

「第8回北東アジア天然ガス・パイプライン国際会議」

前ERINA調査研究部研究主任 新井洋史

2004年3月8日、9日の2日間、中国・上海市で「北東アジアガス&パイプラインフォーラム(NAGPF)」が主催する標記国際会議が開催された。NAGPFは、中国のAsia Gas & Pipeline Cooperation Research Center of China (AGPRCC)、日本のアジアガスパイプライン研究会(APRSJ)、韓国のKorea Pan-Asian Natural Gas & Pipeline Association (KPGA)、ロシアのAsian Pipeline Research Society of the Russian Federation (ROSASIAGAS)及びモンゴルのPetroleum Authority of Mongolia (PAM)という各国1団体ずつのNGOにより構成される国際NGOである。今回会議には、当該5カ国のほか、国際エネルギー機関、エネルギー憲章等の国際機関や米国、イギリス、ドイツ、ブルガリアなど、計11の国・地域から総勢232人が参加した。

過去の会議においてはパイプライン敷設技術などの技術面の発表にもかなりの時間が配分されていたが、今回はエネルギー面での国際協力、市場動向(及び予測)、個別プロジェクトの動向などが中心であった。また、今回会議においては、NAGPFとしての2つ目の国際共同研究「北東アジアの天然ガス市場、資源、パイプライン」の成果発表のために1つのセッションが設けられた。以下、各セッションでの報告から、主要なポイントを紹介する。

セッション1：北東アジアのエネルギー安全保障・持続可能な発展と天然ガスパイプラインの役割

議長・副議長：AGPRCC会長 Shi Xunzhi、ROSASIAGAS 事務局長 Alexander N. Kalmychek

報告者：エネルギー憲章事務局長 Ria Kemper、外務省経済局国際エネルギー課長・片山和之、日本エネルギー経済研究所常務理事・兼清賢介、ERINA調査研究部長 Vladimir I. Ivanov、中国工程院院士・邱中建

ロシアの豊富な資源、中国におけるエネルギー不足や環境問題の深刻化、日本、韓国の高い中東原油依存度、北朝鮮問題等を背景に、北東アジアでは天然ガスを活用してエネルギー安全保障を確保しつつ持続可能な発展を実現していくとの考え方が様々な場面で話題となっている。こうした中、このセッションでは、エネルギー安全保障の議論と絡めながら、エネルギー面での国際協力についての議論が行われた。基調講演を行ったエネルギー憲章のRia Kemper氏は、政府間条約に基づくエネルギー憲章の役割の基本は、エネルギー関連投資・ビジネスを促進するため

に安定的で予測可能な法的基盤を形成することにあると指摘した。その上で、エネルギー憲章の枠組みの中で、安定的なトランジットを保証するための仕組みに重点をおいた説明があった。多国間にまたがるパイプライン輸送においては重要なポイントであり、北東アジアでの各プロジェクトの具体化のプロセスで参考となるものと思われる。この点に限らず、エネルギー憲章全体として、アジア各国との関係を強化していきたいとの希望が示された。

この他、日本外務省国際エネルギー課の片山和之氏がエネルギー協力が北東アジア経済協力の触媒になるとの見方を示した。外務省の地域課(ロシア課、中国課、北東アジア課)が二国間ベースの思考にとどまりがちである点とは好対照であり、NGOが主催する会議に参加するために国外出張したことも含めて、積極的な姿勢が注目される。また、ERINAからイワノフ氏も報告を行った(別掲)。

セッション2：中国の天然ガス開発、パイプライン、市場の現状と将来見通し

議長・副議長：イルクーツクエネルギーシステム研究所副所長 Boris G. Saneev、AGPRCC 上級副主席・胡見義

報告者：中国国家発展改革委員会エネルギー局長・白榮春、国際エネルギー機関(IEA)局長 Noe Van Hulst、中国石油西気東輸パイプライン会社副社長・謝戈果、中国石油化工集团公司(SINOPEC)副局長・劉岩、中国統一コールベッドメタン会社副社長 Jie Mingxun、中国国際問題研究所教授・夏義善

