

# Russian Natural Gas and Northeast Asia : Prospects for Russia-Japan-China Partnership<sup>1</sup>

Vladimir I. Ivanov  
Senior Researcher, ERINA

Northeast Asia is unique to the world of energy because it encompasses exceptionally large energy markets and vast regional resources of energy, which until very recently were largely, disconnected. Russia-the third world's largest producer of energy-possesses rich coal, oil, natural gas and hydropower resources in the Far Eastern and Siberian provinces. In the West, Russia's share in supplying natural gas to the economies of the European Union currently stands at 65% of their total natural gas imports. In 1997, Russia exported almost 143 billion cubic meters (Bcm) of natural gas, or 32 Bcm above the 1992 level, and it is expected that by 2010 the exports grows further, reaching 240 Bcm.

## Natural resources and development needs

In theory, Russia could contend for significant shares of energy markets in Japan, South Korea and China. It indeed aspires to become these economies' partner in meeting their energy needs. It is important to emphasize that attaining such a role is critical for Russia's own needs and future development path. Geographically, almost three-quarters of Russia is located east of the Ural Mountains and includes Western Siberia, Eastern Siberia, and the Far Eastern region. It accounts for 21% of the total population (Table 1), 74% of the national territory and 30% of the Gross Domestic Product.

In the second half of the 20<sup>th</sup> Century the population of the eastern provinces was growing relatively fast, doubling between 1939 and 1997. Considering negative population growth in Russia registered since the early 1990's and the forecasts of the population decrease by 2050 it is unlikely that the eastern provinces will demonstrate any significant increase in the number of residents. That will be certainly impossible without specific, well-focused measures and policies aimed at attracting investors, creating new industries, and inviting the skilled labor and professionals to this part of Russia. In this realm, the factor of rising

competition on the part of other more developed regions in Russia also must be carefully evaluated.

The rapidly changing economic, social and geopolitical circumstances require that the entire development scenario for Eastern Siberia and the Far Eastern region is driven by investment and policy measures that lead to qualitative changes in infrastructure development, industrial and social advancements in those areas. In this context, the development of energy resources in eastern provinces of Russia, including large-scale export-oriented energy projects, appear as the most important tool in attracting massive investment and a focal point in revitalizing the regional economy in the long run.

The possibility of natural gas exports to neighboring markets appears particularly attractive. It is based on a number of assumptions. The first one is the rising energy demand and expanding imports of oil and natural gas on the part of Northeast Asian economies. The second premise is that energy importers will give preference to natural gas as a fuel of choice for power generation, as compared with coal and nuclear power. The third assumption is that natural gas delivered to markets through pipelines will be cheaper and therefore more attractive for both the current and prospective users compared with liquefied natural gas (LNG).

## Assumptions questioned

It seems that there is no disagreement that, in principle, Russia can export large volumes of gas to Japan, the Koreans and particularly China. The question is about the time frame, the scale of the market expansion and Russia's own potential to compete with other producers and exporters of natural gas. What seems to be the problem is that some of the assumptions currently entertained by the Russian experts and politicians alike are not necessarily correctly reflect the existing picture and a potential for gas market development in East Asia.

Table 1. Eastern Russia: Population, 1939-1997  
(thousand)

	1939	1997
Western Siberia	8,927	15,098
Eastern Siberia	4,771	9,114
Far East	2,976	7,421
Total	16,674	31,633

Source: *Population of Russia: 1987-1997. Statistical Abstract* (Moscow: Goscomstat, 1998)

<sup>1</sup> This paper was first presented at the Far-Eastern International Investment Forum on "Investment Projects of the Far East and Trans-Baikal Regions - Priorities of the 21st Century," Khabarovsk, September 19-20, 2001. This revised version was prepared for the 2nd Annual Symposium on Overseas Hydrocarbon Development organized by the CNPC Economics and Information Research Center in Beijing, October 18-19, 2001.

Let us briefly review country by country, the current state of affairs with regard to gas pipeline projects. A case in point is Japan's policy in further promoting natural gas; it is crucial because its natural gas market is the largest in Northeast Asia, and the opening of this market for pipeline gas will constitute a major change. In this context Exxon/Mobil and Shell are backing competing gas transportation options as far as the Sakhalin gas projects are concerned. Exxon/Mobil proposes a pipeline to Honshu, while Shell decided to construct large LNG export terminal, which would have Japanese importers as its primary customers.

Japan currently imports about 52-53 Mtpa of LNG (about 65 Bcm<sup>2</sup>), and in 2010, under the new scenario with the nuclear power program scaled down and natural gas filling a shortfall, the total demand could rise to 60 Mtpa, reaching 70-80 Mtpa by 2020. However, because of its predominant reliance on LNG and domestic constrains for building such an infrastructure Japan is unlikely to be a customer for natural gas delivered through a pipeline before 2010. On the other hand, it must be also noted that since Japan is exclusively locked into the LNG option there is a possibility that a pipeline from Sakhalin will never be built.

China appears as the largest external market for pipeline gas from Siberian and Sakhalin, as well as from Central Asian sources. On the drawing board, by 2020 Beijing may need to import as much natural gas as the

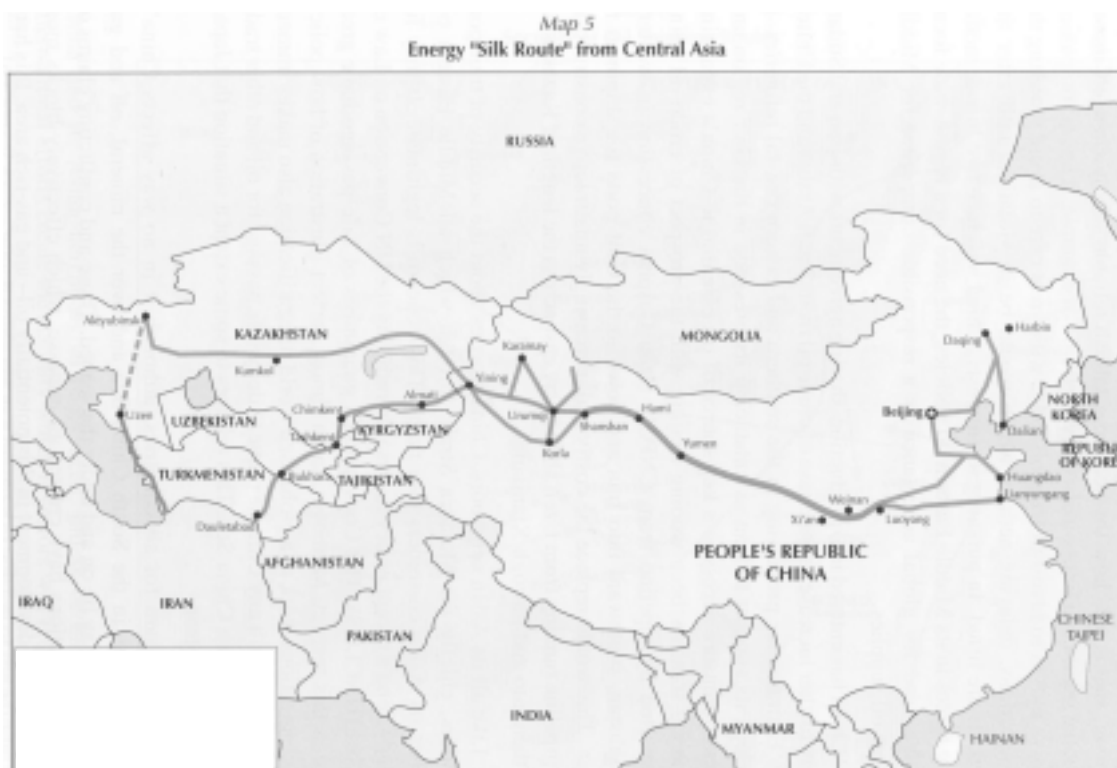
European Union does today, in addition to about 6-8 million barrels of oil per day. For Russian negotiators these projections appear extremely attractive and the top political leaders seem to support optimism regarding north-to-south cross-border gas pipelines.

