

ロシア石油・ガス産業の対アジア経営戦略

エネルギー動向分析室 研究員 小森 吾一

はじめに．

ロシアの石油・ガス産業は原油・ガス価格の上昇および1998年8月の金融危機以降のルーブル安により良好な業績を示している。現時点ではロシアの原油と天然ガスの輸出先は主に欧州となっているが、今後、エネルギー需要の大きな伸びが期待されている中国を始めとする東アジアを輸出対象とするプロジェクトが計画され、その一部は既に実行されている。

そこで本稿では、ロシアの石油・ガス産業の対アジア経営戦略の意義について述べるとともに、現状のアジア向けプロジェクトを検討し、今後の解決すべき課題を検討する。

1．ロシア石油・ガス産業にとってのアジア市場

1 - 1．ロシア石油・ガス産業の現状

(石油産業)

ソ連邦崩壊前の1990年には5億1,620万トンあったロシアの原油生産量は年々減少を続け、1996年には3億120万トンまで約4割も減少した(表1-1)。この原油減産の背景には、計画経済から市場経済への移行に伴うロシアの国内経済の混乱と低迷によるロシア石油企業の経営悪化、さらには投資環境の未整備による外資導入の遅れのために、石油上流部門への投資が減少したことが挙げられる。

ロシアの原油生産量が増加傾向に転じたのは1998年以降である。1998年8月にロシアは金融危機に直面し、ロシアの国内通貨ルーブルの対ドル為替レートは3分の1まで下落した。このルーブルの対ドル為替レートの大幅な下落でロシア石油企業は原油輸出により大きなルーブル建て利益を計上することができた。さらに、1999年前半以降、それまで低水準で推移していた国際原油価格が上昇に転じ、原油輸出のドル建て利益も増加した。さらに、従来から進めていたリストラの効果と相まって、ロシア石油企業には上流部門への投資余力が生まれた。そして、1999年と2000年には1992年のソ連邦崩壊後初めて2年連続で原油生産量が増加するという実績を上げることができた。

原油輸出量も原油生産量と同様に1990年から1990年代半ばまでは減少傾向が続いていたが、その後、増加傾向に転じている(表1-1)。原油輸出先を見ると、1992年の新生ロシア発足時点では、欧州向けが6,620万トン(全体の46%)、CIS(Commonwealth of Independent States: 独立国家共同体)向けが7,550万トン(同54%)とほぼ同じ水準にあった。しかし、2000年には欧州向けが1億2,340万トン(同85%)と1.8倍も増加したのに対して、CIS向けは2,120万トン(同15%)と約3割の水準まで減少した。

表1 - 1 . ロシアの原油生産量・輸出量の推移（100万ト/年）

| | 生産量 | 原油輸出量 | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 欧州向け | CIS向け | 合計 |
| 1990年 | 516.2 | 99.3 | 120.6 | 219.9 |
| 1991年 | 461.1 | 56.5 | 117.4 | 173.9 |
| 1992年 | 395.8 | 66.2 | 75.5 | 141.7 |
| 1993年 | 343.8 | 79.8 | 47.8 | 127.6 |
| 1994年 | 315.7 | 89.0 | 37.8 | 126.8 |
| 1995年 | 306.7 | 91.3 | 31.0 | 122.3 |
| 1996年 | 301.2 | 103.0 | 22.6 | 125.6 |
| 1997年 | 305.6 | 105.6 | 21.3 | 126.9 |
| 1998年 | 303.2 | 111.9 | 25.2 | 137.1 |
| 1999年 | 305.0 | 112.3 | 22.2 | 134.5 |
| 2000年 | 323.2 | 123.4 | 21.2 | 144.6 |

（出所）PlanEcon Energy Report, Vol.11, No.1, April 2001, p9 より作成。

CIS 向けの原油輸出量が減少したのは、CIS 諸国が原油代金の一部を未払いにしたためにロシアが原油輸出量を抑制したからである。それとは逆に、代金の回収に問題がなく、かつドル建てで収益を上げることのできる欧州への原油輸出量は増加した。

地域別の原油生産量を見ると、西シベリア、ヴォルガ、ウラルの3つの地域において全体の約95%の原油を生産している。東シベリアや極東における原油生産量はロシア全体から見ると、ごくわずかな水準に留まっているのが現状である。

表1 - 2 . 2000年時点のロシアの地域別原油生産量（100万ト/年）

| | 原油生産量 | 比率(%) |
|-------------|-------|-------|
| 西シベリア | 236 | 73.1 |
| ウラル・ヴォルガ | 70 | 21.7 |
| タタールスタン | 25 | 7.7 |
| その他 | 45 | 0.1 |
| コミ・アルハンゲルスク | 10 | 3.1 |
| サハリン | 3.5 | 1.1 |
| 北コーカサス | 3 | 0.9 |
| その他 | 0.5 | 0.2 |
| 合計 | 323 | 100.0 |

（原典）ロシア連邦エネルギー省、『2020年までのエネルギー長期戦略』、2000年。

（出所）Eastern Bloc Energy, February 2000, p4.

原油埋蔵量についても地域別に見ると西シベリア、ヴォルガ、ウラルの3つの地域でロシア全体の86%を占めていて、東シベリアおよび極東は全体の5%にも満たない低い水準に留まっている（表1 - 3）。つまり、豊富な埋蔵量がある西シベリア、ヴォルガ、ウラルの3つの地域でロシアの原油のほとんどが生産されて欧州に輸出されている。一方、東シベリアおよび極東では探鉱・開発が現時点ではあまり進んでいない。しかしながら、極東では、原油埋蔵量の中で確認されているのは全体の4%程度とするデータもあり、未発見の

膨大な埋蔵量が存在する可能性もまだ残されている¹。

表1-3. 2000年時点のロシアの地域別原油埋蔵量(A+B+C1)(100万ト)

| | 原油埋蔵量 | 比率(%) |
|--------|--------|-------|
| 西シベリア | 7,690 | 72.2 |
| ウラル | 720 | 6.8 |
| ヴォルガ | 832 | 7.8 |
| 北部 | 830 | 7.8 |
| 北コーカサス | 85 | 0.8 |
| 極東 | 244 | 2.3 |
| その他 | 254 | 2.4 |
| 合計 | 10,655 | 100.0 |

(原典) CIS and East European Databook 2000.

(出所) Eastern Bloc Energy, September 2000, p16.より作成。

(注) A+B+C1: 確認+予想の一部²

(ガス産業)

ソ連邦崩壊後の1992年以降、10数社の垂直統合企業により再編成された石油産業とは異

¹ The Future of Oil and Gas in the Russian Far East, Russian Petroleum Investor, Financial Time Energy, 1999, p26.

² 旧ソ連(ロシアを含む)における原油および天然ガス埋蔵量の概念には欧米諸国等との相違が見られる。これら両者の埋蔵量概念の相違を示すと以下ようになる。

* 旧ソ連と欧米諸国等との埋蔵量概念の比較

| 旧ソ連 | | | 米国、カナダ、サウジアラビア | | | | 独、仏、蘭 |
|-----------|-------------|----|----------------|--------------|-------------|----------|----------|
| Reserves | Explored | A | Identified | Demonstrated | Drilled | Proved | Proved |
| | | B | | | Undeveloped | | |
| | | C1 | | | Indicated | Probable | |
| | Appraisal | C2 | | | Inferred | | |
| Resources | Prospective | C3 | Possible | | | | Probable |
| | Predicted | D1 | Hypothetical | | | | |
| | | D2 | Speculative | | | | |

(出所) The Future of Oil and Gas in the Russian Far East, Russian Petroleum Investor, Financial Time Energy, 1999, p21.

[説明]

A : 探鉱済みで埋蔵量が確認されている。

B : 埋蔵の様子が完全にはわかっていないが、油井から得られる情報から埋蔵量を推定したもの。

C1 : 探鉱がほとんど行われておらず、一般的な埋蔵の特徴しかわかっていないもの。

C2 : 地質、地球物理学・地球化学的調査により仮に評価された埋蔵量。

C3 : 未発見であり、他の探鉱済みの良く似た地層のデータからの類推で評価した埋蔵量。

D1 : C3よりも存在の確率が低い埋蔵量。

D2 : D1よりも存在の確率が低い埋蔵量。

(出所) Oil and Gas in Russia and the Former Soviet Union, J.P. Dorian, Financial Times Energy Publishing, 1997, pp166-167.