中国では、タリム盆地、オールドス盆地の天然ガスを上海まで運ぶ「西気東輸プロジェクト」をはじめとして、天然ガスの開発、輸送にかかるビッグプロジェクトが急ピッチで進んでいる。こうしたプロジェクトの進捗もさることながら、完成したあとの市場の行方も注目される。このセッションでは、中国市場の動向及び中国関連のプロジェクトの現状等に関する報告が続いた。国家発展改革委員会エネルギー局長の白榮春氏は、2020年までに50,000kmの天然ガスパイプラインや年間数千万トン分のLNG受け入れ施設、百万トン規模のLNG輸送体制などを中心に、総額2,200億元に上るガス関連インフラ整備が必要だと述べた。中国政府は、これらインフラ整備への外資導入を積極的に進めるため、今後も法制度の整備を進めるとの姿勢を示した。このほか、現在進行中の西気東輸パイプラインについて、2015年までの10年間は国内天然ガス需要の1割前後を満たす重要なインフラであることなどが紹介された。

セッション3：ロシアの天然ガス資源の中国、韓国、日本

への輸出見通し

議長・副議長：KPGA会長 Hyun-Bum Sunwoo、東京ガス
首席エグゼクティブスペシャリスト・大橋忠彦

報告者：韓国エネルギー経済研究院院長 Sang-Gon Lee、
ロシア科学アカデミー石油地質研究所主席研究員 Andrei
G. Korzhubaev、サハリンモルネフガス研究所所長
Yuri.V. Shchukin、北アラスカ太平洋大学シニア・エコノ
ミスト Arlon R. Tussing、ルシア石油社長 Valery A. Pak、
中国石油天然ガス集团公司（CNPC）中口石油ガス協力委
員会市場部部長・劉賀群、韓国ガス公社国際プロジェクト
部長 Myeong-Nam Kim、東京電力燃料部長・鈴木均

イルクーツクプロジェクト、サハリンプロジェクトなど、
ロシアからアジア太平洋地域にエネルギーを輸出するプロ
ジェクトが続々と動き始めている。ロシアの井戸元では、
西シベリア、東シベリアのイルクーツク、サハ共和国、極
東の北サハリンが注目されている。主な需要国は、中国、
韓国、日本である。このセッションでは、供給サイド、需
要サイド双方の視点からプロジェクトの将来像に関する報
告がなされた。

セッション冒頭の基調報告を行った韓国エネルギー経済
研究院のLee院長は、北東アジアにおける天然ガス取引に
は大きな便益がある一方で、巨大な投資額に対してリスク
が大きいことや制度上の問題があることなどを指摘した。
その上で、これらの課題を克服するための協力の重要性を
あらためて強調し、具体的に政府間の高級事務レベル協議
などの枠組みや各国における官民協力の仕組みづくりなど
を提案した。コヴィクタプロジェクトについては、ルシア
石油、CNPC、韓国ガス公社の関係3者が揃い、それぞれ
の立場から見解を披露した。サハリンから北朝鮮経由で韓
国までパイプライン整備を行うKORUSプロジェクトの紹
介もあった。東京電力の鈴木氏からは、日本の天然ガス市
場の太宗を占めているLNGの需給見通しや電力市場改革の
動向に関する説明があった。このほか、中国東北部、韓国
の需要動向の報告もなされた。

セッション4：北東アジアの天然ガス市場、資源、パイプ ライン [NAGPF共同研究成果報告]

議長・副議長：APRSJ運営委員長・阿部進、モンゴル石
油公社副議長 Chimiddorj Battumur

基調報告者：平石和昭、田中俊哉、大場昭雄、阪本周一
パネリスト：胡見義（AGPRCC）、平田賢（APRSJ副会長）、
Hyun-Bum Sunwoo（KPGA）、Boris G. Saneev（イルクー
ツクエネルギーシステム研究所副所長）、Chimiddorj
Battumur（PAM）