However, China's first priority until at least 2010 is to develop its domestic resources of natural gas<sup>3</sup> Between 2002 and 2009, China plans to build a national long-distance West-East gas pipeline (Figure 1). This project is not entirely based on considerations of economic efficiency, being seen in the larger context of social and economic development plans for Western China. It is important to note that the trans-China gas pipeline system can be connected in the future to the Gazprom's pipeline grid in Western Siberia. An alternative is natural gas sources in Kazakhstan and/or Turkmenistan.

On the other hand, China's LNG imports in 2010 are estimated in the range of 5 Mtpa to 10 Mtpa, while Taiwan's LNG imports are likely to reach 10-12 Mtpa in 2010. The experts of the World Bank also project China to import LNG in the range from 20 Bcm to 60 Bcm by 2020, expressing skepticism about pipeline gas imports before 2015.

China's current domestic production of natural gas is only 25 billion cubic meters, or about 4% of the Russian output. China is yet to acquire a "gas culture"; when this does happen, it is likely to occur in the economically

Figure 1. A Trans-China "West-East" Pipeline and its Links with Central Asia



Source: *China's Worldwide Quest for Energy Security* (Paris: OECD/IEA, 2000), 63.

<sup>2</sup> 1 Bcm = 0.85 Mt, or 1 Mt = 1.2 Bcm.

<sup>3</sup> China's own total recoverable gas resources are estimated at 10 trillion cubic meters, while proven reserves are currently standing at one third of this amount. Until about 2010, Beijing justifiably wants to focus almost exclusively on exploring and developing these domestic reserves.

Table 2. **Projections for LNG Demand in Asia, 2000-2020**  
(Mtpa)

	2000	2010	2020
Japan	56	60	65
South Korea	16	21	35
Taiwan	5	12	16
China	—	10	40
India	—	23	35

Table 3. **Eastern Russia: Population of the Largest Cities, 1939-1997**  
(thousand)

	1939	1999	Growth
<i>Krasnoyarsk</i>	190	874	4.5
<i>Irkutsk</i>	250	591	2.4
<i>Ulan-Ude</i>	126	371	3
<i>Chita</i>	121	314	2.5
<i>Yakutsk</i>	53	196	4
<i>Blagovestchensk</i>	58	221	4
<i>Khabarovsk</i>	207	614	3
<i>Komsomolsk</i>	71	295	4
<i>Birobidjan</i>	—	80	—
<i>Vladivostok</i>	206	613	3
<i>Nakhodka</i>	—	160	—
<i>Ussuriysk</i>	72	158	2
<i>Youzhno-Sakhalinsk</i>	—	180	—
<i>Magadan</i>	27	122	4.5
<i>Petropavlovsk-Kamchatskiy</i>	35	197	5.5

Source: *Population of Russia: 1987-1997. Statistical Abstract* (Moscow: Goscomstat, 1998)

developed coastal regions first. When natural gas attracts attention in the developed coastal areas, their authorities and investors could opt for smaller-scale and easier-to-put-together LNG projects integrated with the combined-cycle power plants.

Also, in theory prospects for importing natural gas through a pipeline are improving as South Korea and North Korea talk about a railway opening between Seoul and Pyongyang. A conservative estimate for natural gas consumption in Korea is 21 Mtpa by 2010 and it is quite likely that it could reach 30-35 Mtpa by 2020, considering that South Korea is the only economy in the region that already put in place an infrastructure for a country-wide transportation of natural gas. There are now discussions taking place about building a gas pipeline through the territory of North Korea. There is little doubt that in addition to energy security of South Korea, if the inland gas pipeline is constructed it will contribute to inter-Korean cooperation and the economic recovery of North Korea.

On the other hand, uncertainties in Pyongyang's policy vis-a-vis Seoul and Washington's new stance toward North Korea are likely to complicate and delay discussions on cross-border gas pipelines and South Korea could remain for some years to come an "island" economy. Like Japan, South Korea is also in the middle of restructuring and deregulating its energy sector. This policy reform will promote competition, but a wider reliance on natural gas in power generation is not guaranteed. Moreover, currently South Korea, similar to Japan, is completely locked into the

LNG option.

In this context, Russia is yet to acquire a capacity to produce and export LNG, considering that the Asian LNG market will continue to expand (Table 2).

For instance, Australia as the fifth largest LNG exporter in the world seems to have very clear and focused strategy. Its LNG exports reached A\$2 billion with 7.5 Mtpa exported to Japan alone. Six new major LNG projects are now under discussion and Australian government's goal is to export 25 Mtpa of LNG by 2010, tripling the current volume and expanding its share in LNG market in East Asia from 10% to 30% by 2015. One of the markets targeted outside Asia is the United States.<sup>4</sup>

#### Domestic market

In addition to the economic and political uncertainties, as well as the competition on the part of LNG, the major problem of the cross-border, long-distance pipeline projects is their price tag. Very high cost of these projects requires large and reliable reserves of natural gas, accessible markets, and multilateral financing along with concerted implementation efforts. Yet another problem is that large-scale pipeline gas exports could be economically feasible only if the prospective importing economies choose to promote pipeline gas for power generation. The governments will be required to undertake not only regulatory adjustments to allow pipeline gas to compete in their markets, but also cooperate in financing these projects and promoting construction of the distribution

<sup>4</sup> *Energy Policies of IEA Countries. Australia 2001 Review* (Paris: OECD/IEA, 2001), 101, 104 and 159.

infrastructure.