なり、ロシアの天然ガス産業においては1989年にソ連邦ガス工業省より改組・設立されたGazprom（ガスプロム）が国内での天然ガスの探鉱、開発、生産、輸送、国内販売、外国への輸出業務を独占してきた³。

ロシアの天然ガス生産量は1990年の6,406億立米から減少傾向にあり、2000年には9%減の5,842億立米となっている（表1-4）。一方、天然ガスの輸出量は1990年の2,497億立米から若干の増減を繰り返しながら2000年には13%減の2,171億立米となった。輸出先を見ると、1990年においては欧州向けが965億立米（全体の39%）、CIS向けが1,532億立米（同61%）だったのが、2000年になると欧州向けが34%増の1,290億立米（全体の59%）、CIS向けが42%減の881億立米（同41%）となった。

天然ガス生産量が減少した背景には、市場経済への移行に伴う経済の混乱によって生じたロシア国内におけるガス需要の低迷に加えて、国内の需要家がガス代金を未払いにしていたために、Gazpromが投資を抑制して生産量の調整したことを指摘できる。ガス代金の未払いはCISでも同様であり、このため、Gazpromは原油輸出の場合と同様にCIS向けの天然ガス輸出を抑制する一方で、代金未払いの懸念がなく、さらにはドル建て収入を得ることのできる欧州向けの天然ガス輸出の増加を図ったわけである。

表1-4．ロシアの天然ガス生産量・輸出量の推移（10億立米/年）

| | 生産量 | 輸出量 | | |
|-------|-------|-------|---------|-------|
| | | 欧州向け | CIS向け輸出 | 合計 |
| 1990年 | 640.6 | 96.5 | 153.2 | 249.7 |
| 1991年 | 642.9 | 90.0 | 83.0 | 173.0 |
| 1992年 | 640.6 | 88.9 | 106.4 | 195.3 |
| 1993年 | 617.6 | 92.7 | 78.3 | 171.0 |
| 1994年 | 606.8 | 105.8 | 78.6 | 184.4 |
| 1995年 | 595.4 | 117.4 | 73.2 | 190.6 |
| 1996年 | 601.5 | 123.5 | 73.0 | 196.5 |
| 1997年 | 571.5 | 116.7 | 81.7 | 198.4 |
| 1998年 | 591.0 | 120.5 | 82.0 | 202.5 |
| 1999年 | 590.7 | 126.8 | 77.7 | 204.5 |
| 2000年 | 584.2 | 129.0 | 88.1 | 217.1 |

（出所）PlanEcon Energy Report, Vol.11, No.1, April 2001, p30.より作成。

天然ガスは西シベリアにおいてロシア全体の93%が生産されており、東シベリアおよび極東における天然ガス生産量の比率はわずか1.6%に過ぎない（表1-5）。また、地域別に天然ガス埋蔵量（A+B+C1）を見ると、西シベリア、ヴォルガ、ウラルの3つの地域がロシア全体の85%を占めていて、東シベリアおよび極東は全体の6%を占めるに過ぎない（表1-6）。したがって、原油の場合と同様に、天然ガスについても豊富な確認埋蔵

³ 天然ガスの上流部門では石油企業による天然ガスの生産および独立系ガス企業3社が存在するが、ガスプロムによる天然ガス生産量はロシア全体の95%以上を占めている。

量がある西シベリア等の3つの地域でほとんどの量が生産、そして、欧州に輸出されている。現時点では東シベリアおよび極東では探鉱・開発がほとんど進んでいないが、未発見・未探鉱（C2 + C3 + D1 + D2）の天然ガス埋蔵量は約47兆立米と、西シベリアの約52兆立米に匹敵する規模となっている。

表1 - 5 . ロシアの地域別天然ガス生産量（10億立米/年）

| | 天然ガス生産量 | 比率(%) |
|-----------|---------|-------|
| 西シベリア | 543 | 92.7 |
| ウレンゴイ | 192 | 32.8 |
| ヤンブルグ | 200 | 34.1 |
| ザハリヤールノエ | 0 | 0.0 |
| カメニスク | 0 | 0.0 |
| その他 | 151 | 25.8 |
| ホヴァネンコフスク | 0 | 0.0 |
| その他ヤマル | 0 | 0.0 |
| アストラハン | 4 | 0.7 |
| バレンツ海 | 0 | 0.0 |
| 極東 | 4 | 0.7 |
| 東シベリア | 5 | 0.9 |
| その他 | 30 | 5.1 |
| 合計 | 586 | 100.0 |

（原典）ロシア連邦エネルギー省。

（出所）Eastern Bloc Energy, December 2000, p4.より作成。

表1-6. ロシアの地域別天然ガス埋蔵量（10億立米）

| | 初期埋蔵量 | 既生産分 | A+B+C1 | C2 | C3+D1+D2 |
|----------|---------|--------|--------|--------|----------|
| チマン・ヘチョラ | 2,396 | 395 | 643 | 87 | 1,271 |
| ゴミ | 1,446 | 395 | 555 | 67 | 429 |
| アルハンゲルスク | 950 | 0 | 88 | 20 | 842 |
| バレンツ海 | 12,000 | 0 | 2,789 | 1,260 | 7,951 |
| 北コーカサス | 1,784 | 788 | 240 | 30 | 726 |
| ウラル・ウオルガ | 13,770 | 1,240 | 3,869 | 1,243 | 7,418 |
| ウラル | 3,570 | 984 | 1,106 | 111 | 1,369 |
| ウオルガ | 10,200 | 256 | 2,763 | 1,132 | 6,049 |
| 西シベリア | 97,800 | 9,300 | 36,100 | 8,700 | 43,700 |
| ナティム・プール | 64,200 | 9,300 | 23,400 | 5,200 | 26,300 |
| ヤマル | 20,800 | 0 | 10,400 | 2,300 | 8,100 |
| キタ | 9,700 | 0 | 1,100 | 800 | 7,800 |
| その他 | 3,100 | 0 | 1,200 | 400 | 1,500 |
| カラ海 | 26,200 | 0 | 400 | 2,000 | 23,800 |
| 東シベリア | 32,318 | 12 | 1,030 | 1,351 | 29,925 |
| 極東(陸上) | 11,875 | 65 | 1,122 | 314 | 10,374 |
| 極東(大陸棚) | 6,300 | 0 | 600 | 1,000 | 4,700 |
| その他 | 31,567 | 0 | 107 | 115 | 31,346 |
| 合計 | 236,100 | 11,800 | 46,900 | 16,100 | 161,300 |

(原典) ロシア連邦天然資源省。

(出所) Eastern Bloc Energy, March 2001, p20.

