendien bestuurt het 2129 pompstations in Rusland en Oekraïne. De voornaamste productie vindt plaats in West-Siberië (de oblast Tjumen'), maar de onderneming heeft daarnaast belangrijke velden in de regio Volga-Ural (Orenburg, Saratov en Udmurtië), Oost-Siberië (Oblast Irkutsk) en in Sachalin. Ook worden de activa van Slavneft', waarover TNK de controle heeft door zijn 50%- aandeel, aan de nieuwe combinatie toegevoegd. Daarover wordt nog onderhandeld met Sibneft', de andere aandeelhouder van Slavneft'.</p>				
TNK	Prestaties in 2002: Productie: 37,6 miljoen ton (10,8% hoger dan in 2001) Reserves (Russ. classificatie): 3,71 miljard ton Raffinage: 11,6 miljoen ton		Aandeelhouders: Novy Investments Ltd. 89,81%; Novy Petroleum Finance 10,07% (Beide zijn onderdeel van AAR) President-directeur: Simon Kukes	
	Financiële achtergrondinformatie over 2002: Omzet: 5,40 miljard Operationele cash-flow: 1,60 miljard Cash equivalenten, korte-termijn investeringen: 0,46 miljard			
	Productie	Raffinage	Distributie	Overige
	TNK-Nagan' (Kondpetroleum) TNK-Uvat Nižneartovsk NG KovyktaNG Uralskaja NK SamotlorNG Tjumen'NG	Rjazan' NPZ Rjazan' NPK Nižneartovsk NPZ Lisicansknefteorgsintez	KalugaNP Rjazan'NP TulaNP KurskNP Tjumen'NP KarelNP	85%-belang in Onako 50%-belang in Slavneft'
SIDANKO	Prestaties in 2002: Productie: 16,1 miljoen ton (3,1% hoger dan in 2001) Reserves (Russ. classificatie): 495 miljoen ton Raffinage: 3,67 miljoen ton		Aandeelhouders: AAR 57%; BP 25%	
	Productie	Raffinage	Distributie	Overige
	TNK-Nižneartovsk (Černogor'neft') NovosibirskNG Udmurtneft' Var'eganNG SaratovNG	Saratov NPZ Chabarovsk NPZ	SaratovNP RostovNP	
ONAKO	Prestaties in 2002: Productie: 12,2 miljoen ton Reserves (Russ. classificatie): 280 miljoen ton Raffinage: 4,31 miljoen ton		Aandeelhouders: TNK 85%, TAFT 4,2%, Credit Suisse/First Boston 2,3%, Depozitarno-kliringovaja Kompanija 2,1%, Cougar Investments 2,3%	
	Productie	Raffinage	Distributie	Overige
	Orenburgneft' Orenburggeologija	Orsknefteorgsintez	OrenburgNP	

SURGUTNEFTEGAZ (SNG)			
<p>Volgens Westerse experts is SNG een geheimzinnig en intransparant bedrijf met een conservatieve strategie en matige corporate governance. SNG investeert maar weinig en heeft een onaantrekkelijke dividendregeling, waardoor de beurskoers laag is. Het bedrijf is echter wel relatief rijk, met geschatte cashreserves van \$ 5 miljard.</p> <p>Bovendien beschikt SNG over gezonde reserves en zijn slechts 28 van de 58 velden in bedrijf, waardoor er verdere groeipotentie bestaat. Bovendien is de productie van SNG efficiënt, aangezien er van internationale technologie gebruik wordt gemaakt. De onderneming is vrijwel uitsluitend actief in West-Siberië, maar zij heeft daar wel een sterke positie.</p>			
<p>Prestaties in 2002: Productie: 48,9 miljoen ton (11,8% hoger dan in 2001) Reserves (Russ. classificatie): 1,5 miljard ton Raffinage: 15,9 miljoen ton Aantal benzinestations: 470</p> <p>Financiële achtergrondinformatie over 2002: Omzet: 6,44 miljard Operationele cash-flow: 2,41 miljard Cash equivalenten, kortetermijninvesteringen: 7,12 miljard</p>		<p>Aandeelhouders: De eigendomssituatie van SNG is onduidelijk. Volgens de eigen website zijn er twee aandeelhouders met een belang van meer dan 5%: Surgutneftegaz en het pensioenfonds van Surgutneftegaz. Onafhankelijke buitenstaanders geven andere informatie. Volgens de EBRD heeft het management de controle over zo'n 60% van de aandelen en is de overige 40% in handen van diverse minderheidsaandeelhouders In de Moscow Times van 22 april 2003 staat een soortgelijke situatie beschreven. Volgens de krant controleert het management 65,9% van de onderneming via een complex schema. Het heeft de directe controle over 19,2% en indirect over 42,2% van de resterende 46,7%. Dit deel is in handen van een "affiliated" bank. De rest van de aandelen wordt verhandeld op de Russische markt.⁵⁷</p> <p>President-directeur: Vladimir Bogdanov</p>	
Productie	Raffinage	Distributie	Overig
SurgutNG Jur'evskneft'	Kirišinefteorgsintez	NovgorodNP PskovNP Tver'NP KaliningradNP	
SLAVNEFT'			
<p>Van oorsprong gecombineerde Russische/Wit-Russische staatsonderneming. Werd pas in december 2002 geprivatiseerd. Ingelijfd door TNK en Sibneft'. Beide aandeelhouders onderhandelen nog over de wijze waarop zij de onderneming zullen besturen. Ook een verdeling van de activa tussen beide partijen behoort tot de mogelijkheden. Men verwacht eind 2003 de onderhandelingen te kunnen afsluiten.</p> <p>Voornaamste operaties van deze onderneming vinden plaats in West-Siberië, op het Megionveld.</p>			
<p>Prestaties in 2002: Productie: 14,9 miljoen ton (0,5% hoger dan in 2001) Reserves (Russ. classificatie): 286 miljoen ton Raffinage: 10,83 miljoen ton Aantal benzinestations: 550</p>		<p>Aandeelhouders: TNK 50%; Sibneft' 50%</p> <p>President-directeur: Jurij Suchanov</p>	
Productie	Raffinage	Distributie	Overige
MegionNG MegionNGgeologija Var'egannneft'	Mozyr (W-Ru) Jaroslavl' NPZ Jaroslavl'-Mendeleev	Enkele Wit-Russische distributie- en marketingfirma's	

⁵⁷ Belton, C., "Surgut Sizzles as Market Senses Takeover Play", in: *The Moscow Times*, 22 april 2003.

ROSNEFT'			
<p>Staatsoliemaatschappij waarvan de toekomst permanent onduidelijk lijkt te zijn (zie hoofdstuk 1). Zo nu en dan wordt een mogelijke privatisering aangekondigd, maar die plannen worden vervolgens altijd weer ingetrokken. Produceert vooral in West-Siberië: 60% van zijn productie komt van het Pur-veld. Is verder actief in de instabiele Kaukasus. De maatschappij is op zoek naar nieuwe reserves en kijkt daarbij naar de regio Kransojarks en de republiek Komi. Rosneft' speelt een belangrijke rol in de olie-industrie, doordat het de Russische partner is in PSA-projecten.</p>			
<p>Prestaties in 2002: Productie: 16,1 miljoen ton (8,4% hoger dan in 2001) Reserves (Russ. classificatie): 1,57 miljard ton Raffinage: 7,17 miljoen ton Aantal benzinstations: 1087</p>		<p>Aandeelhouders: Russische staat 100% President-directeur: ????</p>	
Productie	Raffinage	Distributie	Overige
PurNG Sachalinmor NG Dagneft' KrasnodarNG StavropolNG Termneft' GrozNG	Komsomolsk NPZ Tuapse NPZ	AltajNP Archangel'skNP KabbalkNP Karačaevo- ČerkesskNP KubanNP KurganNP MurmanskNP NachodkaNP SmolenskNP JamalNP KemerovoNP	25%-belang in Archangel'skgeoldobyča Belangen in een aantal PSA-projecten: Sachalin-1: 20% Sachalin-3 (Oost-Odoptu, Ajaški): 16,7% Sachalin-3 (Kirinskij): 33% Sachalin-4: 50% Sachalin-5: 25% Prirazlomnoe
TATNEFT'			
<p>Regionale oliemaatschappij, uitsluitend actief op het grondgebied van de autonome republiek Tatarstan. Is daar in feite een monopolist. De productie vindt plaats op mature velden (al tientallen jaren in gebruik), die in verval zijn en waarvan de productie onvermijdelijk terug zal lopen. Reserves nemen af en daarom zoekt de maatschappij naar mogelijkheden buiten Tatarstan. Het is onduidelijk hoe sterk de banden met de Tataarse regionale regering precies zijn, maar aangenomen wordt dat de invloed van die regering op het management groot is. Tatneft' betaalt hoge subsidies en belastingen en ondersteunt een aantal activiteiten die niet tot haar kerntaken behoren. De corporate governance en de rechtszekerheid van minderheidsaandeelhouders zijn matig te noemen.</p>			
<p>Prestaties in 2002: Productie: 24,5 miljoen ton (gelijk aan 2001) Reserves (Russ. classificatie): 841 miljoen ton Raffinage: 5,55 miljoen ton Aantal benzinstations: 100</p>		<p>Aandeelhouders: Republiek Tatarstan 33%; managers en personeel Tatneft' 32%; overig 35% President-directeur: R. N. Minnichanov</p>	
Productie	Raffinage	Distributie	overige
Tatneft' Al'met'evneft' Aznakaevskneft' Bavlyneft' Džalilneft' Elchovneft' Zainskneft' Irkenneft' Leninogorskneft' Nurlatneft' Prikamneft' Jamašneft'	TatNGpererabotka Nižnekamsk NPZ UkrTatnafta	Tatneftesnab	

BAŠNEFT'			
<p>Wat voor Tatneft' geldt, gaat ook voor Bašneft' op. Ook deze VGO staat onder sterke invloed van de regionale regering, in dit geval van Baškortostan.</p> <p>De activiteiten van deze VGO concentreren zich uitsluitend op het grondgebied van Baškortostan. Men produceert en raffineert olie uit de olieprovincie Volga-Ural. De raffinagecapaciteit is aanzienlijk, maar de productie is voor Russische begrippen klein. Experts verwachten dat de VGO in de toekomst zal worden overgenomen.</p>			
Prestaties in 2002: Productie: 11,95 miljoen ton (1,7% hoger dan 2001) Reserves (Russ. classificatie): 365 miljoen ton Raffinage: 19,40 miljoen ton Aantal benzinstations: 90		Aandeelhouders: De republiek Baškortostan heeft een meerderheidsbelang	
Productie	Raffinage	Distributie	Overige
Bašneft' Išimbajneft'	Salavatnefteorgsintez Bašneftechim (Ufa, Novo-Ufa, Ufaneftechim)		

Afkortingen: NG: neftegaz; NK: Neftjanaja Kompanija; NP: nefteprodukt; NPK: Neftepererabatyvajuščaja Kompanija; NPR: Neftepererabotka; NPZ: Neftepererabatyvajuščij zavod; SNG: Surgutneftegaz; VNK: Vostočnaja Neftjanaja Kompanija; VSNK: Vostočno-Sibirskaja Neftjanaja Kompanija

Bronnen: websites van de desbetreffende VGO's; MEA, *Energetičeskaja Politika Rossii, Obzor 2002*, Moser/Oppenheimer, "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville/Oppenheimer (eds.), *Russia's post-cummunist economy*, 301-324, p. 303; Henderson, J. (Renaissance Capital), "Russian Oil: Value and Volumes", in *Business Perspective*, november/december 2001 op capitalperspective.ru; diverse nieuwsberichten van o.a. *Petroleum Economist* en *The Moscow Times*.

Tabel 2.2: overzicht van prestaties en reserves van de Russische VGO's

VGO	Productie (mln ton) in 2002	Reserves (A+B+C1), mln ton	Raffinage (mln ton) in 2000	Aantal benzinstations
LUKoil	78	3.344	23,20	1020
Yukos	69	2.600	23	1300
BP-TNK*	60	4.500	20	2129
SNG	49,21	1.504	15,97	470
Sibneft'	26,3	753	12,56	1180
Rosneft'	16,11	1.573	7,17	1087
Slavneft'	16,23	286	10,83	550
Tatneft'	24,61	841	5,55	100
Bašneft'	11,97	365	19,40	90

* Gegevens zijn schattingen, omdat het een nieuwe onderneming betreft.

Bronnen: MEA, *Energetičeskaja Politika Rossii, Obzor 2002*, p. 79; Data productie afkomstig van ministerie van Energie; websites van de Russische VGO's.

3 Het oliepotentieel van Rusland: productie en reserves

Is het oliepotentieel van Rusland aantrekkelijk voor investeerders? – dat is de centrale vraag van dit hoofdstuk.. Daarbij zal in het bijzonder de reservebasis van de Russische olie-industrie onder de loep worden genomen. De samenstelling en omvang van de oliereserves van Rusland zijn mede bepalend voor de toekomst van de Russische olieproductie. De olie-industrie zal immers niet veel groeipotentie hebben wanneer er onvoldoende olie te winnen is. De olie-industrie vereist vaak grote investeringen (in bijvoorbeeld kennis, technologie en infrastructuur), die pas na een lange periode kunnen worden terugverdiend. Het is een zaak van lange-termijnpolitiek, aangezien er nogal wat tijd overheen gaat vooraleer een olieveld metterdaad olie oplevert. Wanneer de oliereserves onvoldoende toekomstige productie garanderen, zullen de meeste investeerders niet geneigd zijn te investeren. Omgekeerd geldt: hoe hoger de reserves, des te groter de aantrekkelijkheid voor potentiële investeerders.

Uiteraard is het van belang hoe die reserves zijn samengesteld en waar zij zich bevinden. Het maakt verschil of een olieveld zich boven de poolcirkel in de permafrost bevindt of in de meer gematigde klimaatzones in Rusland. De productiekosten van olie uit de poolgebieden zullen immers hoger liggen, aangezien de winning plaatsvindt onder moeilijke klimatologische omstandigheden, die het gebruik van geavanceerdere en dus duurdere productietechnieken vereisen.

Behalve de reservebasis is het ook van belang te kijken naar de productie zelf. Een efficiënte productie zal een gunstige invloed hebben op de kosten en daardoor de aantrekkelijkheid van de Russische olie vergroten. Factoren die een positieve invloed kunnen hebben op de efficiency zijn bijvoorbeeld een beter reservoir-management (het feitelijke beheer van een olieveld) of technische innovaties. Wanneer het reservoir-management bijvoorbeeld verbeterd zou kunnen worden, zal dit een positief effect hebben op de zgn. flow-rate van een olieveld of -bron (de hoeveelheid olie die de bron oplevert).

3.1 De Russische oliereserves

3.1.1 Verschillende rekenmethodes

Er bestaan twee methodes om de reserves te berekenen: de Westerse en de Russische. Deze methodes verschillen op belangrijke punten van elkaar, omdat ze verschillende uitgangspunten hebben.

De Russische methode⁵⁸ gaat uit van het principe van fysieke aanwezigheid en technische winbaarheid. Dat impliceert dat alle olie die technisch gezien winbaar is tot de reserves wordt gerekend. Wel worden er verschillende gradaties aangebracht, die duidelijk moeten maken hoe zeker de aanwezigheid van olie op een bepaald locatie is en in welke mate het bestaan ervan is aangetoond. Er bestaan twee hoofdcategorieën in de Russische berekeningsmethode: de zgn. aangetoonde reserves (*razvedannye zapasy*) en de waarschijnlijk aanwezige hulpbronnen (*verojatnye resursy*). Deze zijn onderling nog weer onderverdeeld in verscheidene subcategorieën.

⁵⁸ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 84.

De aangetoonde reserves zijn de belangrijkste categorie, aangezien de uitkomst van deze definitie door de Russische olie-industrie wordt gebruikt om de reserves mee vast te stellen. Daarom wordt deze categorie ook wel de industriële reserves (*promyšlennye zapasy*) genoemd.

Onder de *aangetoonde reserves* vallen de volgende subcategorieën:

- **subcategorie A:** "Aangetoond door geologische en geofysische gegevens; aangetoond tijdens exploratie en ontginning; geschat tijdens ontginning."
- **subcategorie B:** "Aangetoond door geologische en geofysische gegevens; berekend na boringen; berekende nog ongebruikte winbare voorraden."
- **30% van subcategorie C¹:** "Aangetoond door geologische en geofysische gegevens; bevestigd na minimale boringwerkzaamheden; geschat m.b.v. inventarisatie van gedeeltelijke winning."

De tweede hoofdcategorie, de *waarschijnlijk aanwezige hulpbronnen*, wordt minder gebruikt, maar is wel van belang omdat ook de uitkomst van deze categorie bij de totale reserves wordt opgeteld. Deze categorie bestaat uit de volgende subcategorieën:

- **70% van subcategorie C¹:** dertig procent van de subcategorie C¹ valt dus onder de aangetoonde reserves en de overige zeventig onder de waarschijnlijk aanwezige hulpbronnen.
- **subcategorie C²:** "Verondersteld aanwezig; gebleken uit gunstige geologische en geofysische omstandigheden, die kenmerkend zijn voor betrouwbare reserves."
- **subcategorie D¹:** "Verondersteld aanwezig; gebleken uit geologische analogie met andere soortgelijke structuren."
- **subcategorie D²:** "Verondersteld aanwezig; gebleken uit geologische analogie met andere soortgelijke structuren; geschat met minder betrouwbaarheid dan D¹."

Uit de definitie van deze tweede hoofdcategorie blijkt echter al, dat de uitkomsten van deze methode met enige scepsis bekeken moeten worden. De term "verondersteld aanwezig" drukt op zichzelf al enige twijfel uit, en het is daarom enigszins optimistisch om deze resultaten mee te laten tellen.

Verreweg de belangrijkste categorie is, zoals eerder gezegd, dus de categorie "aangetoonde reserves" (A+B+30% van C¹). Deze categorie wordt ook gebruikt in internationale vergelijkingen, omdat hij het dichtst in de buurt komt van de Westerse categorie van "bewezen reserves".

De Westerse methode⁵⁹ kent drie hoofdcategorieën. De belangrijkste is de "bewezen reserves" (reserves, die na inventarisatie van geologische en technologische omstandigheden of gegevens van boringen gewonnen kunnen worden in het huidige economische klimaat onder de geldende omstandigheden van exploitatie). De andere categorieën zijn de "waarschijnlijke reserves" ("onvolledig vastgestelde reserves van al bekende winningplaatsen en plaatsen met nog onontgonnen reserves, die in het huidige economische klimaat gewonnen worden") en de "mogelijke reserves" ("veronderstelde reserves op nog niet onderzochte velden, analoog aan andere bekende geologische kenmerken, die in het huidige economische klimaat gewonnen worden").

⁵⁹ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 84.

Aan de hand van de twee methodes voor het vaststellen van de oliereserves kan een aantal opmerkingen worden gemaakt. Het valt meteen op dat "het Westen" groot belang hecht aan commerciële motieven. Met andere woorden, wanneer olievoorraden niet rendabel gewonnen kunnen worden in het huidige economische klimaat (internationale olieprijs en productiekosten spelen hierin de belangrijkste rol), dan vallen zij niet onder de "bewezen reserves", hoewel zij dus in principe dubbel en dwars kunnen zijn aangetoond. Zoals gezegd is de olie-industrie een industrie die haar hoge investeringen alleen op een langere termijn kan terugverdienen, en zij zal daarom de zekerheid willen hebben dat de olieproductie op een bepaald veld gedurende de gehele termijn rendabel zal zijn. Daarom zal de industrie niet snel geneigd zijn te investeren in olie die niet onder de Westerse definitie van "bewezen reserves" valt.

De Russische definitie van "aangetoonde reserves" houdt geen rekening met kosten, aangezien deze definitie nog uit de Sovjetperiode stamt, toen kosten een ondergeschikte rol speelden en bruto-output het belangrijkste adagium was. Als gevolg hiervan levert de Russische methode een hogere uitkomst van de omvang van de oliereserves op dan de Westerse. Het is dan ook een veelgehoorde internationale klacht dat de Russische oliebedrijven en ook de Russische regering de eigen reserves veel te hoog inschatten. Olie kan weliswaar fysiek in enorme mate voorradig zijn, maar in een markteconomie is het van belang dat er kosteneffectief geproduceerd kan worden.

Aan de andere kant valt in het Westen de tendens te bespeuren de reserves juist te conservatief in te schatten. Een verhoging van de internationale olieprijs brengt namelijk een hele nieuwe economische situatie met zich. Hierdoor zou er in principe een toename van de "bewezen reserves" kunnen ontstaan. Een hogere olieprijs zou veel olievelden die bij lage prijzen niet commercieel rendabel zijn, wel rendabel maken. De terminologie "bewezen reserves" is dus eigenlijk misleidend, aangezien het niet de aanwezigheid bewijst, maar de economische haalbaarheid van de reserves.

Veel internationale oliebedrijven werken met een vaste olieprijs. Zij berekenen aan de hand van een meerjarenmodel de gemiddelde olieprijs en bij welke prijs er winstgevend geopereerd kan worden. Die prijsniveaus dienen als handvat bij het nemen van investeringsbeslissingen. Wanneer de productiekosten van een olieveld boven die bepaalde niveaus uit komen, zal de beslissing een investering te doen dan ook negatief uitvallen. De vraag is echter of dit model niet wat inflexibel en conservatief is. Het is in het verleden voorgekomen dat de bewezen reserves van tevoren te laag werden ingeschat en tijdens de productie van een olieveld hoger uitvielen, omdat de technische omstandigheden gunstiger bleken te zijn en omdat de olieprijs gedurende de productie van dat olieveld - dat jaren in beslag kan nemen - sterk steeg.⁶⁰

De Westerse definitie neigt daarom naar onderschatting van de reserves. Het criterium van economische haalbaarheid is nogal arbitrair. Voor partij X zal een olieveld wel rendabel te produceren zijn, voor partij Y niet. De ene partij kan immers lage(re) arbeidskosten hebben, meer innovatief zijn of technisch beter zijn uitgerust dan de andere. Bovendien zijn de internationale olieprijsen van dag tot dag aan veranderingen onderhevig. Bedroeg in 1998 de olieprijs op

⁶⁰ IEA, *Energy policies of the Russian federation; 1995 survey*, p. 106.

een bepaald moment nog minder dan \$ 10 per vat, in 2000 bereikte die prijs een niveau van \$ 30 per vat.⁶¹

Welke methode de meest geschikte is, is moeilijk aan te geven. Wellicht zouden beide methodes het best naast elkaar kunnen worden gebruikt. De Westerse methode van de "bewezen reserves" is weliswaar de heersende methode in de olie-industrie, en dus geschikt voor het maken van internationale vergelijkingen, maar daarnaast zou de objectievere Russische methode van de aangetoonde reserves (A+B+30% van C¹) gehandhaafd kunnen blijven om daarmee de omvang van de fysieke voorraden aan te tonen.

3.1.2 Hoe groot zijn de reserves nu echt?

Rusland afficheert zichzelf graag als een oliegrootmacht en om deze claim kracht bij te zetten wordt vaak gepronkt met de grote reservevoorraad, die een van de meest omvangrijke ter wereld zou zijn. De precieze omvang is echter moeilijk te bepalen, aangezien de Russische regering de olievoorraden als "strategisch belangrijk" beschouwt en ze daarom nog steeds gelden als staatsgeheim. Er worden dan ook geen mededelingen gedaan over de exacte omvang. De enige concrete aanwijzing die de Russische regering geeft, is dat 12% van het wereldtotaal van de aangetoonde oliereserves zich in Rusland bevindt.⁶² Het is echter moeilijk hieraan een concreet getal te verbinden; er zij immers niet bij vermeld hoe die wereldreserves worden berekend.

Het ontbreken van officiële gegevens van overheidswege over de omvang van de Russische reserves leidt tot de nodige speculaties. In zijn rapport van 2002 over het Russische energiebeleid heeft het Internationaal Atoomenergie Agentschap (IAE) een schatting gedaan van de Russische oliereserves, en wel op basis van een aantal documenten. Zo wordt er in een document van het Russische ministerie van Energie verklaard dat inmiddels de helft van de aangetoonde reserves van Rusland zijn gewonnen. Op basis hiervan berekende het IEA dat tot aan de verschijning van dat document de cumulatieve olieproductie ongeveer 19,5 miljard ton moest bedragen. Dat zou volgens het IEA dus betekenen dat er nog eens dezelfde hoeveelheid aan reserves in de grond zit.⁶³ Het is echter opvallend dat het IEA in een eerdere versie van zijn rapport over het Russische energiebeleid (uit 1995) nog stelt dat de cumulatieve productie van Rusland tot 1995 13 miljard ton bedroeg. Als we hierbij optellen de 2,1 miljard ton die sinds die tijd nog zijn geproduceerd, dan komt een heel ander getal uit, namelijk "slechts" 15,1 miljard ton. De cumulatieve productie in Rusland lijkt dus niet vast te stellen, aangezien vooral ouder cijfermateriaal moeilijk of in het geheel niet beschikbaar is. Het is dan ook nogal riskant vervolgens de oliereserves te berekenen aan de hand van de cumulatieve productie tot nu toe.

De reserves kunnen ook op een andere manier worden berekend. De Russische wet inzake gedeelde productie stelt dat maximaal 30% van de Russische oliereserves in aanmerking mogen komen voor winning op basis van gedeelde productie (het zgn. production sharing agreement). Voor de verwezenlijking daarvan zijn inmiddels al projecten toegewezen en is die 30%-limiet al bereikt. De totale reserves van die projecten bedragen 6 miljard ton.

⁶¹ "A geopolitical guide to the world of oil", in: *Newsweek*, april 8-15, 2002, p. 42-43, hier p. 43.

⁶² Ministerstvo Energetiki Rossijskoj Federacii, *Osnovnye položeniya energetičeskoj strategij Rossii na period do 2020 goda*, p. 35.

⁶³ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 83.

Op die manier wordt het getal van 20 miljard ton aan totale bewezen reserves verkregen.⁶⁴

Dat het schatten van de Russische oliereserves (op basis van de Russische rekenmethode) geen sinecure is, wordt nog eens duidelijk uit de energiestrategie tot 2020 (*Osnovnye položenija energetičeskoj strategii Rossii na period do 2020 goda*) van de Russische regering. Hierin komen hele andere getallen naar voren; zo staat er dat niet 50% van de reserves tot nu toe zijn gewonnen, maar pas 17%.⁶⁵ Dit enorme verschil zou echter verklaard kunnen worden, namelijk ervan uitgaande dat die 17% betrekking heeft op de totale reserves (dus ook de lagere categorieën C², D¹ en D²) en de 50% op de aangetoonde reserves (A+B+30%-C¹).

De Russische oliereserves kunnen verder nog worden afgeleid uit de mededelingen die de grote VGO's doen over de eigen reserves. De VGO's publiceren namelijk wel de omvang van de reserves (volgens de Russische rekenmethode). De elf grootste olieondernemingen hadden een totale omvang aan reserves van 15,7 miljard ton, onderverdeeld over TNK (3,707 miljard ton), LUKoil (3,344), Yukos (2,607), Rosneft' (1,573), Surgutneftegaz (1,507), Tatneft' (0,841), Sibneft' (0,753), Sidanko (0,495), Bašneft' (0,365), Slavneft' (0,286) en Onako (0,280).⁶⁶

Op basis van de drie bovenstaande berekeningen kunnen we concluderen dat de omvang van de Russische aangetoonde oliereserves op basis van de Russische berekeningsmethode tussen de 15 en de 20 miljard ton moet liggen. Over de reserves die zich in de lagere categorieën bevinden, de waarschijnlijk aanwezige hulpbronnen, valt weinig met zekerheid te zeggen. De Russische regering zegt in haar energiestrategie-nota, dat de oliereserves inmiddels voor 17% zijn opgebruikt. Als we aannemen dat de cumulatieve productie zo'n 15 tot 16 miljard ton bedraagt, dan zou dat betekenen dat de totale omvang van de Russische oliereserves in de orde van grootte van 88 tot 94 miljard ton moet liggen – een astronomisch getal, dat zelfs de grote olielanden uit het Midden-Oosten niet zouden benaderen. De juistheid hiervan moet echter worden betwijfeld. Van serieuze reserves kan pas sprake zijn als ze door middel van boringen met zekerheid zijn aangetoond; aan seismologische gegevens moet dan ook niet te veel waarde worden gehecht. Het gevaar bestaat dus dat de Russische regering zich te rijk rekent.

De Westerse gegevens over de Russische oliereserves staven deze stelling, doordat ze een veel minder rooskleurig beeld geven. Zoals eerder is beschreven, houdt de Westerse methode rekening met economische omstandigheden. Hierdoor vallen de cijfers voor Rusland aanzienlijk lager uit. Een van de toonaangevende bronnen voor de vaststelling van de energievoorraad in de wereld is de *Statistical review of world energy*, die wordt samengesteld door het Britse olieconcern BP. Volgens BP bedragen de bewezen ("proven") reserves van de Russische Federatie "slechts" 6,7 miljard ton, ofwel 4,7% van het wereldtotaal. Internationaal gezien staat Rusland daarmee op de zevende plaats - ruim achter de producenten uit het Midden-Oosten (Saoedi-

⁶⁴ Sagers, M. J., "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, 42:3, 2001, p. 153-201, hier p. 158.

