

第二章 ロシアにおける資源開発の現状及び資源量とその潜在能力 (平成16年2月脱稿)

1. ロシアの資源開発の潜在能力

(1) ロシアの石油・天然ガス確認埋蔵量

ロシアの石油、天然ガス埋蔵量については様々なデータが存在する。まずは、これらのデータを整理することからはじめたい。

ロシアの石油・ガス確認埋蔵量について最もよく引用されるのは、米の Oil and Gas Journal (以下「OGJ」)誌が毎年年末に発表している値と“BP Statistical Review of World Energy”である(同書の統計の根拠は、各国政府発表または公表データによっている)。

OGJによると、ソ連崩壊後、ロシアという項目が新設された1994年において、同国の石油の確認埋蔵量は484億バレルと発表され、爾来ごくわずかな増減があるのみで、1998年以降は486億バレルと一定の値になっている(表1)。イタリアの石油会社 ENI は、BP の統計に類似するものとして、2002年から“World Oil and Gas Review”を発刊しているが、2002年のロシアの石油埋蔵量としては485.73億バレルと、BP と殆ど同様の値を発表している⁽¹⁾。この確認埋蔵量は国別では世界第7位であり、全世界の4.6%を占めるが、圧倒的な存在感とは言いがたく、現在のロシアの石油生産状況から見ても違和感がある⁽²⁾。

表1. OGJ と日本の石鉱連による主要国の原油・天然ガス残存埋蔵量評価

順位	国名	石油埋蔵量(百万バレル)		ガス埋蔵量(兆 cf)			
		石鉱連(2002)	OGJ(2000)	石鉱連(2002)	OGJ(2000)		
1	Saudi Arabia	208,333	22.9%	259,200	294.0	6.0%	213.3
2	Russia	127,338	14.0%	48,573	1,310.3	26.9%	1,700.0
3	Iraq	74,777	8.2%	112,500	69.4	1.4%	109.8
4	Iran	74,682	8.2%	89,700	653.3	13.0%	812.3
5	UAE	54,453	6.0%	97,800	131.4	2.7%	212.1
6	Kuwait	51,691	5.7%	94,000	56.8	1.2%	52.2
7	USA	30,390	3.3%	21,766	186.5	3.8%	167.4
8	Kazakhstan	29,043	3.2%	5,417	87.6	1.8%	65.0
9	Venezuela	25,246	2.8%	76,862	125.9	2.6%	146.8
10	Libya	23,251	2.6%	29,500	-	-	-
	Others	209,360	23.0%	192,534	1,972.7		1,799.6
	Total	908,564	100.0%	1,027,852	4,869.9	100.0%	5,278.5

(注)1. OGJ; Oil and Gas Journal, 石鉱連; 石油鉱業連盟。

2. 石油の埋蔵量には、NGL(Natural Gas Liquids; 天然ガス液)が含まれる。

(出所) Oil and Gas Journal, 18 Dec. 2000, pp.122, 123, 石油鉱業連盟『石油資源評価スタディ 2002年ー世界の石油・天然ガス等の資源に関する2000年末評価』(2002年), 242ページ。

これに対して、米国地質調査所 USGS の Ulmishek & Masters は、ロシアの石油の既発見

埋蔵量(Identified Reserves)として OGJ の倍以上の 1,000 億バレルという値を公表しており⁽³⁾、1994 年の第 14 回世界石油会議においても同様の値を踏襲している。その後、1996 年までのデータを集計・分析した結果として、2000 年に USGS(U.S. Geological Survey)が発表した数字も、これらの見方を踏まえたものとなっている⁽⁴⁾。

上記 USGS による旧ソ連諸国の石油・天然ガス残存埋蔵量(remaining reserves)および陸域と海洋で分けた未発見埋蔵量(undiscovered reserves)に関する評価を表 2 に示す。ここでは、ロシアにおける既発見の石油埋蔵量が NGL(天然ガス液)も含め 1,375 億バレルと更に増加し、BP の値の 3 倍弱となっている。USGS の残存埋蔵量の根拠は、ジュネーブの IHS 社(旧 Petroconsultants 社)の油ガス田データベースであり、これは世界の殆どの油・ガス田を網羅していることから、最も信頼性が高いと言われている。少なくともロシアに関しては、USGS の評価は重視されるべきであろう。

表 2. USGS による旧ソ連諸国の石油・天然ガス埋蔵量評価

	石油(単位:10 億バレル)					天然ガス(単位:兆cf)				
	残存埋蔵量	未発見埋蔵量				残存埋蔵量	未発見埋蔵量			
		陸域	海洋	合計	%		陸域	海洋	合計	%
Russia	137.5	66.3	11.1	77.4	67	1,410.2	398.0	770.8	1,168.7	73
Kazakhstan	20.1	7.9	13.1	21.1	18	69.1	38.6	33.7	72.3	4
Azerbaijan	4.5	0.2	6.1	6.3	5	12.0	1.6	65.9	67.4	4
Turkmenistan	1.8	0.5	6.3	6.8	6	87.2	142.4	65.3	207.7	13
Uzbekistan	1.3	0.1	0	0.1	0	62.3	12.8	2.3	15.0	1
Ukraine	1.8	1.3	0	1.3	1	27.9	25.7	1.9	27.5	2
Others	0.3			3.0	3	0.8			52.7	4
Total	167.3			116.0		1,669.5			1,611.3	

(注) 石油埋蔵量には NGL(天然ガス液)も含む。

(出所) USGS, "U.S. Geological Survey World Petroleum assessment 2000-Description and Results," USGS Digital Data Series DDS-60, Multi Disc Set Version 1.0, 2000.

日本の石油鉱業連盟(以下、石鉱連)は、表 1 の通り、USGS などの値も参考としつつ 2000 年末時点でのロシア石油残存埋蔵量を 1,273.38 億バレル(全世界の 14.0%)、未発見埋蔵量を 1,039.33 億バレル、究極可採埋蔵量を 3,401.54 億バレルと推定している(いずれも NGL(天然ガス液)を含む)。USGS による埋蔵量評価が 1996 年初めのデータに基づいていることから、石鉱連のスタディにおいては、1996 年から 2000 年までの累計生産量を減じ、一方で最近 5 年間の新規発見量を加えてある。なお、同様の手法に基づく石鉱連の 1997 年の評価では、石油残存埋蔵量は 1,255.92 億バレルであった。石鉱連は、天然ガスに関しても同様の推計を行い、ロシアの天然ガス埋蔵量に関して、2000 年末時点で残存埋蔵量 1,310.3 兆 cf(全世界の 26.9%)

という値を出している。

一方、2002年10月にヒューストンで開催された米露商業エネルギーサミットにおいて、ルクオイル(LUKoil)のアレクペロフ(Alekperov)社長は、ガスプロム(Gazprom)も含むロシアの上位10社の2001年時点での石油確認埋蔵量を760億バレル(全世界の8%)と公表した⁽⁵⁾。これは、Miller & Lents 及び DeGolyer & MacNaughton という国際的に認知された機関の実施した埋蔵量監査の値であり、現状では最も信頼度の高い値と思われる。ただし、上位10社の埋蔵量がロシア全体に占める比率については記されていない。アレクペロフは更に、2010～2015年の石油埋蔵量について、チマン・ペチョラ、カスピ海、東シベリア、北極海大陸棚、サハリンにおける開発の成果が加わることにより、確認埋蔵量が1,500億バレルまで達するとの予測を述べている。これは全世界の18%を占め、同時期のサウジアラビアのそれ(全世界の23%)に迫る値である。前述の通りロシアの石油確認埋蔵量は、BPあるいはOGJの値が最も広く知られており、また、その埋蔵量をもとにロシアの増産基調を疑問視する機関も一部にあることから、アレクペロフの発表はロシアの将来的な有望性をアピールしたものと言えよう。

また、ロシアで2001年2月までに承認されたロシアPS契約対象26油田の埋蔵量の合計は、62.8億トン(約450億バレル)であり、これがPS法で定められたロシアの全埋蔵量の30%という上限にほぼ近いという情報が複数のソースによって報じられており、ここから求められる全ロシアの埋蔵量は約1,500億バレルとなる。この値はC₂カテゴリーまでを含むもので、この内のA+B+C₁の確認埋蔵量の総計は不明であるが、上記のアレクペロフの掲げた数値とはある程度整合性があると言えよう⁽⁶⁾。

いずれにしろ、従来のロシアの確認石油埋蔵量はOGJやBPの統計に基づいて語られることが多く、最近の生産量の実態に照らしても違和感が否めなかったが、USGSや日本の石鉱連、ロシアのルクオイルなどの発表により、今後、ロシアの石油確認埋蔵量は上方修正される傾向にあると思われる。

(2) ロシアにおける堆積盆地の石油・天然ガス埋蔵量

ロシアの堆積盆地の位置は(図1)の通りである。堆積盆地別の石油埋蔵量(表3)および天然ガス埋蔵量(表4)に関しては、1993年のUlmishek & Mastersによる評価と、2000年のUSGSによる評価がある⁽⁷⁾。これは、堆積盆地ごとの累計生産量、既発見埋蔵量、未発見埋蔵量を割り出したものである。

図1. ロシアの石油・天然ガス堆積盆地



(出所) 石油公団

表3. ロシアにおける堆積盆地別の石油埋蔵量評価

堆積盆地	Ulmishek & Masters(1993)				USGS(2000)				
	累計 生産量	既発見 埋蔵量	未発見 埋蔵量	%	既発見 埋蔵量	未発見埋蔵量			%
						陸域	海域	合計	
Timan-Pechora	2.7	9.0	4.6	5	9.8	5.7	-	5.7	7
Volga-Ural	41.0	21.0	2.6	3	21.2	2.5	-	2.5	3
Barents Sea	0	0.1	4.0	4	0	-	0.3	0.3	0
West Siberia	39.0	60.0	52.4	58	93.4	51.7	3.5	55.2	71
East Siberia	0	3.0	11.3	12	2.3	2.8	-	2.8	4
North Sakhalin	0.7	1.4	2.8	3	1.4	0.2	2.4	2.6	3
Others	6.6 *	5.5	9.6 **	11	9.4	3.4	4.9	8.3	11
Total	90.0	100.0	91.0		137.5	66.3	11.1	77.4	

(注) 単位は、10 億バレル。* … おもに北コーカサス。** … おもに北カスピ。

(出所) Ulmishek, Gregory F. & Masters, Charles D., "Oil, gas resources estimated in the former Soviet Union," *Oil and Gas Journal*, 13 Dec. 1993., USGS, "U.S. Geological Survey World Petroleum assessment 2000-Description and Results," *USGS Digital Data Series DDS-60, Multi Disc Set Version 1.0, 2000.*

表4. ロシアにおける堆積盆地別の天然ガス埋蔵量評価

堆積盆地	Ulmishek & Masters(1993)				USGS(2000)				
	累計 生産量	既発見 埋蔵量	未発見 埋蔵量	%	既発見 埋蔵量	未発見埋蔵量			%
						陸域	海域	合計	
Timan-Pechora	12.0	24.0	31.4	2	24.3	52.1	-	52.1	5
Volga-Ural	29.0	25.0	5.2	0	82.8	3.9	-	3.9	0
Barents Sea	-	120.0	716.9	33	70.0	-	249.1	249.1	21
West Siberia	190.0	1,400.0	1,089.8	51	1,051.6	239.1	403.9	642.9	55
East Siberia	0.1	36.00	215.2	10	35.2	63.0	-	63.0	5
North Sakhalin	1.0	21.0	21.1	1	22.2	3.1	54.3	57.5	5
Others	19.9	24.0	73.4	3	124.1	36.8	63.5	100.2	9
Total	252.0	1,650.0	2,153.0		1,410.2	398.0	770.8	1,168.7	

(注) 単位は、兆 cf.