1 - 2 . 東アジアおよび欧州の石油・天然ガス需要の状況 (東アジア)

1990年代に入ってから東アジア諸国の経済はめざましい発展を遂げた。1997年から1998年にかけてはアジア通貨・金融危機に見舞われたものの、その後は大方の予想を上回るスピードで経済が回復してきている。1990年から2000年までの実質GDPの年平均伸び率を見ると、中国が10.3%⁴、韓国が6.1%⁵、台湾が6.4%⁶となっている。これは日本の1.4%およびEUの2.1%⁷をはるかにしのぐ経済成長率である。

このような高い経済成長率を背景に、中国、韓国、台湾のエネルギー消費量も1990年代には増加を続けて、1990年から2000年までの一次エネルギー消費量の年平均伸び率は、欧州計および世界計の伸び率を上回っている(表1-7)。

表1-7 . 東アジアおよび欧州の一次エネルギー消費量の推移(石油換算100万ト/年)

| | 中国 | 韓国 | 台湾 | 日本 | 4ヶ国計 | 欧州計 | 世界計 |
|-----------------------|-------|-------|------|-------|---------|---------|---------|
| 1990年 | 668.0 | 91.1 | 48.9 | 428.3 | 1,236.3 | 1,741.4 | 7,885.7 |
| 1991年 | 677.0 | 102.9 | 52.0 | 443.2 | 1,275.1 | 1,731.1 | 7,900.4 |
| 1992年 | 703.7 | 115.5 | 55.0 | 449.7 | 1,323.9 | 1,709.2 | 7,925.0 |
| 1993年 | 738.2 | 126.4 | 58.0 | 454.9 | 1,377.5 | 1,707.0 | 7,959.0 |
| 1994年 | 788.8 | 136.8 | 62.2 | 477.2 | 1,465.0 | 1,694.5 | 8,053.7 |
| 1995年 | 831.6 | 149.9 | 65.6 | 490.6 | 1,537.7 | 1,732.4 | 8,222.9 |
| 1996年 | 887.0 | 165.4 | 68.8 | 500.8 | 1,622.0 | 1,797.6 | 8,503.8 |
| 1997年 | 872.1 | 180.2 | 72.7 | 504.5 | 1,629.5 | 1,790.9 | 8,547.9 |
| 1998年 | 845.4 | 166.5 | 77.2 | 497.9 | 1,587.0 | 1,806.9 | 8,548.4 |
| 1999年 | 759.7 | 181.9 | 81.1 | 505.9 | 1,528.6 | 1,798.8 | 8,572.2 |
| 2000年 | 752.7 | 192.3 | 85.5 | 511.3 | 1,541.8 | 1,817.8 | 8,752.4 |
| 年平均伸び率(%) (90~00年) | 1.2 | 7.8 | 5.7 | 1.8 | 2.2 | 0.4 | 1.0 |

(出所) BP Statistical Review of world Energy 2001, BP ホームページ。

さらに、石油消費量の推移を見ると、1990年から2000年の期間中に中国と韓国は石油消費量が約2倍に増加(年平均伸び率はともに7.5%)、さらに台湾は約1.5倍に増加した(表1-8)。これは、現時点でのロシアの主要な原油輸出先となっている欧州の石油消費量が同期間中に、年平均で0.6%の増加に留まっているのとは対照的である。

これと同様に天然ガスの消費量は同期間中に年平均で中国が5.4%、韓国が20.0%、台湾が13.8%も増加している(表1-9)。その一方で、ロシアの主要な天然ガス輸出先である欧州の天然ガス消費量は同期間に年平均3.3%の増加に留まった。

⁴ 『アジア各国における経済とエネルギー需給の状況』(財)日本エネルギー経済研究所計量分析部、2001年3月、p21より算出。中国のみ1990年から1999年までの年平均伸び率である。

⁵ OECD Economic Outlook, No.69, June 2001, p231より算出。

⁶ 『アジア動向年報1997』、p181、『アジア動向年報1998』、p205、『アジア動向年報2001』、p191より算出。

⁷ OECD Economic Outlook, No.69, June 2001, p231より算出。

表1-8．東アジアおよび欧州の石油消費量の推移（100万トン/年）

| | 中国 | 韓国 | 台湾 | 日本 | 4ヶ国計 | 欧州計 | 世界計 |
|-----------------------|-------|-------|------|-------|-------|-------|---------|
| 1990年 | 110.3 | 49.5 | 26.8 | 247.7 | 434.3 | 710.3 | 3,135.5 |
| 1991年 | 117.9 | 59.9 | 27.6 | 252.1 | 457.5 | 710.5 | 3,134.3 |
| 1992年 | 129.0 | 72.3 | 28.4 | 257.5 | 487.2 | 714.6 | 3,165.0 |
| 1993年 | 140.5 | 79.3 | 30.2 | 215.9 | 465.9 | 711.9 | 3,135.1 |
| 1994年 | 149.5 | 87.0 | 32.3 | 267.4 | 536.2 | 710.9 | 3,192.1 |
| 1995年 | 160.7 | 94.8 | 34.7 | 267.6 | 557.8 | 723.3 | 3,235.4 |
| 1996年 | 174.4 | 101.4 | 34.8 | 268.8 | 579.4 | 741.7 | 3,315.5 |
| 1997年 | 185.6 | 110.3 | 36.0 | 265.0 | 596.9 | 749.2 | 3,387.7 |
| 1998年 | 190.3 | 92.9 | 37.2 | 253.6 | 574.0 | 760.9 | 3,398.2 |
| 1999年 | 207.2 | 99.7 | 39.9 | 257.3 | 604.1 | 757.9 | 3,469.1 |
| 2000年 | 226.9 | 101.8 | 39.8 | 253.5 | 622.0 | 752.6 | 3,503.6 |
| 年平均伸び率(%) (90～00年) | 7.5 | 7.5 | 4.0 | 0.2 | 3.7 | 0.6 | 1.1 |

（出所）BP Statistical Review of world Energy 2001, BP ホームページ。

表1-9．東アジアおよび欧州の天然ガス消費量の推移（10億立米/年）

| | 中国 | 韓国 | 台湾 | 日本 | 4ヶ国計 | 欧州計 | 世界計 |
|-----------------------|------|------|------|------|-------|-------|---------|
| 1990年 | 14.7 | 3.4 | 1.9 | 51.2 | 71.2 | 330.5 | 1,971.2 |
| 1991年 | 14.9 | 3.9 | 3.0 | 54.7 | 76.5 | 339.3 | 2,007.2 |
| 1992年 | 15.1 | 5.1 | 3.2 | 56.0 | 79.4 | 336.4 | 2,010.4 |
| 1993年 | 16.2 | 6.4 | 3.1 | 56.3 | 82.0 | 354.0 | 2,054.7 |
| 1994年 | 16.6 | 8.5 | 4.0 | 60.3 | 89.4 | 354.7 | 2,063.5 |
| 1995年 | 17.7 | 10.2 | 4.3 | 61.2 | 93.4 | 380.8 | 2,125.8 |
| 1996年 | 17.7 | 13.5 | 4.5 | 66.1 | 101.8 | 422.7 | 2,227.8 |
| 1997年 | 19.3 | 16.4 | 5.1 | 65.1 | 105.9 | 416.0 | 2,214.1 |
| 1998年 | 19.3 | 15.4 | 6.4 | 69.5 | 110.6 | 429.0 | 2,239.9 |
| 1999年 | 21.4 | 18.7 | 6.2 | 74.6 | 120.9 | 444.2 | 2,294.6 |
| 2000年 | 24.8 | 21.0 | 6.9 | 76.2 | 128.9 | 458.8 | 2,404.6 |
| 年平均伸び率(%) (90～00年) | 5.4 | 20.0 | 13.8 | 4.1 | 6.1 | 3.3 | 2.0 |

（出所）BP Statistical Review of World Energy 2001, BP ホームページ。

中国、韓国、台湾の石油・天然ガス需要は今後も増大していくことが見込まれている。1997年から2020年までの期間中に石油需要は中国が年率4.4%、韓国が同1.6%、台湾が同2.8%で増加すると予想されている（表1-10）。これら3ヶ国に日本を加えた石油需要は2020年で10億5,150万トン（年率2.3%の増加）と予想されている。これは数量ベースでも年平均増加率ベースでも欧州を上回っている。

天然ガス需要は同期間中に中国が年率7.5%、韓国が同5.4%、台湾が5.3%で増加すると予想されている（表1-11）。これら3ヶ国に日本を加えた天然ガス需要は2020年で2,880億立米（年率4.4%の増加）と欧州の天然ガス需要の約4割を占める規模（1997年時点では約3割）になることが予想されている。

これら東アジア4ヶ国にとっては、今後も需要の増大が予想される石油および天然ガスの供給源の確保が従来に増して重要な課題となる。

表1 - 10 . 東アジアおよび欧州の石油需要の見通し (100万ト/年)

| | 1997年 | 2010年 | 2020年 | 1997年～2020年* |
|------------|---------|---------|---------|--------------|
| 中国 | 205.0 | 380.0 | 550.0 | 4.4 |
| 韓国 | 109.1 | 137.6 | 156.5 | 1.6 |
| 台湾 | 26.7 | 43.8 | 50.0 | 2.8 |
| 日本 | 285.0 | 290.0 | 295.0 | 0.2 |
| 東アジア4ヶ国計** | 625.8 | 851.4 | 1,051.5 | 2.3 |
| 欧州計 | 705.0 | 800.0 | 840.0 | 0.7 |
| 世界計 | 3,725.0 | 4,795.0 | 5,730.0 | 1.9 |

(出所) 中国・欧州計・世界計：World Energy Outlook 2000, IEA、韓国・台湾：「アジア各国における経済とエネルギー需給の状況」(財)日本エネルギー経済研究所計量分析部、2001年3月(なお、韓国の1997年については、Korea Energy Review Monthly, KEEL, July 2001.) 日本：International Energy Outlook 2001, DOE/IEA. (1997年の実績については International Energy Outlook 2000, DOE/IEA.)