It seems that for the current decade, only Russia's own market could serve as a reliable device that could trigger both resource development and prepare a base for natural gas export promotion in Northeast Asia (Table 3).<sup>5</sup>

In this table, the cities highlighted (*italicized*) are the largest in Eastern Russia located along the Trans-Siberian Railway. The total population of these cities is above 4 million and minimum 4-5 million people live in smaller settlements located along the Trans-Siberian Railway to the East from the Lake Baikal. Also, the railway zone is the prime location area for major industrial enterprises and power plants, including those that consume coal.

### A Trans-Siberian trunk pipeline

It is important to acknowledge in this context that similar to China the implementation of pipeline projects in Eastern Russia will benefit local communities, economies and regional governments, particularly if the infrastructure is built in areas with a decent number of domestic consumers and industries.

What Russia needs is a long-term, comprehensive and consistent approach to developing, delivering and distributing Siberian and Far Eastern natural gas to domestic and external markets. This strategy must first of all be aimed at integrated approach to commercializing natural gas reserves. Second, the number of potential exporters must be maximized, so ideally a pipeline, like a railway, should be kept "neutral" and open to all major exporters. Third, key transmission pipelines should be designed to collect and transport sufficiently more than the

level of current and projected domestic demand to supply gas to Northeastern China and the Koreans. Finally, this integrated approach must include efforts in targeting LNG markets in Asia. This will allow a wider marketing of natural gas, involving LNG users in Japan, South Korea, China, Taiwan, India, and elsewhere.

It should be emphasized that the proposed west-east pipeline constructed along the Trans-Siberian Railway should be seen-and therefore designed-as a long-term concept for the development of natural gas reserves in Eastern Russia. Obviously, careful and impartial economic assessment of this option is needed. In this context, relevant experiences of other countries should be studied as well. At first sight, Canada could serve as a model for designing and developing a natural gas industry and the delivery systems in Eastern Russia (Figure 2).

Although there is a considerable consumption of natural gas in the Canadian producing provinces, its gas industry is characterized by "production in the west, consumption in the east" pattern. This is clearly reflected in the gas delivery infrastructure with all production fields, gathering pipelines and processing plants located in the west. The single West-East transmission pipeline system moves gas across the country and along the border with the United States. The export points for gas delivered to the United States are spread out along this border and there are currently 16 non-reversible pipeline interconnections with the total annual maximum capacity of 86 Bcm (in Canada, about 60 Bcm of gas is consumed domestically and 78-80 Bcm is exported).<sup>6</sup>

Why not to consider this as a possible model in

Figure 2. Canada's Gas Supply System and Cross-Border Pipelines



Source: *Natural Gas Pricing in Competitive Markets* (Paris: OECD/IEA, 1998), 66.

<sup>5</sup> In 1999, federal authorities endorsed a gas pipeline project linking Sakhalin and the two most populous and industrialized provinces in Far Eastern Russia. This program, however, is vulnerable because it lacks funding.

<sup>6</sup> *Natural Gas Pricing in Competitive Markets* (Paris: OECD/IEA, 1998), 64.

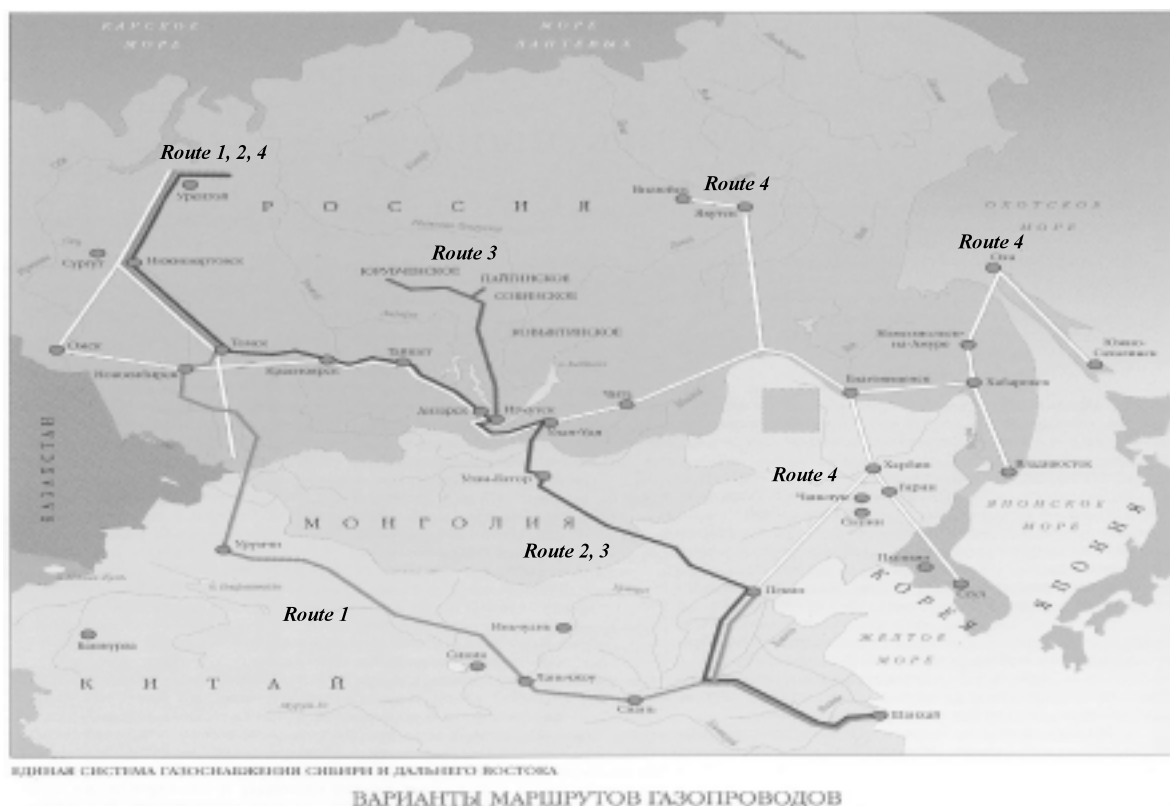
exporting Russian natural gas to the neighboring markets in Northeast Asia? Also, in Eastern Russia, like in Canada, a vulnerability to supply shortages and disruptions in a west-east trans-continental gas delivery system could be mitigated by substantial upstream reserves of natural gas in Western Siberia.