(出所) 表3と同じ。

石油の未発見埋蔵量に関しては、USGS(2000)の方が Ulmishek & Masters に比べて控え目な推定値となっており、天然ガスに関しては、更に約半分と大きく減少している。USGS 評価を基にしてロシアの堆積盆地別の石油・ガス埋蔵量について説明すれば、次の通りである。

チマン・ペチョラ堆積盆地の未発見埋蔵量に関しては、石油は微増、天然ガスは全ロシアの2%から5%へと大きく伸びているが、これは当該盆地北部のネnetzでの評価増によるものである。ヴォルガ・ウラル堆積盆地は開発の末期であり、石油・天然ガスとも未発見埋蔵量に関しては殆ど変化が認められない。バレンツ海では、1993年にはロシア全体の33%に相当する715.9兆cfという膨大な未発見天然ガス埋蔵量が推定されていたが、1979年のシトクマン(Shtokman)ガス田発見以降の成果が乏しいことから、ロシア全体の21%である249.1兆cfと大きく減少している。

西シベリア低地は、石油の未発見埋蔵量に関する評価値は殆ど変化していないが、USGSによるロシア未発見埋蔵量全体の評価減の影響により、ロシア全体での比率に関しては1993年の58%から2000年の71%へと相対的に高まっている。天然ガスでは、西シベリアの北方延長海域、すなわちカラ海がロシア全体の35%となる403.9兆cfと圧倒的な比重を占めている。現在カラ海では3つの巨大ガス田が発見されているが、今後さらに多くの発見が期待されている。ただし、ノヴァヤ・ゼムリヤの東方に広がるこの海域は、西のバレンツ海とは異なりメキシコ湾流の流入が妨げられ、東隣のラプテフ海ほどではないにしても冬季の結氷は避けられない。当面、巨大ガス田の開発移行は期待されておらず、資源開発上の優先度は低い。長期的な視野で初めて意義を有する地域と言えよう。

東シベリアに関しては、石油は12%から4%へ、天然ガスも10%から5%へと、ともにロシア全体における比率が大幅に低下している。USGSによると、これは1993年以降、継続的に油・ガス田が発見されたことから、相当量が未発見埋蔵量カテゴリーから既発見カテゴリーにシフトした結果であるというが、数字的には矛盾している点が多く散見される(今回推定された未発見埋蔵量についても、新規探鉱作業が低調であるとは言えデータの蓄積は進んでいることから、いずれ何らかの改定の必要があるものと思われる)。

サハリンに関しては、未発見天然ガス埋蔵量が倍増しているが、これに関する記述はUSGS評価ではない。ヴォルガ・ウラルで既発見埋蔵量が増加している理由も不明である。

なお、2000年のUSGSによる評価は、地球の炭化水素資源量に関する久々の包括的なスタディ結果であり、継続性もあることから、当面は最大の影響力を維持することは間違いないが、同時に、フロンティア地域の資源量評価等については整合性に欠ける部分が目につくなど、いくつかの問題を有していることは、念頭に置かれねばならない。

2. ロシアの石油生産動向

(1) 石油生産量の推移（国際比較）

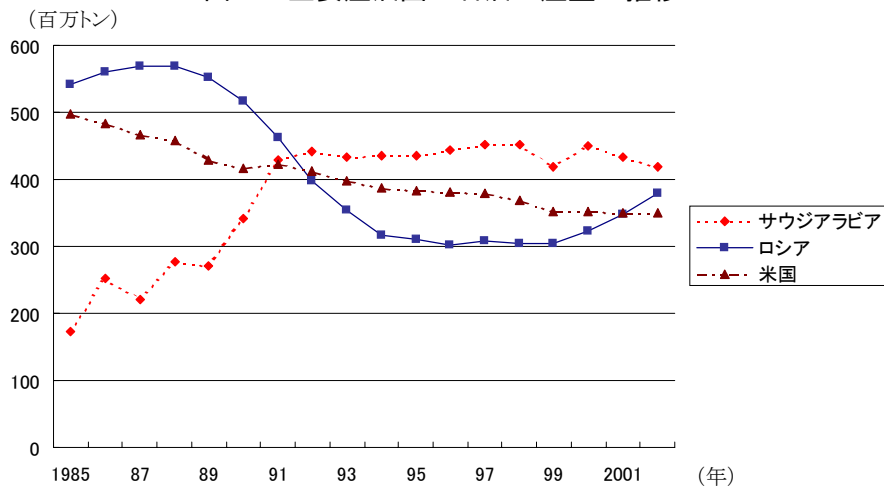
ロシアの石油生産量は、ソ連時代の 1960～70 年代に急速に増加し、1987 年にはピークである年産 569.5 百万トン（1154.9 万バレル／日）に達した（図 2）。その後、ソ連終焉からロシア発足にかけての混乱期に、ロシアの石油生産量は急速に減少し、ほぼ 1990 年代を通じて、ピーク時の 5 割～6 割の水準で低迷し続けていた。

ロシアの石油生産量が急速な回復を見せ始めたのは 2000 年からである。2000 年の石油生産量は前年比 6%と明確な伸びを示し、これに続く 2001 年、2002 年にはそれぞれ、前年比 8%、9%とさらに順調な生産量の増加を継続した。なお、2002 年のロシアの石油生産量は 379.6 百万トン（769.8 万バレル／日）で、これは世界全体の 10.7%に相当する。

他の主要産油国との比較では、ロシアの石油生産量は、ピーク時の 1980 年代後半（ソ連時代）には世界第1位であったが、低迷期の 1990 年代には、サウジアラビアと米国に抜かれ世界第 3 位に転落していた。しかし、2000 年以降の急速な生産量回復の結果、2002 年には、年間生産量で米国を上回り、サウジアラビアに次ぐ世界第 2 位に浮上したほか、同年 2 月の単月生産量では、サウジアラビアをも（当時、同国が生産制限下にあったとは言え）上回った⁽⁸⁾。

ただし、一部で喧伝されている「ロシアがサウジアラビアに取って代わる」といった観測は説得力を持たない。両国の最も根本的な違いは、サウジアラビアが、おそらく半年の期間で 300 万バレル／日の追加生産が可能だけの増産余力を有しており、また、必要に応じて減産もしうる態勢を敷いて価格への影響力を維持しているのに対し、ロシアは常に能力一杯のレベルで生産を続けており、増産余力を有さないという点である⁽⁹⁾。必要な時に生産を増やし、必要な時に生産を減らすことのできるサウジアラビアのような国にして初めて、市場をコントロールすることが可能となることから、ロシアは当面、市場にある程度の影響を与えることはできても、自らの意思で市場をコントロールするだけの力は有していないと言うべきであろう⁽¹⁰⁾。

図 2. 主要産油国の石油生産量の推移



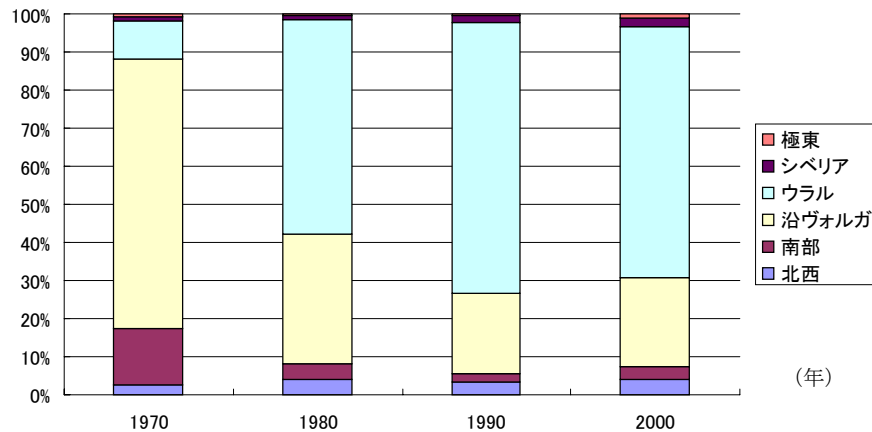
(注) 石油の内訳は、原油、シェア・オイル、オイル・サンド、NGL(天然ガス液)。
 (出所) BP, *Statistical Review of World Energy*, June 2003.

(2) 石油生産の地域別動向

現在のロシアの主要な産油地域としては、西シベリア、ヴォルガ・ウラル、チマン・ペチョラ、サハリンが挙げられ、なかでも最大の産油地域となっているのが西シベリアである。西シベリアにおける油田の開発・生産は、1980年代から本格的に行われ、これに伴い、同地域がロシアの石油生産全体に占めるシェアも急速に増大した。西シベリアの中では、ハントウイ・マンシ自治管区やヤマロ・ネネツ自治管区を含むチュメニ州の生産量が圧倒的に大きく、2001年現在、同州の石油生産量だけで、ロシア全体の66%を占めている。なお、チュメニ州は、2000年に導入された連邦管区分類ではウラル連邦管区に属するため、連邦管区別に見た石油生産量では、ウラル連邦管区がロシア最大の産油地域となる(図3)。

一方、タタールスタン共和国やバシコルトスタン共和国、サマラ州を含むヴォルガ・ウラル地域(連邦管区区分では、沿ヴォルガ連邦管区)は、1970年代においてはロシア最大の産油地域であったが、その後、油田の枯渇や老朽化が進んだ結果、同地域の石油生産量、およびロシア全体に占めるシェアは、ともに減少傾向にある。

図3. ロシアの連邦管区別の石油生産量シェア



(注) ガス・コンデンセートを含む。

(出所) ロシア国家統計委員会『ロシア統計年鑑 2002』, 361 ページ。

(3) 石油企業のタイプ別分類と企業別生産量の推移

(a) 石油企業のタイプ別分類

ロシアの石油産業は、ソ連時代においては石油の新規探鉱を地質省が、油田の開発および生産を石油工業省が所管していた。石油産業組織が根本的に変更されたのはソ連崩壊後の 1993 年である。まず、独占国営石油企業であるロスネフチ (Rosneft) が組織され、次いで、これが分割・民営化されるかたちで、ルクオイル、ユコス (Yukos)、スルグトネフチェガス (Surgutneftegaz) という 3 つの垂直統合型石油企業——すなわち、探鉱・開発、生産(上流)から、精製、マーケティング、販売(下流)までを一貫して行うロシア版メジャーズ——が作られた。こうした動きは 90 年代半ばまで続き、現在は 10 社以上の垂直統合型石油企業が活動している。

現在、これらの石油企業は、その所有形態や活動範囲によって、大まかに、国際系、国営系、財閥系、地方系の 4 つのタイプに分類される。主要な石油企業のタイプ別分類およびその概要は表5の通りである。

(ア) 国際系企業

国際株式市場に上場して資金調達を図り、生産原油の輸出を重視して国際的な展開を目指すタイプで、ルクオイルとユコスがこのタイプに該当する。

(イ) 国営系企業

ソ連時代の衣鉢を継ぐ企業で、株式のすべて或いは主要部分を政府が保有するタイプで、公的な性格を有する。現在のロスネフチや、2002 年に民営化される前のスラブネフチ (Slavneft) がこれに該当する。また、ロシア国内の幹線石油パイプラインをほぼ独占するトラン