NAGPFとして2つ目の共同研究となる「北東アジアの
天然ガス市場、資源、パイプライン（原題：Analysis on
Natural Gas Market, Resource and Pipeline in Northeast
Asia - Strategy of Natural Gas Trunkline Development）」
の成果が発表された。NAGPFが供給国（ロシア）、需要国
（中国、韓国、日本、モンゴル）の双方で構成されている
という組織構成上の強みを生かし、各国メンバー団体が持
ち寄ったデータ等を用いて、約1年半にわたる共同作業を
行ったものであり、この作業には筆者も参加した。このセッ
ションでは、事務局から共同研究成果の概要報告を行い、
その後NAGPFを構成する各組織の代表者が補足コメント
を行った。

この国際共同研究は、供給サイドと需要サイドの両面か
ら天然ガス価格の分析を行い、北東アジアにおける天然ガ
ス市場拡大に向けた提言をとりまとめたものであり、主た
る結論は以下の2点に集約される。

- ・2020年におけるロシアの東シベリア及び極東地域の天然
ガス生産は約99BCM（十億m³）であり、国内消費を除
いた輸出可能量は約65BCMである。一方で、2020年の
北東アジア主要3カ国の天然ガス需要は、中国211BCM、
韓国49BCM、日本81 - 115BCMであり、合計で341 -
375BCMに達する。東シベリア及び極東地域からの輸出
可能量は、需要全体の17 - 20%に相当する。もちろん、
東シベリア及び極東地域で、北東アジアの天然ガス需要
の全量を賄うことはできないので、国産ガスやLNGある
いは他のエネルギーとのベストミックスを考える必要は
あるが、東シベリアや極東地域が北東アジアにとって重
要な供給源となることは間違いない。
- ・供給サイドからの期待PNG（Piped Natural Gas）価格
と需要サイドからの期待PNG価格には乖離がある。本共
同研究メンバーは、一定の仮定の下でコヴィクタガス
田の天然ガスをパイプラインで輸送した場合の中国、韓
国、日本での価格を試算し、LNGなど競合するガスの価
格との比較を行った。その結果、ロシアが国内大口卸価
格と同等程度で輸出する場合、中国や韓国では、国産ガ
スやLNGとの価格競争力は確保される一方、日本では、
主要需要地である大阪、東京までの国内のPNG輸送コス
トの低減が鍵を握るとの結果になった。もとより、一定
の仮定の下での試算であって、その仮定の妥当性なども
吟味が必要であるが、この試算プロセス自体がパイプ
ラインガスのコスト低減策を検討するための基礎となりう
るものである。

その他

会議翌日の3月10日には、西気東輸パイプラインの上海受入基地及び東シナ海の海底ガス田からの天然ガス受入基地の視察ツアーが企画された。西気東輸の受入基地は、市域西端に近い白鶴鎮にあって、2003年10月から試験供用、2004年1月から商業運転に入った。なお、西気東輸パイプラインはまだ東側部分だけの供用開始であり、全線開通は2005年の予定。現在は、120万 m^3 /日（年間約0.5BCM相当）を上海の都市ガスに供給しているが、今年中にも工場等の大規模需要家向けの供給を順次開始すること。海底ガスの受入基地は市域東端にあたる老港鎮にあり、1998年から操業している。現在の供給量は160万 m^3 /日。両方とも、今後供給量が増加する計画であるが、それでも需要の増加に追いつかないため、海外からのLNGを導入する計画がある（隣の浙江省のLNG基地の計画を指すものと思われる）。

なお、会議前日に開催されたNAGPFのExecutive Committeeで、NAGPFの次期会長はKPGAのHyun-Bum Sunwoo会長が務めること、次回会合は2005年秋にソウルで開催されることが決まった。



発表原稿

The Northeast Asian Natural Gas and Pipeline Conference in Shanghai

Vladimir I. Ivanov¹
Director, Research Division, ERINA

The 8th International Conference on *Northeast Asian Natural Gas and Pipeline: Multilateral Cooperation* took place on March 8–10, 2004, in Shanghai, China. This meeting was very well organized and was particularly significant in its substance. In addition to the comprehensive compendium of papers prepared for this conference, a group of 40 experts from five Northeast

Asian economies, led by a distinguished nine-member editorial committee prepared a report entitled “*Analysis of the Natural Gas Market, Resource Base, and Pipeline Projects in Northeast Asia: A Strategy for Natural Gas Trunk Line Development.*” Both these volumes, including the report and the compilation of conference papers provide important perspectives on the feasibility of gas pipeline projects in the region, as well as national and corporate policies in gas production and transportation.