All these considerations combine may require a reconsideration of existing plans to construct "north-to-south" pipelines between Russia and China, or Russia and the Korea. Instead, a Trans-Siberian pipeline option must be considered as the preferable gas-delivering infrastructure, or at least the first option to proceed with a

feasibility study (Figure 3). It seems that such pipeline system combined with substantial LNG production facilities in the Pacific coastal area (or ensuring a complementary capacity in reserves for Sakhalin projects) could offer the following advantages:

- \* The Trans-Siberian Railway's corridor already has infrastructure in place, in a location that has known geological conditions, allowing a pipeline to be constructed faster and possibly at a cost competitive with other options.
- \* The Trans-Siberian gas pipeline project will create

Figure 3. Options for Gas Pipeline Projects in Eastern Russia



LEGEND	PROPOSED ROUTES	THE PIPELINE LENGTH, KILOMETERS		
		RUSSIA	CHINA	MONGOLIA
Route1	Pur-Tazovskie fields-Urengoy-Gorno Altaiysk-Shanghai	3,190	4,450	—
Route2	Pur-Tazovskie fields-Urengoy-Tomsk-Krasnoyarsk-Irkutsk-Ulan Ude-Ulaan Baator-Beijing-Shanghai	3,550	900	1,850
Route3	Urubchenskoe-Paitinskoe-Sobinskoe-Kovyktinskoe-Irkutsk-Ulan Ude-Ulaan Baator-Beijing-Shanghai	1,570	900	1,850
Route4	Pur-Tazovskie fields-Omsk-Novosibirsk- Tomsk-Krasnoyarsk-Irkutsk-Ulan Ude-Chita-Yakutia - Blagovestchensk-Khabarovsk-Sakhalin-Komsomolsk na Amure-Vladivostok-Harbin-Beijing-Seoul	6,300	700	—

Source: *Federal Reference Book 2000* ( )

additional incentives for the development of natural gas deposits in Krasnoyarskiy Krai, Irkutskaya Oblast and Yakutia, by providing these projects with delivery infrastructure and integrating them in a larger regional natural gas development scenario in the long run.

- \* A Trans-Siberian pipeline could provide cleaner energy to all major cities and industries in Eastern Russia, while ensuring that the long-term needs of international users, including those who prefer to import LNG, are met. Therefore, the support of both domestic and international constituencies in such a project will be strengthened.
- \* This "west-to-east" pipeline could also better serve the funding needs of the project, particularly if an "open access" pipeline scheme is adopted. Also, it will allow natural gas from Western Siberia to back up the entire system and access the markets in Asia on a larger scale (at present and for the foreseeable future, the reserves located in Western Siberia will remain superior by far to those in Eastern Siberia and the Far Eastern region combined).
- \* The main advantage of such a Trans-Siberian pipeline system is the possibility of combining the multiple sources of natural gas in the northwestern, northern, and northeastern areas of Siberia and the Far Eastern region with the multiple users located in the south and southeast areas of Eastern Russia and Northeast Asia.

In promoting such a concept Russia could strengthen its position by working more closely with Japan, and also with China and the Koreans. This must not be seen as a matter of choice in favor of one or another partner but as a strategic device to maximize and share the benefits of natural gas projects as soon as technically possible.

### Japan as a partner

It seems that Japan can be supportive of this concept because its own demand for natural gas is likely to grow. Recently, the Advisory Committee for Natural Resources and Energy under the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan proposed raising the share of natural gas in the primary energy supply from the current 13% to 20% by 2020. Therefore a "west-to-east" trunk pipeline infrastructure constructed in Eastern Russia will allow flexible marketing and expanded reserves of natural gas traded via pipelines and as LNG. It is particularly important that Japan has the capacity and institutional instruments to influence investment decisions in continental Northeast Asia.

Also, the existing regional environment for trading natural gas in the form of LNG must not be ignored by Russian planners. Between 1990 and 1997 the global LNG market grew at 6.7% a year, with 75% of all LNG trade being centered on Japan, Korea and Taiwan. Indeed, Sakhalin-2 plans to construct a LNG plant of 9 million ton

capacity, or about 11 Bcm of gas. However, the gas market in Japan, Korea and Taiwan combined is estimated at about 135-160 Bcm by 2020 and LNG would supply most of it.

Japanese importers of LNG are the key actors that could really change existing LNG trading environment in Asia. In 2009-2010, 24 long-term contracts will end, creating a large niche that could be partially filled by Russian gas. The question is whether a single LNG plant in southern Sakhalin (and the available gas-extracting capacity on the island) will be sufficient to compete for a larger LNG market share in Japan and other economies.

On the other hand, it is important to note that in 2000 39 individual LNG cargoes were sold "spot," accounting for about 8% of the traded LNG volume. If the Asian market for LNG evolves with additional LNG sources opened and receiving terminals built, the sale of LNG on a spot basis and more intensive introduction of the LNG-based power generation facilities may considerably influence the prospects for Russian pipeline gas to be exported to East Asia.

Furthermore, both Japan and Russia could become natural partners in changing LNG markets for their mutual benefit. Swap arrangements involving already developed LNG markets and new opportunities in the coastal regions of China and India could facilitate the marketing of Russian natural gas. India, for example, has entered several LNG supply agreements and recently its state owned company bought a large share in the Sakhalin-1 project. When five LNG receiving terminals under construction or announced will be completed, India could import about 23 million tons of natural gas or almost half of Japan's current LNG imports. India will import most of its LNG from Oman, Qatar and Malaysia—the very same sources that currently supply LNG to Japan, South Korea and Taiwan.

When LNG from the Sakhalin fields becomes available, both Japan and South Korea will have an opportunity to "swap" some LNG cargoes with Indian importers of LNG, reducing both transportation costs and delivery time. It is projected that the share of spot deals could grow to 12% by 2010 and it seems that this new trend deserves careful evaluation. Due attention to these developments could help Russian experts to assemble a comprehensive marketing strategy for natural gas exports.

In the longer-term, if the East Asian market for LNG evolves, with additional receiving terminals built, the sale of LNG on a spot basis may considerably expand the market for Russian LNG. Therefore, an expanded production base to capture such an opportunity will be needed—another argument in favor of the Trans-Siberian pipeline that could, at some point, be extended to the Korean peninsula and interconnected with the Trans-China pipeline by "north-to-south" joints.