(注1) *：1997年から2020年までの年平均伸び率(%)

(注2) **：IEAのWorld Energy Outlook 2000の中では、「東アジア」は「非OECD」のカテゴリの中にあり、そこには日本は含まれていない。この表では、「中国」、「韓国」、「台湾」、「日本」の合計を「東アジア4ヶ国計」としている。

表1 - 11 . 東アジアおよび欧州の天然ガス需要の見通し (10億立米/年)

| | 1997年 | 2010年 | 2020年 | 1997年～2020年* |
|------------|-------|-------|-------|--------------|
| 中国 | 21 | 56 | 111 | 7.5 |
| 韓国 | 16 | 38 | 55 | 5.4 |
| 台湾 | 4 | 10 | 12 | 5.3 |
| 日本 | 65 | 85 | 110 | 2.3 |
| 東アジア4ヶ国計** | 106 | 188 | 288 | 4.4 |
| 欧州計 | 344 | 522 | 650 | 2.8 |
| 世界計 | 1,911 | 2,725 | 3,551 | 2.7 |

(出所) 表1 - 10と同様。

(注1) *：表1 - 10と同様。

(注2) **：表1 - 10と同様。

(欧州)

ロシアは欧州を原油および天然ガスの主要な輸出市場としているが、欧州にとってもロシアは原油および天然ガスの重要な供給源である。2000年時点で欧州の対ロシア輸入依存度は原油が24.5%、天然ガスが42.4%となっている(表1-12)。

欧州では石油市場は成熟化しており、今後の需要については大きな伸びが期待しにくい状況にある(表1-10)。天然ガスについては1990年以降、欧州の対ロシア輸入依存度は常に40%を上回る水準を維持してきた(表1-12)。しかしながら、欧州は域内の北海沖合に大規模なガス田を抱えており、ノルウェー、オランダ、英国、デンマークの産ガス国が欧州向けにパイプラインで天然ガスを供給している。2000年におけるこれら4ヶ国の欧州域内向けの天然ガス供給量は1,023億立米で、ロシアからの輸入量の約8割に相当する⁸。

さらに、欧州はアルジェリアから地中海海底パイプラインおよびマグレブ・パイプラインにより天然ガスを輸入するとともに、中東3ヶ国(オマーン、カタール、アラブ首長国連邦)、アフリカ3ヶ国(アルジェリア、リビア、ナイジェリア)、中米トリニダード・トバコからLNGを輸入し、2000年における欧州のLNG総輸入量は326億立米となっている⁹。

表1-12. 欧州の原油・天然ガス輸入量とロシア依存度

| | 原油 | | 天然ガス | |
|-------|-------------------|---------------|------------------|---------------|
| | 輸入量 (100万トン/年) | ロシア依存度 (%) | 輸入量 (10億立米/年) | ロシア依存度 (%) |
| 1990年 | 490.1 | 20.3 | 202.9 | 47.6 |
| 1991年 | 508.6 | 11.1 | 205.4 | 43.8 |
| 1992年 | 516.0 | 12.8 | 205.9 | 43.2 |
| 1993年 | 520.0 | 15.3 | 205.4 | 45.1 |
| 1994年 | 492.0 | 18.1 | 207.7 | 50.9 |
| 1995年 | 478.4 | 19.1 | 230.2 | 51.0 |
| 1996年 | 477.0 | 21.6 | 255.0 | 48.4 |
| 1997年 | 470.7 | 22.4 | 255.5 | 45.7 |
| 1998年 | 498.6 | 22.4 | 260.0 | 46.3 |
| 1999年 | 486.6 | 23.1 | 278.7 | 45.5 |
| 2000年 | 503.3 | 24.5 | 304.0 | 42.4 |

(出所) BP Statistical Review of World Energy, 各版および PlanEcon Energy Report, Vol.11, No.1, April 2001, p9,p30 より作成。

(注1) 欧州の天然ガス輸入量は「パイプラインによる輸入分」と「LNGによる輸入分」を合計したものである。

(注2) この表中の「欧州」には「トルコ」が含まれる。

⁸ BP Statistical Review of World Energy 2001, BP ホームページ。

⁹ Ibid.

2001年に入ってからカタールがスペインおよびイタリアと新規のLNG販売契約に調印したり、アルジェリアが地中海海底ガス輸出パイプラインの新設を目指すような動きが出てきている（表1-13）。

この他にも欧州向けの天然ガス・LNG輸出構想がいくつかある。ナイジェリアは欧州向けにLNG輸出量増加を目指して、将来、液化プラントを拡張する計画を持っている¹⁰。また、アゼルバイジャンがカスピ海沖合ガス田から産出する天然ガスをグルジア経由のパイプラインでトルコに輸出する計画である。さらに、ノルウエーも新規にLNGプロジェクトを計画している（Snowvitプロジェクト）¹¹。

したがって、今後、欧州のガス市場をめぐってロシアはこれらの中東・アフリカ諸国、欧州域内産ガス国とのより激しい競争に直面することが予想される。

表1-13. 中東・アフリカ諸国の今後の欧州向け天然ガス輸出プロジェクト動向

| * LNG | |
|----------|--|
| カタール | 2001年5月、Qatargas がスเปนの Gas Natural と LNG 販売契約に調印。2001年からの10年間に560万トン/年のLNG供給予定（Platt's Oilgram News, May 8, 2001. ）。 |
| | 2001年6月、Rasgas がイタリアの Edison と LNG 販売契約に調印。2005年からの25年間に350万トン/年のLNG供給予定（ExxonMobil ホムペーヅ）。 |
| | 2001年10月、Qatar Petroleum がスเปนの Repsol-YPF およびイタリアの Enel と Qatargas の第4LNGトリン建設のFS実施で合意（Platt's Oilgram News, October 3, 2001. ）。 |
| * パイプライン | |
| アルジェリア | 2001年2月、アルジェリアの Sonatrach とイタリアの Edison がアルジェリアからイタリア向けの2本目の地中海海底ガス輸出パイプライン建設のFS実施について協力協定に調印（Petroleum Argus, February 26, 2001. ）。 |
| | 2001年7月、アルジェリアとスเปนは両国間を接続する地中海海底ガス輸出パイプラインの新設で合意（Middle East Economic Survey, August 13, 2001. ）。 |

¹⁰ Arab Oil & Gas, April 16, 2001, p36.

¹¹ Ibid.