⁶⁵ Ministerstvo Energetiki Rossijskoj Federacii, *Energetičeskaja strategija Rossii na period do 2020 goda*, p. 35.

⁶⁶ Gegevens van de desbetreffende VGO's zijn te vinden op de websites van deze bedrijven. Ook te vinden in: MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 79.

Arabië bezit 25,7% van het wereldtotaal, Irak 10,1%, de Verenigde Arabische Emiraten 9,9%, Koeweit 9,5% en Iran 9,4%) en Venezuela (5,9%), maar voor landen als Mexico (4,1%) en de Verenigde Staten (2,6%).⁶⁷

Tabel 3.1: Enkele schattingen van de Russische oliereserves

Instantie (methode)	Schatting van de reserves (miljard ton)
BP, EBRD, IMF (Westerse methode)	6,7
IEA (methode cumulatieve productie)	15,1-19,5
IEA (Russische regering stelt PSA-limiet van 30% totale reserves)	20
Russische VGO's (A+B+30%-C ¹)	15,7
McKinsey (A+B+30%-C ¹)	17,3
International Petroleum Encyclopedia (A+B+30%-C ¹)	18,7

Welke cijfers men ook mag hanteren, het staat buiten kijf dat het Russische oliepotentieel op basis van de reserves omvangrijk is. Wanneer we uitgaan van de meest pessimistische cijfers (die van BP) en we de reserves (6,7 miljard ton) afzetten tegen de jaarproductie (in 2002: 380 miljoen ton), is het huidige productieniveau nog voor 17,6 jaar gewaarborgd; bij gebruik van de Russische cijfers (15 tot 20 miljard ton aan reserves) is dat zelfs 40 tot 52 jaar. Daarmee in schril contrast staan de meeste Westerse oliemaatschappijen, die het, volgens E. Khartukov, met minder dan 10 jaar moeten doen.⁶⁸

Hoewel de reserves groot zijn, past een voorbehoud. Een zich de laatste decennia aftekenende trend is een dalende flow-rate, d.w.z. er komt steeds minder olie uit dezelfde bron. Er zijn dan ook steeds meer bronnen, en dus velden, nodig om de productie op peil te houden. Dit verschijnsel wordt veroorzaakt door het op leeftijd komen van de oliereserves. Naarmate de olieproductie op een veld vordert, neemt de druk op dat veld af. Daardoor wordt het steeds moeilijker een hoge productie op dat veld te bewerkstelligen.

Een steeds groter deel van de oliereserves is moeilijk winbaar. Volgens A. Konopljanik valt inmiddels al 55 tot 60% van de aangetoonde reserves onder de noemer "moeilijk winbaar".⁶⁹ Gevolg is dat 70% van de nu in productie zijnde velden zulke lage flow-rates oplevert, dat de velden nog maar nauwelijks winstgevend zijn. Bovendien leverde tien jaar geleden 55% van de bronnen nog flow-rates van 25 ton per dag of hoger op, terwijl thans 55% van de bronnen minder dan 10 ton per dag oplevert. De gemiddelde flow-rate per bron per dag in Rusland daalde tussen 1980 en 1999 dan ook van 27,6 ton naar 7,7 ton. Deze daling wordt vooral veroorzaakt, doordat er steeds minder grote velden in productie zijn en steeds meer kleinere in productie worden genomen.

Petrov e.a. concluderen dat de toekomst van de Russische olieproductie dan ook meer zal afhangen van economische factoren (verbetering van de efficiency; verlaging van de kosten), dan van een gebrek aan olie.⁷⁰

⁶⁷ BP, *BP Statistical review of world energy*, op www.bp.com

⁶⁸ "Estimates of Russia's proven reserves vary wildly", in: *Alexander's gas & oil connections*, vol. 8, issue 1, 10 januari 2003, te vinden via website www.gasandoil.com: klik vervolgens news/trends en CIS/Russia.

⁶⁹ Konopljanik, A.A., "Neizbežen li krizis v Rossijskoj Neftedobyče?", in: *Mineral'nye resursy Rossii*, no. 1, 2001, p. 31.

⁷⁰ Petrov, V. V. e.a., *Dolgosročnye perspektivy Rossijskoj nefti*, p. 25.

3.2 Geografische spreiding van de oliereserves

De Russische oliereserves liggen verspreid over enkele grote olieregio's, die duizenden kilometers uit elkaar liggen. De belangrijkste en grootste olieprovincie is West-Siberië. In deze regio wordt ongeveer tweederde van het Russische totaal geproduceerd. West-Siberië is al decennialang de hofleverancier van olie voor Rusland. De regio concentreert zich rond het district Chanty-Mansië. De velden waarin olie wordt gevonden, zijn meestal klein en diep, en bovendien is de bodem moeilijk doordringbaar en complex qua structuur. De overige grote olieregio's zijn de regio Volga-Ural (goed voor 14% van de Russische olieproductie); Timan-Pečora, in het hoge noorden van Europees Rusland (7%); Oost-Siberië (4%); en enkele off-shorelocaties, waaronder Sachalin, de Kaspische Zee en de Pečora-zee.

Vooraf de regio Timan-Pečora is in de nabije toekomst perspectiefrijk. Deze regio, die zich uitstrekt over de republiek Komi en het autonome district (okrug) Nentsië, is nog relatief onontwikkeld, aangezien de olie-industrie in de Sovjet-Unie zich concentreerde rond een aantal gemakkelijk te ontginnen, grote olievelden. Deze velden leverden op een relatief eenvoudige manier de hoogste productie op, en daarom werden kleinere velden en velden in meer afgelegen regio's vaak genegeerd. Tot deze gebieden behoorde ook Timan-Pečora. Volgens Russische schattingen bevat dit gebied voor 1,35 miljard ton aan reserves (A+B+30%-C¹), met een potentieel van nog eens zo'n 3 miljard ton (70%-C²+D¹+D²). Het gebied beschikt over de nodige infrastructuur. Er loopt een pijpleiding van het Char'jaga-veld via Uchta naar de raffinaderijen Jaroslavl' en Kiriši en verder richting de exporthaven Primorsk (het BTS-systeem, zie hoofdstuk 4.5). In de nabije toekomst moet deze regio volgens de Russische regering dan ook een grotere rol gaan spelen in de olieproductie – dit mede om de ingecalculerde dalende productie in West-Siberië op te vangen.

Een andere olieregio die in de plannen van de regering een grotere rol krijgt toegedicht, is Oost-Siberië. In deze regio moet zich volgens Russische schattingen voor maar liefst 14 miljard aan olie bevinden, hoewel de aangetoonde reserves A+B+30%-C¹ bescheidener zijn: 1,1 miljard ton. Dit komt doordat de regio Oost-Siberië nog onontwikkeld is en er nog maar weinig exploratie en geologisch onderzoek heeft plaatsgevonden. De regio is voor het grootste deel nog niet in productie. Hoewel de olievoorraden hier dus aanzienlijk kunnen zijn, kleven er aan dit gebied ook grote nadelen. Het is een van de koudste regio's van Rusland; een groot gedeelte van de grond bestaat uit permafrost, dat productie van olie er niet eenvoudiger op maakt en dan ook een negatieve invloed heeft op de productiekosten. Bovendien ligt deze olieprovincie duizenden kilometers van potentiële afzetmarkten verwijderd. De voor het vervoer noodzakelijke infrastructuur zal daarom hoge kosten met zich brengen.⁷¹

⁷¹ "Perspektivy Razvitija Vostočnosibirskoj neftegazonosnoj provincii", op www.rusoil.ru, 6 mei 2003.

3.3 Olieproductie in de Russische Federatie

3.3.1 Productieproblemen

Rusland is een zeer belangrijke olieproducent. In de jaren zeventig en tachtig van de vorige eeuw was Rusland (dat zorgde voor zo'n 90% van de olieproductie van de Sovjet-Unie) de grootste producent ter wereld, met als hoogtepunt het jaar 1987, toen maar liefst 569,5 miljoen ton olie naar boven werd gehaald. De val van de Sovjet-Unie en de daarmee gepaard gaande economische transitie zorgde echter voor een vrije val naar beneden en het dieptepunt werd bereikt in 1996, toen Rusland nog maar 301 miljoen ton wist te produceren – nog maar net iets meer dan de helft van de productie in de hoogtijdagen. Sinds 1996 is de weg naar boven weer ingeslagen; over 2002 bedroeg de jaarproductie 380 miljoen ton, waarmee het na Saoedi-Arabië de tweede plaats inneemt op de wereldranglijst van olieproducenten.⁷²

Tabel 3.2: olieproductie (in miljoen ton per jaar) van de RSFSR en de Russische Federatie tussen 1987-2002

Jaar	1987	1990	1992	1994	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Prod	570	516	396	316	301	306	303	305	323	348	380

Bron: IEA; ministerie van Energie, Goskomstat Rossii

Voor de sterke daling van de productie na de val van de Sovjet-Unie is een aantal oorzaken te noemen. De olie-industrie moest opeens opereren in een nieuw economisch systeem. De centraal geleide planeconomie verdween, en daarmee ook de organisatie van de olie-industrie. Olieproducerende ondernemingen moesten plotseling rekening gaan houden met prijzen, kosten en concurrentie. De meeste prijzen werden in januari 1992 geliberaliseerd, terwijl de olieprijzen binnenlands gesubsidieerd bleven (de overheid probeerde d.m.v. leveringsverplichtingen de binnenlandse markt opzettelijk te overspoelen met olie om de binnenlandse prijs te drukken) en maar een fractie waren van de prijzen op wereldniveau. De dispariteit tussen de binnenlandse en internationale olieprijs zorgde voor een verlies aan inkomsten. Het grootste deel van de productie moest immers vanwege de genoemde leveringsverplichtingen aan de onrendabele binnenlandse markt worden geleverd. Op export golden lange tijd beperkingen (pas als aan de binnenlandse verplichtingen was voldaan, kwam export in beeld), zodat deze bron van inkomsten het verlies op de binnenlandse markt niet kon opvangen.

Als gevolg van de algehele economische crisis werd er in de eerste jaren van de transitie dan ook nauwelijks in de olie-industrie geïnvesteerd. Er was simpelweg geen geld voor. Die investeringen waren echter wel hard nodig, aangezien de oude Sovjetindustrie zijn oliebronnen niet goed had onderhouden. Zodra het gemakkelijkst winbare deel (en daardoor het goedkoopste deel) van de olie uit een veld gewonnen was, verhuisde men naar een nieuw veld, waar dit proces werd herhaald. Hierdoor concentreerde de Sovjetindustrie zich voornamelijk op een klein aantal zeer grote velden. De kleinere liet men links liggen. Om een beeld te geven hoe zeer de productie zich bijna uitsluitend concentreerde op de gigantische velden: in 1986 vond 70% van de olieproductie plaats op slechts 20 enorme velden - die trouwens goed waren voor 60% van de reserves van het land.⁷³ Deze velden begonnen

⁷² Goskomstat Rossii, *Rossijskij statističeskij ežegodnik 2001, statističeskij sbornik*.

⁷³ MEA, *Energetičeskaja politika Rossi, obzor 2002*, p. 86.

aan het eind van de jaren tachtig echter op leeftijd te komen; het was daarom nodig zich meer te gaan concentreren op kleinere velden. Hiervoor waren echter grote investeringen vereist op het gebied van infrastructuur en het toegankelijk maken van andere oliebronnen. Aangezien die investeringen uitbleven, kwam er nauwelijks nieuwe olie beschikbaar.

Bovendien was de Sovjetindustrie bijzonder inefficiënt in zijn reservoir-management. Volgens het rapport *Unlocking economic growth in Russia* van McKinsey uit 1999 bevindt de Russische olie-industrie zich, op basis van de productieproductiviteit (arbeidsproductiviteit en kapitaalproductiviteit samen), op slechts 30% van het niveau van Texas. De belangrijkste oorzaken van de lage efficiency zijn gelegen in slechte reservoir-managementtechnieken (waardoor er veel bronnen verloren gaan), inefficiënt boren door de lage kwaliteit van de boorinstallaties en het gebruik van inferieure materialen. In Rusland werd op grote schaal gebruik gemaakt van waterinjectie, waardoor de productie snel kon worden gemaximaliseerd. Deze methode leidt echter ook tot overbevloeiing en overstromingen van bronnen. Dat is nadelig voor de rentabiliteit: het herstellen van zulke bronnen gaat immers gepaard met hoge kosten.⁷⁴ Bovendien heeft de Russische olie-industrie nog steeds te veel personeel in dienst, doordat er in veel oliesteden nog een verbod op het ontslaan van werknemers van kracht is. Volgens McKinsey is 35% van het personeel overbodig.⁷⁵

De neerwaartse trend van de olieproductie kon vanaf 1996 langzaam worden omgebogen. De binnenlandse olieprijs had zich inmiddels meer in de richting van de wereldmarktprijzen bewogen, zodat de VGO's ook geld konden verdienen aan de binnenlandse olielevering. Terwijl in 1991 de prijs van olie op de binnenlandse markt slechts 1% van de wereldmarktprijs bedroeg,⁷⁶ zorgde de eliminatie van maximumprijzen voor binnenlandse olie, begin 1995, vrijwel meteen voor een prijsstijging, hoewel die beperkt bleef tot een niveau van ongeveer 60% van de wereldprijs. Niettemin betekende het een forse verbetering voor de inkomsten van de VGO's. Een belangrijke oorzaak voor de ommekeer was voorts, dat door de hoge internationale olieprijs in die periode hogere exportinkomsten konden worden gerealiseerd. Bovendien werd begin 1995 een einde gemaakt aan het systeem van exportquota, hetgeen een verhoging van het exportvolume tot gevolg had. Ook de economische crisis van 1998 droeg - op een weliswaar wrange manier - bij aan de verbetering. Door de devaluatie van de roebel en door de inflatie werd de Russische arbeid, en daarmee de export van Russische olie, in een klap een stuk goedkoper.

Al deze factoren maakten het mogelijk dat er weer investeringen konden worden gedaan. In de periode 1999-2000 wisten de Russische VGO's hun kapitaalinvesteringen te verdubbelen tot 110,6 miljard roebel (ongeveer \$ 3,9 miljard). Van dit bedrag werd 31% geïnvesteerd in het boren naar nieuwe olie.⁷⁷ Ontwikkelingswerkzaamheden in 2000 leverden 43 nieuwe olievelden op, het hoogste aantal sinds twee decennia.⁷⁸

⁷⁴ Petrov, V. V. e.a., *Dolgosročnye perspektivy Rossijskoj nefti*, p. 38.

⁷⁵ McKinsey global institute, *Unlocking economic growth in Russia, oil report*, p. 1.

⁷⁶ Sagers, M.J., "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, no. 42:3, 2001, p. 155-201, hier p. 169.

⁷⁷ Ibid., p. 162.

⁷⁸ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 88.

Een positief effect van de toegenomen booractiviteiten was dat er voor het eerst in jaren iets gedaan kon worden aan het steeds grotere aandeel van inactieve bronnen.⁷⁹ Reparatie van inactieve bronnen leverde de grootste bijdrage aan de hogere productie. In 2000 daalde het aandeel van die inactieve bronnen in het totaal aantal bronnen hierdoor tot 18% - zeker een stap in de goede richting, maar dit aandeel zal niettemin verder moeten worden teruggebracht om de productie op peil te houden.

3.3.2 Toekomstperspectief van de Russische olieproductie

Is Rusland in staat zijn olieproductie op peil te houden, of zelfs te laten groeien? Dat hangt van een aantal factoren af. De belangrijkste factor vormt West-Siberië. Deze olieregio is al lang in gebruik en daarom zijn de gemakkelijkste en grootste velden voor een groot deel ontgonnen. Toch zijn er nog grote reserves, maar die bevinden zich in kleinere en diepere velden. Voor het in gebruik nemen hiervan is veel nieuwe infrastructuur nodig en dat vormt een grote kostenpost, die zijn invloed heeft op de kostprijs. Aangezien deze regio de grootste reserves herbergt, zal West-Siberië ook in de toekomst de grootste contributeur moeten blijven. Aangezien een olieregio van gelijksoortige omvang zich (nog) niet aandient, is het essentieel dat de olieproductie van West-Siberië op hetzelfde niveau (220 miljoen ton per jaar) kan blijven. Dit handhaven zal, naarmate de jaren vorderen, al een steeds grotere uitdaging vormen. De gewonnen olie uit de gigantische velden wordt, zo is de verwachting, steeds minder qua volume en dat verlies zal door nieuwe velden moeten worden gecompenseerd.

De Russische regering heeft dit probleem onderkend; zij heeft daartoe in haar energiestrategie tot aan 2020 een aantal plannen geformuleerd. Moskou voorspelt in dit strategische document van 2003 een groei van de olieproductie. De hoogte van die groei hangt af van een aantal factoren, zoals bijvoorbeeld de internationale olieprijs, de ontwikkeling van de economie en de hoogte van de investeringen. Volgens het optimale scenario bereikt de productie in 2020 een omvang van 520 miljoen ton; volgens het gematigde scenario 450 miljoen ton en in het kritieke scenario 360 miljoen ton per jaar. Men verwacht dat in die periode het aandeel van de regio West-Siberië in de Russische olieproductie zal afnemen: van de huidige 68% naar 55% in 2020. De regio's die dat verlies moeten gaan compenseren en dus fors moeten groeien, zijn voorzien in Oost-Siberië, Timan-Pečora, de Kaspische Zee en Sachalin. Maar is dit realistisch?

West-Siberië levert de goedkoopste Russische olie qua productiekosten. Aangezien deze kosten in internationaal perspectief redelijk concurrerend zijn, zijn de gemiddelde productiekosten voor Russische olie laag - weliswaar hoger dan die van de meeste OPEC-landen, maar lager dan bijvoorbeeld de grote internationale oliemaatschappijen en ook lager dan die van Venezuela, zoals het onderstaande schema laat zien.

⁷⁹ Deze bronnen staan in het Engels bekend onder de term "idle well": een oliebron die in productie is geweest, maar waarvan de productie stil is komen te liggen, hoewel er nog olie uit te winnen is. De Russische term hiervoor is "prostaivajuščaja skvažina".

Tabel 3.3: vergelijking van de kostprijs van olie uit een aantal oliegebieden

Regio/Producent	Leveringskosten in dollars per vat	Productiekostprijs in dollars per vat
Saoedi Arabië	Geen gegevens	1,50
Midden-Oosten (OPEC)	3,90 - 4,10	Geen gegevens
Rusland	4 - 7	1,50 - 5
Venezuela	Geen gegevens	7 - 10
Canada Unconventional	5 - 16	Geen gegevens
Internationale "Majors" (Shell/BP/Texaco etc.)	6,50 - 11	2,80 - 6

Bron: Leveringskosten: uit "Supply-costs": IEA, *World Energy Outlook 2001: Insights*. Kostprijs: *Newsweek* april 8-15, 2002

Door de West-Siberische olie wordt de gemiddelde prijs van Russische olie aanzienlijk gedrukt. Wanneer het aandeel van deze regio in de toekomst kleiner wordt, zal de gemiddelde prijs waarschijnlijk stijgen. Dat maakt een vergelijking door McKinsey van de prijzen van diverse Russische olieregio's duidelijk. [Overigens zijn de nu volgende prijzen van McKinsey de kostprijs (*operating* en *capital costs*) inclusief transport naar de wereldmarkt en dus niet te vergelijken met de prijzen uit het bovenstaande schema.] De kostprijs van olie uit West-Siberië is door McKinsey becijferd op \$ 7,20 per vat, en in het geval van een gunstige ontwikkeling van de productieproductiviteit zou dit zelfs kunnen dalen tot \$ 5,90 per vat. Voor Timan-Pečora ligt de totale kostprijs op dit moment echter op \$ 15,80 (wanneer de productieproductiviteit verbeterd kan de prijs volgens McKinsey nog wel dalen tot \$ 10,70). De kostprijs van deze olie is dus ongeveer twee keer zo hoog als die van West-Siberië. Hetzelfde geldt voor de regio Oost-Siberië en voor Sachalin. Volgens het *1999 Long term outlook* van Arthur D. Little bedragen alleen de technische kosten (het vinden, ontwikkelen en produceren van olie) voor deze twee regio's al zo'n \$ 12 per vat.⁸⁰ McKinsey schat de totale kosten - inclusief de aanleg van de op dit moment afwezige exportinfrastructuur - voor de velden van Oost-Siberië boven de \$ 25 per vat.⁸¹ Bovendien is het onwaarschijnlijk dat de internationale oliepijzen gedurende een langere periode zo hoog zullen blijven. Dit maakt het dan ook onwaarschijnlijk dat deze laatste regio ooit een alternatief kan zijn voor West-Siberië.

Ook wat betreft de Kaspische Zee past een voorbehoud. In deze zee zijn weliswaar aanzienlijke olievoorraden ontdekt (4 miljard ton aan "proven reserves")⁸², maar aangezien er getwist wordt over de juridische status van de Kaspische Zee, is het nog onduidelijk hoe het eigendom van de oliereserves zal worden verdeeld. Wanneer de Kaspische Zee als een meer wordt beschouwd, zouden alle omliggende landen gezamenlijk eigenaar zijn van de oliereserves. Als de Kaspische Zee echter de status van zee verwerft, dan wordt zij onderverdeeld in nationale sectoren. En de grootste olievoorraden van de Kaspische Zee bevinden zich buiten de dan eventuele Russische sector (zie ook hoofdstuk 4).

Het is voor Rusland dan ook essentieel de productie in de regio West-Siberië zo lang mogelijk op een constant niveau te houden. Met de huidige stand van technologie zal de productie echter steeds duurder worden. Het is dus van

⁸⁰ "Private foreign capital needed", in: *Petroleum Economist*, juli 1999, p. 37.

⁸¹ McKinsey Global Institute, *Unlocking economic growth in Russia, oil report*, 1999, exhibit 29.

⁸² Konopljanik, A. en Lobzhanidze, A., *Kaspijskaja neft' na Evrazijskom perekrestke. Predvaritel'nyj analiz ekonomičeskich perspektiv*, 1998.

groot belang dat er geïnvesteerd wordt in nieuwe technologie en kennis, zodat inactieve bronnen kunnen worden gereactiveerd, nieuwe bronnen in gebruik kunnen worden genomen en het onderhoud van bronnen en velden verbeterd wordt. Volgens een document van het Ministerie van Energie uit januari 2000 (*Osnovnye konceptual'nye podchody k strategii razvitija TEK i ego otraslej na period do 2015 goda*) bedraagt de totale investeringsbehoefte van de Russische olie-industrie tot aan 2015 ongeveer \$ 100 miljard – dat is zo'n \$ 8 miljard per jaar.⁸³ De investeringen bedroegen in 2000 echter nog maar \$ 5 miljard. Het is dan ook van groot belang dat de voorwaarden voor het doen van investeringen verbeteren, opdat de Russische investeringsbehoefte van 8 miljard per jaar kan worden gehaald.

3.4 Conclusie

Het oliepotentieel van Rusland is, als we de reserves en de productie als maatstaf nemen, nog altijd groot. Rusland is de tweede olieproducent ter wereld. Bovendien beschikt Rusland over een oliereserve van minimaal 6,7 miljard ton - en volgens Russische berekeningen zelfs 20 miljard ton. De toekomst van Rusland als olie-grootmacht en als investeringsland hangt echter niet alleen af van de productie en de reserves. Op het gebied van de productie moet Rusland zijn productiekosten in de hand houden om ook in de toekomst de internationale concurrentie te kunnen blijven aangaan. Dank zij de olieprovincie West-Siberië zit Rusland nu op een in internationaal perspectief gunstige gemiddelde kostprijs. De regio West-Siberië is echter al lang in gebruik en de gemakkelijk winbare, grote olievelden raken op leeftijd. Daarom zal de olieproductie in deze regio steeds meer verplaatst moeten worden naar de kleinere en moeilijker winbare velden. Die vereisen een grotere inzet van arbeid en kapitaal, en dat zal een nadelig effect hebben op de productiekosten. Bovendien zullen deze velden niet dezelfde grote hoeveelheden olie opleveren als de huidige. In de periode tot 2020 voorziet de Russische regering een gestaag afnemende productie uit West-Siberië. Het beleid is erop gericht dat nieuwe olieregio's als Oost-Siberië en Timan-Pečora dit verlies compenseren. Deze regio's zijn echter op het gebied van de productiekosten voorlopig aanzienlijk duurder dan West-Siberië. Voordat de regio's in gebruik kunnen worden genomen, zijn er grote investeringen nodig in met name de infrastructuur.

In de toekomst zou de concurrentiepositie van Rusland als gevolg van de hierboven geschetste problematiek onder druk kunnen komen te staan. Veel zal dan ook afhangen van het vermogen de kosten te drukken en een hogere productieproductiviteit te bewerkstelligen. Daarvoor zijn grote investeringen nodig in technologie, kennis en infrastructuur.

⁸³ Konopljanik, A., "Investicii v TEK - ključ energoobespečenija strany", in: *Investicii v Rossii*, no. 4, 2000, p. 24.

4 Investeringsklimaat van de Russische olie-industrie

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk zullen we nader ingaan op het investeringsklimaat van de Russische olie-industrie. De olie-industrie is een wereldwijde industrie, waardoor de concurrentie aanzienlijk is. Over de hele wereld bestaan er grote voorraden aan olie, die omvangrijk genoeg zijn om nog voor tientallen jaren aan productie te garanderen. Potentiële investeerders hebben in feite keuze genoeg. Om investeerders te verleiden juist in Rusland te investeren, is het niet genoeg om over aanzienlijke reserves te beschikken. Voor investeerders is het ook van belang dat hun investeringen winstgevend zullen zijn en kunnen worden terugverdiend.

Het investeringsklimaat moet dan ook voldoende garanties kunnen bieden aan de investeerder. Een van de onderdelen die van belang zijn voor het doen van investeringen is het juridische raamwerk. Zo is in de wet het eigendom over de bodemschatten vastgelegd en is het gebruik van die bodemschatten geregeld, hetzij door productie in licentie hetzij op basis van gedeelde productie. Ook bepaalt de wet wie er gerechtigd is belastingen op te leggen en volgens welke procedures. Verder is belangrijk hoe de bevoegdheden tussen de diverse subjecten van de Russische Federatie onderling en in verhouding met de Federale overheid zijn geregeld. Ook het economische beleid (prijspolitiek en beleid inzake de olie-export) is van invloed op de aantrekkelijkheid van de Russische olie-industrie.

Verder hecht de internationale olie-industrie aan politieke stabiliteit. Vooral in de periode dat Boris El'cin president was van Rusland (1991-1999) werd de politiek gedomineerd door een scherpe tegenstelling tussen hervormers (die voorstander waren van een vrije- markteconomie) en de tegenstanders van een vrije markt (vooral communisten en nationalisten). Door dit klimaat van politieke tegenstellingen werd menig voorstel van de regering door het parlement verworpen. Dit maakte het bedrijven van effectieve (economische) politiek uiterst lastig. Met de parlementsverkiezingen van 1999 en het aantreden van Vladimir Putin als president van Rusland, op 31 december van dat jaar, ontstond er een situatie waarin de regering op een meerderheid in het parlement kon bogen. Dit betekent echter nog niet dat er sprake is van langdurige politieke stabiliteit. Nationalistische sentimenten ("geen uitverkoop van onze rijkdommen aan het buitenland") en communistische retoriek ("weg met de markteconomie") hebben nog altijd een belangrijke invloed op het politieke klimaat in Rusland anno 2003.

Samengevat, zal de term "investeringsklimaat" daarom worden gebruikt als een verzamelnaam, een containerbegrip waaronder zaken als het juridisch kader waarin de olie-industrie zich beweegt, wetgeving inzake production sharing agreements, prijspolitiek, belastingwetgeving en politieke stabiliteit worden verstaan.

4.2 Juridisch kader: verhouding tussen federale en regionale overheid en belangrijke oliewetgeving

Sinds de hervorming van de oliesector, die in 1992 op gang kwam, is er een aantal voor de olie-industrie van belang zijnde wetten aangenomen. Ze hebben betrekking op de eigendom van de reserves en de bevoegdheden van de diverse overheden. De belangrijkste specifieke oliewetten zijn: de wet op de ondergrondse minerale bodemschatten; de olie- en gaswet; de wet op het continentaal plat; de wet op natuurlijke monopolies; de wet op de oliepijpleidingen; en de wet op het production sharing agreement. Deze laatste wet zal in paragraaf 3.3 worden behandeld.

Eigendom van de bodemschatten is uiteraard van essentieel belang voor investeerders. Die willen zekerheid hebben over de vraag, met wie ze te maken hebben, met wie ze moeten onderhandelen en met wie afspraken gemaakt kunnen en moeten worden. Anders gezegd: welke overheid (federaal, regionaal, lokaal) is verantwoordelijk voor wat? Helaas is de eigendomsvraag niet gemakkelijk te beantwoorden. De wetgeving in dezen is onduidelijk en spreekt zichzelf nogal eens tegen.