The authors of the report provided new data and very useful estimates concerning natural gas use in Northeast Asia. For example, the analytical report looks at production volumes of natural gas in Eastern Siberia and the Far Eastern region and estimates gas demand and prices by 2020, in addition to offering detailed recommendations for natural gas strategies for each country in the area. Indeed, the report represents the most comprehensive and complete multilateral study of the expansion of the gas market and the development of gas delivery infrastructure in Northeast Asia. However, as always, “the devil is in the details”: with greater availability of information and estimates, we have to deal with a more complex array of interests and options available in pursuing these interests.

First of all, it should be noted that potential importers of natural gas from Russia tend to see the future gas market situation in Northeast Asia as being characterized by ample production and export volumes and lower gas prices. Even the conservative estimates for natural gas production in Eastern Russia (Eastern Siberia and the Far Eastern region) provided by the report appear overly optimistic compared with the projections made in the recently published *Russia’s Energy Strategy 2020*. For example, the authors of the report estimate that combined natural gas production in Eastern Russia will reach at least 180 billion cubic meters (Bcm) a year by 2020, while the Russian government foresees only about 100 Bcm in output as the optimistic scenario for that year.

Secondly, the authors of the report have suggested that domestic demand for natural gas in both regions of Eastern Russia would be about 34 Bcm by 2020, while the *Energy Strategy 2020* estimates domestic gas consumption in the area at approximately 50 Bcm a year. The fact of the matter is that the lower production volumes in Eastern Russia and higher estimates for domestic consumption would reduce the volumes available for exports via pipelines. By 2020, for example, China plans to import 80–100 Bcm of natural gas, but Russia is projecting its gas exports to China to be “only” 25 Bcm.

In such a situation, there would be a greater chance of providing additional LNG supplies to Northeast Asia (the coastal regions of China and the Shanghai area in particular). In return, with less pipeline gas available from Russia, more expensive LNG would in all probability mean higher gas prices in China and in the region.

Thirdly, smaller volumes of gas produced in and exported from Russia’s eastern provinces to Northeast Asia combined with greater domestic usage of gas will certainly

¹ At this conference, the author presented a paper entitled “Russia and Cooperative Energy Security for Northeast Asia”; this can be found in the compilation of papers presented at the 8th International Conference on *Northeast Asian Natural Gas and Pipeline: Multilateral Cooperation*, March 8–10, 2004, pp. 24–37.

influence the design of the delivery infrastructure. In fact, some Russian experts at the Shanghai meeting noted that the formation of a unified Northeast Asian pipeline gas network depends on the development of the gas market and trans-border interconnections, observing that these two processes may take a very long time.

In their opinion, the first phase in this long course of action will be the development of gas delivery infrastructure in Eastern Russia and its inter-connection with the existing gas pipeline network between Western Siberia and western areas of Russia and its neighbors to the west.² This simply means that a west-east trunk gas pipeline system should be built across the populated southern areas of Eastern Siberia and the Far Eastern region to ensure greater domestic gas penetration and industrial advancement.

According to the plans recently outlined by Gazprom—the monopoly in charge of coordinating all domestic and export-oriented gas pipeline projects—specific gas fields in Eastern Russia must be developed to supply designated export markets in order to avoid competition among the projects. It is therefore proposed that Kovykta be developed primarily to fulfill domestic needs, as the cost of production promises to be less expensive.

Once again, according to Gazprom, the development of the remote Chayanda gas field in Yakutia would be feasible only if domestic markets were added to those of larger neighboring economies. In the event that the Kovykta project were promoted first and its output exported, the prospects for developing the Chayanda field would be very bleak. Whether we like this approach or not, it is very likely that most viable gas projects in Eastern Russia will predominantly serve domestic needs, with more expensive natural gas from remote and hard-to-develop areas being directed for exports to China and the Koreans.