1 - 3 . ロシア石油・ガス産業にとってのアジア市場の位置付け

「1 - 1」および「1 - 2」の内容を踏まえて、ここではロシア石油・ガス産業にとってのアジア市場の位置付けについて述べたい。

図1 - 1 . ロシア石油・ガス産業にとっての欧州およびアジア市場

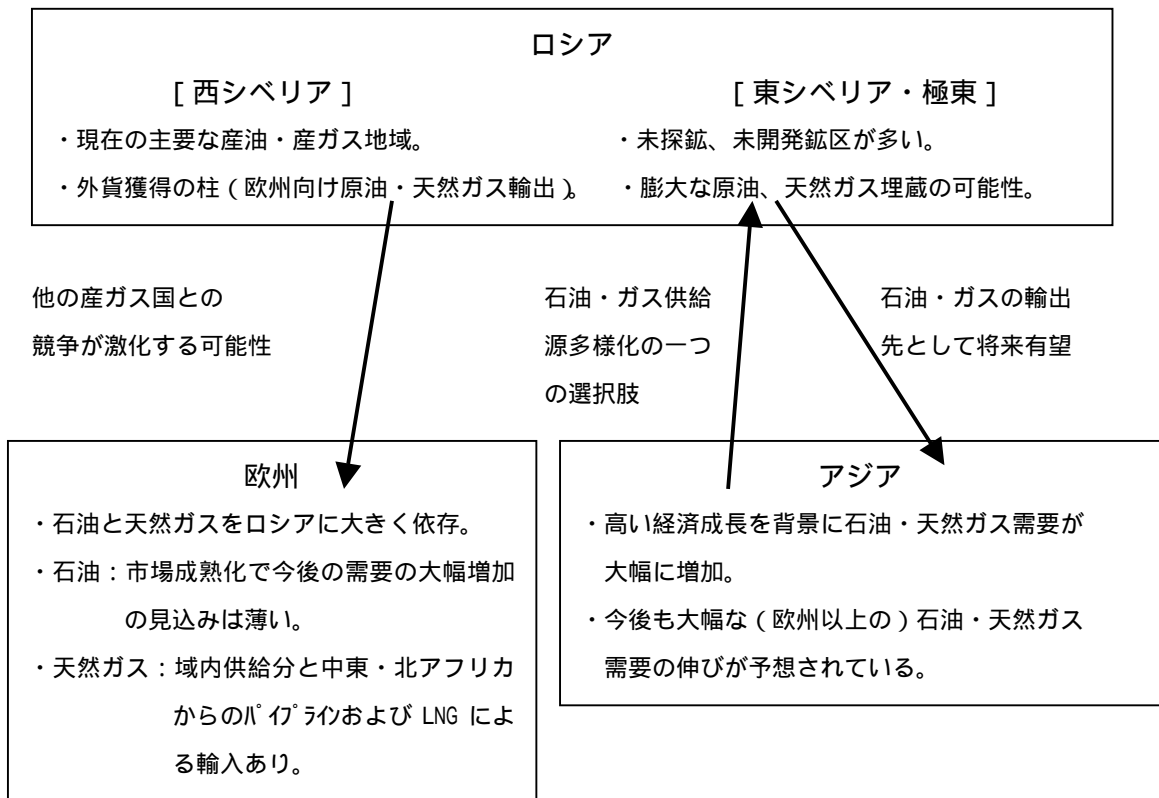


図1 - 1で示す通り、現在のロシアは西シベリア地域で生産した原油・天然ガスを欧州に輸出することで外貨の相当部分を稼ぎ出している。欧州は今のところ、石油と天然ガスをロシアに大きく依存しているものの、石油需要の大幅な伸びは今後あまり期待できない。さらに、天然ガスについてはノルウェー、オランダ、アルジェリア等の他の産ガス国との競争激化が予想される。

一方、アジアは今後も欧州以上の石油・天然ガス需要の増加が予想されていて、供給源の確保が重要な課題となっている。アジアに隣接するロシアの東シベリア・極東地域は現在のところ探鉱・開発が西シベリアほど展開されておらず原油・天然ガスの生産量もわずかである。だが、膨大な原油・天然ガスの埋蔵量があると推定されており、これらを開発・生産し、アジアに輸出することはロシアとアジアの双方にとって利益がある。ロシア側は欧州を補完する原油・天然ガス輸出先を確保でき、アジア側は今後も増大が見込まれる原油・天然ガスの供給源を確保・多様化することが可能である。

2．ロシアの石油・ガス企業によるプロジェクトの現状

ロシアにおいては様々な石油・ガス関連プロジェクトが計画または実施中であるが、ここではロシアの石油・ガス企業が計画または実施しているアジア市場を輸出対象とする石油・天然ガス関連プロジェクトの現状を「東シベリア」、「極東（サハリンを含む）」、「中国国内」に分けて述べることにする。

2 - 1．東シベリアにおけるプロジェクト

[中国向け原油輸出パイプライン建設プロジェクト]

1999年2月末に中国の朱首相がロシアを訪問した際に、ロシアと中国の両首脳は約10件の両国間経済協力に関する協定に調印した。この中に東シベリアのアンガルスクからモンゴルを經由して中国の北京に至る原油輸出パイプラインの建設に関するFSを実施する協定が盛り込まれた¹²。

実際にFSを実施するのはロシアで第2位の産油量を誇るYukos（ユコス）、ロシア国内の原油パイプラインの運営を独占しているTransneft（トランスネフチ）および中国の国営石油企業CNPC（China National Petroleum Corporation）である。これら3社は同FSを共同で実施する協定に調印した。同パイプラインの総延長は2,300km、輸送能力は2,500万～3,000万トン/年と予定していた。

2000年1月に同FSは完了し、YukosとTransneftは中国向け原油輸出パイプラインを建設することで合意した¹³。建設費は17億\$と見込まれており、Yukosによればロシアと中国の双方が8.5億\$ずつ負担する方針であるという。Yukosの生産子会社であるTomskneft（トムスクネフチ）とYuganskneftegaz（ユガンスクネフチェガス）が生産した原油を中国向け輸出用に回し、初期の輸送能力は1,000万トン/年、2010年までに3,000万トン/年に増強される計画である。Yukosは遅くとも2005年までにはこの東シベリアから中国・北京向けの原油輸出パイプラインの稼働を開始したいとしている¹⁴。

さらに、2001年9月に朱首相がロシアを訪問した際に、ロシア・中国の両首脳は東シベリアのアンガルスクから中国の大慶（Daching）に至る原油輸出パイプライン建設のFSに関する一般協定に調印した¹⁵。2002年7月までにコストの算定とパイプライン料金に関するFSを完了し、2003年には着工、そして、2005年までにはパイプラインの建設を完了させる予定である。同プロジェクトの実現に向けて、Yukosはロシアの他の石油企業に対しても参加を呼び掛けている。なお、Yukosはアンガルスクにおいて中国向け輸出用の原油貯蔵タンクの建設をすでに開始した¹⁶。

¹² Asian WallStreet Journal, February 26-27, 1999.

¹³ Asian WallStreet Journal, February 8, 2000.

¹⁴ Interfax Petroleum Report, March 10, 2000, p13.

¹⁵ Platt's Oilgram News, September 11, 2001, p10.

¹⁶ Platt's Oilgram News, September 24, 2001, p10.

[コビクタ・ガス田開発および中国向けガス輸出パイプライン建設プロジェクト]

*コビクタ・ガス田の概要

コビクタ・ガス田(Kovykta)はイルクーツク市の北東350kmの地点に位置し、1987年に発見された比較的新しいガス田であり、地元のイルクーツク州政府がプロジェクトの開発を手がけている¹⁷。1992年4月にはコビクタ・ガス田を開発するためにRusia Petroleum(ルシア・ペトロリアム)がSidanco(シダンコ)の子会社であるVaryeganneftegaz(ヴァリエガンネフチェガス)とAngarsk(アンガルスク) Petrochemical Companyの出資により設立された。さらに、イルクーツク州政府は1993年にRusia Petroleumに対してコビクタ・ガス田における炭化水素の探鉱・生産ライセンス(2018年まで)を付与した。コビクタ・ガス田の埋蔵量(確認+予想: Proved+Probable)は天然ガスが8,700億立米、ガスコンデンセートが6,000万トン、潜在的(Potential)埋蔵量は2兆立米とされている¹⁸。

*BPの参加とSidancoの経営難をめぐる問題

1997年11月にBPはSidancoの全株式の10%を5.71億\$で取得するとともに、Sidancoとコビクタ・ガス田の開発を共同で推進することで合意に達した。さらに、BPはSidancoが保有していたRusia Petroleumの株式の45%を取得した。