### Conclusions and recommendations

In summary, it seems that at present Russia has yet to come up with the long-term and comprehensive strategy in promoting its natural gas in Asia. It is highly desirable that this strategy will coordinate Sakhalin projects with Kovykta and Yakutia projects. A trans-continental trunk pipeline constructed along the Trans-Siberian Railway will also enable commercialization of natural gas reserves in

Krasnoyarskiy Krai, in addition to Irkutskaya Oblast and Yakutia. These integrated reserves will be sufficient to supply gas to domestic and foreign users. The proposed infrastructure and its combined capacity will allow significant cross-border gas exports to China, the Koreans, Mongolia and even supplies of LNG to Japanese, South Korean and Taiwanese LNG users, provided that an expanded LNG export capacity will be available on the Pacific coast of Russia.

The current approach to Asia-oriented natural gas projects underestimates the LNG market, which will grow further. On the other hand, Russian experts overestimate the mid-term capacity (before 2010-2015) of Chinese market in absorbing natural gas from Eastern Russia (as well as China's interest in doing so). It seems that they tend to ignore a possibility of competition with pipeline gas from Central Asia. On the other hand, the significance of domestic market for natural gas in Eastern Russia has been downplayed. Finally, there is inadequate attention to the production plans of potential competitors such as Australia and other LNG producers, on the one hand, and the interests of potential strategic partners, including Japan, India and South Korea to natural gas supplies from Russia, on the other hand.

It is highly advisable that a long-term strategy for natural gas reserves development in Eastern Russia is, first of all, designed on the basis of comprehensive, independent and realistic assumptions and projections.

Second, this strategy must be driven by domestic

needs and long-term prospects for economic and social development of eastern provinces, particularly those areas located along the Trans-Siberian Railway. It could be worthwhile to consider the experiences of such gas-producing and gas-exporting countries such as Canada and Australia where the share of natural gas in primary energy supply over the last two decades reached 25-30% from rather insignificant levels.

Third, it is not enough to take into account the demand for natural gas only, while estimating export markets in Asia. The plans for exporting gas should account the transportation options such as LNG. This delivery technology will probably face a competition on the part of cross-border pipelines from Russia, but not in the immediate future. Also, the LNG technology is making progress, reducing the cost associated with LNG supplies.

Finally, it is more than natural to plan the trunk pipelines in Eastern Russia as based on the "multiple sources-multiple markets" principle, taking into account all potential users and markets in Northeast Asia, including Russia's own domestic market. It seems that that the option of building a Trans-Siberian gas pipeline has not being ruled out as the Figure 3 demonstrates. The problem, however, is that this option has yet to be emphasized by experts and the authorities on the federal and the regional level alike as a preferable choice. On the other hand, this option should be addressed during forthcoming consultations on energy issues with Japan, the Koreans and China.

## ロシアの天然ガスと北東アジア：日中三国間協力の展望<sup>1</sup>

ERINA調査研究部主任研究員 ウラジーミル・イワノフ

北東アジアは、大規模なエネルギー消費市場と豊富なエネルギー賦存地域がありながら、それらが最近まで相互に結びつけられていなかったという、エネルギー事情の面から見るとユニークな地域である。世界3位のエネルギー生産国であるロシアの極東・シベリア地域には、大量の石炭、石油、天然ガス、水力などの資源がある。EU諸国の天然ガス輸入におけるロシアのシェアは65%にも達している。ロシアによる天然ガスの輸出量は1992年から1997年までの

間に320億m<sup>3</sup>増え、1,430億m<sup>3</sup>となった。2010年までに輸出量は更に増加し、2,400億m<sup>3</sup>に達すると見込まれている。

### 天然資源と開発ニーズ

理論上は、ロシアは日本、韓国及び中国のエネルギー市場において大きなシェアを占める競争力を持っている。実際に、ロシアはこれらの国々のニーズを満たしてパートナーになることを希望している。このような役割はロシア自体

表1 . 1939-1997年東ロシアの人口

(単位：千人)

	1939年	1997年
西シベリア	8,927	15,098
東シベリア	4,771	9,114
極東地域	2,976	7,421
合計	16,674	31,633

出所：1897-1997年ロシア人口。統計ハンドブック（モスクワ：国家統計委員会、1998年）

<sup>1</sup> この論文は、2001年9月19-20日にハバロフスク市で開催された国際投資フォーラム「極東ザバイカル地域における投資プロジェクト - 21世紀の優先課題」で発表したものをベースにしている。また、その改訂版はCNPC経済情報研究センターが2001年10月18-19日に北京で開催した第2回海外炭化水素資源開発シンポジウムでも発表した。

のニーズや将来発展にとって非常に重要であるということ  
を強調しておく必要がある。地理的にロシアの4分の3  
を占める西シベリア、東シベリア及び極東地域はウラル山  
脈以東に位置している。これらの地域はロシア全体の人口  
の21%（表1参照）、面積の74%、GDPの30%を占めている。

20世紀後半には東ロシアの人口は比較的高い増加率を示  
し、1939年から1997年までに倍増した。1990年代に入って  
ロシアの人口はマイナス成長を示し、2050年まで減少が続  
くとする予測があるので、今後東ロシアの人口が著しく増  
加するとは考えられない。東ロシアでは、この地域への投  
資誘致、新産業振興及び熟練労働者や専門家の誘致を目指  
す特別な措置や政策を取らなければ、人口増は不可能であ  
る。また、ロシアのより発展した地域との間の競争が高ま  
ることも考慮しなければならない。

経済的・社会的・地政学的諸条件が急変している中、イ  
ンフラ開発の質的变化、産業・社会面の向上をもたらす投  
資・政策などを含む、東シベリア・極東地域の全体発展シナ  
リオが必要である。この状況では、輸出向けの大規模なエ  
ネルギー関連プロジェクトなど東ロシアにおけるエネルギー  
資源開発は、多額の投資誘致に最も重要なツールであり、  
また長期的には地域経済復興のための鍵であると考えられ  
る。

天然ガスを隣接市場へ輸出するという可能性はかなり魅  
力的である。これは、いくつかの仮定に基づいている。一  
つは、北東アジア諸国によるエネルギー需要及び石油・天  
然ガスの輸入が拡大することである。二番目は、将来的に  
エネルギーの輸入者が発電用の燃料として石炭や原子力よ  
りも天然ガスを優先するだろうということ。三番目は、現  
在も将来もパイプラインで運ばれる天然ガスがLNG（液化  
天然ガス）より安く、魅力的だということである。

### 仮定への疑問

基本的に、ロシアが日本、韓国、特に中国に大量のガス  
を輸出できるのは間違いないだろう。問題は、いつ実現で  
きるか、市場規模拡大がどうなるか、ロシアが他の天然ガ  
ス生産・輸出国と競争できるかということである。そこで、  
ロシアの専門家及び政治家の仮説が、東アジアにおけるガ  
ス市場の状況及びそのポテンシャルを正しく表していない  
ということが問題となるであろう。