スネフチ(Transneft)もこれに当たる。

(ウ)財閥系企業

純粋な石油企業というよりは、特定の財閥の支配下にあつて、その機能の一部を果たすもので、TNK(チュメニ石油会社)やシブネフチ(Sibneft)がこれに分類される。

(エ)地方系企業

ソ連時代の各地方の石油生産企業合同を引き継ぐもので、スルグトネフチェガスやタトネフチ(Tatneft;タタルスタン石油会社)、バシネフチ(Bashneft;バルコルトスタン石油会社)がこのタイプに属する。ただし、株式は、必ずしも地方のみが所有するわけではなく、民営化プロセスにより多種多様である。

表5. ロシアの石油企業のタイプ別分類

タイプ	企業名	国有株	傘下企業	主な製油所	主な活動地域	備考
国際系	LUKoil	7.6%	LUKoil West Siberia, KomiTEK, Arkhangelsk-geolodobycha, Getty	Perm, Ukhta, Volgograd	西シベリア, チマン・ペチョラ, カスピ海, 東欧諸国, イラク	・外国株 30% ・製油能力が不足 ・ムルマンスク計画
	Yukos (Menatep)	0%	Yuganskneft, Tomskneft, VSNK	Syzran, Angarsk, Achinsk	西シベリア, リトアニア, 東シベリア, 中国	・Schlumberger との技術提携が奏効 ・Sibneft と合併計画
国営系	Rosneft	100%	Purneftegaz, SMNG	Komsomols, Tuapse	西シベリア, サハリン	・PSA 実務を所管
	Slavneft	75%	Megionneftegaz	Yaroslavl, Mogil	西シベリア, 東シベリア	・民営化実施 (2002年12月)
財閥系	TNK (Alfa-Renova)	0%	Kondopetroleum, Onako, Sidanko, Rospan	Ryazan, Orsk, Nizhnevartovsk	西シベリア, 東シベリア, サハリン	・TOB 拡大指向 ・Halliburton と提携(?) ・→”TNK-BP”
	Sibneft (Logobass)	0%	Noyabriskneftegaz	--	西シベリア, イラク	・Schlumberger および Halliburton と提携 ・Yukos と合併計画
地方系	Surgut-neftegaz	0.8%	--	Kirish	西シベリア (ハントウイ・マンシ自治管区)	--
	Tatneft	30.8%	--	--	ヴォルガ・ウラル (タタルスタン共和国)	・タタルスタン共和国政府が所有
	Bashneft	67.9%	--	--	ヴォルガ・ウラル (バシコルトスタン共和国)	・バシコルトスタン共和国政府が所有

(出所) 本村真澄「復活した石油大国ロシアとその背景にあるもの」『石油・天然ガスレビュー』(石油公団)2003年1月号。

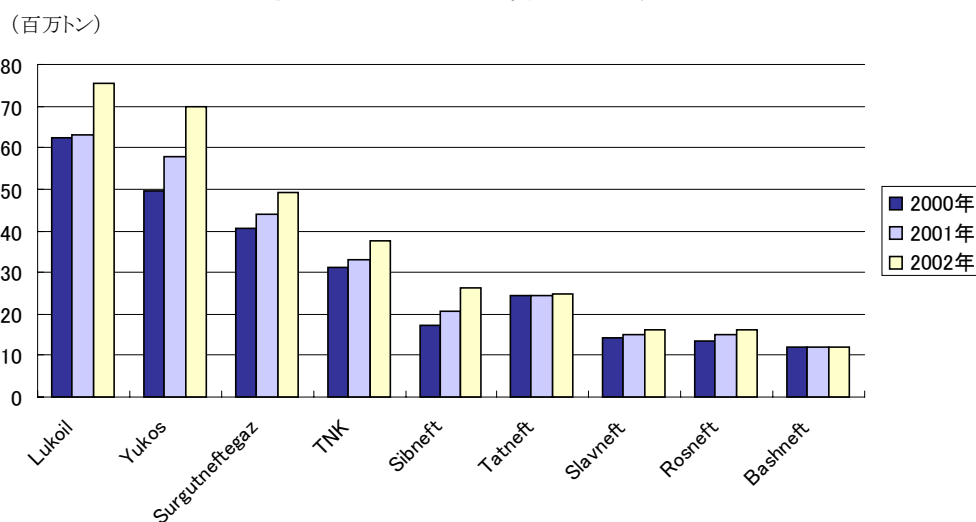
(b)石油企業別の生産量推移

主要な石油企業の2000～2002年の生産量をまとめたのが図4である。石油生産量が大きい企業から順に、ルクオイル、ユコス、スルグトネフチェガス、TNKとなっており、この順序は過去3年間

変わっていない。他方、石油生産量の増加という点から見ると、近年、ユコスを筆頭に大手石油企業(上記4企業)が生産量を順調に伸ばしている一方で、タネフチやバシネフチ等の中堅石油企業の生産量は伸び悩んでおり、大手・中堅石油企業間の生産量の格差は拡大傾向にある。

このように石油企業間で生産量の伸びに大きなバラツキが生じている背景としては、それぞれの石油企業が開発ライセンスを有する油田の状況(枯渇や老朽化等)の相違や、大手石油企業による中小石油企業買収の動きのほか、後述するように、油田マネジメント等における新技術導入の成否も大きく影響していると考えられる。

図4. ロシアの企業別石油生産量



(出所) 各種資料により作成。

(4)石油生産の減退および回復要因

(a)1990年代における石油生産の減退要因

表6の左欄は、1980年代末から1990年代前半にかけてのソ連/ロシアの急激な石油生産減退の諸要因をまとめたものである。

ソ連時代末期からの急激な生産減退は、短期的には油田操業現場での混乱と油田資機材の更新の途絶、中期的には水攻法の乱用に代表される油田マネジメントの失敗が複合した結果である。そしてより長期的には、新規ポテンシャルの発掘の遅れによる埋蔵量置き換え(replacement)が不十分であった問題も伏在していたと考えられる。一方、ここ3年ほどの目覚ましい増産は、当然ながら10年来のこのような構造的な問題がかなりの程度克服されることにより達成されたものであって、ロシアの石油埋蔵量が最近になって急速に増加したわけではない。

(b)2000年以降のロシア石油生産回復の要因

表6の右欄は、プーチン政権になってから(2000年以降)の石油生産の急速な回復をもたらしている要因をまとめたものである。以下、この生産回復をもたらした短期・中期・長期的要因のそれぞれについて、やや詳しく見ていく。

(ア)短期的要因

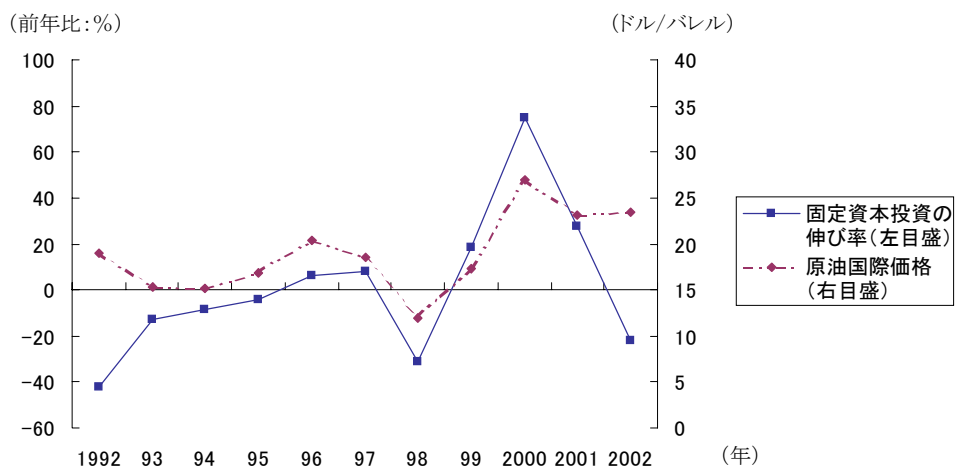
近年の石油生産の急速な回復をもたらしている諸要因のうち、短期的な要因としては、油田の地表設備類やパイプラインの老朽化が進んだ油田において、それら設備機器類の更新がかなりの程度進んだことが挙げられる。この背景としては、1999年以降、国際エネルギー価格が上昇に転じたのに伴い、ロシアの石油企業による石油輸出が、輸出額・輸出量ともに順調に伸びた結果、石油企業が自社の油田設備に対して継続的な投資を行うことが可能になったことが大きい。実際、近年の高い油価の下で、ロシアの原油採掘部門への固定資本投資は順調な伸びを継続しており(図5)、この固定資本投資の多くの部分が、設備機器類の更新に向けられたものと推測される⁽¹¹⁾。

表6. ロシアにおける石油の生産減退と回復の要因

	ソ連末期～エリツイン時代の 生産減退(1989～1995年)	プーチン政権下での 生産回復(2000年～)
◆短期的要因(1～3年) —生産体制の問題	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 休止井の増加と改修の遅れ —1992年時点で25,000坑が休止 —機械的坑内トラブル ▶ 油田機器類の供給不安 —ソ連の油田機器類の60%を生産するバクーにおける政情不安 —外貨不足 ▶ 幹線・集油パイプラインの老朽化 ▶ 油田操業現場での遅業・怠業 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 継続的な投資による油田設備機器類の更新 —持続する高油価 —原油輸出の伸び —ルーブル安による国内資機材価格の相対的な低下 ▶ 石油会社民営化の成功 ▶ プーチン時代におけるモラル改善
◆中期的要因(3～10年) —生産技術の問題	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 不適切な油田操業 —水攻法の濫用(貯留層マネジメントの欠如) —80%を超える含水率 —不十分な増進回収法(EOR)技術 —坑井あたり生産量の減少 ▶ 開発・生産コストの増加 —掘削深度の増加 —新規油田の開発条件の悪化 ▶ インフラの未整備 —西シベリア北部等、遠隔地への進出 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 西側技術導入による油田マネジメントの改善 —Schlumber, Halliburton等との技術提携(最適掘削計画、泥水材選択、水平掘り、Extended Reach Drilling、水圧破碎、セメンテリング技術等) ▶ 開発・生産コストの削減
◆長期的要因(10年～) —新規の石油ポテンシャルの問題	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 長期探鉱戦略の欠落 —遠隔地における高コスト探鉱 —不十分な埋蔵量置き換え 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 開発を待つ新規大油田 —多くの探鉱余地(西シベリア、チャムン・ベチョラ、カスピ海、東シベリア、サハリ大陸棚) —ただし、今後の投資規模次第

(出所) 本村真澄「ソ連の石油減退とその対応策の現状」『石油の開発と備蓄』1991年6月号、20～38ページ、同「復活した石油大国ロシアとその背景にあるもの」『石油・天然ガスレビュー』(石油公団)2003年1月号、島村常男「CIS石油開発事情」『石油技術協会誌』vo.58, n. 2(1993年)、137～147ページ。

図5. 原油国際価格とロシアの原油採掘部門の固定資本投資伸び率



(注) 1. 設備投資伸び率は前年比実質伸び率(デフレーターは工業生産者価格指数)。
 2. 2002年の設備投資伸び率は、小企業による投資を含まない。
 3. 原油国際価格はウラル原油の国際価格を表わす。
 (出所) ロシア国家統計委員会『ロシア統計年鑑』2001年版および2002年版、同『数字で見るロシア』2003年版等により作成。