しかしながら、1999年2月になるとSidancoの経営が悪化したために同社の破産手続きが開始される事態となった¹⁹。Sidancoの経営が悪化した理由としては、第一に筆頭株主であるInterros Group(インターロス・グループ)のOneximbank(オネクシム銀行)が1998年8月に発生したロシア金融危機の影響を受けて経営難に陥った事、第二に精製子会社であるAngarsk製油所のリストラに失敗(地元の自治体等の反対で大規模な人員整理を実行できなかった)したことがあげられる。親会社のSidancoの破産手続きが進められる中で、Rusia Petroleumはコビクタ・ガス田のライセンスを失う可能性が出てきた。これを受けてBPはすでにSidancoに出資していた5.71億\$のうちの約2億\$を損金処理(write-off)した²⁰。こうして、Sidancoの経営悪化がコビクタ・ガス田開発の進捗に悪影響を与えることとなったわけである。

その後の事態の推移を説明しよう。1999年11月になると、Sidancoの生産子会社Chernogor نفت(チェルノゴルネフチ)が競売によりTyumen Oil(チュメニ・オイル)の手に渡った。ここからSidancoの再建をめぐり、BPとTyumen Oilとの激しい対立が始まった。

BPは、生産子会社8社、精製子会社3社、販売会社16社という従来のSidancoの子会社の構成を変えずに同社の再建を試みることを主張した。一方のTyumen Oilは、Sidancoに対して融資を実施していたために、Sidancoの生産子会社のうちChernogor نفت(Sidanco

¹⁷ Vladimir Baidashin, Russia Retains its Kovykta License by Accepting TNK as Coordinator of Broadened Project: Who's in Control? Russian Petroleum Investor, June/July 2001, p26.

¹⁸ Eastern Bloc Energy, March 1999, p19.

¹⁹ Wall Street Journal, February 1, 1999.

²⁰ Petroleum Argus, November 15, 1999, p6.

の全原油生産量の約3割を占める)と Kondpetroleum (コンドペトロリアム：同約1割を占める)の2社を分離して Tyumen Oil に吸収することを主張した。この Tyumen Oil の主張に反発した BP は米国の連邦政府および議会に対して強力なロビー活動を行い、すでに決定された米国輸出入銀行による Tyumen Oil に対する5億\$の融資(製油所高度化および油田のリハビリテーション)を一時延期させた²¹。

2000年1月になってから Sidanco の経営再建問題に目途がついた。Sidanco の債権者たちは、4.6億\$の債権のうち50%を3ヶ月以内に、残りの50%を9ヶ月以内に支払いを受けることで合意した²²。そして、2001年8月には、BP が Tyumen Oil による Sidanco の買収に合意した²³。Tyumen Oil は Interros Group が保有していた Sidanco の全株式のうち44%を6億\$で取得して、これまでに保有した分と合わせて84%の株式を取得した。これにより、Sidanco の経営悪化によって始まった2年半に及ぶ混乱に終止符が打たれ、コビクタ・ガス田開発を推進する条件が整ってきた。

2001年2月には、コビクタ・ガス田開発について生産分与契約(PS: Production Sharing)が承認された²⁴。さらに、2001年6月には Tyumen Oil が開発ライセンスを保有するウスト・クツコエ(Ust Kutskoje)およびカンディンスキー(Kandinsky)鉱区と Rusia Petroleum が開発ライセンスを保有するコビクタ・ガス田のライセンスの統合を図ることで双方が合意に達した²⁵。

Interros Group はコビクタ・ガス田の権益を Gazprom または CNPC に売却する方針を発表している。今後のコビクタ・ガス田開発は Tyumen Oil が主体となって進められていくことになる。

²¹ なお、米国輸出入銀行は Tyumen Oil に対する融資の一時延期の理由として、チェチェン紛争へのロシア軍の介入をあげている。

²² Financial Times, January 25, 2000.

²³ East & West Report, No.10101, 2000年8月21日、東西貿易通信社、5ページ。

²⁴ Petrostrategies, February 26, 2001, p10.

²⁵ Platt's Oilgram News, June 27, 2001.

* 中国および韓国向け天然ガス輸出パイプライン・プロジェクトの進捗

1997年12月にロシア（燃料・エネルギー省およびSidanco）、中国（CNPC）、韓国（韓国ガス公社：Kogas～Korean Gas Corporation）、日本（石油公団）、モンゴル（石油局：Directorate for Oil）の5ヶ国がコビクタ・ガス田から中国向け天然ガス輸出パイプラインの建設に関するFSの実施のための覚書に調印した²⁶。

その後、ロシア側と中国側との間の協議が進展し、1999年2月の中国の朱首相がロシアを訪問した際に、コビクタ・ガス田から中国向けの天然ガス輸出パイプライン建設のFSを実施する協定が締結された²⁷。総延長は2,500kmでFSの完了までの期間を2年間と見込んでいた。また、同パイプラインの建設にはさらに3年の期間と25億\$の費用を見込んでいた。FSの実施主体はロシア側がRusia Petroleum、中国側がCNPCである。コビクタ・ガス田では300億立米/年の天然ガス生産量が見込まれて、そのうち90億立米/年がイルクーツク州内における消費に向けられ、残りの210億立米/年が中国向けに輸出される計画となっている²⁸。

2000年11月にRusia Petroleum、CNPC、Kogasの3社は、コビクタ・ガス田の開発と極東向けガス輸出パイプライン建設に関するFSを共同で実施することで合意した²⁹。これら3社は2002年から2003年までの間にコビクタ・ガス田から中国および韓国に至る天然ガス輸出パイプライン建設に関する詳細なFSを開始する予定である。そして、2008年には天然ガス輸出パイプラインの稼働を開始させたいとしている。輸送能力は最終的には300億立米/年にする予定である。

2001年3月にはロシアのプーチン大統領が韓国を訪問し、コビクタ・ガス田開発および極東向け天然ガス輸出パイプライン建設プロジェクトへの韓国企業の参加を求めた³⁰。韓国は2008年から約100億立米/年の天然ガスを30年間に亘って引き取りたい考えである。

また、韓国は2001年9月に北朝鮮とコビクタ・ガス田からの天然ガス輸出パイプライン建設のFSを共同で実施することで合意した³¹。韓国は同パイプラインのルートに関して、（1）中国・遼寧省～北朝鮮～韓国 IIsan・Pyongtaek と（2）中国・北京～山東半島～黄海海底～韓国 Pyongtaek の2つを候補として検討しているが、前者の方が経済的であるとして、2001年2月に北朝鮮を通過するルートのパイプライン建設のFS共同実施に関するプロポーザルを北朝鮮側に送付していた。

コビクタから韓国までのパイプラインの総延長は4,115km、投資額は110億\$を見込んでいる。なお、ロシア、中国、韓国の3ヶ国によるFSは2002年4月に完了する予定である。

²⁶ Eastern Bloc Energy, March 1998, p21.

²⁷ Asian WallStreet Journal, February 26-27, 1999.

²⁸ Eastern Bloc Energy, March 1999, p19.

²⁹ Platt's Oilgram News, November 7, 2000.