Ironically, this long-term concept for natural gas projects in Eastern Russia mirrors the one adopted by China. China's natural gas strategy prioritizes domestic production and the long-distance transportation of more expensive gas from West to East, compared with more efficient, but only potential cross-border gas supplies from Eastern Russia.

The concept of an integrated, Trans-Russia gas pipeline system was also discussed during the conference by other Russian participants, who suggested that such a system should link the gas-producing centers of Evenkiya, Irkutskaya Oblast and Southwest Yakutia, delivering gas to markets located east of the Enisei River and for exports.³

In fact, many hydrocarbon fields in Eastern Siberia contain gas, gas condensate and oil, which must be recovered during and even prior to the full-scale production of natural gas. In this respect, the proposed Trans-Eastern

Russia oil pipeline project that recently became known as the Taishet-Nakhodka trunk oil pipeline is very important for future natural gas pipeline projects. In order to reduce construction costs, the gas trunk pipeline could be routed through the same corridor as an oil pipeline, or about 150km to the north of Lake Baikal. This would make the Kovykta project's orientation towards the domestic market even more likely and practical.

The conference on natural gas and gas pipelines in Northeast Asia revealed many new priorities as well as opportunities for gas infrastructure development and cross-border cooperation. However, several important—though not necessarily encouraging—conclusions can be drawn from the discussions, as well as the materials distributed.

The first is that in some presentations and papers, including those of some Russian experts, “traditional national” energy interests (and traditional external links) and overtones of “energy independence” were still visible. Moreover, in some cases, there were clear divisions between the official view (domestic infrastructure development first) and those originating from the corporate sector (export-oriented mega-projects first).⁴

Secondly, the conference exposed a significant mismatch in the estimates of gas production in Eastern Russia, as well as its domestic gas demand and export potential. It was not clear, for example, how and from which sources China could import very large volumes of gas by 2020.

Furthermore, with only one exception⁵, the prospects for building a natural gas pipeline from Sakhalin to Japan were not discussed, meaning that LNG may remain the dominant delivery option in the future for Japan and Korea, while competing with pipeline gas in the coastal areas of China.

Thirdly, there were only sporadic references to gas serving as a feedstock, including GTL technology that could provide a viable substitute to traditional motor fuels on a similar scale to that provided by LNG as an alternative to oil in power generation just 30–35 years ago.

At the same time, optimistic, forward-looking views were also expressed, including a statement that “the development of China's natural gas industry will also accelerate the process of setting up a sub-regional mechanism for cooperation in natural gas industry in Northeast Asia, ... the objective of which is to form a regional network of stable natural gas supplies and reduce or eliminate the region's excessive dependence on external energy supplies.”⁶ I personally share this attitude and so, I hope, do the majority of conference participants.

In conclusion, the very fact that this gathering in Shanghai was the 8th international conference on the same subject testifies to the fact that not only could natural gas

² See Alexey M. Mastepanov, Victor P. Timoshilov, “Perspectives on the Development of the Eurasian Gas Pipeline System and the Energy Resources of Northeast Asia: Gazprom's Point of View”, The 8th International Conference on *Northeast Asian Natural Gas and Pipeline: Multilateral Cooperation*, March 8–10, 2004, pp. 95–96, 99.

³ See A. F. Safronov, “The Raw Materials Base for Natural Gas, Prospects for its Growth and the Export Strategy of the Republic of Sakha (Yakutia)”, *op. cit.*, p. 115.

⁴ See Valeriy A. Pak, “A Feasibility Study of the Kovykta Project: The Supplier's Viewpoint,” *op. cit.*, pp. 124–127.

⁵ Kasuhiko Ohashi, “Can a Natural Gas Pipeline Network Be Realized in Japan and Northeast Asia?”, *op. cit.*, pp. 149–176.

⁶ Xia Yiashan, “The Development of China's Natural Gas Industry and its Impact on Northeast Asia,” *op. cit.*, p. 88.

represent one of the clean energy options for the future, but also that the economies and people of the Northeast Asian subregion can look forward to their common future with hope and confidence.