Hoofdschuldigen voor het probleem van de onduidelijke eigendom van grondstoffen zijn de Grondwet van de Russische Federatie en het Federatieverdrag. In de Grondwet staat beschreven de opbouw van de Russische Federatie, is de machtsverdeling geregeld, alsmede de verhouding van de federale overheid tot de regionale en lokale overheden. Volgens het Federatieverdrag is Rusland een federatie van 89 subjecten (zie kaart 1 op p. 84): 21 *respubliki* (republieken), 49 *oblasti* (provincies), 1 autonome provincie, 6 *krai* (gewesten), 10 *okruga* (districten) en ten slotte nog 2 steden met federale betekenis. Al deze subjecten bezitten een vorm van autonomie. De federatie is asymmetrisch samengesteld, wat wil zeggen dat de mate van autonomie niet voor elk subject dezelfde is. Zo hebben de republieken een hogere mate van autonomie dan de provincies; republieken hebben bijvoorbeeld een eigen constitutie, eigen wetten, een eigen president en parlement en een eigen Hoge Raad. De overige subjecten - de oblasten, krajs en okrugs - hebben geen eigen constitutie maar een handvest, en minder eigen bevoegdheden (wel hebben deze subjecten recht op een eigen begroting, eigendomsrecht en een regionaal bestuur). In theorie gaan federale wetten dus voor regionale wetten. Regionale wetten mogen niet ingaan tegen de federale wetten. Toch blijken er 50.000 regionale wetten in tegenspraak met de federale wetten en de grondwet, zo liet het Ministerie van Justitie onlangs nog weten.⁸⁴

Een bijzonder geval binnen de federatie vormen de okrugs. Deze zijn tijdens de Sovjetperiode opgericht als "thuisland" voor de kleine inheemse en niet-Russische bevolking (bijvoorbeeld de Chanty, Mansy, Nentsen, Evenken e.d.) die al eeuwen in het gebied wonen. De okrugs waren onder de grondwetten van de USSR van 1936 en 1977 autonome gebieden, maar werden wel beschouwd als een deel van de oblast of kraj waarin ze gelegen waren. De 10 okrugs zijn onder de Russische grondwet van 1993 autonome eenheden gebleven, maar hun autonome status werd gelijkgeschakeld met die van de andere subjecten.

⁸⁴ Wilson, G.N., "'Matryoshka Federalism' and the case of the Khanty Mansiysk Autonomous Okrug", in: *Post-Soviet Affairs*, 17:2, 2001, p. 167-194, hier p. 168.

Zo bepaalt art. 5 van de Grondwet van de Russische Federatie, dat zowel de oblasten als de okrugs qua status *gelijke* delen van de federatie zijn in hun relatie met de federale organen van staatsmacht en ook in hun relatie met de andere subjecten. Bovendien zijn de oblast, kraj en okrug *autonoom*. Tegelijkertijd blijkt echter uit art. 66 van de Grondwet, dat de okrugs een *deel vormen van* de oblast of kraj waarbinnen ze gelegen zijn. Dit komt neer op ondergeschiktheid aan de oblast of kraj, begrenst dus in feite de autonomie van de okrug en schept de voorwaarden voor een interregionaal conflict tussen de oblast en de okrug.⁸⁵ Hoe kan een gebied immers autonoom zijn, als het tegelijkertijd ondergeschikt is aan een eveneens autonome eenheid? Deze ingewikkelde staatsopbouw wordt daarom door sommige Westerse deskundigen wel "*matrosjka* federalisme" genoemd (naar het overbekende Russische souvenir: een poppetje, in wiens binnenste zich meerdere, steeds kleiner wordende, poppetjes bevinden).⁸⁶

Een voorbeeld, dat voor de olie-industrie van eminent belang is, vormt de oblast Tjumen' en de okrug Chanty-Mansië. De oblast Tjumen' ligt in de grootste olieprovincie van Rusland, West-Siberië. Deze oblast, met 3,2 miljoen inwoners, is een van de subjecten die te maken heeft met de in de vorige alinea geschetste problematiek, en daarom door juridische experts al een *složno-sostavlennyj sub"ekt federacii* (een ingewikkeld samengesteld subject) is genoemd. De oblast bestaat uit drie delen (zie wederom kaart 1 op p. 84): de oblast Tjumen' (39) zelf en de okrugs Chanty-Mansië (39b) en Jamalo-Nentsië (39a). Okrug en oblast zijn gelijke delen van de federatie. Maar de okrugs vormen ook een deel van de oblast. Doordat de okrugs autonoom zijn, bestaat de oblast Tjumen' *de facto* slechts uit het zuidelijkste deel rond de stad Tjumen' (nummer 39), maar eigenlijk ook weer niet, want de okrugs Chanty-Mansië en Jamalo-Nentsië (39b en 39a) horen er ook bij. Om in de hiernavolgende passage de verschillende delen van elkaar te kunnen onderscheiden, zullen we de oblast Tjumen' als (theoretisch) geheel (dus de delen 39, 39a en 39b) verder Tjumen' *oblast* noemen. Het gedeelte van de totale oblast dat rond de stad Tjumen' (alleen deel 39) ligt, staat in de Engelstalige literatuur bekend als Tjumen' *proper*.⁸⁷

De relatie tussen Chanty-Mansië en Tjumen' *proper* is moeizaam: Chanty-Mansië probeert langzaam maar zeker zijn banden met Tjumen' *proper* te verbreken en stelt zich steeds zelfstandiger op. De oorzaak van de moeizame relatie is de strijd om de controle over de olierijkdommen. Die liggen voor het overgrote deel in Chanty-Mansië. Tjumen' *proper* beschikt nauwelijks over olie en is voor zijn inkomsten dan ook bijzonder afhankelijk van Chanty-Mansië.⁸⁸

⁸⁵ Ibid., p. 170.

⁸⁶ Ibid., p. 176.

⁸⁷ Tjumen' *proper*: 1,3 miljoen inwoners, waarvan 490.000 in de hoofdstad Tjumen'. Tjumen' was ten tijde van de Sovjet-Unie de stad van waaruit de gehele olieprovincie West-Siberië werd bestuurd. Dit gebeurde door Glavtjumen'neftegaz - een overkoepelend orgaan dat diverse productieassociaties onder zijn hoede had. Na het uiteenvallen van de Sovjet-Unie kwam er ook aan de macht van Tjumen' een einde. Tjumen' *proper* raakte de controle over de reserves in Chanty-Mansië kwijt en daarmee een groot deel van zijn inkomsten. Tjumen' *proper* is een industriële regio, die niet over grote oliereserves beschikt.

⁸⁸ Chanty-Mansië (1,4 miljoen inwoners; hoofdstad Chanty-Mansijsk; andere belangrijke steden: Surgut, Nižneartovsk en Neftejugansk) werd in 1930 opgericht als "thuisland" van twee lokale stammen, de Chanty en de Mansi. Na de vondst van enorme oliereserves in de okrug ontstond in snel tempo een grootschalige olie-industrie. Die vroeg om geschoold personeel, dat uit alle delen van de voormalige Sovjet-Unie naar de okrug werd gelokt. De laatste 30 jaar groeide de bevolking van Chanty-Mansië met maar liefst 1 miljoen mensen (waarvan de meeste etnische Russen waren). Daardoor maken de oorspronkelijke bewoners (ongeveer 20.000 in getal) nog maar een zeer klein deel van de

Ter illustratie van de dominantie van Chanty-Mansië in de economie van Tjumen' oblast : in 2001 was de okrug goed voor 76,4% van de industriële productie en zelfs 84,1% van de olieproductie van de oblast. Voor Tjumen' proper zijn deze getallen resp. 4,0% en 0,2%.⁸⁹ Overigens is de okrug ook nog eens verantwoordelijk voor 10% van de inkomsten van de federale begroting en zorgt het voor 30% van de valuta-inkomsten van Rusland als geheel. Chanty-Mansië is dan ook een netto-betaler aan de federale begroting: het draagt 61% van zijn belastinginkomsten aan het *bjudžet* af. Die afdracht is gelijk aan die van 20 andere middelgrote Russische oblasten met een inwonertal van 45 miljoen⁹⁰ - cijfers die het landelijke belang van Chanty-Mansië onderstrepen.

Aangezien Tjumen' proper zelf weinig produceert en verhoudingsgewijs minder "eigen" inkomsten heeft, probeert het toch te profiteren van de olierijkdom van de okrug. Daarom stelt Tjumen' in zijn Handvest dat de oliereserves van Chanty-Mansië het eigendom zijn van de federatie en oblast als geheel - van het gebied Tjumen' oblast - en dus vallen onder de jurisdictie van zowel de federatie, de oblast als de okrug. Beslissingen over de reserves en de olie-industrie moeten in dat geval in gezamenlijkheid worden genomen. Wanneer dit zou gebeuren, zou Tjumen' proper grotere zeggenschap hebben over de olie-industrie in de oblast. Belangrijker is echter dat het door de grotere invloed ook meer aanspraak kan maken op de inkomsten. Uiteraard is Chanty-Mansië het hier niet mee eens. In zijn eigen Handvest stelt Chanty-Mansië dat het eigendom van de oliereserves op het gebied van Chanty-Mansië bij de okrug zelf ligt. Dat betekent dat de olie-industrie alleen onder de jurisdictie van de federale overheid en de overheid van de okrug valt en niet onder die van de oblast.

De Federale grondwet geeft geen uitsluitsel over wie er gelijk heeft. Aangezien Chanty-Mansië zowel een subject is (dus autonoom en gelijk aan de overige subjecten) als een deel van een ander subject (namelijk van Tjumen' oblast), blijft er onduidelijkheid bestaan. Om de vraag over de eigendom te kunnen beantwoorden, is er federale wetgeving nodig die de verhouding regelt tussen de autonome okrugs en de oblasten, waarbinnen de okrugs liggen. Zolang die wetgeving uitblijft, blijft er onduidelijkheid over de eigendomsvraag, en dus ook omtrent de controle over de met de olie-industrie verbonden inkomsten. In deze onduidelijke situatie opteren de autoriteiten van Chanty-Mansië voorlopig voor warme betrekkingen met de federale overheid in Moskou. Door deze contacten te intensiveren, beschermt de okrug zich tegen de claim op de reserves van Tjumen' oblast. Hoewel de federale regering in deze kwestie niet echt een duidelijk standpunt inneemt, lijkt zij waarde te hechten aan een goede relatie met Chanty-Mansië. Chanty-Mansië is, zoals gezegd, als netto-betaler een belangrijke regio voor Rusland als geheel en zolang de okrug zich loyaal en coöperatief opstelt tegenover de federale regering, zal Moskou de feitelijke autonomie van Chanty-Mansië, los van Tjumen' proper, blijven ondersteunen.

bevolking uit. De okrug is dan ook in feite qua bevolkingssamenstelling grotendeels etnisch Russisch. De status van autonoom gebied wordt door de "oliegeneraals" dan ook handig uitgespeeld tegenover het federale centrum om de lokale olie-industrie in handen te krijgen, zo signaleert Leslie Dienes in *Corporate Russia: Privatization and prospects in the oil and gas sector*, p. 12.

⁸⁹ Informatie van de officiële website van het gewest Chanty-Mansië: www.hmao.wsnet.ru

⁹⁰ Wilson, G.N., "Matryoshka Federalism' and the case of the Khanty Mansiysk Autonomous Okrug", in: *Post-Soviet Affairs*, 17:2, 2001, p. 167-194, hier p. 172.

De onduidelijkheid over de verhouding tussen de okrugs en de oblasten speelt ook andere wetten parten. Een van die oliewetten is bijvoorbeeld de *wet op de ondergrondse minerale bodemschatten (zakon o nedrach)*, die de eigendom over de bodemschatten moet regelen. De wet werd in mei 1992 effectief en nadien een aantal malen gewijzigd. De wet stelt letterlijk, dat "de staat de eigenaar is over de bodemschatten. [...] Kwesties die verbonden zijn met de eigendom, het gebruik en de beschikking van de bodemschatten vallen onder de gezamenlijke jurisdictie van de Russische Federatie en de *subjecten* van de Russische Federatie." Dit houdt in dat de subjecten geen eigenaar zijn van de bodemschatten die zich op hun territorium bevinden, maar er wel medezeggenschap over hebben. Deze zeggenschap komt bijvoorbeeld tot uiting op het gebied van de licentie-uitgifte. Particuliere- of staatsbedrijven kunnen namelijk het recht verkrijgen de bodemschatten te exploiteren en te produceren door in het bezit te komen van licenties. Die licenties kunnen alleen worden uitgegeven op openbare veilingen. Welk subject die zeggenschap heeft (de oblast/kraj, de okrug of wellicht beide), kan overigens pas worden vastgesteld nadat hun onderlinge verhouding duidelijk is vastgelegd.

In juli 1992 is er aan de wet op de ondergrondse minerale bodemschatten nog een deel toegevoegd dat de procedure beschrijft omtrent de uitgifte van licenties. Het verantwoordelijke federale orgaan hiervoor is tegenwoordig het Ministerie van Natuurlijke Bodemschatten. Er werd echter een belangrijke concessie aan de regionale overheden gedaan, doordat ook de regionale overheid met de licentieverstrekking moet instemmen. Door deze voorwaarde kregen de regionale overheden een belangrijk machtsmiddel in handen om het gebruik van de bodemschatten binnen hun territorium te reguleren.⁹¹

Regionale overheden hebben in principe een veto in handen. Dit is niet onbelangrijk, aangezien er een aantal regionale VGO's zijn: Tatneft', Bašneft', Sibneft' en TNK. De activiteiten van deze VGO's concentreren zich voor een groot deel binnen één regio. Zo opereren Tatneft' en Bašneft' voornamelijk in Tatarstan respectievelijk Baškortostan, terwijl Sibneft' en TNK vooral actief zijn in de oblast Tjumen'. De regionale overheden kunnen dus door het weigeren van licentieverstrekking aan eventuele "indringers", de belangen van de "eigen" VGO verdedigen. Het gevaar van bevoordeling van de "eigen" partij ten nadele van een vreemde partij, zou door deze bepaling kunnen leiden tot een regionaal productiemonopolie. Dat zou indruisen tegen het recht van vrije concurrentie en bovendien tegen de regels voor vrije toegang tot de markt.

Er kwam gedurende de transitie nog een aantal amendementen bij, waaronder, in december 1999, een amendement dat de transfer van licenties van de ene aan de andere partij moest regelen. Dit was nodig, omdat er inmiddels een aanzienlijk aantal overnames van dochtermaatschappijen had plaatsgevonden tussen verscheidene VGO's. Bovendien waren veel VGO's bezig met het proces van integratie van de dochtermaatschappijen in de holding om zo één eigendomsstructuur te krijgen. Daartoe moest worden geregeld dat de licenties die op naam stonden van de dochtermaatschappij, aan de holding konden worden overgedragen.

De *wet op het continentaal plat (zakon o kontinental'nom šel'fe)* werd in augustus 1995 aangenomen. Krachtens deze wet heeft de federale overheid

⁹¹ Sagers, M.J., "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, 42:3, 2001, p. 153-201, hier p. 171.

het exclusieve recht de exploratie naar olie en ontwikkeling van het continentaal plat te reguleren. Zowel binnen- als buitenlandse partijen konden in aanmerking komen voor een licentie door ervoor te bieden op veilingen. Bovendien voorziet de wet in maatregelen ter bescherming van de jurisdictie en de rechten van Rusland in het continentaal plat. Die jurisdictie heeft betrekking op de exploratie en productie van minerale bodemschatten, de aanleg van faciliteiten voor de boringen en het leggen van kabels en pijpleidingen.

De *wet op de natuurlijke monopolies (zakon o estestvennych monopolijach)* is van belang voor de olie-industrie, omdat de Russische regering ook het oliepijpleidingennetwerk als een natuurlijk monopolie beschouwt. Voor het beleid inzake de natuurlijke monopolies werd het Ministerie voor Anti-monopoliebeleid in het leven geroepen, alsmede de Federale Energie Commissie (FEC). Ook werden de taken, bevoegdheden en organisatie van de sector en de nieuwe instanties in deze wet vastgelegd. Het Ministerie voor Anti-monopoliebeleid houdt behalve op het pijpleidingennetwerk ook toezicht op de spoorwegen, die ook belangrijk zijn voor de olie-industrie. Een aanzienlijk gedeelte van het olietransport verloopt door het tekort aan capaciteit van de pijpleidingen immers per spoor. De FEC is verantwoordelijk voor het vaststellen van de prijzen van en tarieven voor het pijpleidingennetwerk.

Op het gebied van olietransport per pijpleiding ontbreekt het aan duidelijke wetgeving. Er circuleren een drietal wetsontwerpen, die moeten uitmonden in de *wet op de oliepijpleidingen (zakon o truboprovodnom transporte)*. Het voorliggende wetsontwerp is opgesteld door de Doema en wacht al jaren op ondertekening door de president. Het ontwerp bepaalt o.a. dat het huidige pijpleidingennetwerk ondeelbaar is en dat elk toekomstig netwerk in meerderheid in handen van de staat moet zijn. Een probleem is echter, dat de wet aan een aantal voorwaarden moet voldoen van de Wereldbank. De Wereldbank stelde als voorwaarden voor een pakket leningen ter stabilisatie van de economie, een voor alle partijen vrije en ongehinderde toegang tot het bestaande en eventueel toekomstige oliepijpleidingennetwerk tegen een voor alle partijen gelijk tarief.⁹² De regering deed die toezegging aan de Wereldbank in mei 1999 om de derde tranche van het leningenpakket te kunnen verkrijgen. Door buitenlandse instanties en investeerders wordt er verder op aangedrongen dat de wet ook particulier eigendom en bestuur van pijpleidingen mogelijk maakt, om zo aantrekkelijker te worden voor (buitenlandse) investeerders. Aangezien dat het huidige regeringsbeleid van exportbeperking (zie hoofdstuk 4) zou ondergraven, maakt de Russische regering echter geen haast met bekrachtiging van de wet. Totdat de wet van kracht wordt, kan de regering dus ongehinderd haar huidige beleid voortzetten.

⁹² MEA, *Energetičeskaja politika Rossi, obzor 2002*, p. 94.

4.3 Het Production Sharing Agreement (PSA)

Het Production Sharing Agreement (verder afgekort PSA) is in de mondiale olie-industrie het meest voorkomende investeringsregime. Een PSA (in het Russisch: *Soglašenie na razdele produkcii*) is een contract tussen een investeerder (de producent van de olie) en de regering (de eigenaar van de olie). De belangrijkste eigenschap van een PSA is dat de kosten en de opbrengsten worden verdeeld volgens een in het contract vastgelegde verhouding.⁹³ Bovendien zijn zaken als belastingen, export, technologie e.d. in het contract geregeld. Dit contract geldt voor de gehele duur van het desbetreffende project en kan daarom de door investeerders gewenste stabiliteit en veiligheid bieden in het verder onzekere Rusland, met zijn veranderlijke wetgeving en onzekere economische omstandigheden.

De aantrekkelijkheid van PSA's ligt daarin dat het PSA-regime een enclave vormt, die buiten de "normale" wetten van het productie-in-licentiesysteem om functioneert. Het beschermt de investeerder tegen toekomstige wetgeving of veranderingen in de belastingtarieven, omdat deze contractueel zijn vastgelegd. Dit maakt het voor investeerders mogelijk lange-termijnplannen te maken en kosten en opbrengsten beter in te schatten. Doordat dit mechanisme in andere landen al op ruime schaal wordt toegepast en daar goede resultaten mee zijn geboekt, is het vertrouwen in dit systeem groot.

Helaas is de PSA-wetgeving meer dan tien jaar na de val van de Sovjet-Unie nog steeds niet aanvaardbaar voor buitenlandse investeerders. Er bestaat in Rusland nog steeds een aanzienlijke weerstand tegen deze investeringsvariant. In het bijzonder het (door de nationalistische en communistische partijen gedomineerde) parlement en de Federatieraad (een soort Eerste Kamer, die door het parlement aangenomen wetten moet controleren en goedkeuren) heeft jarenlang iedere voortgang op het gebied van PSA's weten te dwarsbomen. Volgens de tegenstanders leidt de implementatie van PSA-wetgeving tot de "uitverkoop van de Russische natuurlijke rijkdommen aan buitenlanders" en verliest Rusland hierdoor de soevereiniteit en controle over zijn minerale eigendommen.⁹⁴ Bovendien zouden PSA's leiden tot verlies van inkomsten voor de overheid, omdat de belastingopbrengsten lager zijn bij PSA's dan bij productie-in-licentie.

De voorstanders wijzen op de noodzaak van PSA's, omdat ze deze zien als de enige manier om grote investeringen aan te trekken. PSA's kunnen volgens hen bijdragen aan het ontstaan van het zo gewenste stabiele investeringsklimaat. Bovendien is het niet zo, dat de overheid de controle verliest over de bodemschatten, omdat de producent gebonden is aan het contract en dus ook verplichtingen heeft. Worden die niet nagekomen, dan kan de PSA-overeenkomst worden ontbonden.

⁹³ De verdeling van opbrengsten en kosten gebeurt meestal op de volgende manier. De investeerder is de uitvoerder van het project, dus de producent. De investerende partij krijgt een deel van de geproduceerde olie als vergoeding voor de gemaakte kosten. Dit deel noemt men *cost oil*; het overgebleven deel van de olie is *profit oil*. Deze profit oil wordt volgens een vooraf overeengekomen verdeelsleutel tussen de staat en de investeerder gedeeld. Verder betaalt de investeerder nog belasting aan de staat over zijn deel van de profit oil. Uit: Gray, D., *Evaluation of taxes and revenues from the energy sector in the Baltics, Russia and other former Soviet Union countries*, IMF working paper 98/34, p. 24.

⁹⁴ Konopljanik, A. A., "Politika Rossijskich kompanij v otnošenii SRP", in: *Neft' Rossii*, no.9, september 2002, p. 32.

De claim van tegenstanders van PSA's, dat deze investeringsvorm minder opbrengsten voor de overheid zou opleveren dan projecten op basis van productie-in-licentie, moet met enige voorzichtigheid worden bekeken. Inderdaad is de belastingdruk voor PSA's lager dan onder het licentie-systeem door het bijzondere belastingregime van PSA's. Dit verlies kan echter worden goedge maakt doordat PSA's zekerheid en lange-termijnstabiliteit bieden. Hierdoor zullen vooral mega-projecten, waar miljarden dollars aan investeringen mee zijn gemoeid, eerder worden uitgevoerd dan onder het gewone productie-in-licentiesysteem. Aangezien het productie-in-licentiesysteem nogal veel risico's met zich brengt, zullen weinig investeerders genegen zijn in grote projecten van 10 tot 20 jaar onder licentie-voorwaarden te investeren. PSA's zullen door hun hogere aantrekkelijkheid voor investeerders dus meer projecten op gang kunnen brengen dan het licentie-systeem en daardoor het verlies aan belastinginkomsten compenseren.

Ook de claim van tegenstanders, dat met PSA's de bodemschatten aan het buitenland worden verkocht, is niet correct, aangezien PSA's ook voor binnenlandse partijen openstaan. Uiteraard is er in Rusland minder kapitaal beschikbaar, zodat waarschijnlijk het grootste deel van die PSA's zal worden gesloten met buitenlandse investeerders. Het is echter niet alleen maar negatief als buitenlandse partijen zich op de Russische markt zouden begeven. Rusland zelf profiteert immers ook van de buitenlandse investeringen door overdracht van kennis, door innovaties, nieuwe werkgelegenheid en een hogere olieproductie, die voor meer belastinginkomsten zorgt en een motor kan zijn voor economische groei.

Met het aantreden van Vladimir Putin als president op 31 december 1999 veranderde het politieke landschap van Rusland ingrijpend. Putin is de eerste president die kan bogen op een meerderheid in het parlement, en omdat Putin een voorstander is van PSA's leek het tij voor PSA-wetgeving te keren. Op een conferentie over PSA's in Sachalin, in september 2000, sprak hij zijn steun uit voor PSA's. Hij verklaarde, dat "PSA's één van de belangrijkste mechanismen zijn om buitenlandse investeringen mee aan te trekken".⁹⁵

Deze steunbetuiging van Putin heeft echter tot op heden nog niet geleid tot een verbetering van de situatie. Er bestaat weliswaar een wet op de gedeelde productie (aangenomen in 1995; geamendeerd in 1999) die als raamwerk moest dienen voor PSA's, maar deze wet is op meerdere punten in strijd met andere wetten (de belastingwet en de wet op de ondergrondse bodemschatten). Bovendien werd de wet op de gedeelde productie door de politieke tegenstand frequent gewijzigd en afgezwakt. Daardoor zijn de verwachte grote instroom van buitenlandse investeringen tot nu toe uitgebleven.⁹⁶

De PSA-wet van 1995 was o.a. ineffectief, doordat belastingwetten en douane-bepalingen niet werden geharmoniseerd met de nieuwe PSA-wet. Daardoor bleef er onduidelijkheid bestaan over welke belastingen nu wel en welke niet van toepassing zouden zijn op PSA-projecten. Een ander probleem is dat in de PSA-wet precies zou worden omschreven welke olievelden in aanmerking zouden komen voor productie op PSA-basis. Deze velden zouden worden vastgelegd in aparte wetten (de zogenaamde lijst-wetten), die zouden worden

⁹⁵ Gorst, I., "High-level backing for PSAs", in: *Petroleum Economist*, oktober 2000, p. 30.

⁹⁶ Grušin, V., Konopljanik, A., Kuvšinov, V., Linnik, L., "K voprosu ob ograničenijach investora na zaključenie SRP bez provedenija konkursov ili aukcionov", in: *Neft', gaz i pravo*, no. 5(41), 2001, p. 3-12, hier p. 3.

opgesteld door het parlement. Alvorens de productie op een PSA-veld kon beginnen, was dan ook nog eens toestemming nodig van de federale regering en de regering van het subject van de Russische Federatie, waarbinnen het olieveld zich bevindt. De lijst-wetten zijn echter tot aan de financiële crisis van augustus 1998 nooit door het in meerderheid communistisch-nationalistische parlement gekomen, waardoor er helemaal geen projecten waren om te mogen worden uitgevoerd onder PSA-voorwaarden.

Na de financiële crisis veranderde het politieke en economische klimaat. Ook in het parlement groeide het besef dat de olie-industrie behoefte had aan wetgeving die investeringen aan zou trekken. De olieproductie bevond zich op een dieptepunt, maar bleef een van de belangrijkste pijlers van de Russische economie en de grootste belastingcontributeur. Bovendien waren de internationale olieprijsen in die periode bijzonder laag, waardoor veel Russische oliemaatschappijen in financiële moeilijkheden verkeerden. De VGO's hadden behoefte aan investeringen en begonnen daarom een lobby ten gunste van PSA-wetgeving⁹⁷. Onder het premierschap van Jevgenij Primakov konden er in 1999 een aantal aanpassingen van de PSA-wet van 1995 door het parlement worden geloodst. Buitenlandse investeerders zouden nu te maken krijgen met gunstiger belastingvoorwaarden – zij kregen voor sommige belastingen zelfs vrijstelling. Het PSA-belastingregime werd met de algemene belastingwetgeving in overeenstemming gebracht, waardoor de PSA-wetgeving aanzienlijk duidelijker werd.⁹⁸

Het verbeterde politieke en economische klimaat ten spijt, werden er ook weer enkele nieuwe restricties in de PSA-wet opgenomen, die van grote invloed zijn op de aantrekkelijkheid voor buitenlandse investeerders. De belangrijkste wijziging was, dat elk PSA-project verplicht een Russische partner moest krijgen. Dit betekent dat Westerse bedrijven een PSA-veld niet meer alleen kunnen exploiteren - niet bepaald een aantrekkelijk vooruitzicht. De Russische oliemaatschappijen blinken immers niet uit in transparantie en efficiency. Hun financiële slagkracht was en is bovendien lang niet zo groot als die van de internationale oliemaatschappijen. Westerse investeerders stonden niet te springen om in zee te gaan met een financieel zwakke Russische partner, die niet zou kunnen bijdragen in de hoge aanloopkosten voor ontwikkeling en preparatie voor productie van de olievelden. Ook is bij buitenlandse investeerders het vertrouwen in Russische partners door de ervaringen uit de beginperiode van de privatisering (zoals bijvoorbeeld de affaire BP-Sidanko) niet bepaald gestegen. Een tweede negatieve aanvulling (voor buitenlandse bedrijven wel te verstaan) op het PSA-systeem was, dat ten hoogste 30% van de gebruikte technologie, gereedschap en technische uitrustingen van buitenlandse makelij mocht zijn. Met andere woorden: buitenlandse investeerders werden verplicht voor 70% aan Russisch materiaal te gebruiken. Gezien het kwaliteitsverschil en de negatieve invloed daarvan op de productiviteit, is deze voorwaarde voor buitenlandse bedrijven onacceptabel.⁹⁹

⁹⁷ Heinrich, A., Pleines, H., "Foreign investment in the Russian oil industry, part II -- PSAs", in: *Alexander's gas & oil connections*, vol.7, issue 9, 3 mei 2002, te vinden via de website www.gasandoil.com

⁹⁸ MEA, *Energetičeskaja politika Rossi, obzor 2002*, p. 102.

⁹⁹ Sagers, M.J., "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, 42:3, 2001, p. 153-201, hier p. 174.