設備機器類の更新が進んだ背景としてはまた、1998年金融危機後のルーブル下落により、国内における資機材の調達コストが相対的に安くなったことも指摘できる。

このほか、ソ連時代の末期からロシアへの移行期に多く見られた操業現場での遅業・怠業についても、2000年以降は、ほぼ克服されたと見てよいだろう。

(イ) 中期的要因

最近の石油生産の回復にとって、短期的要因にも増して重要なのは、油田マネジement技術の高度化等の中期的な要因である⁽¹²⁾。

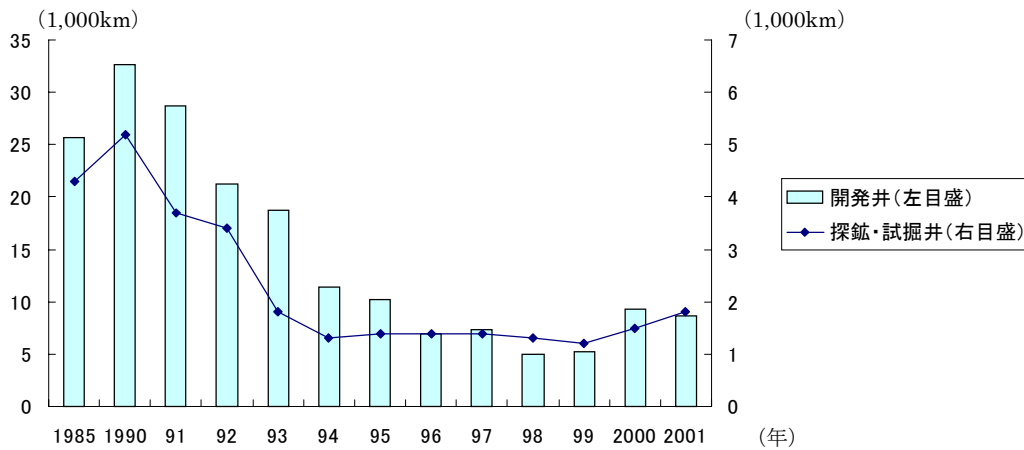
例えば、2001年に対前年比17.1%、2002年に同20.5%という著しい生産増を達成したユコス社は、1998年に米国の技術サービス会社シュルンベルジェ(Schlumberger)と契約を結び、油田操業現場での技術移転を進めていた。シュルンベルジェはまず、西シベリアでユコスが保有するプリラズロムノエ(Prirazlomnoye)、プリオブスコエ(Priobskoye)等の油田において、水圧破砕法(hydro-fracturing)や水平掘り(horizontal-drilling)を適用したほか、西側スタンダードの最適掘削計画や泥水管理、物理検層等も実施した⁽¹³⁾。これら西側技術の導入により、上記2つの油田では、生産量が大幅に増大しただけでなく、生産効率の上昇を通じて、開発・生産コストの削減も進んだと見られている。また、シブネフチもユコスと同じ頃にシュルンベルジェおよびハリバートン(Halliburton)と同様の技術提携契約を結んで技術移転に成功し、

2001年に前年比19.8%、2002年には同27.9%と、好調なユコスをさらに上回る生産量の伸び率を達成した⁽¹⁴⁾。なお、こうした西側技術導入のファイナンス面の裏付けとなっているのが、図5で見た固定資本投資の一部(設備機器類の更新に向けられた以外の部分)であることは言うまでもない。

(7)長期的要因

図6は、ロシアにおける油田の開発井および探鉱・試掘井の掘削距離の推移をまとめたものである。まず、開発井の掘削距離については、1998年に底を打った後、1999年に前年比で僅かながら増加し、翌2000年には顕著な増加を見せており、これは当然ながら石油生産量の動向と、ほぼ軌を一にしている。

図6. ロシアの油田開発井および探鉱・試掘井の掘削距離の推移



(出所) ロシア国家統計委員会『ロシア統計年鑑』2002年版, 362 ページ。

一方、今後の石油生産量を長期的に左右する要因である探鉱・試掘井の掘削距離は、開発井の動きに一年遅れて2000年から増加に転じており、この頃から、ロシアの石油企業が新規埋蔵量の確保に向けて、探鉱活動にも投資を向け始めた様子が読み取れる。こうした活動がどの程度、新規埋蔵量の確保につながっていくか、今後5年ほどの探鉱成果の行方が注目されるどころである。

3. ロシアの石油輸出動向

(1)石油輸出量の推移 (国際比較)

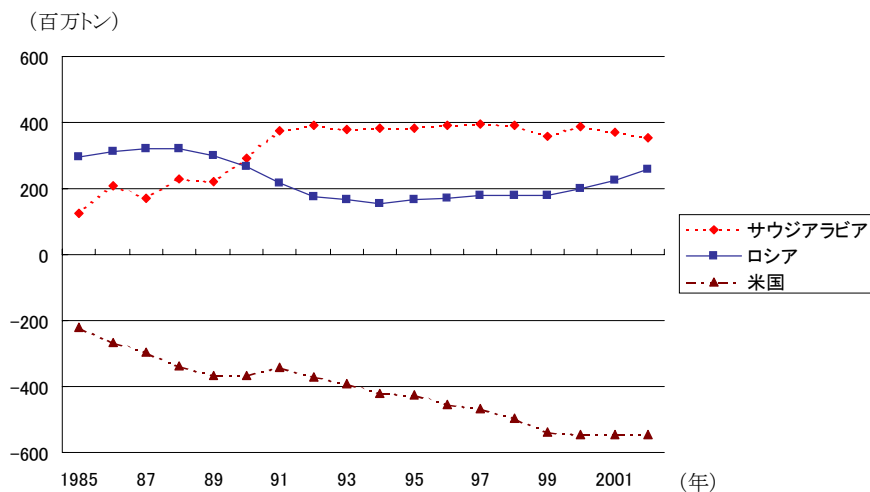
ロシアの石油輸出量は、生産量の動向にほぼ近いかたちで推移してきた。すなわち、1980年代の後半にピーク(1988年の320.8百万トン)に達した後、減少と低迷を続け、2000年から急速

な回復を見せている(図7)。なお、石油生産量に占める輸出量の割合は、1988年の56.4%から92年の43.7%まで下落を続けた後、上昇に転じており、2002年には過去最高と見られる67.6%となっている。ここから、2000年以降の石油輸出量の増大ペースは、最近の経済回復に伴う石油の国内消費量の増大ペースをも上回っていること、そして、今日のロシアの石油企業にとっては、国内市場よりも外国市場のほうがより重要な存在となっている様子が窺える。

他の主要産油国との比較では、ロシアの石油輸出量は、ソ連時代の1980年代後半には世界第1位であったが、1990年にサウジアラビアに抜かれ、第2位に転落した。以後、2002年に至るまでこの順位は変わっていないが、近年のロシアの輸出量回復に伴い、両国間の格差は次第に縮小し、月別ではロシアが第1位となることもある。

米国については、世界第3位の石油生産国でありながら、同時に世界最大の石油消費国であるため、貿易の点では完全に石油の純輸入国となっており、同国が石油の純輸出国に転じる可能性は、将来的に見てほぼ皆無である。

図7. 主要産油国の石油輸出量の推移



(注)1. BP 統計の石油生産量のデータから、国内消費量のデータを差し引いた数字。
 2. 国内消費の内訳は “Inland demand, International aviation, Marine bunkers, Refinery fuel, Loss”.
 (出所) BP, *Statistical Review of World Energy*, June 2003.

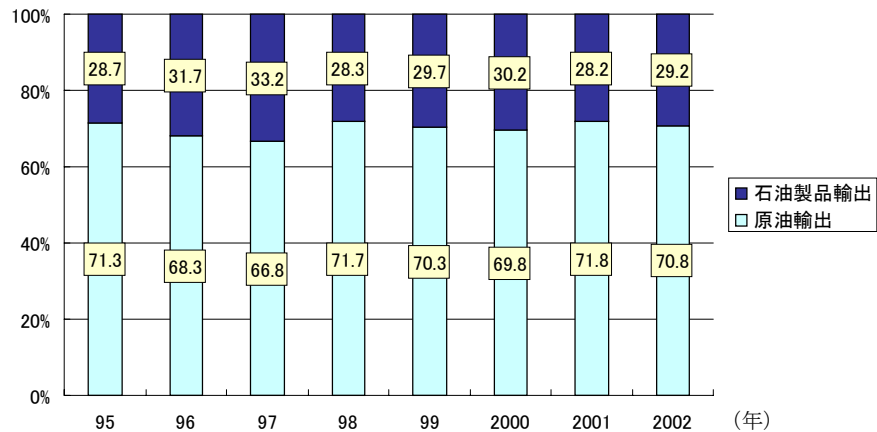
(2)石油輸出の相手地域別構成

図8で示す通り、ロシアの石油輸出の大半を占めているのは、石油製品ではなく原油であることから、以下ではロシアの原油輸出を中心に検討を進める。

ロシアの原油輸出動向を相手地域別に見ると、1990年代を通じて、きわめて劇的な変化が生じてきたことがわかる。ソ連時代にロシアの原油輸出の半分以上を占めていた CIS 諸国向け輸出

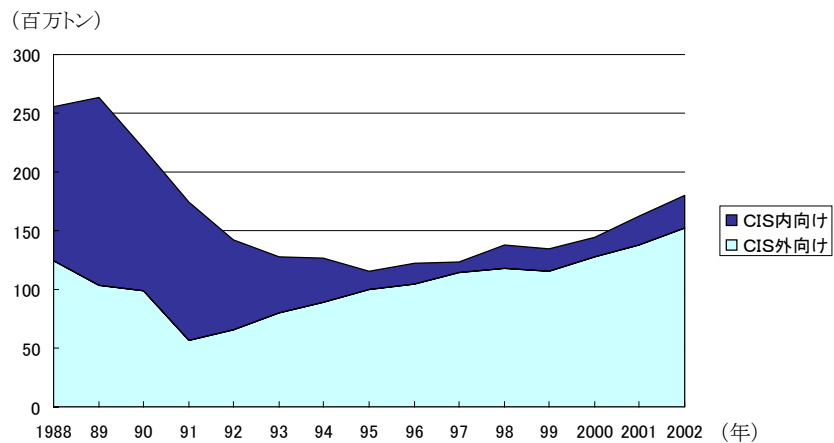
は、1988年から2002年までの間に、輸出量にして約80%も減少し、ロシアの原油輸出に占める同地域のシェアは16%にまで縮小した。一方、CIS諸国以外の国に向けた原油輸出量は、1990年前後に一旦、大きく減少したものの、1992年からはドイツやイタリア、ポーランド等の欧州諸国向け輸出を中心に着実な増加に転じ、1993年にはCIS諸国向け輸出を上回った。そして、2000年にはソ連邦崩壊前の輸出量にまで回復し、その後も増加の一途を辿っている(図9)。

図8. ロシア石油輸出に占める原油と石油製品のシェア(数量ベース)



(注) CIS諸国向け輸出とCIS諸国外向け輸出の双方を含む。
(出所)ロシア国家統計委員会『数字で見るロシア』2001～2003年版。

図9. 輸出相手地域別に見るロシア原油輸出



(注) 1994年までの「CIS内向け」輸出には、バルト3か国向け輸出が含まれる。
(出所)ロシア国家統計委員会『数字で見るロシア』2002年版および2003年版(95年以降のデータ)、IEA, *Russia Energy Survey 2002*(94年までのデータ)により作成。