ガスパイプラインプロジェクトの現状を国別で見てもよ  
う。日本政府の天然ガス利用拡大への政策は最も重要なボ

イントである。なぜならば、その天然ガス市場は北東アジ  
アにおいて最大であり、このマーケットがパイプラインガ  
スに開放されれば、全体的に大きな変化がおきるからであ  
る。この状況下で、エクソン・モービルとシェルは、サハ  
リン天然ガスの輸送について競合的な方法を提案してい  
る。エクソン・モービルは本州までのパイプラインの敷設  
を、シェルは日本の輸入者を主な消費者とする大規模な  
LNG輸出ターミナルの建設を推進している。

現在日本は年間5,200～5,300万トン（約650億 $m^3$ ）の  
LNG<sup>2</sup>を輸入している。最近、原子力発電所整備計画が縮  
小されたことに伴い、これによってできたギャップを天然  
ガスで埋め合わせるといった新しいシナリオによると、需要  
は2010年に年間6,000万トン、2020年に7,000～8,000万ト  
ンに達する見込みである。しかし、現在LNGへの依存度が高  
く、またパイプライン建設に関する制限が多いので、2010  
年までは日本がパイプラインで運ばれる天然ガスの消費者  
になるとは思われない。さらに、日本がLNG方式だけしか  
採用していないため、結局サハリンからのパイプラインが  
建設されないこともありうるということも指摘しておかな  
なければならない。

中央アジア産と同様に、シベリア及びサハリン産の天然  
ガスの最大消費市場は中国である。計画によると、2020年  
に中国は、1日当たり600-800万バレルの石油輸入に加え  
て、天然ガスの輸入量もEUの現在の輸入量と同程度とな  
る。ロシア側にとってはこれらの予測は非常に魅力的なも  
のであり、政治の首脳達は南北越境ガスパイプラインに対  
する楽観論に同調している。

しかし、中国は少なくとも2010年までは国内資源の開発を優先する  
であろう<sup>3</sup>。2002年から2009年までの間に国内東西長距離ガスパイ  
プライン（西気東輸）を建設する予定である（図1を参照）。このプロ  
ジェクトは経済的な観点だけでなく、もっと広義の中国  
西部の社会・経済発展を目指す計画の中に位置付けられている。将来  
はこの中国横断ガスパイプラインシステムが西シベリアにあるガスブ  
ロムのパイプライン網に連結される可能性があるということ  
を強調しておく必要がある。代替オプションはカザフスタン及び（または）ト  
ルクメニスタンの天然ガス資源である。

一方、2010年には中国のLNG輸入は年間500～1,000万ト  
ンに達し、台湾のそれは1,000～1,200万トンとなる見込み  
である。また、世界銀行の専門家は、2020年に中国が200  
～600億 $m^3$ のLNGを輸入すると予測し、2015年までのパイ  
プラインガス輸入について悲観的な評価をしている。

<sup>2</sup> LNG100万トンは天然ガス約12億 $m^3$ 、天然ガス10億 $m^3$ はLNG約85万トン。

<sup>3</sup> 現在、中国の天然ガスの可採埋蔵量は10兆 $m^3$ と予測されているが、確認済み埋蔵量は、その3分の1しかない。2010年までは、ほぼこれらの国内資源の開発だけに注力するであろう。



現在中国の天然ガス生産量は僅か250億m<sup>3</sup>であり、ロシアの生産量の約4%である。中国にはまだ「ガス文化」というものはないが、これが生まれるにしても、まず経済的に発展している沿岸地域に現れてくるだろう。天然ガスがこれらの地域で注目を集め始めると、その地域の政府や投資家がコンバインドサイクル発電所<sup>4</sup>と一体の小規模なLNGプロジェクトを選ぶことができるようになる。

また、韓国と朝鮮民主主義人民共和国（北朝鮮）の間でソウル・平壤間の鉄道開通に関する交渉が進んでいることで、理論上は、天然ガスのパイプライン輸入の見込みは高まる。控え目の予測でも2010年に韓国の天然ガス消費量は年間2,100万トンに達する。韓国は全国的な天然ガス輸送インフラを既に整備してきた唯一の国であることを考慮すれば、その消費量は2020年に3,000～3,500万トンにまで増加すると考えてもよい。北朝鮮を経由するパイプラインの建設に関する議論は現在進行中である。陸上ガスパイプラインが建設されれば、これは韓国のエネルギー安全保障を強化するほか、南北間協力の促進及び北朝鮮経済の回復にも貢献するであろうことは、疑いない。

一方、平壤の対南政策の不確実性及びワシントンの北朝鮮への新しいスタンス次第では越境ガスパイプラインの建設に関する交渉が複雑化して停滞し、韓国の「島の経済」としての存在がしばらく続く可能性もある。日本と同様に、韓国はエネルギー産業における構造改革及び規制緩和を行っている途中である。これらの改革により競争が促進されていくが、必ずしも電力産業における天然ガスの役割が高まるわけではない。そしてまた韓国のガス利用は日本と同じく完全にLNGに限られている。

このように、アジアのLNG市場が今後も拡大していくであろうと考えると、ロシアのLNGの生産・輸出能力は不十分である（表2を参照）。

例えば、世界5番目のLNG輸出国であるオーストラリアは非常に明確的を得た戦略を作成してきた。その日本へのLNG輸出額は20億オーストラリアドル、量は年間750万

トンに達した。さらに、6件の新規LNGプロジェクトが検討中であり、政府は、2010年に輸出量を年間2,500万トン（現在の3倍）まで増やし、2015年までに東アジアのLNG市場におけるシェアを10%から30%に高めることを目標としている。アジア以外に狙っている市場の一つは米国である<sup>5</sup>。

## 国内市場

経済的・政治的不安定性及びLNGとの競争に加えて、建設費用も国際長距離パイプラインの大きな問題である。これらのプロジェクトのコストは大きく、大量の天然ガス埋蔵量、アクセス可能な市場、複数国による融資及び実現への共同努力が必要である。もう一つの問題は、パイプラインガスの大規模な輸出が経済的に成り立ちうるのは、輸入国がパイプラインガスを発電に利用することを積極的に促進する場合に限られることである。政府には、パイプラインガスが国内市場で競争力を持ちうるように規則を改正するだけでなく、これらのプロジェクトへの融資供給に協力し、供給インフラ整備を支援することが求められる。