Een derde bepaling is dat ten hoogste 30% van de totale reserves in aanmerking mocht komen voor productie onder PSA-voorwaarden. Ook deze bepaling heeft grote gevolgen voor de aantrekkelijkheid voor buitenlandse investeerders omdat, zoals we in hoofdstuk 2 hebben gezien, 55 tot 60% van de aangetoonde reserves in de categorie "moeilijk winbaar" valt. "Moeilijk winbaar" behelst een grotere inzet van kapitaal en arbeid, en dus op duurdere productie en hogere risico's. Het ligt voor de hand dat juist deze olievelden belang zouden hebben bij productie onder PSA-voorwaarden, vanwege de betere bescherming en stabiliteit, die in het licentie-systeem (voorlopig) ontbreken. Deze redenering volgend, is 30% dus onvoldoende om deze velden allemaal onder PSA-regime te produceren. Bovendien lijkt een drempel van 30% nogal arbitrair gekozen en niet op economische redenen te zijn gebaseerd.

In 1999 werd tevens een belangrijk besluit genomen over kleine olievelden. Deze kleine olievelden, met reserves tot 25 miljoen ton, hebben voor uitvoering onder PSA-voorwaarden geen goedkeuring door het parlement meer nodig; voldoende is de toestemming van de federale regering en de regering van het subject waarbinnen het veld ligt. Dit compromis was nodig, omdat sommige regio's (zoals het autonome district Chanty-Mansië en de republiek Tatarstan) steeds meer overgingen tot eigen PSA-wetgeving die in tegenspraak was met de federale wetten.¹⁰⁰

In dezelfde periode werden uiteindelijk ook de lijst-wetten aangenomen. Aanvankelijk werden hierin 21 olievelden en/of groepen van olievelden opgenomen. Na de invoering van de lijstwet ontstond er een voorzichtig optimisme bij buitenlandse investeerders, dat Rusland werkelijk een effectief PSA-regime zou krijgen. Aan die hoop kwam helaas al in 2003 een ruw einde toen de Doema de lijstwet amendeerde. In de nieuwe lijstwet van juni 2003 werd het aantal PSA-velden teruggebracht tot slechts acht. Alleen offshore-projecten werden gespaard; de onshore-velden werden geschrapt. Daarmee is de bestaande PSA-wetgeving, die toch al zozeer beperkt was, bijna volledig uitgediept en moet worden gevreesd voor het voortbestaan van PSA's in Rusland.

Tabel 4.1: olievelden die voor PSA's zijn goedgekeurd (situatie van juni 2003)

Olieveld	Locatie
Sachalin-1	Sachalin off-shore
Sachalin-2	Sachalin off-shore
Char'jaga	Jamalo-Nentsië
Prirazlomnoe	Barentsz-zee
Sachalin-3 (Kirinskij blok)	Sachalin off-shore
Štokmanovskoe	Barentsz-zee
Central'nij	Kaspische Zee
Jalama Samour	Kaspische Zee

De Russische VGO's hebben een belangrijke rol gespeeld in de laatste lobby tegen PSA's. De grote onder hen, onder aanvoering van Yukos en Sibneft', zien het PSA-regime als een serieuze bedreiging. De laatste paar jaar hebben de VGO's hard gewerkt om hun financiële huishouding weer op orde te krijgen en zijn er bovendien reorganisaties doorgevoerd. Veel VGO's hebben aan kostenbesparing gedaan en wisten hun productie uit te breiden. Bovendien hebben de VGO's de wind in de rug door de hoge olieprijs. Die heeft ze in staat

¹⁰⁰ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 102.

gesteld te investeren, waardoor ze nu een sterke marktpositie hebben. Op de kapitaalcrachtige buitenlandse concurrentie, die in PSA-projecten zullen investeren, zitten ze dan ook niet te wachten.

De lobby van de VGO's tegen PSA's werd echter niet met dit argument gevoerd. Om het doel (geen PSA-regime) te kunnen bereiken, werd er ingespeeld op de angst - onder (delen van) het Russische parlement en de regering - voor een uitverkoop van de Russische rijkdommen aan het buitenland. Michail Chodorkovskij, toenmalig directeur van Yukos, één van de aanvoerders van de lobby, is van mening dat PSA's een gevaar zijn voor de groeipotentie van de marktkapitalisatie van Russische bedrijven. Hij stelde dat er niet langer geïnvesteerd zal worden in Russische bedrijven als een (buitenlandse) investeerder ook Russische olie in handen kan krijgen onder de "lucratieve" voorwaarden van PSA's. PSA's vormen volgens Chodorkovskij dan ook een bedreiging voor de veiligheid van de energievoorziening van geheel Rusland.¹⁰¹ De VGO's zien de toekomstige buitenlandse investeringen liever in hun eigen richting gaan, bijvoorbeeld door het aankopen van aandelen van VGO's. Volgens A. A. Konopljanik handelen de tegenstanders van PSA's (de eigenaars van de Russische VGO's) geheel uit eigenbelang. "Een hogere kapitalisatie betekent duurdere aandelen, en dat resulteert in hogere inkomsten voor aandeelhouders als er aandelenpakketten worden verkocht aan buitenlandse investeerders. Doordat de lobby wordt gepresenteerd als het beschermen van de nationale belangen, doorzien de meeste mensen de werkelijke redenen niet."¹⁰²

Aangezien de PSA-wetgeving niet beantwoord aan de Westerse verlangens, zijn er slechts drie "PSA-velden" in productie. Dit zijn projecten die al voor de inwerkingtreding van de PSA-wet van 1995 werden getekend; op hen is dan ook een bijzonder regime van toepassing. Deze projecten (Sachalin 1, Sachalin 2 en Char'jaga) worden gekenmerkt door talloze problemen en onenigheid tussen de investeerders en de regering. De contracten werden al in 1995 afgesloten, maar sindsdien is er het nodige veranderd op het gebied van wet- en regelgeving.¹⁰³ De belangrijkste klachten van de investeerders betreffen onduidelijkheid over de vraag welke kosten kunnen worden geschaard onder de *cost oil*, over de hoogte en de wijze van belastingbetaling, over de procedures voor het overdragen van rechten op de minerale bodemschatten en het opheffen van beperkingen op de olie-export. Bovendien wekt de bepaling dat de Russische regering de voorwaarden van een afgesloten PSA-contract eenzijdig kan veranderen bij "substantiële wijzigingen van omstandigheden"¹⁰⁴ weinig geruststelling onder de investeerders. Het is echter niet denkbeeldig dat de Russische regering een dergelijke bepaling zal gebruiken om er voor haarzelf gunstiger voorwaarden uit te slepen, ten nadele van de investeerder.

¹⁰¹ Konopljanik, A. A., "PSA debate not over yet", in: *Petroleum Economist*, juli 2003, p. 12.

¹⁰² Ibid., p. 12.

¹⁰³ Sagers, M.J., "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, 42:3, 2001, p. 153-201, hier p. 178.

¹⁰⁴ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 104.

4.4 Belastingwetgeving

Een van de grootste problemen voor de Russische olie-industrie wordt gevormd door de belastingwetgeving. Het complexe belastingsysteem wordt vaak als een van de belangrijkste oorzaken genoemd voor het uitblijven van de benodigde investeringen. De voornaamste klachten over het belastingsysteem zijn de grote complexiteit, de onvoorspelbaarheid (de frequente wijzigingen) en de hoge belastingdruk.

4.4.1 Het oude belastingstelsel

Het oude belastingsysteem, dat tot januari 2002 van kracht was, werd als ongunstig voor investeerders beschouwd. Een kenmerk van Russische belastingen is, dat ze veelal worden geheven over bruto-inkomsten of over productievolumes en niet op winst. Dit systeem van *production-based* belastingen vormde dan ook een rem op investeringen en zou volgens D. Gray vervangen moeten worden door een belastingstelsel dat winst en consumptie van olie zwaarder belast, zoals in Westerse landen gebruikelijk is.¹⁰⁵ De reden van het bestaan van het *production-based* belastingstelsel moet gezocht worden in de Sovjet-Unie, toen winst feitelijk niet bestond en alleen de bruto-output, zoals vastgelegd in de vijfjarenplannen, van belang was. Het belastingsysteem was inflexibel en maakte het voor de Russische bedrijven moeilijk om te overleven, zeker in de periode van de internationaal lage olieprijsen in de tweede helft van de jaren 1990.

Er waren bovendien veel te veel verschillende belastingen. Op een bepaald moment bestonden er specifiek voor de olie-industrie al honderd federale, regionale en lokale belastingen. Bovendien vonden er in de periode 1992-2002 vele aanpassingen plaats. Aangezien de voorwaarden en de hoogte van al die belastingen zo aan verandering onderhevig waren, werd het voor de Russische oliebedrijven, en ook voor (buitenlandse) investeerders, bijkans onmogelijk een strategie of beleid voor de lange termijn uit te stippelen.

Ook is de belastingdruk erg hoog. Beliepen de aan de staat afgedragen belastingen in 1990 nog gemiddeld 15% van de totale inkomsten uit olieverkopen, dit percentage liep snel op naar meer dan 60% in 1997.¹⁰⁶ Volgens het IEA bedroeg de belastingdruk in sommige regio's in de jaren 1990 zelfs bijna 100%. De talrijke belastingen op productie en accijnzen waren zo hoog, dat er slechts zelden winst voor de winstbelasting overbleef. De hoge belastingdruk ging dus ten koste van de rendabiliteit van de producenten, en derhalve ook van de mogelijkheden tot het doen van investeringen.

In de nieuwe belastingwetgeving heeft de Russische regering geprobeerd aan de klachten van een te hoge belastingdruk, onvoorspelbaarheid en complexiteit tegemoet te komen.

¹⁰⁵ Gray, D., "Energy tax reform in Russia and other former Soviet Union countries", in: *Finance & Development*, no. 3, september 1998, p. 32.

¹⁰⁶ Khartukov, E., "Russia's oil: will it ever be globalized?", in: *The Journal of energy and development*, vol. 23, no. 2, 1998, p. 237-268, hier p. 252.

4.4.2 Het vernieuwde belastingstelsel: eenvoudiger, maar is het ook aantrekkelijker?

Sinds januari 2002 is er een nieuw belastingstelsel in werking getreden. Volgens sommige deskundigen is het echter maar een gedeeltelijk succes en is veel werk blijven liggen. A. Konopljanik is van mening dat de balans in de nieuwe belastingwetgeving is doorgeslagen naar vereenvoudiging en transparantie (voorspelbaarheid) en er te weinig gedaan is om de aantrekkelijkheid voor het doen van investeringen te vergroten. Volgens Konopljanik is de nieuwe belastingwetgeving op dit onderdeel zelfs ongunstiger dan in de oude situatie. Alleen bedrijven die hun investeringen tot een minimum beperken en hun export tot het maximum opvoeren, kunnen van het nieuwe belastingstelsel profiteren. Dat leidt op den duur tot lagere investeringen en tot verslechtering van Ruslands concurrentiepositie.¹⁰⁷

Om de veranderingen te kunnen beoordelen, zullen ze nu eerst kort worden besproken. De eerste grote verandering is de implementatie van winstbelasting (in het Russisch: *nalog na pribyl*). Het nieuwe element is de verlaging van het tarief: van 35% naar 24%. Bovendien is de verdeling van die belastingopbrengst tussen de diverse overheden gewijzigd: van die 24% gaat 7,5% naar de federale overheid, 14,5% naar de regionale overheid en 2% naar de lokale overheid. Bovendien mag de regionale overheid nog aftrekposten bieden tot een hoogte van 4 procentpunten, zodat de uiteindelijke hoogte van de winstbelasting in het gunstigste geval 20% bedraagt. Om deze reden ziet het kabinet en ook het parlement deze nieuwe belasting als een grote stimulans voor het doen van investeringen.

Het lijkt er echter sterk op dat deze specifieke herziening van de winstbelasting vooral van cosmetische aard is. In het oude belastingstelsel bedroeg de winstbelasting weliswaar 35%, maar door een groot aantal mogelijkheden voor aftrekposten was dat percentage feitelijk veel lager. Zo mochten olieproducerende bedrijven tot 50% van hun belastbare winst aftrekken als dit werd gebruikt voor het doen van investeringen. In Rusland werd dit middel dan ook op ruime schaal toegepast. Volgens de begrotingscommissie van het parlement bedroeg de feitelijke winstbelasting dan ook maar 19,5% als gemiddelde over het hele jaar, indien alle mogelijkheden voor belastingaftrek zouden worden meegerekend. Bedrijven die veel investeerden (kleine en middelgrote onafhankelijke bedrijven) waren dan ook relatief beter af dan bedrijven die maar beperkt investeerden (zoals de VGO's). Dat is in dit nieuwe systeem niet meer het geval. In principe is de belastingdruk door de afschaffing van aftrekposten zelfs gestegen. Bovendien is de impuls om te investeren minder groot geworden dan onder het oude systeem.¹⁰⁸

Gezien de samenstelling van de Russische oliereserves die, zoals we in het vorige hoofdstuk hebben gezien, steeds meer vallen onder de categorie "moeilijk winbaar", is deze nieuwe winstbelasting dan ook nadelig. De moeilijk winbare olie vereist hogere investeringen in arbeid, kapitaal, technologie en kennis. Daarom zal de niet langer bestaande mogelijkheid deze investeringen af te trekken van de belasting, zich in de toekomst doen voelen. Bovendien zullen vooral de kleine en middelgrote olieondernemingen (dus niet de VGO's) de gevolgen van deze nieuwe belastingopzet vrijwel meteen gaan ondervinden, aangezien vooral zij al actief zijn op de kleine en moeilijke velden (de "lekkerste

¹⁰⁷ Konopljanik, A. A., "S novymi nalogami, gospoda!", in: *Neft' i Kapital*, no. 1, 2002, p. 36-39, hier p. 36.

¹⁰⁸ Ibid., p. 37.

hapjes" kwamen de VGO's toe). De bezwaren van Konopljanik tegen deze belastingherziening lijken dan ook gerechtvaardigd.

De tweede nieuwe belasting, die op 1 januari 2002 van kracht werd, is de belasting op de productie van delfstoffen (in het Russisch: *nalog na dobyču poleznykh iskopaemykh*). Deze belasting vervangt, vanaf 2005, de royalty op bodemgebruik, de heffing t.b.v. geologische exploratie en accijnzen. Tot die tijd geldt een overgangsregeling. Het doel van deze nieuwe belasting was vereenvoudiging. Ook mag zij niet hoger uitvallen dan de oude belastingen. De nieuwe belasting werd vastgesteld op 16,5% van de bruto-inkomsten voor projecten die onder de "gewone" productie-in-licentie plaatsvinden - een niveau gelijk aan de hoogte van de belastingen die het vervangt. Overigens kunnen bedrijven die zelf hun exploratie doen, 30% van die 16,5% belasting aftrekken (in de belasting op de productie van delfstoffen zit ook een aandeel voor de vergoeding van exploratie door de staat). Voor productie onder PSA-voorwaarden ligt de hoogte van de belasting op de helft, dus 8,25%.

De opbrengst van deze belasting op de productie van delfstoffen wordt verdeeld tussen de Federale overheid (80%) en de regionale overheid (20%). In geval van productie in een provincie die verder is onderverdeeld in zgn.. okrugs (autonome districten) geldt een andere verhouding, namelijk 74,5% voor de Federale overheid, 20% voor het autonome district en 5,5% voor de provincie. Voor productie op het continentaal plat van Rusland valt de gehele opbrengst toe aan de Federale overheid. Zoals eerder gezegd, wordt deze nieuwe belasting pas vanaf 2005 van kracht. Tot die tijd geldt een overgangsregeling, bestaande uit een speciale heffing van 340 roebel per ton (circa \$ 1,50 per vat), die wordt aangepast aan de koers van de roebel t.o.v. de dollar en aan de olieprijs op de wereldmarkt.

De doelstelling van de regering, dat de belastingdruk door deze nieuwe belasting niet zal toenemen in vergelijking met de oude situatie, wordt volgens Konopljanik niet gehaald. Ook bij deze nieuwe belasting is het technische aspect en vereenvoudiging boven het belang van aantrekkelijkheid voor investeerders gegaan. Konopljanik berekende de gevolgen van de nieuwe productiebelasting in een aantal scenario's en voor zowel de overgangsperiode als de periode na 2005, als de nieuwe belasting ingaat.

Konopljanik komt tot de conclusie dat de nieuwe belasting vrijwel altijd zorgt voor een hogere belastingdruk. Vanaf 2005 zal het omslagpunt, vanaf waar de nieuwe belasting voor een hogere belastingdruk zorgt dan de oude, op een prijsniveau van \$ 12 per vat komen te liggen. Met andere woorden, als de olieprijs boven de \$ 12 per vat komt, moet de olieproducent vanaf 2005 meer belasting betalen dan in de situatie van de oude belastingen, die het vervangt. Overigens is de verwachting van het Internationaal Energie Agentschap (IEA), dat de internationale olieprijs in 2005 rond \$ 18 per vat zal liggen.¹⁰⁹ Dat is ruim boven de \$ 12 van het omslagpunt en betekent dus wat belasting betreft vrijwel zeker een verslechtering voor de Russische producenten. Volgens Konopljanik is de belasting op de productie van delfstoffen dus net als de winstbelasting onaantrekkelijk voor investeerders en betekent in feite een achteruitgang ten opzichte van de oude situatie.¹¹⁰

¹⁰⁹ Konopljanik, A. A., "S novymi nalogami, gospoda!", in: *Neft' i Kapital*, no. 1, 2002, p. 36-39, hier p. 37.

¹¹⁰ Ibid.

De derde nieuwe belasting van belang in het nieuwe Russische systeem is de exportbelasting (in het Russisch: *zakon o tamožennom tarife*). De belangrijkste wijziging in deze belasting is dat de hoogte van het exporttarieven voortaan in de wet wordt geregeld.

Deze tarieven zijn als volgt:

- 0%, wanneer de wereldmarktprijs voor een vat Urals-olie gedurende de laatste twee maanden gemiddeld beneden de \$ 15 per vat lag.
- 35%, wanneer de gemiddelde wereldmarktprijs voor datzelfde vat gedurende de laatste twee maanden lag tussen \$ 15 en \$ 25, met dien verstande dat de belasting alleen wordt geheven over het deel van de prijs boven de \$ 15. (Is de prijs bijvoorbeeld \$ 17, dan wordt 35% over \$ 2 geheven.)
- \$ 25,53 per ton plus 40%, wanneer de gemiddelde wereldmarktprijs voor een vat Urals-olie gedurende de laatste twee maanden hoger lag dan \$ 25, met dien verstande dat die 40% belasting alleen wordt geheven over dat deel van de prijs dat boven de \$ 15 ligt.

Dat het exporttarief nu geregeld is bij wet, is een positieve ontwikkeling. De nieuwe wet draagt bij aan meer voorspelbaarheid en duidelijkheid, waardoor de aantrekkelijkheid voor investeerders wordt vergroot. Bovendien wordt de hoogte van het tarief nu veel efficiënter geregeld, omdat het het risico van arbitraire verhogingen door de regering uitsluit. Een nadeel is uiteraard dat het de kostprijs van een vat olie aanzienlijk omhoog stuwt, wat nadelig is voor de winstmarge van een bedrijf en wellicht ook voor de aantrekkelijkheid van het product. Over een vat Urals-olie van bijvoorbeeld \$ 20 moet toch zo'n \$ 1,60 aan exportbelasting worden betaald.

Samengevat kan worden geconcludeerd dat de drie vernieuwde belastingen: de winstbelasting, de belasting op de productie van delfstoffen en de exportbelasting niet tot een hogere aantrekkelijkheid voor investeerders zullen leiden. Weliswaar is er belangrijke vooruitgang geboekt doordat het systeem duidelijker en beter voorspelbaar is geworden, maar het systeem leidt niet tot verlaging van de belastingdruk voor producenten. De herziening van de winstbelasting is zelfs een regelrechte verslechtering van het investeringsklimaat. In het nieuwe systeem is de mogelijkheid investeringen als aftrekpost te gebruiken, afgeschaft. Bovendien wordt dit verlies niet gecompenseerd door een lagere winstbelasting.

4.5 Prijspolitiek en de verhouding tussen de binnenlandse en de buitenlandse oliemarkt

Hoewel Rusland zichzelf graag ziet als een markteconomie, worden de prijzen op de Russische benzinemarkt sterk gereguleerd. Olieproducenten hebben te maken met allerlei verplichtingen die erop zijn gericht het aanbod op de binnenlandse markt zo groot mogelijk te maken en daarmee de binnenlandse prijzen te drukken.¹¹¹ Voorbeelden van die verplichtingen zijn leveringsverplichtingen aan de binnenlandse markt, prijsafspraken met de olieproducerende ondernemingen in ruil voor belastingkortingen en exportquota.

¹¹¹ Gray, D., *Evaluation of taxes and revenues from the energy sector in the Baltics, Russia and the other former Soviet Union countries*, IMF working paper 98/34, p. 29.

Er bestond en bestaat een aanzienlijk prijsverschil tussen de olieprijsen op de binnenlandse en buitenlandse markt. Gedurende de transitie bewogen de binnenlandse prijzen zich steeds meer in de richting van de wereldmarktprijs, om uiteindelijk in het eerste kwartaal van 1998 vrijwel op het wereldniveau te komen (hoewel moet worden toegegeven dat de internationale olieprijs toen op het laagste niveau sinds jaren stond). Ter illustratie: in 1991 lag de binnenlandse prijs voor olieproducten nog op minder dan 1% van de wereldmarktprijs.¹¹²

De stijging van de binnenlandse prijzen werden vooral veroorzaakt door de opheffing van exportquota en van de maximumprijzen aan het begin van 1995. Nu de prijzen op basis van vraag en aanbod tot stand kwamen, steeg de prijs onmiddellijk. Dit was een positieve ontwikkeling voor de oliemaatschappijen, omdat de binnenlandse prijzen voor die tijd zo laag waren, dat ze vaak niet eens de productiekosten dekten. De oliemaatschappijen verdienden hun geld dan ook alleen via de export.

Na de financiële en economische crisis van 1998, toen de Russische roebel werd gedevalueerd, volgden echter weer nieuwe exportbeperkende maatregelen, zoals exportquota, die het marktmechanisme verstoorden. Als gevolg hiervan kelderden de binnenlandse prijzen weer tot een niveau van ongeveer 40% van de wereldmarktprijzen. Dit verschil werd nog groter toen de internationale olieprijs vanaf het tweede kwartaal van 1999 sterk steeg.

De na de crisis opnieuw ingevoerde exportbeperkende maatregelen waren bedoeld om op de binnenlandse markt het aanbod hoog en de prijs laag te houden. Dat leidde tot een aanbodoverschot op de binnenlandse markt, dat nog werd gevoed door het tekort aan exportmogelijkheden. Begin 2003 was de binnenlandse ruwe olieprijs met \$ 4 per vat nog steeds aanzienlijk lager dan het internationale olieprijsniveau.¹¹³ De binnenlandse prijs van de diverse olieproducten (benzine, diesel, mazut) lag gemiddeld op een niveau van 60% van de internationale prijs.¹¹⁴

Een maatregel die nog steeds van kracht is en de binnenlandse prijs laag houdt, is de leveringsverplichting zoals die door de overheid is ingesteld. De oliemaatschappijen zijn verplicht om tegen lage prijzen olie te leveren aan een aantal belangrijke sectoren, zoals het leger, het staatselektriciteitsbedrijf UES, de landbouw en aan de noordelijke gebieden, waar de winters bijzonder koud zijn. In ruil hiervoor krijgen de oliemaatschappijen kortingen op hun belastingaanslag.¹¹⁵

Het kunstmatig laag houden van de binnenlandse prijzen en het subsidiëren van belangrijke sectoren van de economie heeft grote gevolgen voor de aantrekkelijkheid van de Russische olie-industrie voor investeerders.

¹¹² Sagers, M.J., "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, 2001, 42:3, p. 153-201, hier p. 169.

¹¹³ "Russian output growth faces export limits", in: *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLII, no. 2, 13 januari 2003.

¹¹⁴ Gegevens zijn afkomstig uit een rapport van de Russische rekenkamer, getiteld *Vlijanie razvitija nefljanogo kompleksa Rossii na formirovanie federal'nogo bjudžeta RF* (over de invloed van de Russische olie-industrie op de samenstelling van de federale begroting van Rusland). Dit rapport is te downloaden op <http://www.ach.gov.ru/bulletins/2002/4-4.shtml>

¹¹⁵ Deze verplichting is terug te voeren op de "overeenkomst" over samenwerking ter stabilisatie van de economische situatie in Rusland. ("Soglašenie o sotrudničestve po stabilizacii položenija v ekonomike RF"). Terug te vinden in het bovengenoemde rapport van de rekenkamer op bovengenoemd adres.

Aangezien er met de binnenlandse olie minder geld valt te verdienen, omdat de prijzen lager zijn dan de wereldmarktprijs, zullen buitenlandse investeerders hun olie willen exporteren. Hun return on investment op "exportolie" is immers groter dan op de Russische markt. De exportmogelijkheden zijn echter niet groot, gezien de beperkingen, de quota en de exportheffing, en daardoor lijden oliemaatschappijen in feite een verlies. Het huidige prijzenstelsel en het prijsbeleid in Rusland zijn dus uiterst nadelig voor het aantrekken van investeringen.

Bovendien zullen de exportrestricties de olieproducenten ook geenszins aanzetten om hun productie te verhogen, aangezien die extra productie nergens anders heen kan dan naar de verliesgevende binnenlandse markt. De binnenlandse consumptie bedraagt al jaren ongeveer 190 miljoen ton, terwijl voor 2003 de Russische olieproductie op 420 miljoen ton wordt geraamd.¹¹⁶ Theoretisch zou dan ook 230 miljoen ton kunnen worden ge-exporteerd. Het pijpleidingensysteem heeft maar een maximale capaciteit van 150 miljoen ton. Vanuit het oogpunt van staatsinkomsten snijdt de Russische regering zichzelf met de exportbeperkingen in de vingers. Hogere exporten verschaffen de Russische overheid immers harde valuta en zij zorgen tevens voor hogere belastinginkomsten. Bovendien wint ook de Russische olie-industrie bij die situatie, omdat ze door betere exportmogelijkheden ook aantrekkelijker wordt voor investeerders en winstgeverder kan opereren.

4.6 Conclusie

Samengevat is het Russische investeringsklimaat niet aantrekkelijk voor buitenlandse investeerders. Een van de grote bezwaren van investeerders vormt het gebrek aan fiscale stabiliteit, waardoor zij met voortdurend wijzigende omstandigheden worden geconfronteerd. Zo werd de hoogte van belastingen vaak gewijzigd en werden bepaalde belastingen afgeschaft, om vervolgens weer te worden heringevoerd. In de nieuwe belastingwetgeving is de voorspelbaarheid groter geworden, doordat de procedures voor de inning en de hoogte van het tarief beter zijn geregeld. Bovendien zijn de belastingen in aantal gedaald. Daar staat tegenover dat de belastingdruk niet gunstiger is geworden voor investeerders. Het lijkt er zelfs op dat de belastingdruk verder is toegenomen, wat een negatief effect heeft op de kosten en dus ook negatief is voor investeerders. Bovendien is het schrappen van de mogelijkheid van aftrekposten die oliemaatschappijen kregen wanneer zij investeringen deden, een maatregel die demotiverend werkt. De impuls om te investeren is erdoor verminderd.

De exportbelasting en exportquota dragen evenmin bij aan de attractiviteit van de Russische olie-industrie. Door het bestaan ervan wordt de binnenlandse prijs kunstmatig laag gehouden en wordt het voor de Russische oliemaatschappijen aantrekkelijk om zich toe te leggen op export (rent-seeking). Die mogelijkheid wordt door de overheid echter beperkt door exportrestricties en binnenlandse leveringsverplichtingen. Doordat de Russische bedrijven binnenlands in een onaantrekkelijke markt (moeten) opereren, waar minder inkomsten kunnen worden gegenereerd, dalen ook de inkomsten van die bedrijven, en daarmee e mogelijkheid zichzelf te ontwikkelen en te investeren. Bovendien vormen exportbelemmeringen een

¹¹⁶ "Russian output growth faces export limits", in: *Petroleum Intelligence Weekly*, vol. XLII, no. 2, 13 januari 2003.

duidelijk minpunt voor buitenlandse investeerders. Zij zouden moeten worden afgeschaft om de aantrekkelijkheid voor investeerders te vergroten. De afschaffing van exportbeperkende maatregelen zou ook positief zijn voor de inkomsten van de staat. Meer export zou namelijk meer buitenlandse valuta binnenbrengen en ook voor hogere (belasting)inkomsten zorgen.

Tot slot bestaat er in Rusland geen werkbare PSA-wetgeving. De Russische regering leek op weg dit te realiseren, maar heeft met haar recente beperkingen (er zijn nu nog slechts acht velden in de lijstwetten opgenomen) op dit systeem de klok weer grotendeels teruggedraaid. Het PSA is een aantrekkelijk mechanisme voor zowel buitenlandse als binnenlandse investeerders vanwege de contractuele relatie tussen de investeerder en de regering, de stabiliteit en de voorspelbaarheid. PSA's zouden daarom een goed investeringsmechanisme kunnen zijn voor grootschalige en/of risicovolle projecten. De PSA-wet bevat voor buitenlandse investeerders echter onaantrekkelijke bepalingen, zoals de verplichting voor 70% met Russisch – inferieur - materieel te werken.