このようにロシアの CIS 諸国向け原油輸出が激減した背景としては、CIS 諸国の経済低迷によるエネルギー需要の減少や CIS 諸国による支払い困難、CIS 諸国の製油所における資金不足、旧ソ連諸国間相互の貿易・決済メカニズムの崩壊等、様々な要因を挙げることができる。この一方で、ロシア産原油の輸入拡大は、原油供給源の分散化の観点から OPEC 産原油への過度の依存を嫌う欧州諸国にとって、歓迎すべきものであったと考えられる。

(3)原油輸出パイプラインの現状と問題点

(a)原油輸出パイプラインの現状

現在、ロシアの原油輸出の大部分は、国営企業のトランスネフチ (Transneft) がほぼ独占的に保有・管理・運営する幹線パイプラインを通じて行われている⁽¹⁵⁾。トランスネフチの株式のうち、政府が保有している株式比率は全体の 75%であるが、その他民間が保有している 25%の株式は議決権を伴わない優先株であるため、議決権は 100%政府に帰属していることになる。ミハイロフ論文によれば、トランスネフチが保有するパイプラインの総延長は 468,000km、パイプ径は平均して諸外国の約 2 倍の 860mm (33 インチ)である⁽¹⁶⁾。

ロシアの原油輸出パイプライン (CIS 外向け) の概要をまとめたのが表 7 である。この表からわかる通り、ロシアの原油輸出パイプラインは、バルツ海、バルト海、東欧、黒海の 4 方面に向けて敷設されている。これらのパイプラインは、バルツ海のヴァランディ (Varandei) に向かうルクオイルの小口径支線パイプラインと、カザフスタンからロシア領を經由して黒海に出る CPC (Caspian Pipeline Consortium) パイプラインを除き、すべてトランスネフチが保有するものである。以下、行先方面別に、各パイプライン及びそのターミナルの概要を述べる。

表 7. ロシアの原油輸出パイプライン

方面	ルート	ターミナル	能力 (1,000バレル/日)	稼働率
バルツ海	ロシア領内 (by LUKoil)	Varandei	20	--
バルト海	ロシア領内 “BPS: Baltic Pipeline System”	Primorsk	240	99.3%
	ロシア～ベラルーシ～ラトビア	Ventspils	310	44.4%
	ロシア～ベラルーシ～リトアニア	Butinge	160	74.4%
東欧 “ドルージバ”	ロシア～ベラルーシ*～ポーランド...	Brest*	700	100%+
	ロシア～ベラルーシ～ウクライナ**...	Ushgorod**	550	56.7%
黒海	ロシア領内	Novorosiysk	840	100%+
	(カザフスタン)～ロシア “CPC Pipeline”	Ozerevka	350	23.1%
	ロシア領内	Tuapse	160	64.2%
	ロシア～ウクライナ	Odessa	360	52.5%

(注) 表中の「能力」と「稼働率」はターミナルのものだが、パイプラインの同数字とも概ね一致するとみられる。

(出所) Khartukov, Eugene, “Eugene Khartukov demystifies Russia’s new oil export potential,” *Oxford Energy Forum*, May 2002., *Nefte Transport*, June 2002.

(ア)バレンツ海方面パイプライン

チマン・ペチョラで事業を展開しているルクオイルが、同地域で生産される原油を輸出するために(後述する Baltic Pipeline System の能力的な限界を補う目的から)ターミナル建設と併せて敷設したパイプラインで、2000年8月から稼動を開始している。

(イ)バルト海方面パイプライン

従来、ロシア原油の一部は、ベラルーシを経て、バルト海のラトビア領ヴェンツピルス(Ventspils)及びリトアニア領ブチンゲ(Butinge)に至るパイプラインを通じて輸出されてきた。しかしソ連崩壊後、ロシアが両ターミナルの使用権限を失い、パイプライン通過タリフを巡る交渉も難航したことから、これらのパイプラインの稼動率は低迷している。ただし、ブチンゲ・ターミナルにはその後、ユコスが資本参加したことから、同ターミナルの操業状態は比較的良好である。こうしたなか、バルト海のロシア領内からの原油輸出を可能にしようという目的から新たに建設されたのがプリモルスク(Primorsk)ターミナルを擁するBPS(Baltic Pipeline System)である。BPSは2001年12月に稼動を開始した。

(ウ)東欧方面パイプライン (Druzhba Pipeline)

東欧諸国に原油を輸出するためにソ連時代の1963年12月に建設されたパイプラインで、ヴォルガ・ウラル地域からベラルーシを経由して、ポーランド、ドイツ東部に至るラインと、ベラルーシ領内で枝分かれした後、ウクライナ経由でスロバキアとハンガリーに至るラインがある。ウクライナ経由のパイプラインは、通過タリフを巡る交渉の難航等からフル稼働しておらず、容量に若干の余裕があるが、ポーランド向けのラインは、フル稼働の状態となっている。

(エ)黒海方面パイプライン

黒海沿岸では、ロシア領内のノヴォロシースク(Novorossiysk)とトゥアプセ(Tuapse)、ウクライナ領のオデッサ(Odessa)にターミナルがあり、それぞれに向けて幹線パイプラインが敷設されている。2001年10月には新たに、カザフスタンのテンギス(Tengiz)油田からロシア領オゼレフカ(Ozerevka)に原油を運ぶCPC(Caspian Pipeline Consortium)パイプラインのターミナルが建設され、稼動を開始した。

(b)原油輸出を巡る問題点

ロシアの原油輸出を巡る問題点としては、既存のパイプラインの輸送が能力の限界に近付いていること、トランスネフチのパイプラインへのアクセスについてのルールが不透明であること、の2点を指摘することができる。以下、この2点について見てみたい。

(ア)限界に近付きつつあるパイプライン輸送能力

近年、ロシアの原油輸出量が欧州諸国向けを中心に急速に増加してきたのに伴い、トランスネフチが保有する幹線パイプラインの輸送能力が限界に近付きつつあるという問題が生じてきている⁽¹⁷⁾。表 7 で見た通り、トランスネフチのパイプラインは、事実上(通過タリフ等の交渉の難航が伝えられるラトビアやウクライナを通過するパイプラインを除き)、フル稼働に近い状態になっており、また、トランスネフチが輸出能力の拡充に向けてこれまでに講じてきた措置も、BPS の建設等、限定的なものに留まっている。

こうしたなか、前述のルクオイルによるヴァランディ向けパイプラインや、後述するルクオイルのムルマンスク(Murmansk)ルートやユコスの大慶ルートなど、パイプラインが未整備な地域において、石油企業が自らのニーズに合う輸出パイプラインやターミナルを独自に建設しようという動きがある。これに対してトランスネフチは、独占力維持のため、そのような計画への参入姿勢を見せる、あるいは計画への対案を示すなど主導権の維持に努めている⁽¹⁸⁾。

(イ)幹線パイプラインへのアクセス・ルールの不透明な運用

現在、トランスネフチが保有する幹線パイプラインの通過タリフは、トランスネフチによるコスト回収状況を見極めつつ、ロシア政府(かつては連邦エネルギー委員会、現在は連邦料金庁)がパイプライン毎に決定してきた。また、個々の石油企業がトランスネフチのパイプラインを用いて実際に輸出することができる原油の量は、ロシア政府がそれぞれの石油会社に割り当てるかたちで決定されてきている。

石油企業各社へのこうした輸出割当量は、原則としては、石油企業が納税義務や石油製品の国内市場への供給義務を怠っていない限り、各社の四半期毎の生産量に比例して定められることになっている。しかし実際には、各社の輸出割当量が生産量と比例しないケースが散見されるなど、この原則は必ずしも守られていない様子であり、その背景には、政府と企業の不透明な関係があると考えられている。

4. ロシアの天然ガス生産動向

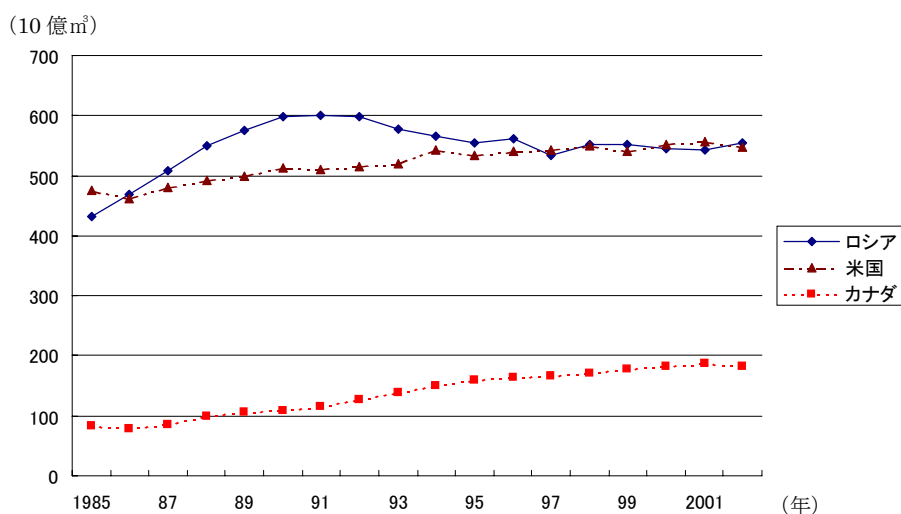
(1)天然ガス生産量の推移(国際比較)

ロシアの天然ガス生産量は、ソ連時代の1991年にピークである5,998億 m^3 (21.2兆cf)に達した後、ソ連崩壊とともに漸減傾向が続いており、1990年代後半以降は、概ね5,300~5,600億 m^3 (18.7~19.8兆cf)の水準で推移している(図10)。石油生産動向との比較では、天然ガスは、生産量の減退が始まった時期が石油よりも遅く、且つ、生産減退の度合いも石油に比べて穏やかであった。しかし、過去3年間で石油生産が力強く回復しているのに対して、天然ガスは基本的

に減退傾向を克服しきれていない。なお、2002年のロシアの天然ガス生産量は5,549億 m^3 (19.6兆cf)であり、これは世界全体の天然ガス生産の22.0%に相当する。

他の主要な天然ガス生産国との比較では、ロシアの天然ガス生産量は、ピーク時である1991年とその前後2～3年間においては、第2位の米国を大きく引き離して世界第一位であったが、その後の生産減退により、1997年以降は、米国との間で1位と2位の座を小刻みに入れ替わる展開が続いている。

図 10. 主要産ガス国の天然ガス生産量の推移



(注)フレア・ガスおよびリサイクル・ガスを含まず。

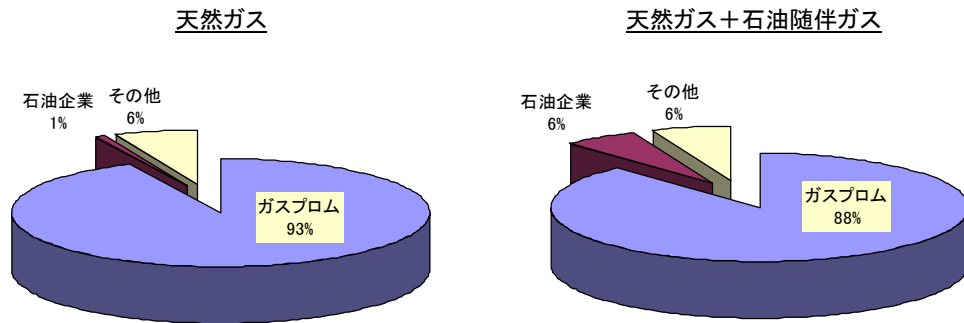
(出所)BP, *Statistical Review of World Energy* June 2003.