今後10年間、資源開発及び北東アジアへの天然ガス輸出促進の基盤づくりを促す道具として、唯一頼りになるのはロシア国内市場しかないと思われる（表3を参照）。

表中でイタリックで表示した都市は、シベリア横断鉄道に沿って位置する東ロシアで最大級の都市である。これらの都市の総人口は400万人以上であり、それに加えてバイカル湖以東のシベリア鉄道沿線の小都市・集落に少なくとも400-500万人が住んでいる。また、主要な工場及び石炭火力発電所などの発電施設もシベリア鉄道周辺にある。

## シベリア横断幹線パイプライン

中国の場合と同様、東ロシア、特に地元の消費者や産業が集中している地域でパイプラインを建設する場合、そのプロジェクトの実現が地域経済及び地方政府に便益をもたらすということをきちんと認識することが大切である。

表2．2000-2020年アジアにおける年間LNG需要

（単位：百万トン）

	2000年	2010年	2020年
日 本	56	60	65
韓 国	16	21	35
台 湾	5	12	16
中 国	—	10	40
イ ン ド	—	23	35

<sup>4</sup> ガスタービン発電機からの廃熱を利用して蒸気タービン発電を行う高効率発電所。

<sup>5</sup> *Energy Policies of IEA Countries. Australia 2001 Review* (Paris: OECD/IEA, 2001), 101,104 and 159.

<sup>6</sup> 1999年に連邦政府はサハリン及び極東ロシアの最も人口が多く最も発展した2つの地域をガスパイプラインで結ぶプロジェクトを立案した。しかし、このプログラムの実現は、資金不足のため、困難であると思われる。

表3 . 1939-1997年東ロシアの大規模都市の人口

(単位：千人)

	1939年	1999年	増加率(倍)
クラスノヤルスク	190	874	4.5
イルクーツク	250	591	2.4
ウラン・ウデ	126	371	3
チタ	121	314	2.5
ヤクーツク	53	196	4
ブラゴベシチェンスク	58	221	4
ハバロフスク	207	614	3
コムソモリスク	71	295	4
ビロビジャン	—	80	—
ウラジオストク	206	613	3
ナホトカ	—	160	—
ウスリースク	72	158	2
ユジノサハリンスク	—	180	—
マガダン	27	122	4.5
ベトロバロフスク・カムチャツキー	35	197	5.5

出所：1897-1997年ロシア人口。統計ハンドブック（モスクワ：国家統計委員会、1998年）

ロシアに必要なのは、シベリア・極東の天然ガスの開発、輸送及び供給への一貫した長期的、総合的アプローチである。まずこの戦略は、天然ガス資源の商業化への取り組みの統合を目指す必要がある。二つ目は、潜在的な輸出業者の数をできるだけ多くし、理想的にはパイプラインを鉄道のように中立的に保ち、主要な輸出業者が自由にアクセスできるものにならなければならない。三つ目に、幹線パイプラインは、中国東北部及び朝鮮半島にガスを輸出するため、その能力が現在及び予測される国内需要を上回るように設計しなければならない。最後に、この統合的な取り組みは、アジアのLNG市場も狙わなければならない。これにより、日本、韓国、中国、台湾、インドなどのLNGユーザーを取り込む天然ガスのマーケティングが可能になる。

シベリア鉄道並行東西幹線パイプライン案は、東ロシア天然ガス資源開発の長期的なコンセプトとして検討、そして設計されなければならないということを強調しておきたい。勿論、慎重・公平な経済的評価が必要である。この点では、他国の経験も学ばなければいけない。一見したところ、東ロシアにおける天然ガス産業及び供給システムを設計・開発する際、カナダの経験をモデルとして利用することができるように思われる（図2を参照）。

カナダでは、天然ガス生産地にもそれなりの需要があるものの、その天然ガス産業は「生産は西、消費は東」というパターンで発展してきた。このパターンはガス輸送・供給インフラに明確に反映され、集約パイプライン、処理プラントなどすべての生産施設は西部に集中している。ガスは唯一の東西幹線パイプラインシステムによってアメリカとの国境に沿って西から東へ輸送されている。このシステムからアメリカへ輸出するための16本の単方向パイプラインがあり、その年間輸送能力は860億 $m^3$ （カナダの国内消

費量は600億 $m^3$ 、輸出量は780-800億 $m^3$ ）である<sup>7</sup>。

ロシアの天然ガスを北東アジア市場に輸出する際に、これをモデルとして検討してはどうだろうか。また、西から東へガスを輸送する大陸横断システムにおける供給不足や中断の危険性は、カナダと同様に東ロシアでも、西シベリアの天然ガス資源をこのシステムに連結することによって軽減できる。

以上のことを考えると、ロシアと中国及びロシアと朝鮮半島間の「北南」パイプラインに関する既存計画は見直す必要があるかもしれない。F/Sを作成する際、これらのオプションよりむしろシベリア鉄道並行ルートをも最も望ましい、あるいは少なくとも第一のオプションとして検討しなければならない（図3を参照）。太平洋沿岸地域におけるLNG生産施設と組み合わせたこのようなパイプラインシステムは以下のメリットをもたらすと思われる。

- \* シベリア鉄道並行ルートの場合、既にインフラが整備されており、地質条件も調査済みであるので、パイプライン建設に必要な時間が短くなるほか、コスト的にも他のルートと競争できる。
- \* シベリア鉄道並行パイプラインプロジェクトは、クラスノヤルスク地方、イルクーツク州、ヤクート共和国における天然ガス開発プロジェクトに輸送インフラを提供し、これらを広域天然ガス開発の長期シナリオに統合させることにより、これらのプロジェクトに新たな魅力を与える。
- \* シベリア鉄道並行パイプラインは東ロシアの主要な都市及び産業に、より環境にやさしいエネルギーを提供できるほか、LNGの輸入者を含む国際ユーザーの長期的なニーズを満たしうる。それゆえ、このようなプロジェクトに対する内外の支援が拡大される。

<sup>7</sup> Natural Gas Pricing in Competitive Markets (Paris: OECD/IEA, 1998), 64.