5 Export en infrastructuur van de Russische olie-industrie

De export van olie is de aantrekkelijkste en meest winstgevende bron van inkomsten voor de Russische oliemaatschappijen. De binnenlandse markt vormt, door zijn vele beperkingen (leveringsverplichtingen, lage prijzen, exportquota), eerder een last dan een lust. De Russische oliemaatschappijen proberen dan ook op allerlei manieren hun olie-exporten tot het maximum op te voeren, terwijl ze de nakoming van hun binnenlandse verplichtingen zo veel mogelijk beperken.

Export is de kurk waarop de Russische olie-industrie drijft. De afzet van Russische olie in het Westen is bijzonder kansrijk. Aangezien het Westen niet beschikt over voldoende eigen olieproductie, blijft de vraag naar olie vanuit het Westen hoog; en de verwachting is dat die vraag in de toekomst verder zal toenemen.¹¹⁷

Teneinde olie te kunnen uitvoeren, moet men wel over de benodigde infrastructuur beschikken. Die moet de olie-industrie in staat stellen de olie op een economische manier te vervoeren van de oorsprong (de olievelden) naar de plaats van bestemming (de afzetmarkt). In dit hoofdstuk wordt nagegaan hoe het met de infrastructuur is gesteld en of die in staat is de naar verwachting sterk stijgende hoeveelheden Russische olie naar het Westen te vervoeren.

5.1 De heroriëntering van de Russische export: olieleverancier van het Westen

Rusland is in 2002 de op een na grootste olie-exporteur ter wereld geworden; het hoeft alleen Saoedi Arabië voor te laten gaan. Maar net zoals dat met de productie het geval was, heeft ook de export een klap gekregen na de val van de Sovjet-Unie. Het topjaar op exportgebied was 1989, toen de RSFSR maar liefst 263 miljoen ton buiten zijn grenzen bracht. Hierbij moet echter wel worden aangetekend dat het grootste deel van die export (160 miljoen ton) naar andere deelrepublieken van de Unie ging. De export naar het "echte" buitenland bedroeg in dat jaar 103 miljoen ton. Na het uiteenvallen van de Unie daalde het volume echter heel snel en bereikte in 1995 een absoluut dieptepunt, toen nog maar 122 miljoen ton werd uitgevoerd (waarvan 91 miljoen ton naar het Westen). Vanaf 1996 begon de export weer gestaag te groeien; in 2002 bedroeg de totale export 157 miljoen ton.¹¹⁸

Tabel 5.1: export van ruwe olie (inclusief transitolie) van de RSFSR (1989-1991) en de Russische Federatie (1992-2002)

Jaar	1989	1990	1991	1992	1993	1995	1997	1999	2000	2001	2002
Exp. (mln. ton)	263	220	174	142	128	122	127	135	144	150	157

Bronnen: IEA; Ministerie van Energie

De oorzaak van de enorme terugval in de eerste helft van de jaren 1990 was, behalve de dalende productie, de verminderde vraag uit de Midden- en Oost-Europese landen, die vroeger tot de COMECON (de communistische raad voor

¹¹⁷ McKinsey Global Institute, *Unlocking economic growth in Russia, oil report*, 1999, p. 13.

¹¹⁸ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 110.

wederzijdse economische bijstand) behoorden. Deze landen konden altijd op goedkope olie uit de Sovjet-Unie rekenen. Met de val van het IJzeren Gordijn verdwenen de lage prijzen en moest de wereldmarktprijs worden betaald. Door de economische crisis leidde dat tot een sterk dalende vraag naar olie vanuit Midden- en Oost-Europa. Ook de vraag uit de voormalige Unierepublieken liep sterk terug. Landen als Kazachstan en Azerbeidžan beschikken immers zelf ook over aanzienlijke voorraden grondstoffen en ontwikkelden na hun onafhankelijkheid snel hun eigen olie-industrie. Zij zijn inmiddels zelf netto-exporteur van energie.¹¹⁹ Andere voormalige Unierepublieken, zoals Wit-Rusland en Oekraïne, bleven weliswaar olie importeren, maar dat leverde steeds meer problemen op omdat daar nu de veel hogere wereldmarktprijs voor moest worden betaald.

Rusland heeft zijn handelspatroon op oliegebied dan ook verlegd. De belangrijkste oliehandelspartners van Rusland zijn tegenwoordig West-Europese landen, zoals het Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Frankrijk, Italië, Nederland en Spanje.¹²⁰ Het aandeel van de export naar landen buiten de voormalige Sovjet-Unie steeg van 46% in 1992 naar 87% in 2000. Tegelijkertijd daalde het aandeel van de handel met de voormalige Sovjetrepublieken van 54% in 1992 naar 13% in 2000.¹²¹ Het ligt in de verwachting dat deze verhoudingen in marktaandeel in de toekomst blijven bestaan. In een studie naar de mondiale energiebehoefte (*World energy outlook*) heeft het International Energy Agency becijferd dat de vraag naar olie in de wereld alleen maar zal toenemen, vooral door een grotere behoefte aan olie bij het Westen en Noord-Amerika. Ook McKinsey komt tot deze conclusie.¹²²

Ter illustratie van de goede vooruitzichten voor de Russische olie-export naar West-Europa kan gewezen worden op een in oktober 2000 door Rusland met de Europese Unie gesloten energieovereenkomst. De EU heeft in de overeenkomst hulp toegezegd bij de ontwikkeling van de olievelden van Rusland, en in ruil hiervoor zorgt Rusland voor een stabiel olieaanbod aan de EU voor de lange termijn.¹²³ Hoewel deze overeenkomst voorlopig nauwelijks meer dan een intentieverklaring mag worden genoemd - en er nog maar weinig concrete stappen voor ontwikkeling zijn genomen - kan er de aantrekkelijkheid van de Russische olie voor de EU uit worden opgemaakt. Het Russische exportbeleid speelt ook in op toenemende export naar West-Europa.

5.2 Het Russische olie-exportbeleid in internationaal perspectief

Rusland is geen lid van de OPEC¹²⁴ en is ook niet gebonden aan de besluiten van deze organisatie. Hierdoor kan Rusland een zelfstandig exportbeleid voeren, hoewel men het beleid van de OPEC nauwlettend volgt. Het productiekartel OPEC speelt in de wereldoliemarkt een belangrijke rol. Het is de machtigste organisatie van olieproducenten, die probeert door allerlei maatregelen (voornamelijk productiebeperking) de olieprijs binnen een

¹¹⁹ Ten tijde van de Sovjet-Unie waren de republieken Kazachstan en Azerbeidžan netto-importeur van olie. In 1991 exporteerde de RSFSR bijvoorbeeld nog 13,9 miljoen ton olie naar Kazachstan en 2,5 miljoen ton naar Azerbeidžan (bron: IEA, *Energy policy of the Russian Federation, 1995 survey*, p. 130)

¹²⁰ Energy Information Administration (EIA), *Country analysis brief: Russia*, te vinden op www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html#oil

¹²¹ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 110.

¹²² McKinsey Global Institute, *Unlocking economic growth in Russia, oil report*, 1999, p. 13.

¹²³ EIA, *Country analysis brief: Russia*, te vinden op www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html#oil

¹²⁴ OPEC: Organisation of Petroleum Exporting Countries. Lidstaten zijn: Saudi Arabië, Irak, Venezuela, Iran, Verenigde Arabische Emiraten, Koeweit, Qatar, Nigeria, Algerije, Libië en Indonesië.

bepaalde bandbreedte te houden. Het doel is de afzet te garanderen en de inkomsten te maximaliseren. De door de OPEC gehanteerde bandbreedte voor de olieprijs ligt tussen \$ 22 en \$ 28 per vat. De machtspositie van de OPEC is sinds begin jaren 1980 echter aanzienlijk verzwakt als gevolg van de opkomst van olielanden als Rusland en Noorwegen. Thans neemt de OPEC nog ruim 40% van de olieproductie en 55% van de olie-export in de wereld voor zijn rekening.¹²⁵ Het aandeel in de export van olie is eveneens teruggelopen. De oorzaak hiervan is onder andere, dat olieproducerende landen buiten de OPEC, zoals Noorwegen, Mexico, Oman en ook Rusland, hun productie en daarmee hun export steeds hebben laten groeien.

De Russische onafhankelijkheid van de OPEC blijkt o.a. uit het hanteren van een andere bandbreedte waarbinnen de olieprijs mag fluctueren. Premier Michail Kas'janov vindt dat een "eerlijke" olieprijs zich tussen \$ 20 en \$ 25 zou moeten bevinden en deze bandbreedte is inmiddels tot regeringsbeleid verheven.¹²⁶ Rusland vindt deze prijs, gezien de economische toekomstverwachtingen, realistischer; voorts is hij in overeenstemming met de uitkomst van een studie van de Internationale Bank voor Reconstructie en Ontwikkeling (IBRD) en de Wereldbank naar de toekomstperspectieven van diverse grondstoffen. In die studie wordt gesteld dat de olieprijs zich tot 2015 zal bewegen rond \$ 20 per vat - dus lager dan de huidige olieprijs, die nu al geruime tijd boven \$ 25 per vat ligt. De reden voor een lagere olieprijs in de toekomst ziet de IBRD in de toenemende concurrentie tussen olie-aanbieders.¹²⁷ Behalve de toekomstverwachtingen speelt echter ook mee, dat Rusland het Westen gunstig wil stemmen. Zeker na de aanslagen van 11 september 2001 op het WTC in New York probeert Rusland zich te presenteren als een betrouwbare bondgenoot op het gebied van energie, en als alternatief voor het Midden-Oosten. In dit streven past dat Rusland genoeg neemt met een lagere olieprijs dan de OPEC. Het is een welbewust beleid van Rusland, erop gericht het marktaandeel van de OPEC-landen af te pakken, zijn eigen positie als energieleverancier van het Westen te versterken en die van de OPEC te verzwakken. Hiertoe probeert Rusland de pogingen van de OPEC de olieprijsen binnen de eigen bandbreedte van \$ 22-28 per vat te krijgen, steeds vaker te dwarsbomen. Dat het Russisch beleid wat de laatste doelstelling betreft haar vruchten reeds heeft afgeworpen, moge blijken uit het feit dat de OPEC zijn bandbreedte eind 2001 heeft moeten opgeven en akkoord moest gaan met lagere prijzen. Het kartel is niet in staat gebleken de prijs zonder de steun van Rusland en enkele andere grote exporteurs (Noorwegen, Oman en Mexico) weer binnen de OPEC-bandbreedte te krijgen, zoals door officials van het kartel is toegegeven. In de toekomst zal de OPEC steeds afhankelijker worden van samenwerking met andere olie-exporteurs om tot een voor alle partijen acceptabele prijs te komen.¹²⁸

Toen de olieprijs in 2000 op een dieptepunt was aanbeland, kwam de OPEC met verscheidene niet-OPEC leden (waaronder Rusland) overeen de productie te beperken. Na de aanslagen van 11 september 2001, toen de olieprijsen opnieuw dreigden te zakken, werd er door bovenstaande partijen opnieuw tot een aanbodbeperking besloten. De OPEC-leden zouden 1,5 miljoen vaten per dag minder produceren; de niet-OPEC-landen nog eens 0,5 miljoen. Het

¹²⁵ www.opec.org

¹²⁶ Konopljanik, A. A., "S novymi nalogami, gospoda!", in: *Neft' i kapital*, no. 1, 2002, p. 37.

¹²⁷ International Bank for Reconstruction and Development/World Bank, *Global economic prospects and the developing countries 2002*, p. 228.

¹²⁸ Nkrumah, G., "To the rescue", in: *Al-Ahram Weekly Online*, 3 - 9 January 2002, Issue No.567.

aandeel van Rusland moest daarin 150.000 vaten per dag (ongeveer 7,5 miljoen ton per jaar) worden.¹²⁹ Rusland hield zich echter niet aan de afspraken, beperkte zijn export nauwelijks en hierdoor besloten ook de andere niet-OPEC-landen hun productiebeperkingen op te heffen, in tegenstelling tot de OPEC. Weliswaar stegen de prijzen, maar niet tot de door de OPEC gewenste hoogte.

De OPEC ziet dit opereren van Rusland met lede ogen aan, maar is niet in staat er iets aan te doen. Hoewel het in het Russisch belang is de prijzen niet te ver te laten dalen, is Rusland te afhankelijk van zijn eigen olie-export om deze gedurende langere tijd te beperken. Zoals we hebben gezien is de binnenlandse markt voor de Russische oliemaatschappijen niet aantrekkelijk. De Russische VGO's exporteren nog liever tegen lagere internationale olieprijsen dan dat ze de binnenlandse leveringen opvoeren. Ook de Russische staat heeft de inkomsten uit export te hard nodig voor zijn begroting. Rusland is weliswaar niet bij machte de buitenlandse markt gedurende langere tijd te beïnvloeden zoals de OPEC dat kan, maar Rusland lijkt te kunnen profiteren van *free riding* door de productiebeperking van de OPEC.

Het is echter de vraag hoelang de OPEC deze situatie nog zal toestaan. De OPEC heeft Rusland al eens gedreigd met een prijzenoorlog, als het zich niet aan de gemaakte afspraken van exportbeperking zou houden. Hoewel een prijzenoorlog noch in het belang van de OPEC, noch in dat van Rusland zou zijn, werden er door beide kanten proefballonnen opgelaten. Ali Rodriguez, toenmalig secretaris-generaal van de OPEC, waarschuwde de Russen al met de mededeling dat "wij geen prijsbodem hebben", waarmee hij op de extreem lage productiekosten van de OPEC doelde.¹³⁰ Dat Rusland in een prijzenoorlog met de OPEC weinig kans zou maken, is voor eenieder duidelijk, wanneer er alleen al naar de productiekosten wordt gekeken. De kostprijs van een vat "OPEC-olie" ligt rond \$ 1,50 per vat, terwijl de goedkoopste Russische olie (West-Siberië is de goedkoopste regio) in het gunstigste scenario rond \$ 6 ligt, maar meestal nog hoger (Volga-Ural olie kost rond de \$ 8 per vat en olie uit de boven de poolcirkel gelegen regio Timan-Pečora zelfs \$ 11 - en dat zijn prijzen volgens de gunstigste scenario's, zie hoofdstuk 2.)¹³¹

Toch durfde Rusland de gok van een prijzenoorlog aan, in de wetenschap dat de economieën van de producenten uit het Midden-Oosten bijzonder afhankelijk zijn van de handel in olie – nog afhankelijker dan Rusland. Veel OPEC-leden hebben een omvangrijke en kostbare publieke sector, die alleen onderhouden door hoge olieprijsen onderhouden kan worden. Experts hebben berekend dat Saoedi Arabië en de andere Golfstaten een olieprijs van \$ 15-20 per vat nodig hebben om aan de binnenlandse verplichtingen te voldoen.¹³² Ondanks zijn ongeëvenaarde olierijkdommen kampte Saoedi Arabië van 1982 tot 2000 met een begrotingstekort. Het slaagde er pas in 2002 - met een gemiddelde olieprijs van ongeveer \$ 25 – in, een sluitende begroting te presenteren.¹³³

¹²⁹ "Oil prices drop on Russia worries", in: *The Moscow Times*, 14 januari 2002, p. 6.

¹³⁰ "OPEC v Russia", in *The Economist*, 21 november 2001, gedownload van www.economist.com

¹³¹ Konopljanik, A. A., "Kogda spros operezaet predloženie", in: *Neft' Rossii*, no. 1, januari 2001, p. 65. De Russische prijzen zijn afkomstig uit McKinsey Global Institute, *Unlocking economic growth in Russia*, oktober 1999.

¹³² "OPEC v Russia", in *The Economist*, 21 november 2001, gedownload van www.economist.com

¹³³ Ibid.

Rusland claimt dat het aanzienlijk lagere olieprijsen zou kunnen verdragen. Volgens premier Kas'janov zou zelfs een olieprijs van \$ 12 per vat niet onoverkomelijk zijn – die prijs zou geen noemenswaardig negatieve consequenties hebben voor de Federale begroting.¹³⁴ Deze claim moet echter ernstig worden betwijfeld. In de begroting voor 2002 gaat Rusland nog uit van een olieprijs van \$ 23,50. Weliswaar is in de begroting een overschot voorzien van 1,65% van het BNP, zodat de regering een marge heeft, maar die is niet voor niets ingecalculeerd. Rusland wil forse aflossingen en rentebetalingen over zijn buitenlandse schulden voldoen. Volgens minister van Financiën Kudrin ligt de kritieke olieprijsgrens op \$ 18,50.¹³⁵ Als de prijs onder dit niveau zakt, ontstaan er grote problemen. Er zouden dan veel minder buitenlandse valuta binnenstromen, die hard nodig zijn ter ondersteuning van de Russische roebel. Een uiterste prijs van \$ 18,50 biedt niet veel speelruimte voor Rusland.

Een prijzenoorlog zou een te grote wissel trekken op de economieën van zowel Rusland als de OPEC-landen. Ondanks de vele schoten voor de boeg, blijft de status-quo tussen de OPEC en Rusland voorlopig gehandhaafd. Het dreigement van een prijzenoorlog kreeg geen vervolg, ook omdat in 2002 de olieprijsen weer gingen stijgen. Wat er echter wel duidelijk uit is geworden, is dat de OPEC Rusland niet in de hand kan houden. Rusland is een grote olie-exporteur, die invloed op de internationale olieprijs kan uitoefenen.

5.3 Infrastructuur en olietransport

Het grootste deel van het olietransport in de voormalige Sovjet-Unie vond per pijpleiding plaats. Het pijpleidingennetwerk is enorm omvangrijk, met in 1990 een totale lengte van 66.200 kilometer, waarvan 46.700 kilometer op het grondgebied van Rusland ligt. Met een totale capaciteit van 2 miljoen ton¹³⁶ is dit netwerk het grootste ter wereld. Het eerste deel van de pijpleidingen werd aangelegd aan het eind van de jaren 1950. De olieregio Volga-Ural was na de Tweede Wereldoorlog uitgegroeid tot de grootste olieproducerende regio binnen de Sovjet-Unie. De olieproductie in de gehele Sovjet-Unie steeg snel en daarmee begon de opkomst van de grootschalige olie-industrie. Het olietransport werd een steeds groter probleem en daarom werd besloten tot de bouw van een pijpleidingennetwerk dat vervoer naar andere delen van het land zou vergemakkelijken, evenals naar de raffinaderijen. Voor de bouw van de leidingen werd de olie namelijk meestal op de plaats van de productie geraffineerd, maar doordat de productie steeds verder toenam, werd ervoor gekozen aanvullende raffinagecapaciteit in de belangrijkste olieconsumerende regio's onder te brengen. Het eerste deel van het pijpleidingennetwerk liep van de regio Volga-Ural naar drie verschillende bestemmingen: één pijpleiding leidde naar Oost-Europa (door de Družba-pijpleiding), een naar het Noordwesten van Rusland (Moskou en Sint-Petersburg) en een naar Siberië.

De uitbreiding van het netwerk richtte zich vooral op nieuwe olieregio's. Begin jaren 1970 werden ook (olie)regio's als Kazachstan en Komi op het netwerk aangesloten. Met de opkomst van West-Siberië als grootste olieproducerende regio van Rusland moest het pijpleidingennetwerk verder oostwaarts worden

¹³⁴ Lelyveld, M. (RFERL), "Russia: Economy And Oil Prices Remain Open Questions", gedownload van www.rferl.org (Radio Free Europe/Radio Liberty), 3 januari 2002.

¹³⁵ Jack, A., "Russian oil chief rejects call for export cuts", in: *The Financial Times* (UK), 19 november 2001.

¹³⁶ www.transneft.ru

uitgebreid. Hiermee werd in de jaren 1970 begonnen. De werkzaamheden duurden tot in de jaren 1980 voort, aangezien de olieproductie voortdurend groeide en de capaciteit van de pijpleiding steeds opgevoerd moest worden om de olie naar West-Rusland te kunnen transporteren.

Het uiteenvallen van de Sovjet-Unie had voor de infrastructuur van de olie-industrie zeer ingrijpende gevolgen. De Sovjetinfrastructuur was ontworpen volgens het toen heersende wereldbeeld. De olie-export werd hoofdzakelijk geleverd aan de bevriende communistische staten van de COMECON in Oost-Europa. Export naar het Westen speelde lange tijd een ondergeschikte rol. De olie-industrie was verspreid over een groot deel van het oppervlak van de Sovjet-Unie en over verscheidene deelrepublieken. Dat is ook met de infrastructuur het geval. De grenzen tussen de deelrepublieken waren louter formeel van aard en dus in de praktijk onbestaand. De infrastructuur was een geïntegreerd geheel, centraal gecoördineerd vanuit Moskou.

Enkele zeer belangrijke onderdelen van het olietransport-systeem lagen buiten het grondgebied van de Russische Federatie (in de Sovjetperiode: de RSFSR). De olierijke deelrepublieken Kazachstan, Azerbeidžan en Turkmenistan beschikten immers ook over een omvangrijke olie-industrie. Het belangrijkste onderdeel vormden de exporthavens. Het eeuwige Russische probleem is de toegang tot ijsvrije havens en daarmee de toegang tot de wereldzeeën. De RSFSR had hiertoe nauwelijks toegang, in tegenstelling tot andere deelrepublieken, zoals de Baltische landen (toegang tot de Oostzee), Oekraïne en Georgië (gelegen aan de Zwarte Zee). De meeste exporthavens voor olie waren dan ook in deze republieken gevestigd. Ook de toegang tot een belangrijke markt als (West-) en Oost-Europa was voor de deelrepubliek Rusland alleen te bereiken door middel van transport via diverse deelrepublieken. Rusland lag, zoals gezegd, buitengewoon ongunstig en had maar een zeer beperkte rechtstreekse toegang tot Europa en de wereldzeeën. Vrijwel altijd lagen er een of meerdere deelrepublieken als een soort buffer omheen. Dit is echter nooit een probleem geweest, aangezien de interne grenzen ten tijde van de Sovjet-Unie niet relevant waren.

Dat veranderde drastisch na de val van de Sovjet-Unie. Er ontstonden 15 nieuwe onafhankelijke landen. Rusland verloor de controle over de exporthavens van Odessa (nu gelegen in Oekraïne), Ventspils (Letland), Butinge (Litouwen) en Tallinn (Estland). De kuststrook waarover Moskou de beschikking had, werd vooral aan de Baltische Zee en de Zwarte Zee fors kleiner. Ook de belangrijkste oliepijpleiding naar Europa, de Družba-(of "vriendschaps"-) pijpleiding liep door voormalige Sovjetrepublieken, te weten Wit-Rusland en Oekraïne. Rusland werd hierdoor afhankelijk van doorvoer(landen); voor het transport van de Russische olie moesten vanaf 1992 transitkosten worden betaald.

In het transport van olie is Rusland vooral afhankelijk van vervoer via pijpleidingen.

Aangezien het pijpleidingennetwerk was opgezet als een geïntegreerd geheel, en er daarom noodzakelijke meetapparatuur, pompinstallaties en in- en uitlaadvoorzieningen aan de grenzen tussen republieken ontbraken, besloten de nieuwe onafhankelijke staten eind 1991 het pijpleidingennetwerk als één geheel in tact te laten.¹³⁷ De nieuwe landen kregen het op hun gebied gelegen

¹³⁷ IEA, *Russian Energy policy, 1995 survey*, p. 125.

deel van de pijpleidingen wel in eigendom, maar de feitelijke controle en het bestuur over de pijpleidingen bleven in handen van Rusland. Zo wordt sinds 1992 het pijpleidingennetwerk dan ook bestuurd door het staatsbedrijf 'Transneft' (waarvan 75% van de gewone aandelen en 100% van de aandelen met stemrecht in handen zijn van de Russische staat).¹³⁸ De nieuwe landen kwamen een systeem van vervoerstarieven (in Rusland vast te stellen door de Federale energiecommissie) en transitkosten overeen; voorts werd geregeld dat de toegang voor alle partijen in de toekomst gewaarborgd is.¹³⁹

Het beginsel van de gelijke toegang tot het pijpleidingennetwerk werd vastgelegd in de wet op natuurlijke monopolies, dat ook een gelijk tarief voor alle partijen bepaalde. Krachtens deze wet verkrijgen de olieproducerende bedrijven in geval van een capaciteitstekort in het netwerk een aandeel in de capaciteit in verhouding met hun productie in het voorgaande kwartaal. Een grote producent krijgt dus ook een groter aandeel in de pijpleiding. De toegang tot het netwerk werd echter al snel een heet hangijzer, aangezien de exportcapaciteit te laag is (zie paragraaf 4.5). De overheid hield de exportmogelijkheden bewust beperkt om daarmee het aanbod op de binnenlandse markt zo hoog mogelijk te houden. Maar daarbij bleef het, wat overheidsinmenging in de regulering van exportcapaciteit betreft, niet.

Zo lanceerde de regering in Moskou in 1998 een plan dat beoogde de toegang tot het netwerk te koppelen aan nakoming van de binnenlandse verplichtingen. Oliebedrijven moesten, met andere woorden, dus eerst voldoen aan de binnenlandse leveringsverplichtingen en dienden alle binnenlandse belastingen te hebben betaald, vooraleer ze in aanmerking kwamen voor export. Een vuistregel voor de olie-industrie was dat de Russische VGO's zo'n 70% van hun productie binnenlands zouden afzetten en de overige 30% mochten exporteren. Dit systeem werkte echter corruptie in de hand. Sommige VGO's (in het bijzondere de grotere onder hen) wisten de regering ertoe te bewegen hen grotere hoeveelheden olie dan die 30% voor de export toe te staan.¹⁴⁰ Zo lag het exportpercentage na de invoering van dit systeem meestal aanzienlijk hoger dan 30%; in 2002 beliep het zelfs 41% van de productie.

Ook werd er anno 2002 fel over gediscussieerd de olieproducerende bedrijven extra mogelijkheden voor export te verschaffen, indien ze aan een aantal criteria zouden voldoen. Voorbeelden van zulke criteria zijn: groei van de productie, het doen van investeringen of een effectief beheer van de reserves.¹⁴¹ Ook het verschijnsel van staatsexport leidt tot een ongewenste inmenging van de staat in de export van olie. Staatsexporten werden in 1995 ingevoerd en bestaan - op een korte onderbreking tussen 1997 en 1999 na - nog steeds. Volgens dit systeem krijgt een door de staat aangewezen partij het recht tegen binnenlandse (lage) prijzen olie op te kopen en tegen internationale (hoge) prijzen te exporteren, waarbij de opbrengst tussen de aangewezen partner en de staat gelijkelijk wordt verdeeld.¹⁴²

De regering beperkt dus op een aantal manieren de toegang tot de exportpijpleidingen. Bovendien belemmert het de bedrijven in hun eigen

¹³⁸ Gorst I., "State pipeline company rethinks transport strategy", in: *Petroleum Economist*, februari 1999, p. 30.

¹³⁹ IEA, *Russian Energy policy, 1995 survey*, p. 125.

¹⁴⁰ Lelyveld, M. (RFERL), "Russia: officials considering export regulation", 15 november 2000, gedownload van website www.rferl.org

¹⁴¹ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 108.

¹⁴² Ibid., p. 114.

beleid, door export van olie alleen onder bepaalde voorwaarden toe te staan. Dit staat haaks op de claim van de overheid, dat de toegang tot de pijpleidingen voor iedereen vrij is en ook op het principe van non-discriminatie. De staat maakt zich schuldig aan concurrentievervalsing door voor zichzelf ruimte te maken in het pijpleidingnetwerk ten koste van de oliemaatschappijen. Daardoor wordt de toch al geringe capaciteit nog kleiner. Exportregulering blijft dus een inefficiënte aangelegenheid. Het IMF lanceerde als oplossing een plan om exportcapaciteit te verdelen door openbare veilingen te organiseren. Het is echter nauwelijks voorstelbaar dat dit een bevredigende remedie zou zijn voor de corrupte rantsoenering van export. De reputatie van Rusland op het gebied van veilingen is niet bepaald goed te noemen. Over de veilingen werd meermaals geklaagd: ze zouden intransparant en corrupt verlopen.¹⁴³

Voorts wordt heftig gedebatteerd over de tarieven voor het olietransport. De voornaamste klacht betreft de willekeur waarmee de tarieven worden aangepast. Volgens de regels wordt het tarief voor elk pijpleidingtraject vastgesteld op basis van de kosten van Transneft' (vervoerskosten, onderhoudskosten, etc.). Dit tarief bestaat sinds 1999 uit twee niveaus: een heffing over de totale omvang van de lading en een heffing over het aantal kilometers. Het probleem is echter dat Transneft' onvoldoende inzage in zijn kosten geeft. Het ontbreken van transparantie maakt het voor de gebruikers van de pijpleidingen uiterst moeilijk in te schatten hoe de tarieven zich zullen ontwikkelen. Behalve de kosten van Transneft' werd ook de ontwikkeling van de olieprijs meegewogen in de bepaling van het tarief. En omdat het tarief in roebels werd geheven, werd er ook nog frequent een inflatiecorrectie op toegepast. De fluctuatie in de vervoerstarieven kan wellicht worden geïllustreerd met een paar cijfers. In de periode maart 1993-juni 2000 veranderde het vervoerstarief voor de route Tarasovskoe-Novorossijsk niet minder dan 23 keer. Van zo'n \$ 8 per ton in maart 1993 steeg het tarief geleidelijk naar zo'n \$ 25 in februari 1996, alvorens weer stapsgewijs te dalen tot \$ 7 in maart 2000.¹⁴⁴ Tussen mei 1999 en november 2000 steeg het gemiddeld vervoerstarief voor Russische olie door Transneft' van \$ 6,90 per ton (0,94 per vat) tot \$ 9,70 per ton (1,32 per vat).¹⁴⁵

Over de vraag wie nu eigenlijk de baas is over het tarief, is onduidelijkheid troef. Transneft' laat zich steeds minder gelegen liggen aan de Federale energiencommissie. Deze commissie is formeel verantwoordelijk voor de vaststelling van de tarieven, maar in de praktijk doet Transneft' steeds vaker waar het zelf zin in heeft. Kennelijk weet Transneft' de commissie te beïnvloeden om toch akkoord te gaan met zijn verhogingen. Zo verhoogde Transneft' in augustus 2000 het transporttarief, om daarmee de aanleg van een nieuwe pijpleiding naar Primorsk te helpen financieren. Dit is regelrecht in strijd met de regels van de energiencommissie, die bepalen dat de tarieven niet gebruikt mogen worden om de aanleg van nieuwe projecten te financieren.¹⁴⁶ Het ontbreekt dus aan duidelijkheid en voorspelbaarheid, iets wat een duidelijk nadeel is voor investeerders. Vervoerskosten zijn immers wel degelijk van grote invloed op de kosten van olie.