(2)天然ガス生産の企業別動向

ロシアの天然ガス生産は、国営企業のガスプロムによって、ほぼ独占されている。2002年の実績では、ロシアの天然ガス生産の93%、ガス生産(天然ガス+石油随伴ガス)の88%がガスプロムによるものである(図11)。

ソ連時代、ガス産業はガス工業省が所管していたが、1989年9月に同省と石油工業省とが合体して石油ガス工業省が発足した。この時、ガス部門はいち早くコンツェルン“ガスプロム”として省から分離・独立し、その後も、石油部門のように分割を受けることなく一体化を維持してきた。なぜ、天然ガス部門が石油部門と同様に分割されなかったのかについてであるが、国民生活に直結する天然ガスが、石油に比べて公共性が強いいため、国家が統一的に価格及び供給をコントロール出来る体制が望ましいと考えられていたという事情がある。なお、同様の理由により、電力もUES(統一電力システム社:株式会社化されている)という単体が独占を維持している。また、

図 11. ロシアのガス生産の企業別シェア



(注) 図中の「その他」は、いわゆる「独立系ガス会社」と呼ばれるもの。

(出所) Ministerstvo Energetiki Rossiiskoi Federatsii, *TEK Rossii: sostoyanie otrasli po itogam 2002 r.*, p. 2.

石油パイプライン輸送を担当しているトランスネフチ社も現時点で単一の自然独占体のままである。ちなみに比較の問題ではあるが、エネルギー分野ではないが、同じように自然独占体を形成している鉄道については、つい最近まで株式会社化すらされず、ロシア運輸省の直営であった。

ガスプロムは 1992 年 12 月には株式会社に改組されており、現在の持株比率は、連邦政府：38.37%、外国投資家：11.5%（うち、独ルールガス(RuhrGas)が 3.5%）、その他はロシアの法人（35.07%）、個人（15.06%）となっている。経営陣にはこれまで、チェルノムィルジン(Chernomyrdin)そしてヴァヒレフ(Vyakhirev)を頂点とする、いわゆるガス・マフィア人脈が連綿と続いていたが、様々な内部問題が噴出したことから、2001 年 5 月、プーチン大統領は突如、いわゆるサンクト・ペテルブルグ人脈に連なる前エネルギー省次官のミレル(Miller)を新社長に指名し、経営の刷新を図った。現在は、ガスプロムの改革がプーチン政権下で進められている。

(3)天然ガス生産の地域別動向

現在、ロシアの天然ガス生産の主力となっているのは、いずれも西シベリア北部(より具体的には、チュメニ州のヤマロ・ネネツ自治管区)にある 4 つの超巨大ガス田である。これらの 4 ガス田の開発・生産は、すべてガスプロムの 100%子会社が行っており、その天然ガス生産量は、ガスプロム全体の 8~9 割を占めている。これら 4 つの超巨大ガス田の概要は以下の通りである。

(a)ウレンゴイ (Urengoy) ガス田

1966 年にヤマロ・ネネツ自治管区で発見された超巨大ガス田で、ガスプロムの 100%子会社であるウレンゴイガスプロム(Urengoigazprom)が 1978 年から生産を行っている。2002 年の天然ガス生産量は 1,670 億 m^3 (5.9 兆 cf)であった。ただし、近年はガス層の枯渇が進んでおり、年

間 130 億 m^3 程度のペースで生産量が減少している。

(b)ヤンブルグ (Yamburg) ガス田

1969 年にヤマロ・ネネツ自治管区で発見された超巨大ガス田で、ガスプロムの 100%子会社であるヤンブルグガスダブイチャ(Yamburggazdobycha)が 1986 年から生産を行っている。前述のウレンゴイや後述のメドベジエに比べると資源の枯渇度が低く、減産ペースも比較的緩やかである。なお、2002 年の天然ガス生産量は 1,600 億 m^3 (5.7 兆 cf) 程度と見られる。

(c)メドベジエ (Medvezhye) ガス田

1967 年にヤマロ・ネネツ自治管区で発見された超巨大ガス田で、ガスプロムの 100%子会社であるナジムガスプロム(Nadymgazprom)が 1972 年から生産を行っている。4 つの超巨大ガス田の中では資源の枯渇が最も深刻であり、完全にピークを過ぎたガス田と見られている。2002 年の天然ガス生産量は約 700 億 m^3 (2.5 兆 cf) であった。

(d)ザポリャルノエ (Zapolyarnoye) ガス田

1965 年にヤマロ・ネネツ自治管区で発見されたガス田で、ピークを過ぎつつある前述の 3 ガス田に続く超巨大ガス田と目されてきたものである。2001 年 9 月によりやく生産を開始し、2002 年には 350 億 m^3 (1.2 兆 cf) を生産して近年のロシア天然ガス生産の漸減傾向に歯止めを掛ける原動力となった。なお、同油田の天然ガス生産量は、2005 年には 1,000 億 m^3 (3.5 兆 cf) まで増加する予定である。同ガス田は厳しい自然環境下にあるとは言え、操業環境としてはこれまでの西シベリアの産ガス地域と同程度であり、且つ既往のガス輸送インフラに繋ぎ込んでの本格生産が可能であることから、ロシアにおいて通常コストでの開発の可能な、最後の超巨大ガス田である。

(4)天然ガス生産の漸減要因

1990 年代以降、ロシアの天然ガス生産量が漸減傾向を続けてきた原因は、直接的には、ガスプロムが保有するウレンゴイ、ヤンブルグ、メドベジエの 3 大ガス田で資源の枯渇が進行してきた一方で、これらに代わる新規ガス田の開発が(ザポリャルノエ・ガス田を例外として)遅々として進まなかったことにある。

この期間、新規ガス田の開発が進まなかった理由としては、まず、ロシアの天然ガス生産をほぼ独占するガスプロムの財務状況が良好ではなかったこと、また、新しい産ガス地として有望視されるヤマル半島や東シベリアが、永久凍土地帯というきわめて厳しい自然環境下にあるため、そ

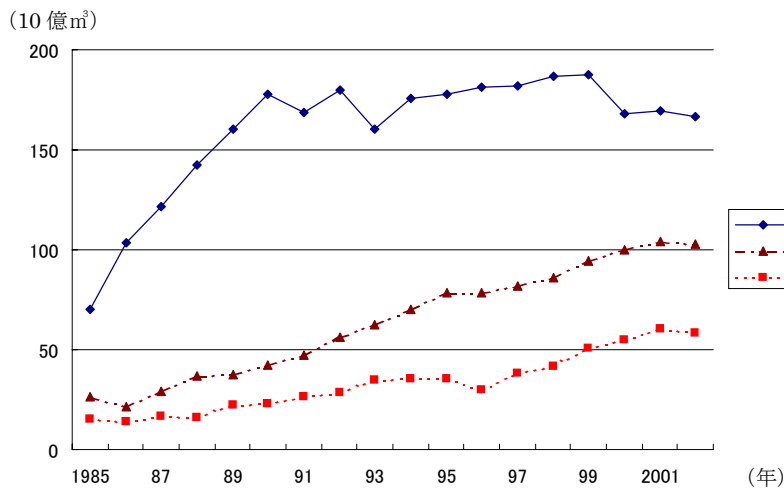
の開発(掘削作業)やパイプライン等の関連インフラの整備には多くの技術的・資金的な困難を伴うことが指摘できる。

5. ロシアの天然ガス輸出および国内消費動向

(1)天然ガス輸出量の推移 (国際比較)

ロシアの天然ガス輸出量もまた(石油の輸出量と生産量との関係と同様)、天然ガスの生産量の動向とほぼ近いかたちで推移してきた。すなわち、1980年代に増加を続けた後、1990年代に入ってから、ほぼ横這いで推移してきた(図12)。

図12. 天然ガスの主要輸出国による輸出量推移



(注) BP 統計の石油生産量のデータから、国内消費量のデータを差し引いた数字。

(出所) BP, *Statistical Review of World Energy* June 2003.

石油輸出量の推移と比べると、天然ガス輸出量のほうが推移の変化が緩やかであるが、その理由としては次の2点を指摘できる。第一に、輸出のベースとなる天然ガスの生産量自体が石油よりも安定して推移してきたこと、そして第二に、これは必ずしもロシアに限らないが、石油の輸出がスポット契約と呼ばれる数ヶ月間の短期契約に基づいて行われるのに対して、天然ガスの輸出はおもに、数年間にも亘る長期契約に基づいて行われていることである。なお、天然ガス生産量に占める輸出量の割合は、1990年代を通じて30%程度で推移しており、基本的にはロシアの天然ガスの主要な消費地が国内市場であり、外国市場をおもな消費地とする石油とは対照的であることがわかる⁽¹⁹⁾。

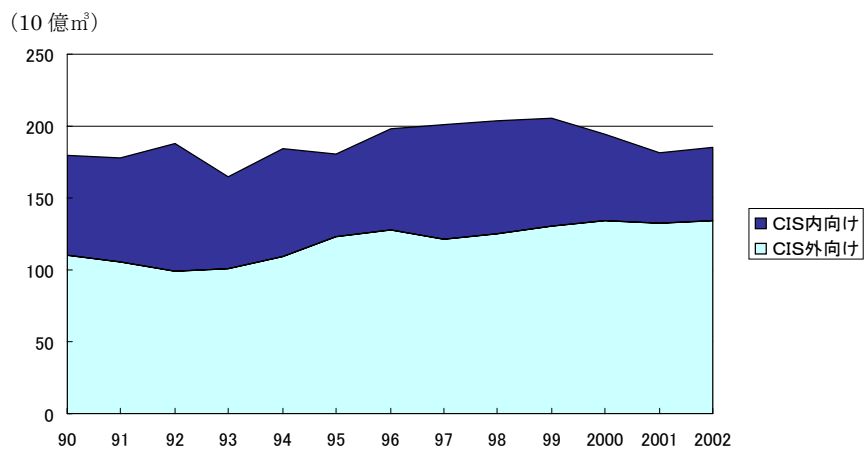
他の主要産ガス国との比較では、ロシアの天然ガス輸出量は、少なくとも1985年以降、常に世

界第1位の座を保っている。2位(カナダ)以下の国との輸出量の格差は、1990年代に入ってから徐々に縮小しているものの依然として大きい。

(2)天然ガス輸出の相手地域別構成

ロシアの天然ガス輸出の相手地域別構成を見ると、大まかな傾向としては、原油輸出と同じ変化が看取される。すなわち、CIS諸国向け輸出が、量・シェアともに縮小している一方で、CIS以外の国に向けた輸出は、ドイツ等の欧州諸国を中心に次第に増加する傾向にある(図13)。ただし、前述したように、天然ガスの輸出はおもに長期契約に基づいて行われているため、こうした輸出先シフトの動きは、石油輸出と比べるときわめて緩やかである。さらに細かく見ると、1993年と1995年、そして2001年にCIS諸国向け輸出量が若干減少しているが、この背景としては、ロシアにとって単独国としては最大の天然ガス輸出先であるウクライナへの輸出が、同国によるガス代金の未払い等の理由から、部分的に停止されたことが考えられる。最近では、ベラルーシへのガス輸出が同じく代金未払いにより停滞している。

図13. ロシアの輸出相手地域別天然ガス輸出



(出所)IEA, *Russia Energy Survey 2002*(1993年までのデータ), ロシア国家統計委員会
『数字で見るロシア』2001~2003年版(1994年以降のデータ)により作成。