- \* この東西パイプラインは、特に「オープンアクセス」スキームが実現されれば、プロジェクトへの資金調達の問題が解決されやすくなる。また、西シベリアのガスで全体のシステムを強化し、アジア市場へのアクセスを確保する（現在及び予測できる将来には西シベリアのガス埋蔵量は東シベリアと極東地域を合わせた埋蔵量より大きい）。
- \* シベリア鉄道並行パイプラインの最も有利な点は、シベリア・極東地域の西北部、北部及び東北部にある多くの天然ガス資源と東ロシア・北東アジアの南部及び東南部にある多数のユーザーを結びつけることである。

この構想を推進する際、ロシアは自らの立場を強化するために日本、そして中国、韓国及び北朝鮮とより密接に協力しなければならない。これは、パートナーに優先順位をつけるということではなく、技術的に可能な範囲でできるだけ早く天然ガスプロジェクトによる便益を最大化して共有するためである。

#### パートナーとしての日本

日本は、天然ガス需要が増えると見込まれているので、この構想を支持するだろうと思われる。最近、経済産業省の総合エネルギー調査会は2020年までに一次エネルギー供給における天然ガスの割合を現在の13%から20%まで引き上げることを提起した。それゆえ、ロシアは「東西」幹線パイプラインを建設することでパイプラインガス及びLNGの柔軟なマーケティング及び、資源供給基盤の拡大が可能となるであろう。特に重要なのは、日本は北東アジアの大陸諸国における投資決定へ影響を及ぼすだけの力や制度上の手段を持つということである。

また、ロシアの計画立案者は、天然ガスをLNGの形で売買するための地域内インフラが既に整備されていることを無視してはならない。1990年から1997年の間、LNGの世界市場が6.7%の年間成長を示しているうえに、日本、韓国及び台湾はその75%を占めている。サハリン-2プロジェクトでは能力900万トン（110億m<sup>3</sup>のガスに相当）のLNGプラントの建設が計画されている。しかし、2020年に日本、韓国と台湾を合わせた天然ガス市場の規模は1,350～1,600億m<sup>3</sup>となり、その大部分はLNGであると見込まれている。

日本のLNG輸入者こそ実際にアジアにおけるLNG売買環境の変化に影響を与えうるものである。2009-2010年には24の長期契約が満期となり、大きな需要が生まれる。この需要の一部はロシアからのガスで満たすことができよ

う。問題は、サハリン南部の一ヶ所のLNGプラントだけで（そしてサハリン島のガス採掘能力だけで）日本や他の国々において大きなシェアを獲得できるかどうかということである。

一方、2000年には39のLNGのスポット取引が成立し、その量は全LNG取引量の約8%であった。もし、アジアのLNG市場が新規LNG供給プラントや受入ターミナルの建設という方向へ発展していく場合、LNGのスポット販売及びLNG火力発電所の積極的な新設といったことがロシアのパイプラインガスの東アジアへの輸出可能性に大きく影響すると思われる。

更に、日本とロシアは相互利益のためにLNG市場を変化させるにあたって、自然なパートナーになりうる。既存のLNG市場及び中国とインドの沿岸地域での新規市場の可能性を考慮したスワップ取引により、ロシアの天然ガスのマーケティングは促進されることになるだろう。例えば、インドはいくつかのLNG供給協定に参加したほか、インドの国営企業がサハリン-1プロジェクト株式の大きなシェアを購入した。現在建設中・計画中の5つのLNG受入ターミナルが完成すれば、インドは年間2,300万トンの天然ガスを輸入できるようになり、これは現在の日本の輸入量の約半分である。インドは日本、韓国と台湾と同様に、LNGをオマーン、カタール及びマレーシアから輸入するであろう。

サハリンガス田からのLNGが利用可能になると、日本も韓国もインドの輸入者とのスワップ取引により、輸送コスト低下及び輸送時間短縮が可能となる。2010年にスポット取引のシェアは12%に達すると見込まれており、この新しい傾向を注意深く見極めることが求められよう。ロシアの専門家がこれらの動きに注目を払うことは、天然ガス輸出の総合マーケティング戦略の作成に役立つであろう。

長期的に、東アジアのLNG市場がLNG受入ターミナルの新設という方向へ発展していく場合、LNGのスポット取引によってロシア産LNGのための市場はかなり拡大するだろう。それゆえに、この可能性を実現するために生産基盤を拡大することが必要となる。これは、将来朝鮮半島へ延長されたり、中国横断パイプラインと結ばれたりする可能性のあるシベリア横断パイプライン建設の追加的な利点として考えられる。

#### 結論及び提言

結論的にいえば、ロシアはアジアにおけるロシア産天然ガス利用促進に関する長期総合戦略を作成しなければならない。この戦略によりサハリンプロジェクトとコビクタ・ヤクートのプロジェクトの動きが調整されることが非常に

望ましい。シベリア横断鉄道並行幹線パイプラインが建設されれば、イルクーツク州及びヤクートの資源だけでなく、クラスノヤルスク地方の天然ガスも商業化することが可能となる。これら地域資源を統合すれば、国内外のユーザーの需要を満たすには十分である。提案のインフラが整備されれば、中国、朝鮮半島及びモンゴルへのガス輸出が可能となり、またロシアの太平洋沿岸地域でのLNG輸出施設が十分であれば、LNGの形で日本、韓国及び台湾に提供できるだろう。

現在、アジア向け天然ガスプロジェクトでは、LNG市場の今後の成長が過小評価されている。一方、ロシアの専門家は、中国による中期的な（2010-2015年）天然ガスの需要を過大評価している。中央アジアからのパイプラインガスによる競争の可能性を無視しているように思われる。同時に、東ロシアの天然ガス消費市場の重要性が軽視されている。また、潜在的に競合しうるオーストラリアなどのLNG生産国の生産計画や戦略的パートナーになりうる日本、インド、韓国によるロシア天然ガスの輸入への関心などに対して十分な注意が払われていないことも強調しなければならない。

強く提案したいのは、東ロシアの天然ガス資源開発の長期的戦略をまず総合的、自立的、現実的な評価及び計画に基づくものとすることである。

二つ目に、この戦略は東ロシア、特にシベリア横断鉄道付近の地方のニーズや経済的・社会的な見通しに応じて作

成しなければならない。ガスの生産・輸出国であるカナダやオーストラリアなどが、この20年間で国内の一次エネルギー供給における天然ガスの割合をごく僅かなレベルから25-30%にまで引き上げてきた経験を利用するのが良いのではないかとと思われる。

第三に、アジアの輸出市場を評価するときに、天然ガスの需要量だけを考慮するのは不十分である。LNG等の輸送オプションも頭に入れておかなければならない。この供給手段はロシアからの越境パイプラインによる競争にさらされるだろうが、これは近い将来のことではない。また、LNG技術はコストを下げ、進歩しつつある。

最後に、当然ながら、東ロシアの幹線パイプラインシステムを整備する際、ロシア国内市場を含む北東アジアすべての潜在的消費者及び市場を考慮し、「複数生産地 - 複数消費市場」という原則に基づいたものとするのが不可欠である。図3を見ると、シベリア横断幹線パイプラインの建設は検討対象から外されていないように思われる。しかし、専門家や連邦政府、地方政府の間で優先的なオプションとして検討されていないことが問題なのである。一方、このオプションについては、来たるべきエネルギー関連協議の時に日本、韓国、北朝鮮及び中国に呼びかける必要がある。