¹⁴³ Zie hoofdstuk 1.

¹⁴⁴ Ibid. p. 109.

¹⁴⁵ Scëtnaja palata RF, *Vlijanie razvitija nefljanogo kompleksa Rossii na formirovanie federal'nogo bjudžeta Rossijskoj Federacii*, oktober 2002, op het webadres www.ach.gov.ru/bulletins/2002/4-4.shtml.

¹⁴⁶ "State takes control over Baltic pipeline project", in: *Petroleum Economist*, augustus 2000, p. 40.

Een ander probleem vormt de technische staat van het pijpleidingennetwerk. Een groot deel van het netwerk is al langer dan voorzien in gebruik. Van de meeste pijpleidingen is de bij de bouw geplande technische levensduur van 33 jaar inmiddels verstreken. Bovendien zijn de pijpleidingen vaak met inferieure materialen gebouwd, waardoor zij vaker onderhevig zijn aan roest. Aangezien de pijpleidingen ook nog een grote diameter hebben (twee maal het internationale gemiddelde), vergt het netwerk ook hogere onderhoudskosten per kilometer.¹⁴⁷ Het International Energy Agency (IEA) acht de leeftijd van het netwerk een grote handicap. Volgens het agentschap leidt dit tot verminderde betrouwbaarheid.¹⁴⁸ Zo'n 73% van het Russische pijpleidingennetwerk is langer dan 20 jaar in bedrijf - 41% zelfs langer dan 30 jaar. Hoewel Transneft' de laatste jaren meer spendeert aan reparatie en vernieuwing van onderdelen van het systeem, zal volgens het IEA het aantal technische mankementen en defecten toenemen. Gelet op de leeftijd van de bestaande pijpleidingen, zal de komende jaren een aanzienlijk deel van het netwerk vervangen moeten worden - een kostbare aangelegenheid voor een pijpleiding van enkele duizenden kilometers lengte.

Ten slotte het probleem van de kwaliteit van de vervoerde olie. Het Russische pijpleidingensysteem is technisch niet in staat de verschillende te transporteren ruwe oliesoorten te scheiden. Gedurende het transport ontstaat er daardoor een mengsel van diverse soorten ruwe olie - de zogenaamde *Urals blend*. Met andere woorden, de olie die in de pijpleiding gaat, is een andere dan de olie die eruit komt.

Dat is een groot nadeel voor in het bijzonder producenten van olie met een relatief hoge kwaliteit. Die lijden door het vermengen van die olie met olie van lagere kwaliteit een kwaliteitsverlies, en dus wordt hun olie minder waard. Dit nadeel treft vooral de producenten van Siberische olie. De lichtere Siberische olie wordt bij het vervoer naar West-Rusland gemengd met de zwaardere olie uit de Volga-Ural, die van mindere kwaliteit is. Bovendien varieert de kwaliteit van de olie die uit de pijpleiding komt aanzienlijk per locatie. Zo is de olie die naar de Oost-Siberische raffinaderijen Omsk of Angarsk wordt vervoerd, nog 100% Siberisch, dus ongemengd. Maar de raffinaderijen in West-Rusland, die aan het eind van de pijpleiding liggen (bijvoorbeeld Kiriši of Jaroslavl'), alsmede de exporthavens, ontvangen een volledige mix. Daarom bepleiten zowel producenten als buitenlandse investeerders een zogenaamde "kwaliteitsbank". Die zou de producenten moeten compenseren voor het verschil in kwaliteit (en dus waarde). De invoering van zo'n systeem laat echter nog op zich wachten.¹⁴⁹

¹⁴⁷ Mikhailov, N., *Russia's pipeline system and oil and gas transportation projects*, augustus 2000, gedownload van www.bisnis.doc.gov/bisnis/country/000818rspipetrans.htm

¹⁴⁸ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 107.

¹⁴⁹ Ibid.

5.4 Vervoersproblemen van olie

5.4.1 Tekort aan exportcapaciteit en hoge transitkosten

Sinds het uiteenvallen van de Sovjet-Unie is Rusland dus afhankelijk geworden van doorvoer door een aantal buurrepublieken om de Westerse markten te bereiken. Aangezien Rusland daar echter, vanwege de daaraan verbonden transitkosten (volgens de Russische rekenkamer \$ 500 miljoen per jaar),¹⁵⁰ niet van afhankelijk wil zijn, is de exportpolitiek gericht op zo min mogelijk doorvoer door andere landen. Export dient zoveel mogelijk te geschieden via uitsluitend over Russische grondgebied lopende routes. De bestaande exportroutes bieden daartoe niet de voldoende capaciteit. Daarom wil Rusland zijn exportmogelijkheden uitbreiden. Er zijn een hele reeks plannen in omloop om nieuwe exportroutes, die uitsluitend over Russische bodem lopen, en nieuwe exporthavens aan te leggen.

Het staatsbedrijf Transneft' heeft de vermindering van transit van Russische olie door andere landen tot een van de speerpunten van beleid gemaakt.¹⁵¹ Doorvoer door een derde land vindt Transneft' onwenselijk, omdat een derde partij arbitrair zijn transit- en haventarieven kan verhogen, wat in het nadeel van de Russische producenten is.

Teneinde een beeld te geven van de transitkosten zal een vergelijking worden gemaakt tussen de tarieven van Oekraïne en het vervoerstarief van Transneft' in Rusland. Eind 2000 hief Oekraïne voor de route Suchodol'naja-Lisičansk-Rodionovskaja (in totaal 350 km) een transittarief van \$ 2,35 per ton per 100 kilometer- bijna zes keer zo hoog als het Russische olietransporttarief van \$ 0,40 per ton per 100 kilometer, dat door Transneft' wordt geheven. Ook de havengelden in Oekraïne zijn fors duurder dan in Rusland. De haven van Odessa rekent \$ 5 voor elke ton ruwe olie die moet worden overgeladen op tankers, terwijl het tarief voor Ruslands grootste haven aan de Zwarte Zee, Novorossijsk, slechts \$ 2 is.¹⁵² De kosten van transit van Russische olie door de zuidelijke tak van de Družba-pijpleiding (die door de Oekraïne loopt) is nog hoger, namelijk \$ 5,20 per ton.

Ook de transit door andere voormalige Sovjetrepublieken is kostbaar. Doorvoer door Wit-Rusland kost wat betreft de noordelijke tak (naar Polen en Oost-Duitsland) \$ 2,33 per ton en voor de zuidelijke tak (via Oekraïne naar Tsjechië, Slowakije en Hongarije) \$1,70. De tot voor kort belangrijkste pijpleidingroute voor export naar West-Europa eindigt in Ventspils, dat in Letland ligt. Op zijn weg daarheen passeert de olie echter ook nog Wit-Rusland en Litouwen, waardoor de totale transitkosten \$ 4,90 per ton (\$ 1,71 voor Wit-Rusland, \$ 0,86 voor Litouwen en \$ 2,30 voor Letland) bedragen. Daar bovenop komen nog de havenkosten voor Ventspils: \$ 5,60 per ton.¹⁵³

¹⁵⁰ Sčētnaja palata RF, *Vlijanie razvitija neftjanogo kompleksa Rossii na formirovanie federal'nogo bjudžeta Rossijskoj Federacii*, oktober 2002, op het webadres www.ach.gov.ru/bulletins/2002/4-4.shtml.

¹⁵¹ "State takes control over Baltic pipeline project", in: *Petroleum Economist*, augustus 2000, p. 40. Zie ook de website van transneft: www.transneft.ru.

¹⁵² "Russian bypass", in: *Petroleum Economist*, juli 1999, p. 38.

¹⁵³ Khartukov, E., "Russia's oil: will it ever be globalized?", in: *The journal of energy and development*, vol. 23:2, spring 1998, p. 257.

Het is, gezien de hoge transitkosten, begrijpelijk dat Rusland nieuwe, transitvrije exportmogelijkheden probeert te scheppen. Het is echter de vraag of dit aantrekkelijker is. Vrijwel alle thans beschikbare exportroutes lopen via andere landen. De totale Russische exportcapaciteit (van het pijpleidingennetwerk van Transneft') bedraagt ongeveer 151 miljoen ton per jaar.¹⁵⁴ Wanneer Rusland zijn afhankelijkheid wil verminderen, zal het nieuwe routes moeten aanleggen. Dat zal echter gepaard gaan met hoge kosten; er zal een aanzienlijke periode overheen gaan vooraleer deze routes zichzelf hebben terugverdiend. Het is dan ook de vraag of de hoge aanlegkosten van nieuwe routes opwegen tegen de anders te betalen transitkosten. Bovendien moet worden betwijfeld of exportroutes die volledig over Russisch grondgebied lopen economisch interessant zijn (gelet op het gebrek aan ijsvrije havens).

In het vervolg van dit hoofdstuk zal eerst de huidige infrastructuur voor de olie-export worden besproken. Vervolgens worden enige plannen, zoals die op dit moment bestaan, behandeld en de voor- en nadelen hiervan tegen elkaar afgewogen.

Tabel 5.2: de Russische export van ruwe olie naar landen buiten de voormalige Sovjet-Unie in 2000

Totale export van Russische olie in 2000 bedroeg 145 miljoen ton, waarvan 124 miljoen ton naar landen buiten de voormalige Sovjet-Unie ging.			
Družba & Oostzee	Oostzee	Družba	Zwarte Zee
Export naar Noord-west-Europa (Benelux-Dld-Nrd.Fra-Pol) 38,22 mln. Ton	Export naar Scandinavië (Den-Noo-Zwe-Fin) 16,8 mln. ton	Export naar Midden- en Zuidoost-Europa (Oos-Tsj-Hon-Slw-BenH-Kro-Slv-Joe) 15,17 mln. ton	Export naar Zuid-Europa en Zwarte Zee (Ita-Zd.Fra-Grie-Alb-Bul-Roe-Tur) 53,82 mln. ton
Route:	Doorvoer (miljoen ton per jaar)		% van de doorvoercapaciteit
Družba-Noord	38,6		110
Družba-Zuid	15,3		61
Oostzee: via haven Ventspils (Let)	13,6		76
Oostzee: via haven Butinge (Lit)	3,1		38
Zwarte Zee: via haven Novorossijsk	5,7		114
Zwarte Zee: via haven Tuapse	10,7		107
Zwarte Zee: via haven Odessa (Oek)			
Conclusies: De Zwarte-Zeeroute wordt maximaal benut; geen extra capaciteit meer op deze route De Noordelijke Družba-pijpleiding wordt maximaal benut; geen extra capaciteit meer De Oostzeeroute wordt maar voor 64% benut; extra capaciteit aanwezig De Zuidelijke Družba-pijpleiding wordt niet ten volle benut; extra capaciteit aanwezig			

Bron: Wereldbank, Goskomstat Rossii

¹⁵⁴ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 12; EBRD (European Bank for Reconstruction and Development), *Transition report 2001*, p. 80; "Oil Production Hits 8 Million Bpd", in: *The Moscow Times*, 3 december 2002, p. 5.

Tabel 5.3: Export-infrastructuur via pijpleidingennetwerk van Transneft' (januari 2003)

Route	Capaciteit per jaar (mln. ton)
Bestaande infrastructuur per januari 2003:	
Totaal:	151
Pijpleiding Družba-Noord	35
Pijpleiding Družba-Zuid	25
Exporthaven Novorossijsk	38
Exporthaven Odessa (Oek)	10
Exporthaven Tuapse	5
Exporthaven Ventspils (Let)	18
Exporthaven Butinge (Lit)	8
Exporthaven Primorsk (BTS)	12
KTK-pijpleiding	28 *
Uitbreidingen (geplande datum van ingebruikname):	
Exporthaven Primorsk (BTS), fase 2	Van 12 naar 18 (2003/2004)
Exporthaven Primorsk (BTS), fase 3	Van 18 naar 30 (datum nog onbekend)
Haven van Omisalj (Kro) via Družba-Adria-pijpleiding	15 (eind 2003)

*De KTK-pijpleiding telt niet mee in het totaal vanwege de restricties voor toegang. Aangezien het een particulier project betreft, is de toegang alleen voorbehouden aan de deelnemers in het KTK. (zie p. 71)

Bron: MEA, Wereldbank

In de diverse exporthavens wordt de olie overgeladen op tankers en naar de afzetmarkten gebracht. Het huidige vervoer heeft met een aantal problemen te kampen. De eerste flessenhals vormt het vervoer via de Zwarte-Zeehavens. De havens van Novorossijsk, Odessa en Tuapse werken al op hun maximumcapaciteit. De export via Odessa is duur vanwege de transitkosten. Bovendien moeten de grote tankers vanaf deze havens ook nog door de smalle Bosporus, waarbij de miljoenenstad Istanbul wordt doorkruist. Turkije maakt hiertegen al enige jaren grote bezwaren, omdat het olietransport gevaar oplevert voor de bewoners en het milieu. Turkije wil het vervoer door de Bosporus dan ook aan banden leggen.¹⁵⁵ Dit heeft grote gevolgen voor de Russische olie-industrie. Het zou betekenen dat er geen ruimte meer is voor uitbreiding van een route die door de Bosporus loopt. Hierdoor kan het vervoer via Zwarte-Zeehavens niet uitgebreid worden. Het tweede probleem heeft betrekking op de routes via het Noorden en wordt gevormd door de strenge winters. Die hebben tot gevolg dat de andere grote "uitgang" naar het Westen - via de Oostzee - een groot deel van het jaar bevroren is. Dit geldt niet voor de haven van Ventspils, die het hele jaar ijsvrij is.

De grootste exportroute over land wordt gevormd door de twee Družba-pijpleidingen. De zuidelijke variant leidt echter naar gebieden waarmee Rusland steeds minder zaken doet. De Russische export richt zich steeds meer op de EU-landen en de Verenigde Staten. De noordelijke variant wordt wel intensief gebruikt, omdat via die routes een aantal buitenlandse havens aan de Oostzee kan worden bereikt en van daaruit de olie verder kan worden vervoerd. Een bijkomend nadeel voor de Russische regering vormen de transitkosten.

¹⁵⁵ De stroom olie die door de Bosporus loopt, bedroeg in 2000 82 miljoen ton, waarvan 53,8 miljoen ton Russische export was (bron: Wereldbank, IEA).

5.4.2 Noordelijke routes

Het eerste project behelst de aanleg van het Baltijskaja Truboprovodnaja Sistema (BTS, oftewel Baltisch pijpleidingensysteem). Dit project voorziet in de aanleg (door Transneft') van een nieuwe exporthaven bij Primorsk, gelegen aan de Finse Golf, nabij Sint-Petersburg. Het project moet uiteindelijk leiden tot uitbreiding van de exportcapaciteit met 30 miljoen ton per jaar, te realiseren in drie fasen. De eerste fase, die bestond uit de bouw van een pijpleiding van de raffinaderij in Kiriši tot Primorsk, is inmiddels afgerond. De nieuwe pijpleiding heeft nu een capaciteit van 12 miljoen ton. Overigens kostte de bouw van alleen de eerste fase van het project al \$ 430 miljoen, door Transneft' gefinancierd met leningen (o.a. van de EBRD). Om die leningen te kunnen terugbetalen, staat de regering Transneft' toe zijn vervoerstarieven te verhogen, wat doet vrezen voor de toekomst. Overigens druist dit in tegen de regels van de Federale Energiecommissie. Zoals eerder gezegd, mogen de tarieven niet worden verhoogd om de bouw van nieuwe projecten te bekostigen.¹⁵⁶

De tweede fase van het project - uitbreiding naar 18 miljoen ton per jaar - is inmiddels begonnen. Transneft' financiert ook deze fase (kosten \$ 316 miljoen) door leningen. Uiteindelijk moet de capaciteit 30 miljoen ton per jaar worden. Daarvoor moet de bestaande pijpleiding van Jaroslavl' naar Kiriši worden aangepast en vernieuwd (de derde fase). Aangezien het BTS-project is ontworpen voor de export van olie uit de regio's Timan-Pečora en West-Siberië, moet ook een leiding vanuit Char'jaga (Timan-Pečora) worden aangelegd en aangesloten op de pijpleiding naar Jaroslavl'.

Hoewel het BTS-project voldoet aan de voorwaarde van een volledig Russisch traject, kleeft er een belangrijk nadeel aan: de haven van Primorsk is gedurende vijf tot zes maanden per jaar bevroren. Vanuit economisch perspectief is het project dan ook discutabel te noemen. Olie-export gaat het gehele jaar door. De onbruikbaarheid gedurende een half jaar is een van de oorzaken van een gebrek aan belangstelling van buitenlandse bedrijven om in het BTS-project te investeren. Bovendien zijn de bouwkosten van het project hoog. De eerste twee bouwfasen samen kosten \$ 746 miljoen. Het BTS-project lijkt vooral een politieke beslissing, die is ingegeven door het verlangen naar een zelfstandige en onafhankelijke exportinfrastructuur.

De route moet het alternatief worden voor de route via Ventspils. Na de ingebruikname van het BTS-systeem schroefde Transneft' ogenblikkelijk de export via de Letse havenstad terug. Transneft' hoopt op die manier de autoriteiten van Letland te dwingen de voorwaarden voor de olietransit verder te versoepelen.¹⁵⁷ Of Transneft' deze politiek kan volhouden, staat te bezien. Kennelijk veronderstelt Transneft' dat de capaciteit van Ventspils niet noodzakelijk is. Dat is onjuist. Gezien de krappe exportcapaciteit zijn alle beschikbare exportroutes nodig om de groeiende productie uit te kunnen voeren.

De regering claimt dat de vervoerskosten van een ton olie vanaf Surgut (West-Siberië) via BTS \$ 3,50 per ton olie lager zullen uitvallen dan via Ventspils. De vervoerskosten van een ton olie vanuit Surgut naar Ventspils bedragen volgens

¹⁵⁶ "State takes control over Baltic pipeline project", in: *Petroleum Economist*, augustus 2000, p. 40; "October start for Baltic export line construction", in: *Petroleum Economist*, september 1999, p. 71.

¹⁵⁷ Lelyveld, M., "Oil plan seen hurting both Moscow and Latvia", 6 november 2002, gedownload van de website: www.rferl.org

de Russische rekenkamer \$ 21 en naar Primorsk (BTS) \$ 17,50.¹⁵⁸ Opmerkelijk is dat het tijdschrift *Petroleum Economist* de vervoerskosten vanuit West-Siberië naar Ventspils berekende op maar \$ 16,88 per ton.¹⁵⁹ - zelfs lager dan de beoogde \$ 17 per ton die het BTS-systeem exporteurs zou gaan berekenen, wat verdere twijfels oproept over de aantrekkelijkheid van export via BTS in vergelijking met de huidige export via Ventspils.

Een ander plan om de noordelijke exportcapaciteit te vergroten, is afkomstig van de Russische VGO LUKoil en enkele buitenlandse oliemaatschappijen. Deze partijen zijn actief in de regio Timan-Pečora en zoeken naar mogelijkheden een nieuwe exportroute te creëren. Het meest vergevorderd plan staat bekend onder de naam "Severnnye vorota" (Noordelijke Poorten) en omvat de bouw van een oliehaven aan de kust van de Barentsz Zee (bij Varendej), alsmede een pijpleiding (in eigendom van de deelnemers van het project en dus buiten 'Transneft' om) daar naartoe vanaf het olieveld Char'jaga. Vanuit Varendej zou de olie dan met versterkte of zelfs ijsbreker-achtige tankers naar de markten van Noord-Europa moeten worden vervoerd. Met deze route wordt een capaciteit van zo'n 15 miljoen ton per jaar beoogd. Hoewel het project technisch zeer gewaagd is, en de zee hier ongeveer zes tot acht maanden per jaar is bevroren, ligt de voornaamste attractie voor de buitenlandse partijen in het feit dat het transport van de eigen olie in eigen beheer heeft. Dit schakelt veel onzekerheden die transport via het reguliere 'Transneft'-systeem met zich brengt, uit. Daar staan echter de hoge kosten tegenover. De soberste variant van de kosten van het project bedraagt nog altijd \$ 1,8 miljard. Kan dat bedrag wel worden terugverdiend? Timan-Pečora is immers een regio met hoge productiekosten en lage winstmarges (zie hoofdstuk 2).

Een recent plan komt eveneens uit de hoed van LUKoil. Deze VGO probeert naarstig exportroutes te creëren om zijn groeiende productie te kunnen exporteren. Aangezien de Russische regering de toegang tot het netwerk van 'Transneft' zo veel mogelijk probeert te beperken, zoekt LUKoil naar mogelijkheden zelf een pijpleiding te bouwen. De nieuwste vinding is de bouw van een pijpleiding naar Murmansk. LUKoil baseert zich daarbij op een oud Sovjetplan, dat een route via Murmansk ooit bestempelde als de ideale exportroute naar Amerika, maar ook geschikt zou zijn voor export naar Noord-Europa. Het plan raakte na de ondertekening (in mei 2002) van een overeenkomst tussen de Verenigde Staten en Rusland inzake totstandbrenging van een partnerschap voor energie, in een stroomversnelling. Dit partnerschap moet leiden tot een grotere Amerikaanse import van Russische olie. De Russen streven daarbij naar een marktaandeel van 10-15% van de Amerikaanse olie-import.

Dit plan van LUKoil is inmiddels ook omarmd door drie andere grote VGO's (Yukos, TNK en Sibneft'). Eind november 2002 werd er een principeovereenkomst gesloten voor de bouw van de route naar Murmansk. De route zou een capaciteit moeten krijgen van zo'n 80 miljoen ton en zou moeten bestaan uit een nieuw te bouwen haven, gevoed door een pijpleiding die in ieder geval vanaf Uchta (regio Timan-Pečora) naar Murmansk moet lopen; eventueel is een verlenging naar West-Siberië voorzien. Hierdoor zou de lengte van de pijpleiding op meer dan 3000 kilometer komen. De initiatiefnemers van

¹⁵⁸ Sčētnaja palata RF, *Vlijanie razvitija nefťjanogo kompleksa Rossii na formirovanie federal'nogobjudžeta Rossijskoj Federacii*, oktober 2002, op het webadres: www.ach.gov.ru/bulletins/2002/4-4.shtml.

¹⁵⁹ "State takes control over Baltic pipeline project", in: *Petroleum Economist*, augustus 2000, p. 40.

het plan claimen dat de transportkosten van olie via deze route naar Amerika rond de \$ 28 per ton zouden zijn, laag genoeg om te kunnen concurreren met olie uit het gebied van de Perzische Golf. De grootschalige opzet heeft uiteraard wel enorme bouwkosten (\$ 4,5 miljard) tot gevolg, en daarom werden ook andere Russische VGO's (SNG en Rosneft') uitgenodigd aan het project deel te nemen. Bovendien hoopt het project ook buitenlandse (Amerikaanse) investeringen aan te trekken.¹⁶⁰ Als dat lukt, zou de capaciteit van de toekomstige pijpleiding zelfs kunnen worden uitgebreid tot 120 miljoen ton per jaar; daarbij moet worden aangetekend, dat dan ook de bouwkosten verder oplopen.

Het plan is door Westerse experts met enige scepsis ontvangen. Het zou te veel op export naar Amerika zijn gericht en te weinig op de voor Rusland belangrijkere markt van West-Europa. Bovendien zouden de bouwkosten te hoog zijn. Tegenover de bezwaren staan echter een aantal voordelen, die in het bijzonder het al op gang gebrachte BTS niet heeft, en die ook aantrekkelijk zouden kunnen zijn als alternatief voor "Severnnye vorota". De zee rond de haven van Murmansk is diep en het gehele jaar ijsvrij. Hierdoor kunnen de grootste tankers (van 300.000 ton) het hele jaar door op deze haven varen. Bovendien loopt het tracé uitsluitend over Russische bodem en is er directe toegang tot de oceaan. Het project zal dan ook een serieuze concurrent kunnen worden van het BTS-project.

De afhankelijkheid van export naar Amerika, al zou dit al het geval zijn, hoeft nog geen probleem of nadeel te zijn. De Amerikaanse import zal, zo is de verwachting, alleen maar toenemen. In 2000 bedroeg de totale import van de Verenigde Staten 511 miljoen ton en de verwachting is dat die in 2010 rond de 740 miljoen ton zal zijn. Ook na 2010 zal de Amerikaanse import naar verwachting blijven stijgen.¹⁶¹ De vooruitzichten zijn, vanuit het oogpunt van olie-exporterende landen, gunstig. Zonder dat het marktaandeel van Rusland hoeft toe te nemen, kan de export naar Amerika stijgen en rond 2010 zo'n 100 miljoen ton bedragen.¹⁶² Als laatste grote pré voor deze route kan de onafhankelijkheid van het netwerk van Transneft' worden genoemd. De toegang tot het systeem zal zijn gewaarborgd; de voorwaarden (regels en tarieven) kunnen zelf worden bepaald.¹⁶³

De grootste onzekerheid van het project wordt gevormd door de opstelling van de Russische regering. In mei 2003 gaf de Russische regering haar goedkeuring aan het project, maar onduidelijk is wat de rol van Transneft' zal worden. Het Murmansk-project is begonnen als een particulier initiatief, buiten Transneft' om. Het project betekent een serieuze aanval op het monopolie van Transneft'. De Russische regering was tot op heden altijd een tegenstander van particuliere pijpleidingen. Het pijpleidingennetwerk is voor Moskou immers het voornaamste instrument om de Russische oliemarkt te beïnvloeden en te reguleren. Bij een particulier project van deze omvang zal de regulering van de toegang een stuk moeilijker worden. De grip van de Russische regering op de binnenlandse oliemarkt zal verminderen. Het is daarom te verwachten dat de regering toch een aanzienlijke zeggenschap over

¹⁶⁰ Lelyveld, M. (RFERL), "Russia: Oil Firms Trying To Step Up Exports To U.S.", 28 november 2002, gedownload van de website: www.rferl.org

¹⁶¹ McKinsey Global Institute, *Unlocking economic growth in Russia, oil report*, oktober 1999, p. 13.

¹⁶² Ibid., p. 13.

¹⁶³ Lelyveld, M. (RFERL), "Russia: Oil Firms Trying To Step Up Exports To U.S.", 28 november 2002, op de website www.rferl.org

de Murmansk-route zal willen krijgen. Dit wordt ook duidelijk uit de woorden van de minister van Energie, I. Jusufov. Hij verklaarde dat de staat niet langer tegen particulier eigendom van pijpleidingen is, maar zich wel het recht voorbehoudt op de supervisie en regulering van de transport-infrastructuur.¹⁶⁴ Hoe de staat dit voor zich ziet, is nog onduidelijk. Maar als de staat te veel zeggenschap krijgt over de pijpleiding, dan valt het grootste voordeel voor de VGO's weg. Die willen immers zelf de condities en tarieven kunnen bepalen. Ze zullen er niet veel voor voelen de bouw van de pijpleiding te financieren zonder er vervolgens controle over te krijgen. Zolang onduidelijkheid over de zeggenschap voortduurt, zullen ook buitenlandse investeerders waarschijnlijk niet snel geïnteresseerd zijn.

Enkele noordelijke routes die door Westerse deskundigen zijn voorgesteld, werden door de Russische autoriteiten verworpen, en wel om diverse redenen. Is dat wel verstandig, gegeven dat deze routes veel goedkoper kunnen worden aangelegd dan de door Rusland gekozen routes? Een van de vervoersopties, zoals voorgesteld door McKinsey, is de uitbreiding van de capaciteit van de route naar Ventspils. Die zou relatief goedkoop kunnen worden opgevoerd tot 30 miljoen ton per jaar (tegen 18 miljoen ton nu).¹⁶⁵ De kosten zouden ongeveer de helft zijn van het BTS. Deze optie werd vanwege de "afhankelijkheid van transit" echter niet gekozen. Om dezelfde reden werd verworpen een plan van de Energy Resources Group over uitbreiding van de pijpleiding (een aftakking van de Noordelijke Družba) naar de Poolse havenstad Gdansk.¹⁶⁶ Dit zou zo'n 20 miljoen ton extra capaciteit opleveren. De haven van Gdansk werd in 1998 al uitgebreid tot een capaciteit van 33 miljoen ton, maar de pijpleiding ernaartoe heeft slechts een capaciteit van 10 miljoen ton.