³⁰ East & West Report, No.10058, 2001年3月2日、2ページ。

³¹ East & West Report, No.10107, 2001年9月11日、2ページ。

2 - 2 . 極東におけるプロジェクト

(サハ共和国)

[ガス田開発および中国向けガス輸出パイプライン建設プロジェクト]

サハ共和国(旧称ヤクーツク)における1996年時点での天然ガス確認埋蔵量は1兆520億立米でロシア全体の約2%に過ぎず、また、天然ガス生産量(1997年時点)は約17億立米で、これもロシア全体の約3%を占めるに過ぎない³²。冬季の厳しい気候とまばらな人口ゆえに、サハ共和国では天然ガスの開発と生産がこれまでは西シベリアと比較すると非常に遅れていたが、同共和国政府は2010年までには天然ガス生産量を50億立米まで増産させたい考えである。

最近サハ共和国においてはGazpromの活動が顕著である。Gazpromはアジア向けの天然ガス輸出戦略の実現に向けて、1999年10月にVostokgazprom(ヴォストークガスプロム)を設立した(株主構成はGazpromが49%、ハンガリーのGeneral Banking & Trust Co[ガスプロムが子会社Gazprombankを通じてその株式の一部を保有])³³。このVostokgazpromはアジア向けの天然ガス輸出事業を担当し、Gazprom本社の事業である欧州向けの天然ガス輸出およびロシア国内向けのガス供給事業には関わらない。

このVostokgazpromにとってサハ共和国におけるガス開発プロジェクトは最優先課題のひとつと位置付けられている。Vostokgazpromはサハ共和国政府およびSakhaneftegaz(サハネフチェガス)と同共和国内での共同開発プロジェクトに関する交渉を進めている。Sakhaneftegazによれば、チンギンスコエ(Chinginskoye)およびスレドネ-ヴィリュイスコエ(Sredne-Vilyuiskoye)ガス・コンデンセート田の共同開発について原則合意に達したという。さらに、Vostokgazpromはチャヤンディンスコエ(Chayandinskoye)ガス田(推定埋蔵量1兆立米以上)の権益取得についても交渉中である。

2001年初め、Sakhaneftegaz、Gazprom、Stroitransgaz(ストロイトランスガス)は「チャヤンディンスコエ~ハルビン(Harbin)」間ガス輸出パイプラインの予備的FSを完了した。この予備的FSについてのファイナンスはCNPCが担当した。同パイプラインの建設プロジェクトには120億\$の投資額が必要とされている。

³² The Future of Oil and Gas in the Russian Far East, Russian Petroleum Investor, Financial Times Energy, 1999, p60.

³³ Sergei Chernyshov, Gazprom Starts Eastward Expansion toward Asia with Two Pipeline Projects, Russian Petroleum Investor, June/July 2001, pp19-23.

(サハリン)

サハリン沖合での石油・ガス開発プロジェクトは、「サハリン1」から「サハリン8」まで計画されている。以下、各プロジェクトの現状を述べることにする。

[サハリン1]

* 開発対象鉱区と参加企業

サハリン1の対象鉱区はサハリン東岸沖合25kmの地点にある Odoptu(オドプツ)、Chaivo(チャイヴォ)、Arkutun-Dagi(アルクトウン・ダギ)の3つである。これら3つの鉱区の推定埋蔵量は表2-1の通りである。

表2-1. サハリン1の開発対象鉱区の推定埋蔵量

| | Odoptu | Chaivo | Arkutun-Dagi |
|--------------|--------|--------|--------------|
| 原油(百万トン) | 42 | 19 | 113 |
| ガス(10億立米) | 84 | 140 | 68 |
| コンクリート(百万トン) | 2 | 10 | 5 |

(出所) The Future of Oil and Gas in the Russian Far East, Russian Petroleum Investor, Financial Times Energy, 1999, p79.

1995年に6月に生産分与契約が承認された。当初のサハリン1プロジェクトへの出資比率は、ロシアのRosneft(ロスネフチ)が17%、Sakhalinmorneftegaz(サハリンモルネフチェガス:Rosneftの子会社)が23%、SODECO(Sakhalin Oil and Gas Development:日本の民間企業13社および石油公団が出資)が30%、Exxonが30%となっていた³⁴。しかし、Rosneftは1998年8月のロシア金融危機の影響を受けて民営化入札が無期限延期となり、経営状況も悪化してきたので、Sakhalinmorneftegazの分も含めて、サハリン1保有権益の半分を外部の企業に対して売却する意向を示していた。

2000年12月にRosneftおよびSakhalinmorneftegazはインドのONGC(Oil & Natural Gas Corporation)に対してその保有権益の半分を約17億\$で売却するプロトコールに調印した³⁵。2001年1月にインド政府が同プロトコールを承認し、2001年2月に正式調印がなされた³⁶。これにより、現在のサハリン1の出資比率は、RosneftとSakhalinmorneftegazが比率を半分に下げてそれぞれ8.5%、11.5%、新規出資のONGCが20%、そして、SODECOとExxonがそれぞれ30%のままとなっている。

³⁴ The Future of Oil and Gas in the Russian Far East, Russian Petroleum Investor, Financial Times Energy, 1999, p79.

³⁵ Interfax Petroleum Report, September 7-13, 2001, p12.

³⁶ なお、Indian Oil Company(IOC)はONGCが今回獲得したサハリン1の権益20%分の譲渡をONGCに対して要求している。

*最近のプロジェクトの動向

(石油)

サハリン1プロジェクトのフェーズ1では原油のみを開発する予定でピーク時の生産量を1,250万トン/年と見込んでいる³⁷。フェーズ1では37億\$の投資額が見込まれている。表2-2で示す通り、Odoptu、Chaivo、Arkutun-Dagiの3つの鉱区においてこれまでに31本の探鉱・評価井が掘削されている。

表2-2. サハリン1プロジェクトの探鉱の状況

| | Odoptu | Chaivo | Arkutun-Dagi |
|------|-----------|----------|--------------|
| 発見時期 | 1977年 | 1979年 | 1989年 |
| 掘削状況 | 探鉱・評価井15本 | 探鉱・評価井6本 | 探鉱・評価井10本 |

(出所) Oil & Gas Journal, August 13, 2001, p37.

2001年9月、Sakhalinmorneftegazはサハリン1プロジェクトにおける最初の開発井の掘削を2003年1月に実施する予定であると発表した³⁸。まず、Chaivo鉱区の北部地域において2006年までの3年間で10本の開発井を掘削する予定である。楽観的な予測では2003年後半に最初の原油生産が行われ、2005年から2006年には本格的な生産に移行する予定である。また、Odoptu鉱区においては2007年から18本の開発井の掘削が開始される予定である。なお、Arkutun-Dagiにおける開発井の掘削はさらに後になる予定である。

(ガス)

サハリン1プロジェクトではピーク時(Plateau)で約150億~200億立米/年の天然ガス生産量を見込んでいる³⁹。ExxonMobilを主体とするコンソーシアム・パートナーは日本への海底パイプラインによる天然ガスの輸出を実現させようとしている。1999年4月にはサハリンから日本向けのパイプライン建設に関するFSを実施する「日本サハリンパイプライン調査会社」が日本の石油資源開発、伊藤忠商事、丸紅(以上で出資比率75%)およびExxon Japan Pipeline Ltd(同25%)の共同出資により設立された。

日本サハリンパイプライン調査会社は1999年6月より「日本海ルート」、次いで「太平洋ルート」のFSを実施し、2002年4月までには両ルートの採算性、事業化可能性に関する調査を完了させる予定である。この海底ガス輸出パイプラインは輸送能力が85億立米/年、総工費が25億\$とされている⁴⁰。

サハリンからの天然ガス輸出に関しては、ExxonMobil主導のサハリン1が「パイプライン

³⁷ Oil & Gas Journal, August 13, 2001, p35.

³⁸ Interfax Petroleum Report, September 7-13, 2001, p11.

³⁹ Oil & Gas Journal, August 13, 2001, p37.

⁴⁰ Petroleum Intelligence Weekly, August 27, p4.