(3)ガス・パイプラインの現状と天然ガス輸出を巡る問題点

(a)ガス・パイプラインの現状

現在、ロシアの天然ガスは、すべてパイプラインによって輸出されている。そして、ロシアのパイプラインを独占的に保有・管理・運営しているのが、同国の天然ガス生産量の90%以上を占めるガスプロムである。同社の年次報告書(2002年)によると、ガスプロムが保有するパイプライン・シ

システムは“UGSS”(Unified Gas Supply System)と呼ばれ、パイプラインの総延長は幹線・支線を合わせて 149,900km(うち、61.8%が口径 1,020mm、1,220mm、1,420mm のいずれか)、256 のコンプレッサー・ステーションが稼動中である。

ガスピロムの UGSS のうち、輸出(CIS とバルト諸国向けを除く)に用いられるパイプラインは、ガスピロムの 100%子会社であるガスエクスポート(Gazexport)によって管理されており、天然ガス主要輸出相手地域である欧州方面に向けて敷設されている。その中心となっているのが、いずれも 1970 年代末までに完成した、ウクライナを経由して欧州に至る 6 本の幹線パイプライン(表 8)であり、年間輸送能力は 6 本合計で 800~1,000 億 m^3 程度とみられる。このほか、ロシアからウクライナを経由してトルコ方面に向かうライン(年間輸送能力は約 200 億 m^3 :0.71 兆 cf)や、ベラルーシ経由でポーランドに向かうライン(同 160 億 m^3 :0.57 兆 cf)、ロシア北西部を経由してフィンランドに向かうライン(同 40 億 m^3 :0.14 兆 cf)等があり、以上のパイプラインの輸送能力合計は、年間 1,200~1,400 億 m^3 (4.24~4.94 兆 cf)程度と推定される。

さらに 2002 年 12 月には、新たにトルコ向けの黒海海底パイプライン「ブルー・ストリーム」が稼動を開始している(輸送能力は 2003 年:20 億 m^3 (0.07 兆 cf)→2008 年:160 億 m^3 (0.57 兆 cf)の予定)。

表 8. ロシアの欧州向け幹線ガス・パイプラインの概要

パイプライン名称	ルート	年間輸送能力
ブラツボ	ブラツボ~キエフ~ウシュゴロド(ウクライナ)	n.a.
シェベリンカ・イズマイル	シェベリンカ~イズマイル(ウクライナ)	73 億 m^3
ノーザン・ライト	メドベジエ~ウシュゴロド(ウクライナ)	n.a.
ソユーズ	オレンブルグ~ウシュゴロド(ウクライナ)	245 億 m^3
ウレンゴイ	ウレンゴイ~ウシュゴロド(ウクライナ)	267 億 m^3
プログレス	ヤンブルグ~ウシュゴロド(ウクライナ)	275 億 m^3

(出所)川原田抄苗、小森吾一、杉野綾子『ロシアの石油・ガス開発と今後の展望』(日本エネルギー経済研究所)2003 年 9 月、39 ページ。

(b)天然ガス輸出を巡る問題点

(ア)輸出(および国内消費)向け天然ガスの確保

既に見たように、ガスピロムの主力ガス田(ウレンゴイ、ヤンブルグ、メドベジエ)における資源の枯渇進行と、新規ガス田の開発の遅れにより、1990 年代以降、ロシアの天然ガス生産量は漸減傾向にある。しかしその一方で、ロシアにとって最大の天然ガス輸出相手地域である欧州で将来的なガス需要の増大が見込まれることや、1999 年以降の経済成長によってロシア国内のガス消費量も増大していることなどから、こうした国内外のガス需要の高まりにガスピロムが如

何に対応していくか、という問題が浮上してきた。

当面、ガスプロム自身による天然ガスの急速な増産が見込めない状況であることから、ガスプロムは最近、中央アジア諸国から天然ガスの輸入・調達を強化することで、天然ガス生産の将来的な不足を補おうとしている様子である。具体的には、2002年6月、ガスプロムはカザフスタンの国営カズムナイガス(Kazmunaigaz)との間で、カザフスタンで生産される天然ガスの買い付けや販売(ロシア向け輸出を含む)を行う合弁企業カズロスガス(KazRosGaz)を設立した⁽²⁰⁾。さらにガスプロムは2003年4月、トルクメニスタンの国営トルクメンネフチェガス(Turkmenneftegaz)との間で、2004年から実に25年間に亘る天然ガスの長期輸入契約を締結した⁽²¹⁾。

ガスプロムはまた、ロシア国内で天然ガスを生産する他の企業(石油企業や独立系ガス会社)からの天然ガス購入にも積極的である。最近の例では、2003年10月、国内最大手の石油企業ルクオイルとの間で、短期間の天然ガス購入契約を締結している⁽²²⁾。

(イ)ガスプロムによる輸出パイプラインの独占問題 (“Third Party Access”の問題)

これは、現在ガスプロムが独占しているパイプライン(とくに最も利益率が高いとされるCIS外への輸出パイプライン)に、ガスプロム以外のガス生産企業(独立系ガス会社および石油企業=“Third Party”)が、自由にアクセスできないという問題である。

現在、独立系ガス会社や石油企業(随伴ガス産出)は、ガスプロムの輸出用幹線パイプラインに輸送余力がある場合に限り、(輸送能力の15%を目処として)これにアクセスすることを可能とされているようである。しかし実際には、ガスプロムがパイプラインの輸送余力が無いことを理由に、他社を輸出用幹線パイプラインから完全に締め出している様子が伝えられる⁽²³⁾。こうしたパイプラインへのアクセス制限により、独立系ガス会社や石油企業が天然ガス開発に関して長期的な投資計画を立てることが事実上不可能となり、これらの企業によるガス増産意欲が大きく削がれる結果となっている。

(ウ)既存パイプラインの補修・増強の必要性

ガスプロムが保有する輸出幹線パイプラインの主要部分はウクライナを經由しており、しかも、これらはいずれもソ連時代に建設されたものであるため、老朽化が問題となっている。

こうしたなか、2002年6月、ロシアのプーチン大統領とウクライナのクチマ大統領は、ウクライナのガス・パイプラインの共同管理や改修・増強を行う国際コンソーシアム結成の意向を表明した⁽²⁴⁾。同様の動きはベラルーシについても見られ、2002年5月、ロシア政府とベラルーシ政府は、ベラルーシのガス・パイプラインの共同管理や改修・増強を行う合弁企業を設立することで合意に達した。

(エ)欧州ガス市場の自由化への対応

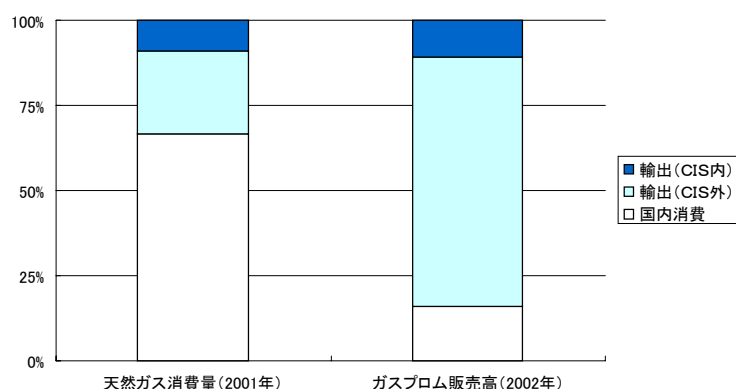
1997年の欧州「電力指令(1997 EU Electricity Directive)」や1998年の「ガス指令(1998 EU Gas Directive)」に見られるように、EUは近年、域内ガス市場の自由化(競争促進やコストの低減)の動きを強めている。こうした流れのなかで、従来のガス輸入契約の主流であった”Take or Pay”条項⁽²⁵⁾付きの長期購入契約や、第三者への転売を禁止した仕向地条項(Destination Clause)についても、競争を阻害し自由化の目的に反するものであるとして、EUの需要者はロシアやアルジェリア等のガス輸出国側に撤廃を要求し始めている。

これに対してロシアは、EU側の要求を受け入れた場合、ガスの末端販売価格の低下によってガスの輸出価格が抑えられ、ロシアのガス企業の収益性が圧迫される可能性があること、また、ガスの長期輸出契約を担保とした資金調達スキームが使えなくなり、その結果、ガス田開発の大型プロジェクトの実現が困難になること、等の理由から、EU側の要求に強硬に反対している。

(4)天然ガスのロシア国内消費を巡る問題点

ロシアの天然ガスの主要な消費地(生産量の約70%)は、電力産業を中心とする国内市場である。一方、ロシアの天然ガス生産をほぼ独占しているガスプロムの販売高の構成を見ると、その8割以上が輸出(とくにCIS外向け輸出)から得られており、国内市場での販売高の割合は僅かとなっている(図14)。

図14. ロシア天然ガスの消費量・販売高の構成(市場別シェア)



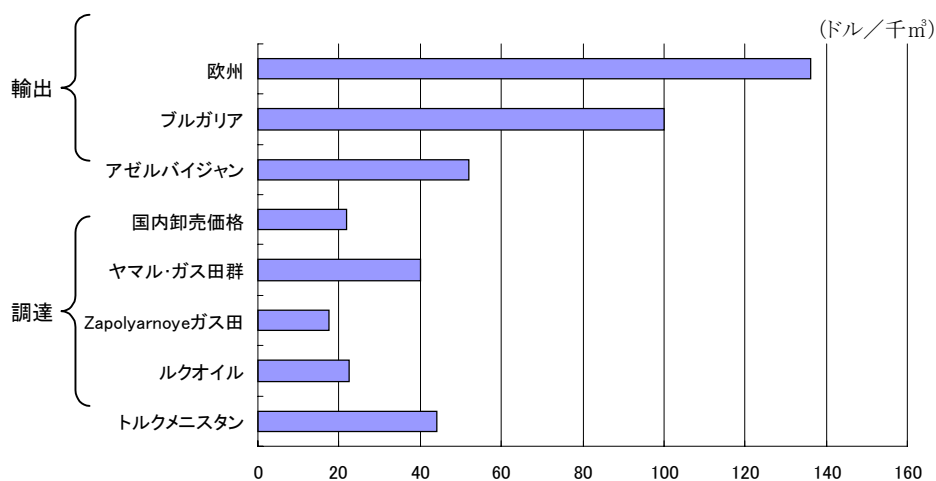
(出所)ロシア国家統計委員会『数字で見るロシア』2003年版、ロシア東欧貿易会『カザフスタンのガス資源の経済および環境的評価とその周辺国のガス需給動向』(石油公団委託調査)2003年3月。

このように消費量と販売高の市場別構成にギャップが生じている背景には、消費市場ごとに天然ガスの販売価格が大きく異なるという問題がある(図 15)。

とくに問題となっているのが、天然ガスの国内市場における販売価格が安いことである。ガスプロムは自然独占体であるため、同社の国内でのガスの販売価格(卸売り価格)は、国家規制の対象となっており、現在のガスの国内卸売価格は約 22ドル/千 m^3 の水準に抑えられている。また、独立系ガス会社が生産する天然ガスは国家統制の対象にはなっていないが、ガスプロムの統制価格よりも若干高いだけとなっている模様である⁽²⁶⁾。このように安い国内価格により、ガスプロムや独立系のガス会社(含、石油企業)は、国内市場で収益を上げることが困難な状況となっており、このことが、ガスプロムによる新規ガス田開発や、独立系ガス会社によるガス増産意欲を阻害する要因になっている。ただし、ガス国内価格の急速な引き上げは、1990 年代に見られたようなガス代金の未払いを再び急増させる可能性があること、また、一部の輸出産業(窒素肥料やアルミ、鉄鋼など)の競争力を損なう可能性があることなどから、その実現はきわめて難しい状況となっている。

なお、このような天然ガスの内外価格差は、WTO 加盟交渉において「クロス補助金」として問題となっている。

図 15. ガスプロムの天然ガス販売・調達価格



(注 1) 本図は、項目毎にデータを採用したタイミングが異なるため、取り扱いには注意を要する。例えば、図中のルクオイル、トルクメニスタンからの調達価格は、それぞれ 2003 年 10 月の短期契約と、2003 年 4 月締結の長期輸入契約によるものである。

(注 2) なお、ガス価格の内外差については本報告書の P.129 の表も参照願いたい。

(出所) Butler, Malcolm, "Russian Gas for Europe," *Oxford Energy Forum, Issue 42, Feb. 2002.*, IEA, *Russian Energy Survey 2002*, p.127, Mastepanov, Aleksei M., *Russian Energy Strategy, Japanese Edition* (Tozai Boeki Tsushinsha Co., Ltd), 2001, p.603.