5.4.3 Zuidelijke routes

Ook wordt gezocht naar alternatieve zuidelijke routes. Een gepland project behelst een omleiding van de pijpleiding naar Novorossijsk. Die loopt nu nog door de Oekraïne. Rusland heeft ondanks vele pogingen Oekraïne er niet van kunnen overtuigen zijn transitkosten te verlagen. Daarom bouwt men een nieuwe leiding om Oekraïne heen, van Suchodol'naja naar Rodionovka, over een afstand van 252 kilometer. De leiding krijgt een capaciteit van 40 miljoen ton per jaar en kost \$ 112 miljoen. Dit project levert echter geen extra capaciteit op. Het niet langer hoeven te betalen van transitkosten aan Oekraïne – in 2000 nog \$ 88 miljoen – is de werkelijke rationale achter dit project. De bouwkosten zullen binnen afzienbare termijn kunnen worden terugverdiend, waardoor de export via deze route goedkoper wordt dan voorheen.

Een andere voorbeeld van een alternatieve zuidelijke route is het project van het Kaspische Pijpleiding consortium (*Kaspijskij Truboprovodnyj Konsorcium*, verder afgekort KTK). De eerste plannen voor deze pijpleiding ontstonden tien jaar geleden. De KTK-pijpleiding moest olie uit het Kaspische-Zeegebied,

¹⁶⁴ Lelyveld, M. (RFERL), "Russia: Moscow signals opening to private oil pipelines", 18 april 2003, op de website www.rferl.org

¹⁶⁵ McKinsey Global Institute, *Unlocking economic growth in Russia, oil report*, oktober 1999, exhibit 33.

¹⁶⁶ Gorst, I., "State pipeline company rethinks transport strategy", in: *Petroleum Economist*, februari 1999, p. 31.

waarvan toen werd verwacht dat het een tweede Perzische Golf zou worden,¹⁶⁷ naar de wereldmarkt gaan vervoeren. Het is een bijzonder project, omdat de pijpleiding in eigendom is van een internationaal consortium, waarin ook particuliere ondernemingen deelnemen.¹⁶⁸ De route bestaat uit een oud en een nieuw gedeelte. De bestaande pijpleiding loopt van Atyrau (Kazachstan) via het Tengiz-veld naar het Russische Komsomol'skoe. Vanaf die plaats is een nieuwe pijpleiding gebouwd, via Tichoreck naar een nieuwe haven vlakbij Novorossijsk. De route heeft een capaciteit van 28 miljoen ton, maar die moet rond 2015 zijn uitgebreid tot 67 miljoen ton. De bouwkosten bedragen ongeveer \$ 2,5 miljard.¹⁶⁹

Een aanvulling op het exportvermogen van Rusland is de route voor de Russische exporteurs vooralsnog niet. De KTK-pijpleiding is niet aangesloten op het Russische Transneft'-netwerk, waardoor de Russische producenten er geen gebruik van kunnen maken. Bovendien is de pijpleiding in particuliere handen. De toegang tot deze leiding is volgens het International Energy Agency alleen voorbehouden aan de deelnemers.¹⁷⁰

Een complicatie van het project betreft de juridische status van de Kaspische Zee. Zolang die niet definitief is vastgesteld, blijft er onduidelijkheid over de eigendom van de reserves in de Kaspische Zee. Meer dan tien jaar na de val van de Sovjet-Unie zijn de belanghebbende landen het nog steeds oneens over de vraag of de reserves in gezamenlijk eigendom moeten komen (het standpunt van Rusland en Iran) of dat de Kaspische Zee in nationale sectoren moet worden opgedeeld (zoals Kazachstan, Azerbeidžan en Turkmenistan dat wensen)¹⁷¹. Deze standpunten worden door eigenbelang bepaald: de twee voorstanders van gezamenlijk eigendom beschikken over de kleinste aangetoonde Kaspische oliereserves. De grootste olievoorraden bevinden zich in de drie landen die voorstander zijn van nationale sectoren. Een speciale conferentie die in februari 2002 werd belegd teneinde deze problematiek voor eens en voor altijd op te lossen, mislukte.¹⁷²

Het gevolg van deze strijd is in ieder geval dat er weinig tot geen werk is gemaakt van de offshore-reserves, en dat de enige olie uit het gebied voorlopig afkomstig is van het (onshore) Tengiz-veld in Kazachstan, waarin Rusland geen aandeel heeft. Door de aanhoudende onzekerheid over de eigendomsrechten op de reserves zijn er nog geen "Russisch-Kaspische"

¹⁶⁷ In "Schaken of pokeren? Olie in de Kaukasus en de Kaspische Zee" (in: *Oost-Europa Verkenningen*, juli 1999, p. 36) presenteert R. Freitag-Wirringhaus enkele schattingen over de omvang van de Kaspische reserves. De schattingen tonen het aanvankelijke optimisme van diverse partijen (o.a. het Amerikaanse ministerie van Buitenlandse Zaken) over de omvang van de reserves aan. Zij liepen uiteen van 75 miljard vaten (10,2 miljard ton) tot 200 miljard vaten (27,3 miljard ton). De *International Petroleum Encyclopedia* komt echter met een aanzienlijk lagere schatting van "slechts" 29 miljard vaten (4 miljard ton). Hoe het ook zij: zelfs de hoogste schattingen komen niet in de buurt van de olievoorraden waarover het Midden-Oosten beschikt. De oliereserve van deze laatste regio bedraagt volgens het *BP Statistical review of world energy* 685,6 miljard vaten of 93,4 miljard ton (65% van het wereldtotaal).

¹⁶⁸ Het KTK bestaat uit de volgende aandeelhouders: Russische staat (24%), de staat Kazachstan (19%), Oman (7%), Chevron (15%), LUKoil/Lukarco (12,5%), Rosneft'/Shell (7,5%), ExxonMobil (7,5%), British Gas (2%), ENI-Agip (2%), KerrMcGee (1,75%) en Kazachoil/BPAmoco (1,75%).

¹⁶⁹ MEA, *Energetičeskaja politika Rossii, obzor 2002*, p. 117-118.

¹⁷⁰ Ibid., p. 117.

¹⁷¹ Freitag-Wirringhaus, R., "Olie in de Kaukasus en de Kaspische Zee: Schaken of pokeren?", in: *Oost-Europa Verkenningen*, juli 1999, p. 42.

¹⁷² Lelyveld, M. (RFERL), "Russia: Caspian Sea conference fails", 1 maart 2002, op website www.rferl.org

olievelden in bedrijf. Voorlopig zal de toevoer van olie aan de KTK-pijpleiding uitsluitend van het Tengiz-veld blijven komen, met als gevolg dat de lijn met gedeeltelijke leegstand kampt, die niet kan worden benut door andere (lees: Russische) partijen. Dit is moeilijk te verteren voor de Russische regering, dat met 24% een groot aandeel heeft in het consortium. Rusland heeft immers behoefte aan extra transportcapaciteit.

De Russische autoriteiten doen er dan ook alles aan de ontwikkeling van de pijpleiding tegen te werken. Zo lieten zij de doorvoer van Kazachstaanse olie enkele malen tegenhouden. Formeel omdat Kazachstan voor deze olie geen transitverdrag met de Russische douane had getekend.¹⁷³ Maar waarschijnlijker is dat de Russen concessies willen van het consortium in de vorm van toegang voor Russische partijen. Deze affaire werd (tijdelijk) opgelost met de ondertekening van een speciaal transitverdrag tussen de presidenten van beide landen. Krachtens dit verdrag krijgt Kazachstan de gelegenheid jaarlijks vaste hoeveelheden olie door te voeren.¹⁷⁴ Rusland gooit het nu over een andere boeg. Het dreigt het Russische gedeelte van de KTK-leiding tot een monopolist te verklaren als het consortium weigert ook andere (Russische) partijen toegang te geven tot de pijpleiding.¹⁷⁵ Dit zou tot gevolg hebben dat de KTK-leiding onder de Russische anti-monopoliewetgeving komt te vallen, waardoor de toegang en tarieven door de federale energiec commissie worden bepaald en dus niet langer door de aandeelhouders van het project. Daarmee komt Rusland alle eerdere gesloten overeenkomsten en afspraken niet na en ontpopt het zich dus als een onbetrouwbare partner. Rusland lijkt zich daar echter niet druk over te maken: kennelijk heiligt het doel de middelen.

Resumerend kan worden gesteld dat de twee bovenstaande projecten inzake zuidelijke routes dus nauwelijks extra exportcapaciteit opleveren. In het geval van de omleiding om Oekraïne komt dat, omdat het slechts een vervanging voor een bestaande route betreft. Het KTK levert geen capaciteit op, omdat de toegang alleen is voorbehouden aan de aandeelhouders van het consortium. Rusland heeft aan zijn aandeel voorlopig niets, omdat het nog geen Russisch-Kaspische olie produceert.

Er staan echter nog twee plannen op stapel die wel extra capaciteit zouden moeten opleveren. Het eerste is een uitbreiding van de Zuidelijke Družba-pijpleiding naar de Adriatische Zee, de zgn. "Družba-Adria-route". De aantrekkelijkheid is vooral gelegen in de goedkope bouwkosten en de uiteindelijke bestemming; Omisalj. Deze Kroatische havenstad beschikt al over een diepwaterhaven en heeft een gunstige ligging voor export naar landen rond de Middellandse Zee. Bovendien kan het project snel zijn voltooid, omdat er al een pijpleiding (Omisalj-Dunaj) aanwezig is. Deze moet alleen worden omgekeerd, zodat de olie naar zee toe kan worden gepompt i.p.v. van de zee af, zoals nu nog het geval is. De extra capaciteit die de route oplevert bedraagt in 2003 vijf miljoen ton, maar kan snel worden opgevoerd tot 15 miljoen ton. Een nadeel van het project is echter dat het niet strookt met het Russische verlangen minder afhankelijk te worden van transit door andere landen. De Družba-Adria-route passeert maar liefst vier landen: Wit-Rusland, Oekraïne, Hongarije en Kroatië. Dat brengt niet alleen transitkosten mee, maar Rusland moet nu ook rekening houden met vier landen, ieder met hun eigen

¹⁷³ EIA, *Country analysis brief: Russia*, op www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html#oil

¹⁷⁴ Socor, V., "Lock, stock and barrel: Russian and Kazakh oil transit", in: *Russia & Eurasia review*, vol. 1, issue 3, 2 juli 2002.

¹⁷⁵ "FEC Turns Up Heat on Caspian Pipeline", in: *The Moscow Times*, 17 december 2002, p. 7.

(energie)beleid . In het bijzonder Wit-Rusland en Oekraïne zijn een risicofactor vanwege het instabiele politieke leiderschap. Een lichtpuntje is dat er inmiddels politieke overeenstemming is bereikt tussen alle betrokken landen over de transitkosten. Zelfs Oekraïne bracht zijn tarief voor deze route omlaag tot hetzelfde niveau als de overige betrokken landen. Daartoe werd in december 2002 in Zagreb een overeenkomst getekend.¹⁷⁶

Een tweede nieuwe route die door de Russische autoriteiten wordt overwogen, is een pijpleiding die van het Bulgaarse Burgas naar het Griekse Alexandroupolis moet lopen. Deze leiding zou olie, die per tanker uit Novorossiysk wordt aangeleverd, verder naar de Middellandse Zee en de wereldmarkten moeten vervoeren. De gedachte achter dit project is ook, dat hierdoor de Bosporus wordt ontzien. De pijpleiding zou een lengte van 279 kilometer krijgen en zo'n 15 tot 23 miljoen ton per jaar aan capaciteit moeten leveren. Er zijn echter tal van nadelen aan dit project. Het voornaamste bezwaar zijn de hoge vervoerskosten. Eerst moet de olie naar Novorossiysk worden vervoerd, vervolgens op een tanker geladen, naar Burgas worden vervoerd (dat betekent dus export naar Bulgarije) en daar weer worden uitgeladen en in een nieuwe pijpleiding worden gepompt. Via deze pijpleiding komt de olie dan aan in Alexandroupolis, waar opnieuw moet worden overgeladen op tankers (her-export). Dit brengt een administratieve rompslomp en torenhoge kosten (transit- en havenkosten) mee. Een tweede bezwaar is dat de Russische VGO's geen behoefte hebben olie via deze weg te exporteren. Een derde bezwaar zijn de hoge bouwkosten en de vraag of er voldoende olie zal worden aangeleverd voor een rendabele exploitatie. Westerse economen beschouwen deze route in ieder geval als economisch oninteressant.

5.4.4 Routes naar het Verre Oosten

Hoewel Rusland nu zeer beperkt naar het Verre Oosten exporteert, speelt het wel in op de toekomstige ontwikkelingen. Rusland verwacht in de toekomst veel van export naar het Verre Oosten (Japan, China en Zuid-Korea). Ook hier zal de vraag naar olie alleen maar toenemen. Bovendien heeft Rusland een voordeel op andere olie-exporterende landen, doordat het dichterbij ligt. De regio Oost-Siberië moet in de nabije toekomst gaan dienen als leverancier van olie voor export naar het Verre Oosten.¹⁷⁷ Het pijpleidingen-netwerk loopt niet verder dan West-Siberië; Oost-Siberië beschikt dus niet over een pijpleiding. Het vervoer van olie naar dit gebied geschiedt nog steeds per spoor. Daar wil de regering verandering in brengen.

Thans liggen er twee plannen op stapel voor een exportroute naar het Oosten. Het eerste plan stamt van de regering. Presidentieel decreet 1315 vormt de basis van een project voor de aanleg van een pijpleiding van de raffinaderij van Angarsk (in de provincie Irkutsk) naar de Russische havenstad Nachodka. Deze route wordt ook bruikbaar geacht voor export naar de Verenigde Staten. Er is thans een haalbaarheidsonderzoek gaande naar deze route, die van Angarsk het Bajkalmeeer langs de noordelijke kant zou moeten passeren, om vervolgens oostwaarts via Chabarovsk in de havenstad Nachodka te eindigen. De leiding zou een enorme lengte van 3765 kilometer krijgen; zij moet zorgen voor een capaciteit van 50 miljoen ton per jaar. Er is dus gekozen voor een grootschalige opzet. Het lijkt enigszins overmoedig om van zulke grote stromen

¹⁷⁶ Ilic, I., " Russian Crude to Get Mediterranean Outlet", in: *The Moscow Times*, 17 december 2002.

¹⁷⁷ Voor een bespreking van de toekomst van Oost-Siberië, zie hoofdstuk 2.

olie uit te gaan. Hoewel men nog geen onderbouwde kostenraming paraat heeft, kan men er wel alvast van uitgaan dat de bouwkosten erg hoog zullen zijn (vergelijkbaar met het Murmansk-project, dat op \$ 5 miljard is geraamd). Uiteraard vormt dit een zwak punt. Het tweede plan is wat dat betreft voordeliger. De VGO Yukos wil een grote rol gaan spelen op de Chinese markt. Daarom wil het voor \$ 2 miljard een pijpleiding aanleggen naar de Chinese stad Daqing. De twee plannen zijn echter elkaars concurrenten en de staat heeft al meerdere malen laten weten dat er geen ruimte is voor beide plannen. De Russische regering en Transneft¹ zien meer in de Nachodka-variant, omdat dat plan de gehele Oostaziatische regio zou kunnen bedienen. Het vindt de lijn naar Daqing te veel op China gericht.

Aan de exportplannen naar Azië kleeft ook een risico. Het hele idee staat of valt met de olieproductie in Oost-Siberië. Deze regio moet in de plannen van de regering de olie voor deze route leveren. Met de olieproductie van Oost-Siberië moet nog een begin worden gemaakt, en het is nog allerminst zeker of de regio wel zo veelbelovend is als door de Russische regering aangenomen. In Oost-Siberië zullen aanvankelijk grote investeringen nodig zijn. De regering gaat ervan uit dat er in Oost-Siberië in 2020 in het gunstigste geval 80 miljoen ton olie wordt geproduceerd.¹⁷⁸ Maar die cijfers zijn gebaseerd op een olieprijs van gemiddeld \$ 30 per vat, wat voor zo'n lange periode onwaarschijnlijk lijkt. Bij een lagere olieprijs zal ook de productie aanzienlijk lager zijn. Of de investeringen in zulke grootschalige projecten kunnen worden terugverdiend, is dan ook onzeker.

5.6 Conclusie

Samenvattend kunnen we concluderen dat de Russische plannen voor nieuwe routes op een aantal problemen stuiten. Allereerst valt het megakaracter van vrijwel al deze projecten op. Dit komt door de enorme omvang van het land. De overbrugging van zeer grote afstanden brengt hoge kosten mee. Dit is uiteraard een negatief aspect, met gevolgen voor de vervoerskosten van olie. Zoals blijkt uit de praktijk van de BTS-leiding, deinst de Russische overheid er niet voor terug de bouw van projecten deels te financieren door het vervoerstarief te verhogen. Het is te hopen dat dit bij de bouw van volgende projecten achterwege wordt gelaten. Enkele van die projecten zijn namelijk nog aanzienlijk duurder dan BTS.

Een tweede probleem betreft de economische aantrekkelijkheid van de meeste plannen. Voor de Russische regering lijkt dit argument niet altijd op de eerste plaats te komen. Politieke onafhankelijkheid lijkt voor Moskou zwaarder te wegen. Op zich zelf levert vermindering van transitkosten uiteraard kostenvoordelen op, ware het niet dat transit alleen te vermijden is door (dure) kunstgrepen.

Ten derde is het nauwelijks mogelijk transitvrije routes te bouwen. De geografische ligging van Rusland is daar debet aan, maar ook de financiële middelen ontbreken. Wel is het paradoxaal dat de plannen van particuliere ondernemingen om eigen transitvrije exportroutes aan te leggen zonder uitzondering in de wielen worden gereden, omdat de staat de controle over alle routes wil behouden. De economische perspectieven voor de route naar Murmansk zijn niet ongunstig, maar het lijkt erop dat deze route alleen zal

¹⁷⁸ Gorst, I., "Eastern promise", in: *Petroleum Economist*, juli 2003, p. 11.

worden gerealiseerd wanneer de regering er zeggenschap over krijgt. Aangezien de VGO's geen zin hebben een pijpleiding te financieren waarover ze geen controle krijgen, is er een gereede kans dat het Murmansk-project niet doorgaat.

De routes die door Transneft' worden gebouwd, leveren maar betrekkelijk weinig nieuwe exportcapaciteit op. Het BTS-project is tot nu toe de enige concrete verbetering in de situatie. Die levert 12 miljoen per jaar extra op. Dat is echter bij lange na niet voldoende om de behoefte van de VGO's te bevredigen. Daar komt uiteindelijk dan nog 15 miljoen ton bij, wanneer het Družba-Adria-tracé zal zijn voltooid. De totale winst van dit alles is dan slechts 27 miljoen ton. Dat is niet genoeg om de exportcapaciteit voldoende te laten stijgen. Voor 2003 wordt een olieproductie verwacht van zo'n 420 miljoen ton; ook voor de jaren daarna is er groeipotentie. De vraag is echter waar al die olie moet blijven. De binnenlandse consumptie groeit al jaren nauwelijks en bedraagt ongeveer 190 miljoen ton. Theoretisch zou Rusland dus 230 miljoen ton aan olie kunnen exporteren,¹⁷⁹ maar zo'n groot exportvolume is door het capaciteitstekort niet te realiseren. Het gevolg is dat Rusland met olieoverschotten blijft zitten, die de binnenlandse markt zullen overstromen. Hierdoor dreigt een nog lagere binnenlandse olieprijs dan nu al het geval is. Daarmee luidt voor de VGO's de alarmbel: het is dan niet uitgesloten dat zij hun productie aan banden zullen leggen, omdat ze hun olie niet kwijt kunnen. Dat zou een vreemde situatie zijn. Voormalig directeur Chodorkovskij van Yukos achtte dat "niet in het economisch belang van de producenten, omdat de reserves simpelweg gigantisch zijn".¹⁸⁰ Door onvoldoende exportmogelijkheden te creëren, is de regering niet alleen dief van haar eigen portemonnee (minder exportinkomsten), maar ook van die van de VGO's (minder export betekent minder winst, en daardoor wordt de ruimte voor het doen van investeringen ingeperkt).

Een negatieve rol wordt ook gespeeld door Transneft', en indirect door de Russische politiek. Nog altijd is een aanzienlijk deel van de Russische politiek nogal protectionistisch/nationalistisch ingesteld: het ziet het liefst de gehele olie-industrie varen onder de vlag van de staat. Particulier initiatief is met dit belang in strijd en wordt daarom tegengewerkt. Om de binnenlandse markt te subsidiëren, is exportcapaciteit min of meer op de bon. De verdeling van die exportcapaciteit (die geschiedt door de regulering van de toegang tot het Transneft'-netwerk) verloopt daardoor vaak op intransparante en corrupte wijze. Voor de Russische VGO's, en ook voor de internationale investeerders, is niet alleen het capaciteitstekort een probleem, maar ook de onzekerheid over de toegang. De onzekerheid omtrent exportmogelijkheden schrikt investeerders dan ook af. Voor het aantrekken van investeerders zal het Russische exportbeleid juist transparanter en voorspelbaarder moeten worden. Producenten moeten meer zekerheid krijgen omtrent toegang. Bovendien moet de capaciteit aanzienlijk worden uitgebreid om het exportpotentieel ten volle te kunnen benutten.

¹⁷⁹ International bank for reconstruction and development/World Bank, *Global economic prospects and the developing countries 2002*, p. 235.

¹⁸⁰ Lelyveld, M. (RFERL), "Oil firms trying to step up exports to the U.S.", 28 november 2002, op website www.rferl.org

6 Conclusie

In de voorgaande vier hoofdstukken is geprobeerd een antwoord te vinden op de vraag of de Russische olie-industrie aantrekkelijk is voor buitenlandse investeerders. Zoals in de inleiding is geschetst, maakt de internationale olie-industrie gebruik van hulpmiddelen, zoals evaluatiemodellen en risicoanalyses, om te kunnen bepalen of men al dan niet moet investeren in een land, regio of project. Daaruit bleek dat internationale oliemaatschappijen, naast omvangrijke reserves en gunstige geologische omstandigheden, grote waarde hechten aan politieke stabiliteit, juridische zekerheid, gunstige fiscale omstandigheden, het bestaan van een goed functionerende infrastructuur en gunstige marktomstandigheden, waarin de oliemaatschappijen niet gehinderd worden door overmatige overheidsregulering en bovendien een transparant beleid voeren en effectieve corporate governance. Geconcludeerd moet worden dat de Russische olie-industrie aan het merendeel van deze voorwaarden niet voldoet.

Rusland heeft potentie door grote oliereserves en productie

Rusland heeft een grote potentie, wanneer uitsluitend naar de productie en de reserves wordt gekeken. Voor investeerders zijn grote reserves, gunstige geologische omstandigheden en lage productiekosten *de* reden om te investeren. Rusland voldoet aan deze voorwaarden. Het kan op deze gebieden de internationale concurrentie aan. Wel is het noodzakelijk dat de Russische olie-industrie verder wordt gemoderniseerd, zodat Rusland ook op de duurdere olievelden concurrerend kan zijn. De toekomstige Russische olieproductie zal namelijk steeds meer van nieuwe en duurdere velden uit de olieprovincies Timan-Pečora en Oost-Siberië moeten komen.

Corporate governance laat te wensen over

Op het gebied van corporate governance moet er in Rusland nog veel worden verbeterd. Het oude management, dat dikwijls al sinds de Sovjetperiode op dezelfde post zit, oefent nog steeds de effectieve controle over de Russische olie-industrie uit. Het ontbreekt de bedrijven aan nieuwe impulsen. Veel Russische VGO's voeren een intransparant beleid, tot uiting komend in een ondoorzichtelijke financiële huishouding en onduidelijke eigendomsverhoudingen. Van grote VGO's als LUKoil, Sibneft' en SNG is niet duidelijk wie de aandeelhouders zijn. Ook de rechten van minderheidsaandeelhouders worden niet altijd nagekomen. Al deze problemen dragen niet bij aan de aantrekkelijkheid voor buitenlandse investeerders.

Juridische onzekerheid

De juridische zekerheid laat in Rusland helaas te wensen over en vormt een obstakel voor buitenlandse investeerders. Rusland heeft herhaaldelijk verklaard het aantrekken van buitenlandse investeringen als een belangrijke doelstelling te beschouwen. Het handelt echter tegenstrijdig. Zo beschikt Rusland niet over een aantrekkelijk PSA-regime. PSA's worden wereldwijd vaak toegepast vanwege de juridische zekerheid, en wekken daardoor vertrouwen bij buitenlandse investeerders. De Russische regering heeft in april 2003 zijn PSA-wetgeving echter onbruikbaar gemaakt voor die investeerders. Het kwam daarmee tegemoet aan de anti-PSA lobby van de Russische VGO's. Ook in het Russische parlement zijn PSA's impopulair, omdat ze de uitverkoop

van de Russische rijkdommen zou inhouden. Met deze protectionistische maatregel geeft Rusland echter een negatief signaal af aan investeerders.

Ook de voortdurende competentiestrijd tussen het federale centrum in Moskou en de regionale overheden is niet bevorderlijk voor de politieke stabiliteit. De onduidelijkheid omtrent de verantwoordelijkheid over de eigendom van de reserves is een slechte zaak voor buitenlandse investeerders, die immers willen weten wie nu eigenlijk gemachtigd is om besluiten te nemen en wetten uit te vaardigen. Met het oog op de legaliteit van overeenkomsten, licenties en afspraken en met het oog op een betere rechtsbescherming voor investeerders, is het van belang dat de onduidelijkheid omtrent de machtsverhoudingen wordt opgelost.

Onaantrekkelijk fiscaal klimaat

Het vernieuwde belastingstelsel in Rusland, dat sinds januari 2002 van kracht is, is weliswaar gedeeltelijk verbeterd ten opzichte van het oude stelsel, maar vormt daardoor nog geen aantrekkelijk systeem voor investeerders. Voor investeerders is grotere voorspelbaarheid en transparantie een goede zaak. Aan een andere belangrijke klacht van producenten, namelijk dat de belastingen te hoog zijn en de impuls te investeren wegnemen, is onvoldoende gedaan. Weliswaar werd de winstbelasting verlaagd, maar netto betekent de winstbelasting-nieuwe-stijl een achteruitgang door het schrappen van aftrekposten, zoals voor investeringen. Hogere belastingen zijn negatief voor investeerders.

Onaantrekkelijk door overheidsbemoeienis

De Russische regering beperkt doelbewust de mogelijkheden voor olie-export door de capaciteit van het pijpleidingennetwerk, dat zij via Transneft' bestuurt, te gering te houden. Daardoor ontstaat een olieoverschot op de binnenlandse markt, waardoor de binnenlandse prijs voor olie veel lager is dan de wereldmarktprijs. Wel bereikt de Russische regering hiermee een van zijn doelstellingen, namelijk subsidiering van energievoorziening voor het binnenland. Deze doelstelling is gezien de armoede onder de Russische bevolking begrijpelijk.

De Russische regering moet zich er echter tegelijkertijd van bewust zijn dat de lagere binnenlandse prijs voor buitenlandse investeerders een obstakel vormt. Aangezien de exportmogelijkheden beperkt zijn, kan de olieproductie niet voor 100% ge-exporteerd worden. Een aanzienlijk deel van de productie zal dan ook tegen een lage prijs op de binnenlandse markt moeten worden verkocht. Dat betekent verlies van inkomsten voor investeerders en dat is onaantrekkelijk. De subsidiering van de binnenlandse markt in deze vorm zal buitenlandse bedrijven afschrikken in de Russische olie-industrie te investeren..

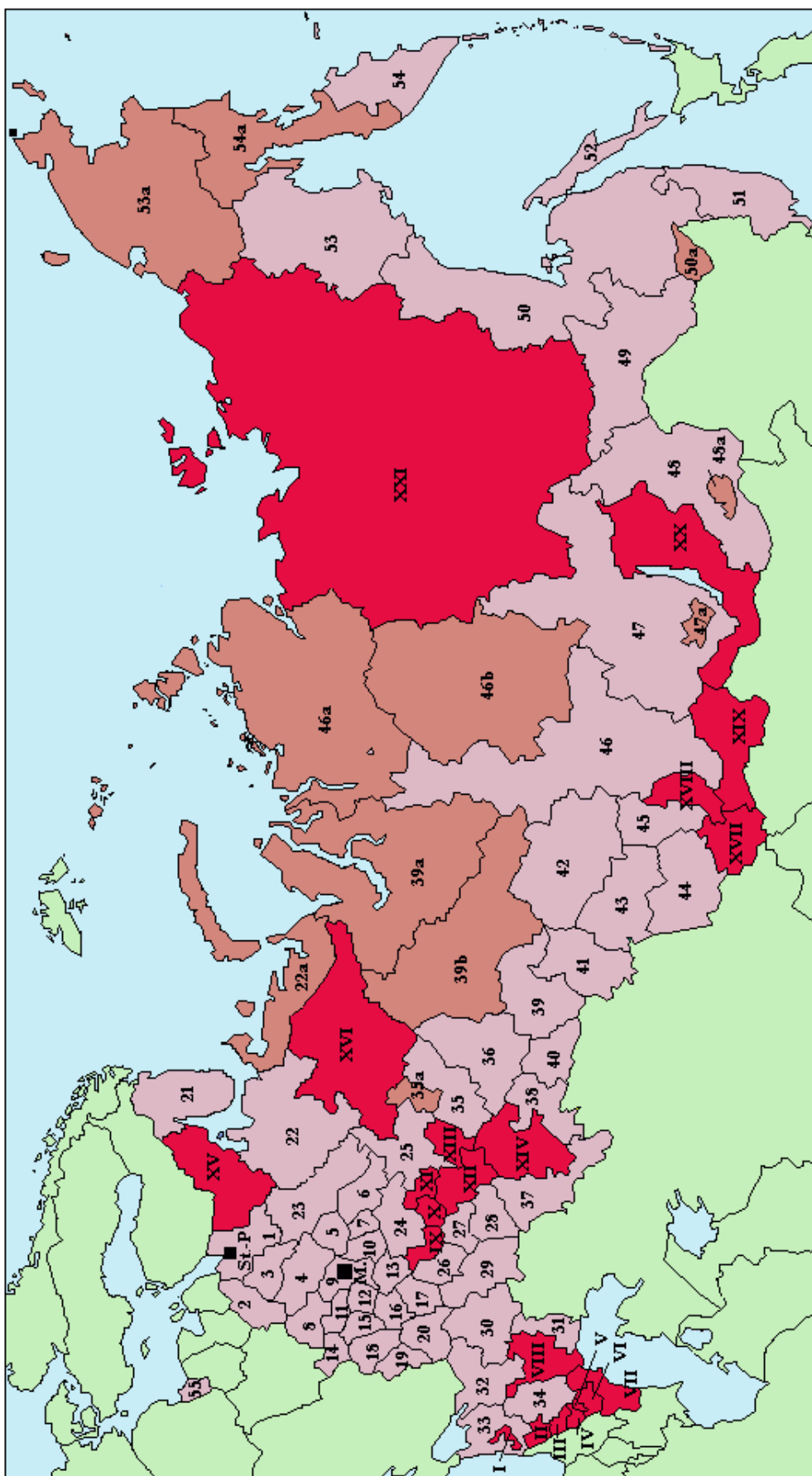
Voor buitenlandse investeerders is het ook onaantrekkelijk dat de toch al beperkte exportcapaciteit door de staat ook nog eens op intransparante en onvoorspelbare wijze wordt verdeeld. Er bestaan formele criteria voor toewijzing van exportcapaciteit aan de VGO's, maar die worden zelden nageleefd. In de praktijk krijgen sommige VGO's voorrang en mogen meer olie exporteren dan andere. Er zal een transparanter manier van verdeling van exportcapaciteit moeten komen om investeringen aan te trekken.

De Russische oliemaatschappijen hebben bovendien nauwelijks inspraak in of zeggenschap over exportroutes. Het pijpleidingennetwerk is een monopolie in handen van de staat. Alleen de Russische regering kan dan ook nieuwe exportroutes aanleggen. Daarbij hanteert zij haar eigen criteria. Men lijkt politieke overwegingen (zoals politieke onafhankelijkheid en nationale veiligheid) zwaarder te laten wegen dan economische bij de bouw van nieuwe exportpijpleidingen.

Vanwege de onmogelijkheid van particulier eigendom van oliepijpleidingen, blijven oliemaatschappijen die actief zijn op de Russische markt altijd afhankelijk van de Russische staat. Daardoor kunnen de VGO's bij een belangrijk deel van de eigen operaties, namelijk olie-export en olietransport, geen zelfstandig beleid voeren. Men heeft geen invloed over zaken als toegang tot de pijpleidingen, noch over de vervoerstarieven.

Samengevat bestaan er dus een aantal belangrijke obstakels, die grootschalige buitenlandse investeringen in de weg staan. Er zal daarom nog het nodige moeten verbeteren aan de Russische olie-industrie, met name op het gebied van corporate governance, politieke stabiliteit en het wegnemen van de exportbelemmeringen, om echt aantrekkelijk te worden voor investeerders.

Kaart 1: Subjecten van de Russische Federatie



Bijlage bij kaart 1: Subjecten van de Russische Federatie**Deelrepublieken (*respubliki*), met tussen haakjes de hoofdstad:**

I	Adygea (Majkop)	XII	Tatarstan (Kazan')
II	Karačaj-Čerkessië (Čerkessk)	XIII	Udmurtië (Iževsk)
III	Kabardo-Balkarië (Nal'čik)	XIV	Basjkortostan (Ufa)
IV	Noord-Ossetië/Alanië (Vladikavkaz)	XV	Karelië (Petrozavodsk)
V	Ingoesjetië (Nazran')	XVI	Komi (Syktyvkar)
VI	Tsjetsjenië (Grozni)	XVII	Altaj (Gorno-Altajsk)
VII	Dagestan (Machačkala)	XVIII	Chakasië (Abakan)
VIII	Kalmykkië (Elista)	XIX	Tyva (Kyzyl')
IX	Mordovië (Saransk)	XX	Burjatië (Ulan Ude)
X	Tsjuvasjië (Čeboksary)	XXI	Sacha/Jakoetië (Jakutsk)
XI	Marij El (Ėškar Ola)		

Autonome provincie (*avtonomnaja oblast*):

50a Joodse autonome provincie (Birobidzjan)

Autonome districten (*avtonomnye okruga*):

22a	Nentsië (Narjan Mar)	47a	Ust'-Orda-Burjatië (Ust'-Ordynskij)
35a	Komi-Permjakië (Kudymkar)	48a	Aga-Burjatië (Aginskoe)
39a	Jamalo-Nentsië (Salechard)	53a	Čukotka (Anadyr)
39b	Chanty-Mansië (Chanty-Mansijsk)	54a	Korjakië (Palana)
46a	Tajmyr (Dudinka)		
46b	Evenkië (Tura)		

Provincies (*oblasti*) en gewesten (*krai*); hoofdstad is gelijknamig aan provincie/gewest (indien de naam afwijkt staat deze tussen haakjes vermeld)

1	Leningrad (Sint-Petersburg)	29	Saratov
2	Pskov	30	Volgograd
3	Novgorod	31	Astrachan
4	Tver'	32	Rostov
5	Jaroslavl'	33	Gewest Krasnodar
6	Kostroma	34	Gewest Stavropol'
7	Ivanovo	35	Perm'
8	Smolensk	36	Sverdlovsk (Ekaterinburg)
9	Moskou	37	Orenburg
10	Vladimir	38	Čeljabinsk
11	Kaluga	39	Tjumen
12	Tula	40	Kurgan
13	Rjazan	41	Omsk
14	Brjansk	42	Tomsk
15	Orël	43	Novosibirsk
16	Lipetsk	44	Gewest Altaj (Barnaul)
17	Tambov	45	Kemerovo
18	Kursk	46	Gewest Krasnojarsk
19	Belgorod	47	Irkutsk
20	Voronež	48	Čita
21	Murmansk	49	Amur (Blagoveščensk)
22	Archangel'sk	50	Gewest Chabarovsk
23	Vologda	51	Gewest Primorsk (Vladivostok)
24	Nižnij Novgorod	52	Sachalin (Južno-Sachalinsk)
25	Kirov	53	Magadan
26	Penza	54	Kamčatka (Petropavlovsk-Kamčatki)
27	Ul'janovsk	55	Kaliningrad
28	Samara		

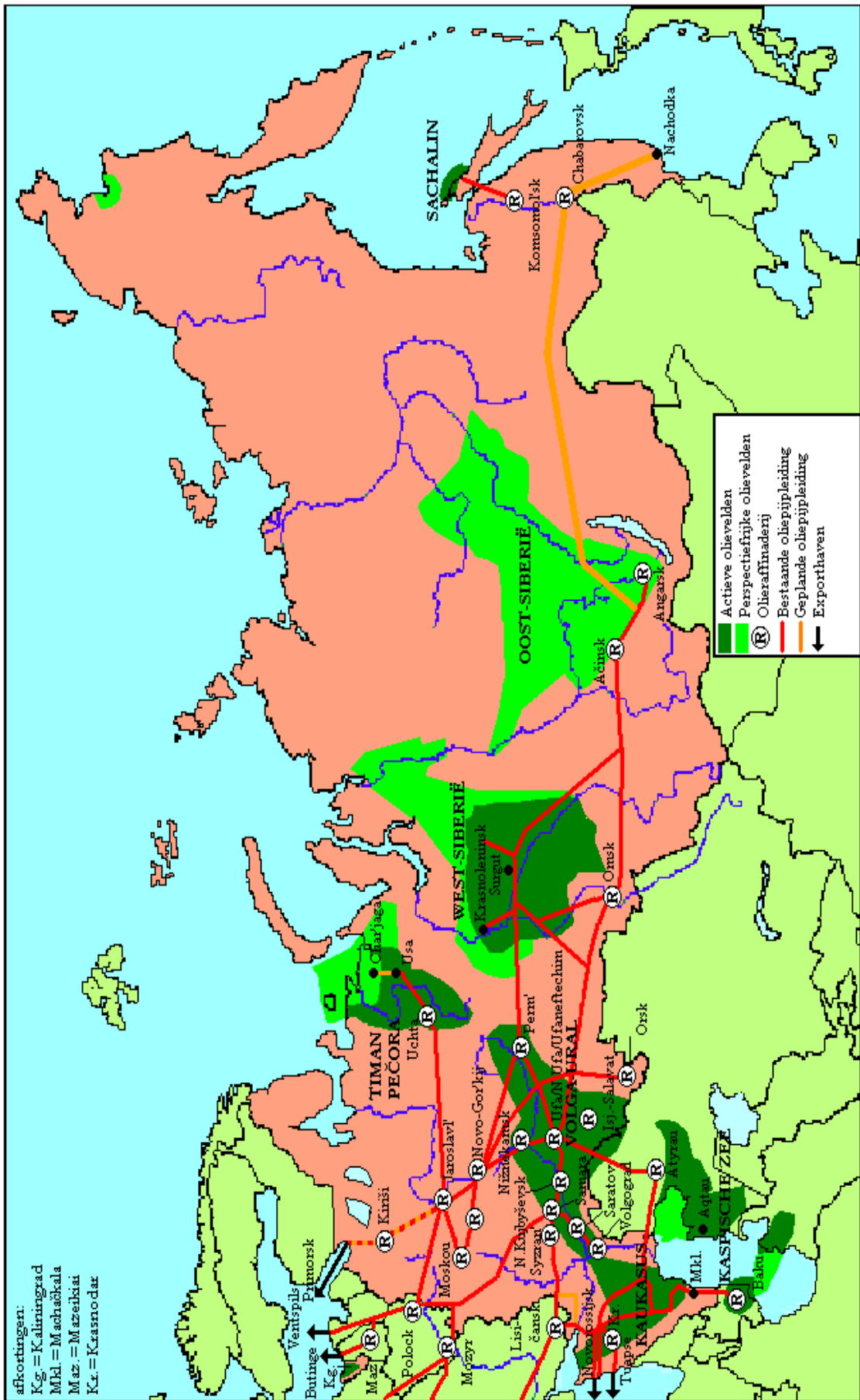
Steden met federale betekenis:

Moskou

Sint-Petersburg

Kaart 2: De oliereserves en het oliepijplegennetwerk

bron: MEA, Transneft



Kaart 3: Exportroutes voor Russische olie

bron: Samengesteld door de auteur op basis van diverse bronnen (IEA, Transneft, RFE/RL)



Kaart 4: De Russische Federatie



Gebruikte bronnen

Atnašev, M. M. en Konopljanik, A.A. (2001), "K voprosu o racional'nom vzaimodejstvii gosudarstva i drugich učastnikov investicionnogo processa v neftegazovom komplekse, čast' 1" [Over de kwestie van een rationele samenwerking tussen de staat en andere deelnemers aan het investeringsproces in het olie- en gascomplex, deel 1]", in *Neftjanoe chozjajstvo*, no. 5, mei 2001, p. 12-17.

BP (2002), *BP statistical review of world energy*, Londen. Te downloaden via www.bp.com.

Coo, J. de, Duerden, C.W. en Drenth, R. (2000), "E&P Investments: Optimizing value", in: *Oil&Gas Journal*, vol. 98, issue 47 (20 november).

Dickey, C. (2002), "The once and future petro kings", in: *Newsweek*, no. 14, 8-15 april, p. 38-40.

Dienes, L. (1996), *Corporate Russia: Privatization and prospects in the oil and gas sector*, in de serie *The Donald W. Treadgold papers*: paper 5, maart 1996, Washington.

Emerson, T. (2002), "The thirst for oil", in: *Newsweek*, no.14, 8-15 april, p. 34-37.

"Estimates of Russia's proven reserves vary wildly", in: *Alexander's gas & oil connections*, vol. 8, issue 1, 10 januari 2003, te vinden via website www.gasandoil.com: klik vervolgens news/trends en CIS/Russia.

European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) (2001), *Transition Report 2001*, Londen: EBRD.

European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) (2002), *Transition Report Update*, Londen: EBRD.

Freitag-Wirminghaus, R. (1999), "Schaken of Pokeren? Olie in de Kaukasus en de Kaspische Zee", in: *Oost-Europa Verkenningen*, nr 156, juli, p. 35-48.

Gorst, I. (1999), "Not much better this year", in: *Petroleum Economist*, januari, p. 32-33.

Gorst, I. (1999), "State pipeline company rethinks transport strategy", in: *Petroleum Economist*, februari, p. 30-31.

Gorst, I. (1999), "Running on empty", in: *Petroleum Economist*, oktober 1999, p. 17-18.

Gorst, I. (2000), "High level backing for PSAs", in: *Petroleum Economist*, oktober 2000, p.30.

Gorst, I. (2000), "BP Amoco forced to rethink its strategy", in: *Petroleum Economist*, januari 2000, p. 36.

Gorst, I. (2003), "Eastern promise", in: *Petroleum Economist*, juli 2003, p. 11

Goskomstat Rossii (2001), *Rossijskij statističeskij ežegodnik, statističeskij sbornik* (Russisch statistisch jaarboek. Een statistisch handboek), Moskou.

Goskomstat Rossii (2002), *Rossijskij statističeskij ežegodnik, statističeskij sbornik* (Russisch statistisch jaarboek. Een statistisch handboek), Moskou.

Gray, Dale F. (1998), *Evaluation of taxes and revenues from the energy sector in the Baltics, Russia and other former Soviet Union countries*, IMF working paper 98/34, Washington (International Monetary Fund).

Gray, Dale F. (1998), "Energy tax reform in Russia and other former Soviet Union countries", in: *Finance and development*, september, p. 31-34.

Grušin, V., Konopljanik A. A., Kuvšinov, V., Linnik, L. (2001), "K voprosu ob graničenijach investora na zaključenje SRP bez provedenija konkursov ili aukcionov (na primere Severo-Astrachanskogo perspektivnogo učastka)" [Over de kwestie van de beperking van de investeerder bij het afsluiten van een PSA zonder uitvoering van concoursen en veilingen (voorbeeld van de perspectiefrijke sectie Noord-Astrachan)] in: *Neft', gaz i pravo*, no. 5(41), p. 3-12.

Gyetyay, M. A. (2000), "Restructuring, consolidation top solutions for Russia's major oil companies' woes", in: *Oil&Gas Journal*, 13 maart.

Heinrich, A., Pleines, H. (2002), "Foreign investment in the Russian oil industry, part II PSAs", in: *Alexander's gas & oil connections*, vol. 7, issue 9, 3 mei 2002, te vinden via de website www.gasandoil.com

Henderson, J. (Renaissance Capital), "Russian Oil: Value and Volumes", in *Business Perspective*, november/december 2001, te vinden via www.capitalperspective.ru

International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank (1996), *World development report 1996: From plan to market*, New York: Oxford University Press.

International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank (2001), *Global economic prospects and the developing countries 2002*, Washington D.C.

International Energy Agency (1995), *Energy policies of the Russian Federation, 1995 survey*. Parijs: OECD.

International Energy Agency (2001), *World energy outlook 2001*, Parijs: OECD.

International Energy Agency (2002), *Key world energy statistics from the IEA*, 2002 edition, Parijs: OECD.

"Kaspij: Razdel neftjanych polej ne za gorami" (Kaspische Zee: verdeling van olievelden niet ver weg), in: *Argumenty i fakty*, no. 5, januari 2002, p. 2.

Khartukov, E. (1998), "Russia's oil: Will it ever be globalized?", in: *The journal of energy and development*, vol. 23, no.2, p. 237-269.

- Khartukov, E. (1999), "Measuring the flows", in: *Petroleum economist*, november, p. 18-22.
- Khartukov, E. (1999), "Reshaping the landscape", in: *Petroleum economist*, november 1999, p. 22-26.
- Khartukov, E. (2002), "Illusions and realities of Russia's oil exports", in: *The Russia journal*, issue 11 (154), 29 maart.
- Khazanov, A. M. (1995), *After the USSR. Ethnicity, nationalism, and politics in the Commonwealth of Independent states*, Wisconsin: University of Wisconsin Press.
- Konopljanik, A. A. en Lobzhanidze, A. (1998), *Kaspijskaja neft' na Evrazijskom perekrestke. Predvaritel'nij analiz ekonomičeskich perspektiv* [Kaspische olie op het Euraziatisch kruispunt. Een voorlopige analyse van de economische vooruitzichten], Moskou: IGI RGI.
- Konopljanik, A. A. (2000), "Investicii v TEK - ključ energoobespečenija strany" [Investeringsen in de brandstof- en energiesector vormen de sleutel tot de gegarandeerde energievoorziening van het land], in: *Investicii v Rossii*, no. 4, 2000, p. 21-24.
- Konopljanik, A. A. (2000), "I pri nizkich cenach možno ostat'sja s pribyl'ju" [Ook bij lage prijzen kan winst worden gemaakt], in: *Neft' Rossii*, no. 9, september 2000, p. 84-86.
- Konopljanik, A. A. (2001), "Neizbežen li krizis v Rossijskoj neftedobyče?" [Is een crisis in de Russische olieproductie onvermijdelijk?], in: *Mineral'nye resursy Rossii*, no. 1, 2001, p. 30-39.
- Konopljanik, A. A. (2001), "Kogda spros operežaet predloženie" [Wanneer de vraag het aanbod overstijgt], in: *Neft' Rossii*, no. 1, januari 2001, p. 64-67.
- Konopljanik, A. A. (2002), "Politika Rossijskich kompanij v otnošenie SRP" [Het beleid van Russische bedrijven t.a.v. PSA's], in: *Neft' Rossii*, no. 9, september 2002, p. 32-34.
- Konopljanik, A. A. (2002), "S novymi nalogami, gospoda!" [Gefeliciteerd met de nieuwe belastingen!], in: *Neft' i Kapital*, no. 1, 2002, p. 36-39.
- Konopljanik, A. A. (2003), "PSA debate not over yet", in: *Petroleum economist*, juli 2003, p. 12.
- McKinsey global institute (1999), *Unlocking economic growth in Russia*, oktober 1999, te downloaden op www.mckinsey.com/knowledge/mgi/russia.html.
- Messer, M. (1996), "Olie in Azerbajdzjan. De strijd om een pijpleiding", in: *Oost-Europa Verkenningen*, no. 145, september 1996, p. 18-29.
- Meždunarodnoe Energetičeskoe Agentstvo (2002), *Energetičeskaja politika Rossii, Obzor 2002* [Energiebeleid van Rusland, rapport 2002], Parijs: OECD.

Mikhailov, N. (2000), *Russia's pipeline system and oil and gas transportation projects*, augustus 2000, gedownload op het volgende adres: www.bisnis.doc.gov/bisnis/country/000818rspipetrans.htm.

Ministerie van Energie van de Russische Federatie (1999), *Osnovnye konceptual'nye položenija razvitija neftegazovogo kompleksa Rossijskoj Federacii* [Basis uitgangspunten voor de groei van de olie- en gasindustrie van de Russische Federatie], Moskou.

Ministerie van Energie van de Russische Federatie (2001), *Osnovnye položenija energetičeskoj strategii Rossii na period do 2020 goda* [Belangrijkste uitgangspunten van de energiestrategie van Rusland voor de periode tot het jaar 2020], Moskou.

Moser, N. en Oppenheimer, P. (2001), "The oil industry: structural transformation and corporate governance", in: Granville, B. en Oppenheimer, P. (eds.), *Russia's post-communist economy*, Oxford, p. 301-324.

Nkrumah, G. (2002), "To the rescue", in: *Al-Ahram Weekly Online*, 3 - 9 January 2002, Issue No. 567.

"OPEC v Russia", in: *The economist*, 21 november 2001, gedownload van de website www.economist.com.

O'Sullivan, S. (1998), "Financing the Russian oil industry in the post-crisis world", in: *Petroleum economist*, juni 1998, p. 65-67

"Perspektivy Razvitija Vostočnosibirskoj neftegazonosnoj provincii" [De vooruitzichten voor groei van de olieprovincie Oost-Siberië], gedownload van de website www.rusoil.ru, 6 mei 2003.

Petrov, V. V. e.a. (2003), *Dolgosročnye perspektivy Rossijskoj nefti* [De langetermijn vooruitzichten van Russische olie], Moskou.

Pirogov, A. (2002). "The oil and gas industry. Production Sharing Agreements", in: *The Russia journal*, issue 11 (154), 29 maart.

Roemer, A. van de (1996)., "Bestolen door Moskou. Olie en gas in Tjoemen", in: *Oost-Europa Verkenningen*, nr. 145, september 1996, p. 31-38.

Sagers, M. J. (2001). "Developments in Russian crude oil production in 2000", in: *Post-Soviet geography and economics*, 42, no. 3, p. 153-201.

Sčëtnaja palata Rossijskoj Federacii [Rekenkamer van de Russische Federatie] (2002), "*Vlijanie razvitija neftjanogo kompleksa Rossii na formirovanie federal'nogo bjudžeta Rossijskoj Federacii*" [De invloed van de groei van de oliesector van Rusland op de samenstelling van de federale begroting van de Russische Federatie], bulletin 4 (52), 2002, te vinden op: www.ach.gov.ru/bulletins/2002/4-4.shtml.

Socor, V. (2001). "Lock, stock and barrel: Moscow and Kazakh oil transit", in: *Russia & Eurasia review*, vol. 1, Issue 3, p. 1-3.

US Energy Information Administration (EIA) (2002), "Annual energy review", te vinden Op: www.eia.doe.gov/emeu/cabs/russia.html#oil.

Watson, J. (1996). "Foreign investment in Russia: the case of the oil industry", in: *Europe-Asia studies*, vol. 48, no.3, p. 429-455.

Wilson, G. N. (2001). "'Matryoshka Federalism' and the case of the Khanty Mansiysk Autonomous Okrug", in: *Post-Soviet Affairs*, vol. 17, no. 2, p. 167-194.

"YukosSibneft oil", in *Alexander's gas & oil connections*, 5 mei 2003, gedownload van www.gasandoil.com/goc/company/cnr32044.htm

"Yukos to dissolve Sibneft merger", in *Alexander's gas & oil connections*, 17 december 2003, gedownload van www.gasandoil.com/goc/company/cnr40257.htm

Krantenartikelen/nieuwsberichten:

Jack, A., "Russian oil chief rejects call for export cuts", in: *The Financial Times* (Londen), 19 november 2001.

"Exxon eyes Russian oil", in: *The Guardian*, 4 oktober 2003.

"Yukos To Buy Sibneft, Creating New Oil Giant", in: *Dow Jones International News*, 23 april 2003

Uit de Petroleum Economist (Londen):

"Export pipelines", januari 2000, p. 38.

"Foreign companies still interested in Sakhalin", februari 1999, p. 36.

"Foreigners shun Russian oil and gas bonds", augustus 1999, p. 38.

"LUKoil plans \$4.8bn investment in Timan Pechora", april 2000, p. 75.

"New energy strategy shifts upstream east", juli 2000, p. 48.

"New government goes for déjà vu", augustus 1999, p. 38.

"October start for Baltic export line construction", september 1999, p. 71.

"Oil companies to boost output", februari 2000, p. 38.

"Oil industry enjoying bonanza", januari 2000, p. 37.

"Private foreign capital needed", juli 1999, p. 37.

"Russian bypass", juli 1999, p. 37.

"Sakhalin Energy start-up", juli 1999, p. 38.

"Slavneft plans to enter the big league", april 2000, p. 62.

"State takes control over Baltic pipeline project", augustus 2000, p. 40.

"Transneft ups pipeline charges", december 2000, p. 36.

"Yukos plans major expansion", december 2000, p. 38.

Uit Petroleum Intelligence Weekly (New York):

"Big oil wary of reaching into Russia", vol. XLII, no. 11, 17 maart 2003, p. 5.

"Russian giant seeks role on global stage", vol. XLII, no. 17, 28 april 2003, p. 1.

"Kremlin's hand reshapes oil industry", vol. XLII, no.49. 8 december 2003.

"Russian output growth faces export limits", vol. XLII, no. 2, 13 januari 2003.

Uit *The Moscow Times* (Moskou):

Belton, C., "Sibneft, TNK snap up Slavneft for \$ 1.8 bln", 19 september 2002, p. 1.
Belton, C., "LUKoil Backs Out of Slavneft Tender", 6 december 2002, p. 5.
Belton, C., "Intrigue Clouds Slavneft Sell-Off", 18 december 2002, p. 1.
Belton, C., "Surgut Sizzles as Market Senses Takeover Play", 22 april 2003
Belton, C., "Transneft Plans to Boost Oil Exports 16% in 2003", 9 januari 2003, p. 5.
"FEC Turns Up Heat on Caspian Pipeline", 17 december 2002, p. 7.
"Fuel oil quotas nixed as crude cut kicks in", 14 januari 2002, p. 6.
Ilic, I., "Russian crude to get Mediterranean outlet", 17 december 2002, p. 6.
Korchagina, V., "TNK joins race for control of Slavneft", 6 november 2002, p. 5.
"Oil prices drop on Russia worries", 14 januari 2002, p. 6.
"Sibneft Buys Belarus' Stake in Slavneft", 9 december 2002, p. 7.
Tolkacheva, J. "Yukos plans to boost exports by 40% in 2003", 9 december, p. 9.
Zhdannikov, D., "Oil Production Hits 8 Million Bpd", 3 december 2002, p. 5.
Zhdannikov, D., "Secretive giant Surgut lagging behind peers", 12 september 2002, p. 7.

Radio Free Europe/Radio Liberty: (alle aangehaalde bronnen zijn te vinden op de website www.rferl.org. Kies vervolgens het menu "Energy politics in the Caspian and Russia")

Bransten, J., "Russia: boost in oil production grabs world's attention, but can it be sustained?", 26 maart 2002.
Kimmage, D., "Transneft jolts oil industry with rate freeze", RFERL Businesswatch, 17 december 2002, vol. 2, nr. 39.
Krastev, N., "Russia: Moscow impresses but also worries oil investors", 29 maart 2002.
Lelyveld, M., "Russia: officials considering export regulation", 15 november 2000.
Lelyveld, M., "Russia: Moscow plans to boost oil exports", 2 februari 2001.
Lelyveld, M., "Russia: Economy And Oil Prices Remain Open Questions", 3 januari 2002.
Lelyveld, M., "Russia: Caspian sea conference fails", 1 maart 2002.
Lelyveld, M., "Yukos oil owners rich beyond belief", 25 juni 2002.
Lelyveld, M., "Russia: New energy route worries neighbors", 2 augustus 2002.
Lelyveld, M., "Russia: Companies may join forces to export oil to the U.S. from Murmansk", 16 augustus 2002.
Lelyveld, M., "Russia: oil plan seen hurting both Moscow and Latvia", 6 november 2002.
Lelyveld, M., "Russia: oil firms trying to step up exports to the U.S.", 28 november 2002.
Lelyveld, M., "Russia: sale of oil company recalls privatization scandals", 20 december 2002.
Lelyveld, M., "Russia: disputes stall energy export plans", 18 december 2002.
Lelyveld, M., "Russia: Analysts See Risks In BP's Oil Deal", 14 februari 2003.
Lelyveld, M., "Russia: Moscow signals opening to private oil pipelines", 18 april 2003.

Persberichten:

"Alfa Group, Access Industries, Renova and BP Announce Signing of Definitive Legal Agreements on the Establishment of TNK-BP" van 27 juni 2003, te lezen op de website van TNK: www.tnk.ru

Websites van Russische oliemaatschappijen:

LUKoil: www.lukoil.ru

Yukos: www.yukos.ru

SNG: www.surgutneftegas.ru

TNK: www.tnk.ru

Sidanko: www.sidanco.ru

Sibneft': www.sibneft.ru

Rosneft': www.rosneft.ru

Tatneft': www.tatneft.ru

Slavneft': www.slavneft.ru

Transneft': www.transneft.ru

Website van het autonome district Chanty-Mansië: www.hmao.wsnet.ru

Website van de Russische overheid (vanwaar doorgeklikt kan worden naar vrijwel alle overheidsorganen): www.gov.ru