－ 注 －

- 1 ENI, *World Oil and Gas Review*, 2002, p.200.
- 2 BP の”Statistical Review of World Energy”の数字が、ロシアの石油・ガス埋蔵量を過小評価している可能性が高いことについては、ロシア側の諸機関からも指摘される場所である。例えば、ロシア最大手の証券会社 Troika Dialog によれば、ロシアの石油確認埋蔵量に関する BP の数字は、ロシアに現在 10 社以上存在する石油企業のうち、西側の監査会社によって埋蔵量調査が実施された6社の確認埋蔵量を単純合計したものに過ぎないという (Troika Dialog, *Oil Sector*, May 2001, p.97)。
- 3 Ulmishek, Gregory F. & Masters, Charles D., “Oil, gas resources estimated in the former Soviet Union,” *Oil and Gas Journal*, 13 Dec. 1993.
- 4 USGS, “U.S. Geological Survey World Petroleum assessment 2000-Description and Results,” *USGS Digital Data Series DDS-60, Multi Disc Set Version 1.0*, 2000.
- 5 Alekperov, Vagit, “Russian Oil for New Markets ? The LUKoil Vision,” *Proceeding Paper for “US-Russia Commercial Energy Summit,”* Houston, 1-2 October 2002 (<http://www.usea.org/>).
- 6 A、B、C₁、C₂ は、ソ連時代に用いられていた鉱物資源の埋蔵量の категория で、石油・天然ガスについては、このほかに D₁、D₂ という category が存在する。A から順に、実施された調査がより詳細であることを意味しており、うち A～C₁ が西側基準による確認埋蔵量 (proven reserves) にほぼ該当するとされる (IEA, *Russian Energy Survey 2002*, pp.70-72、ソ連東欧貿易会「ソ連の石油・天然ガス埋蔵量評価基準」『ソ連東欧貿易 調査月報』1983年10月号、77～84 ページ)。
- 7 前掲の Ulmishek, Gregory F. & Masters, Charles D. および USGS を参照のこと。
- 8 *Nefte Compass*, 28 March 2002.
- 9 Ebel, Robert, “Robert Ebel looks West for Russia’s Oil Future,” *Oxford Energy Forum*, May 2002.
- 10 Mabro, Robert, “Russian versus Saudi Oil,” *Oxford Energy Forum, Issue 50*, August 2002.
- 11 なお、近年のロシア原油採掘部門における固定資本投資のほとんどは、外国企業によるも

のではなく、ロシアの石油企業が自ら行ったものであったと考えられる。例えば、近年ロシアの原油採掘部門に対して行われた外国投資のほとんどは、サハリン・プロジェクト(サハリン-1、2)に向けられたもので、その額は2000年、2001年にそれぞれ4億ドル、7億ドルだったと見られているが(Troika Dialog, *Neftiianoi Sektor Rossii-2001*, Jan. 2002, p.36)、この額は、例えば2000年のロシア原油採掘部門における固定資本投資額1,352億ルーブル(ドル換算で約48億ドル)のわずか一割程度に過ぎないのである(ロシア国家統計委員会『ロシア統計年鑑』2002年版、578ページ)。

- 12 なお、1999年当時に燃料エネルギー大臣であったカリュジニイ(Kalyuzhny)は、ロシアは原油の生産レベルを向こう40年間、3.3億トン/年に留めるべきであり、4.5億トン/年といった無謀な増産の後には急速な生産減退が起こる危険があると述べている(Gribanov, Ivan, "Russian Oil: How long it last?," *The Russian Energy*, v.1, issue 17, 27 May 2002)。この発言は、水攻法の濫用によって多くの油田でウォーターカット(含水率)が急増したという、過去の苦い経験をベースにした政府側技術者の見解を代弁したものと思われるが、本文中で述べた西側の油田マネジメント技術に関して、彼らがどの程度理解しているかは疑問である。
- 13 Gaddy, Dean E., "Schlumberger helps Yukos boost oil output," *Oil and Gas Journal*, 7 Feb 2000.
- 14 西側技術の導入に関して、ユコスやシブネフチと対照的な姿勢を示してきたのがスルグトネフチェガスである。同社のボグダノフ(Bogdanov)社長は生粋の掘削エンジニアで、事業を殆どハントィ・マンシ自治管区に限定し、中小石油企業の買収にもあまり関心を示さないなど、手堅い経営手法で知られる一方、TOB や米国会計基準(U.S. Generally Accepted Accounting Principles; US-GAAP)の導入を拒むなど、やや「外国嫌い」な体質と言われてきた。2002年の生産量はロシア第3位の49.2百万トン(98万バレル/日)で、前年比11.8%の伸びであったが、これは、西側に拠らない、ロシア式技術を用いながらの着実な投資継続の賜物と言われている(*Financial Times*, 1 May 2002)。他方、近年、石油生産量でロシア第1位の座を維持してきたルクオイルも、従来は西側の技術や経営手法の導入に消極的だったとされるが、2001年に石油生産量第2位のユコスに肉薄され首位を奪われそうになったことから危機感を募らせ、西側経営陣を入れるなどユコスに近い経営手法を採用する一方、地方の生産企業の吸収合併も進め、2002年には前年比20.0%という大幅な増

産に成功し、No.1 企業の面目を施した。

- 15 ロシアの原油輸出量のうち、トランスネフチの幹線パイプラインを通じて行われる輸出の割合については、断片的な情報しか得られないが、例えば、Troika Dialog によると、2000 年の CIS 諸国以外に向けた原油輸出のうち、幹線パイプライン以外の手段(具体的には、鉄道輸送やサハリンの海上プラットフォーム、ルクオイルのヴァランディ小口径支線パイプライン)で輸出された原油の割合は、数量ベースで全体の僅か 7.6%だったという(Troika Dialogue *Neftiianoi Sektor Rossii-2001*, Jan. 2002, p.48)。ただし、こうしたトランスネフチの幹線パイプライン以外の手段による原油輸出量は、ここ数年、増加している模様である。
- 16 Mikhailov, Nick, “Russian Oil and Gas Transportation,” *Oil and Gas Journal*, 25 Mar. 2002, 1 Apr. 2002.
- 17 トランスネフチのパイプラインの輸送能力についてはまた、老朽化の観点から問題を提起する指摘も多い。例えば、IEA によると、2000 年現在、ロシアの幹線パイプラインの 73%が既に使用年数 20 年を超えており、41%が 30 年超であるという(IEA, *Russian Energy Survey 2002*, p.89)。
- 18 ただし、新規の幹線パイプラインの建設資金に関しては、トランスネフチは通過タリフからの収入に頼るしか方法がない。最近では、北コーカサスのチェチェン・バイパスルートを建設するために、全国のパイプラインの通過タリフ値上げにより建設資金を捻出しており、工事そのものは手際が良かったが石油会社側の反発は大きかった。一方、CPC パイプラインの場合、建設資金はコンソーシアム参加者の出資によるものであり、他地域の通過タリフへの皺寄せはなかった。今後、新規の幹線パイプライン建設について石油業界の許容できる形態は、当然 CPC 方式となるであろう。
- 19 実際、2002 年現在、ロシアの国内エネルギー需要の 55%は天然ガスによって賄われているとされる(本村真澄「復活した石油大国ロシアとその背景にあるもの」『石油・天然ガスレビュー』(石油公団)2003 年 1 月号(<http://www.jnoc-rp.jp/enq/frame.php?url=/papers/2003/200301motomura-russia.html>))。
- 20 カズロスガスの出資比率は、ガスプロム;30%、ロスネフチ;20%、カズムナイガス;50%。
- 21 2003 年 4 月に締結された長期輸入契約によると、ガスプロムがトルクメンネフチェガスから輸入する天然ガスの量は、2004 年には 50~60 億 m³ (0.18~0.21 兆 cf) であるが、その後、急速に増加し、2008 年には 630~730 億 m³ (2.22~2.58 兆 cf) に達するという。なお、輸入価

格については、ガスプロムは当初 38ドル/千 m^3 を主張していた模様だが、結局、44ドル/千 m^3 で合意した。決済方法は、現金による支払いが 50%で、残り半分は物品によって支払われる(坂口泉「ロシアのガス分野の諸問題－危機回避のために何が必要か」『ロシア東欧貿易 調査月報』2003年11月号、17～18ページ)。

- 22 ガスプロムが購入契約を締結したのは、ルクオイルがヤマロ・ネネツ自治管区で開発を進めているナホトキンスコエ(Nakhotkinskoe)ガス田で生産される予定の天然ガスで、購入期間は2005年10月～2006年末と比較的短い。購入量は、2005年4Qに最大で7.5億 m^3 (265億cf)とし、その後、2006年には80億 m^3 (0.28兆cf)まで拡大する計画。購入価格は、22.5ドル/千 m^3 (VATを除く)以上とされている(JETRO「ルクオイルがガスプロムに天然ガスを供給」『JETROワールドアイ～欧州・ロシア・CIS版～』2003年11月7日号)。
- 23 このほか、国内市場向けのガス輸送に関しても、現在ガスプロムが独立系ガス会社や石油企業との間で締結しているのは短期契約のみであり、長期契約の締結は拒否している。
- 24 ウクライナについては、近年、ロシアから同国経由で欧州諸国に輸出されるガスの不法な抜き取りも問題となっていたことから、この共同管理会社の設立構想の背景には、ウクライナのガス・パイプラインの管理に関与することによって、ウクライナによるガスの不法な抜き取りを阻止したいという、ガスプロムの思惑もあると考えられる。
- 25 “Take or Pay”条項とは、ガス購入契約あるいは製油所やパイプラインの建設契約又は処理契約などに含まれることがある条項で、引取り保証の一種であって、製品(生産物)又はサービスを提供するプロジェクトの借入金の弁済と、プロジェクトの操業費を賄うために、買主が製品又はサービスを引き取れないときでも、一定の最低額を定期的に支払う義務を買主に課すものである(石油公団『石油/天然ガス用語辞典』(<http://www.jnoc-rp.jp/glossary/index.html>))。
- 26 坂口泉「ロシアのガス分野の諸問題－危機回避のために何が必要か」『ロシア東欧貿易 調査月報』2003年11月号、7ページ。