ン、RD/Shell 主導のサハリン2が「LNG」による輸出構想を持っていた。ロシア連邦政府はサハリンにおけるそれぞれのプロジェクト同士の「二重投資」を回避するために、サハリン1および2両プロジェクトの輸出スキームの統合（パイプラインまたはLNGのどちらかにまとめる）を両当事者に働きかけていたが、結局のところまとまらなかった。そして、2001年8月にロシア連邦政府は、サハリン1については「パイプライン」、サハリン2については「LNG」という異なる天然ガス輸出スキームを承認した⁴¹。なお、サハリン1では2008年に最初の天然ガスを生産することを目標としている⁴²。

[サハリン2]

* 開発対象鉱区と参加企業

サハリン2の開発対象鉱区はサハリン北東部沖合15kmに位置するPiltun-Astokhskoye（ピルトン・アストフスコエ）鉱区（主に石油。多少の随伴ガス）、Lunskoye（ルンスコエ）鉱区（主に天然ガス。少量の石油）である。推定埋蔵量は天然ガスが約4,250億立米、原油・コンデンサートが約1.4億トンとなっている⁴³。

表2-3 . Piltun-Astokhskoye 鉱区の天然ガス埋蔵量（億立米）

| | 確認 | 推定 | 予想 | 合計 |
|-------|-------|-----|-----|-------|
| 原始埋蔵量 | 1,011 | 187 | 728 | 1,926 |
| 可採埋蔵量 | 433 | | 93 | 527 |

（出所）安藤宣明、小出康弘、「サハリン大陸棚の石油・天然ガス開発」、『国際エネルギー動向分析』、1998年10月、91ページ。

表2-4 . Lunskoye 鉱区の天然ガス埋蔵量（億立米）

| | 確認 | 推定 | 予想 | 合計 |
|-------|-------|-----|-----|-------|
| 原始埋蔵量 | 3,246 | 595 | 516 | 4,357 |
| 可採埋蔵量 | 2,759 | 504 | 439 | 3,703 |

（出所）表2-3と同様。

サハリン2プロジェクトのコンソーシアムの構成には変化が見られる⁴⁴。1991年5月にロシア側はPiltun-AstokhskoyeおよびLunskoye両鉱区に関するFS実施の権利についての国際入札を行い、米国のMarathon、McDermott、そして三井物産が落札した。後にRD/Shellと三菱商事が加わり、1994年には生産分与契約が調印されている。

1997年にはMcDermottがコンソーシアムを構成する他の4企業に対して権益を売却し、

⁴¹ Petroleum Intelligence Weekly, August 27, p4.

⁴² Petroleum Intelligence Weekly, August 27, p5.

⁴³ 安藤宣明、小出康弘、「サハリン大陸棚の石油・天然ガス開発」、『国際エネルギー動向分析』、1998年10月号、91ページ。

⁴⁴ Vladimir Baidashin, *Russia Set to Become an LNG Exporter, albeit on a Very Small Scale*, Russian Petroleum Investor, February 2001, pp28-29.

同プロジェクトから撤退した。2000年6月には Marathon が RD/Shell に対して自己の保有株式を売却することで合意した。次いで、2000年12月に RD/Shell は三菱商事に対して7.5%の株式を売却する契約に調印した。したがって、現在のサハリン2の出資比率は RD/Shell が62.5%、三井物産が25%、三菱商事が12.5%となっている。

*最近のプロジェクトの動向

(石油)

サハリン2プロジェクトにおいては Piltun-Astokhskoye 鉱区からの原油生産が1997年7月から開始され、1997年8月には韓国向けに8万トンの原油が輸出された⁴⁵。現在のところ、海上が凍結しない5月から11月の約6ヶ月間に9万B/D(年ベースに直すと4.5万B/D)の原油生産が行われている⁴⁶。そして、この生産した原油の大半を韓国のSKとLG Caltexに対してスポット入札によって販売している。原油生産量は2005年までに18万B/Dまで倍増させる方針である。

(ガス)

既述の通り、サハリン1がパイプラインによる天然ガス輸出構想を推進しているのに対して、サハリン2はLNGによる天然ガス輸出構想を推進し、ロシア連邦政府当局も異なる両スキームを承認している。

LNGプロジェクトの立ち上げには需要家を確定することが必要条件となる。サハリン2のコンソーシアムは日本、韓国、台湾、中国等の東アジア市場へのLNGの売込みを実現させようとしているが、2001年10月初めの時点では、サハリン2のLNG購入に関する具体的な購入契約はまだ締結されていない。

しかしながら、RD/Shell は韓国へのLNG輸出を視野に入れて2001年4月にはKogasの全株式の15%を購入するのと引き換えに、Kogasに対してサハリン2の権益の4%を譲渡する旨の提案を行っている⁴⁷。

2001年8月にRD/Shell はLNGトレイン建設に関する入札を開始し、すでに最終候補として、(1)Kellog Brown & Root, Bouygues Offshore, Starstroi (ロシア) (2)Technip, Foster Wheeler、(3)千代田化工建設、東洋エンジニアリング、Nipigaspererabotka (ロシア)、Khimenergo (ロシア)の3つの国際企業コンソーシアム・グループを選定している⁴⁸。

このLNGプラントは2トレイン、液化能力960万トン/年の世界最大級のものであり、同建設契約を2002年の第2四半期に調印したい考えである。契約金額は10億\$、このプロジェクト全体の予算は89億\$である。

⁴⁵ Eastern Bloc Energy, October 1999, p21.

⁴⁶ Petroleum Intelligence Weekly, August 27, 2001, p5.

⁴⁷ Ibid.

⁴⁸ Ibid.

[サハリン3]

* 開発対象鉱区と参加企業

1993年にサハリン州政府とロシア連邦天然資源省がサハリン3プロジェクトの鉱区入札を実施した⁴⁹。対象鉱区はKirinsky(キリンスキー)、Ayashsky(アヤシフスキー)、East Odoptu(イースト・オドプツ)、Veninsky(ヴェニンスキー)の4つの鉱区である。その結果、MobilとTexacoがKirinsky鉱区、ExxonがAyashskyおよびEast Odoptuの両鉱区の探鉱ライセンスを取得した。なお、Veninsky鉱区には応札企業がなかったために、後にサハリン4の鉱区に編入された。

(Kirinsky 鉱区)⁵⁰

サハリン3の入札では落札企業に対して契約調印後最初の6年間の最低投資保証額が定められていた。MobilとTexacoは2社合計でKirinsky鉱区に対して1.51億\$ (最低投資保証額1.20億\$)の投資額とともに、契約調印後最初の3年間に「サハリン開発基金(Sakhalin Development Fund)」に対して1,000万\$のボーナスの支払いを提案した。

同鉱区の埋蔵量はロシア側の推定では、原油が4.36億トン、天然ガスが266億立米となっており、一方、MobilとTexaco側の推定では原油が4.5億トン、天然ガスが7,200億立米となっている。

1998年11月にはMobilとTexacoがRosneftおよびSakhalinmorneftegazに対して権益の一部を譲渡することで合意した⁵¹。その結果、出資比率はMobil/Texacoが66.7% (お互いに折半する)、Rosneft/Sakhalinmorneftegazが33.3% (同)となった。

(Ayashsky および East Odoptu 両鉱区)⁵²

ExxonはAyashsky鉱区に対して2.02億\$ (最低投資保証額1.20億\$)、East Odoptu鉱区に対して1.21億\$ (同1.00億\$)の投資額とともに、サハリン開発基金に対して2,000万\$のボーナスの支払いを提案した。両鉱区の埋蔵量に関しては、Exxonはさらなる掘削が必要であるとしてその詳細を明らかにしていない。

1999年1月にExxonはRosneftとSakhalinmorneftegazに対して権益の一部を譲渡した。これにより、出資比率はExxonが66.7%、Rosneftが16.65%、Sakhalinmorneftegazが16.65%となった。

なお、ExxonとMobilの合併が1999年11月30日に完了した。これにより、ExxonMobil

⁴⁹ The Future of Oil and Gas in the Russian Far East, Russian Petroleum Investor, Financial Times Energy, 1999, p86.

⁵⁰ Ibid, pp88-89.

⁵¹ 安藤宣明、小出康弘、「サハリン大陸棚の石油・天然ガス開発」、『国際エネルギー動向分析』、1998年10月、104ページ。

⁵² The Future of Oil and Gas in the Russian Far East, Russian Petroleum Investor, Financial Times Energy, pp88-89.

が Kirinsky 鉦区の 33.3%、Ayashsky および East Odoptu 両鉦区の 66.6%の権益をそれぞれ引き継いだ。

*最近のプロジェクトの動向

Kirinsky 鉦区に関する生産分与契約については 1999 年 4 月に大統領の承認により発効した⁵³。Ayashsky および East Odoptu 両鉦区に関する生産分与契約に関しては 2002 年中に議会に対する提案書の送付が行われる予定となっている⁵⁴。

しかし実際の探鉦・開発に着手するまでには、まだ時間がかかるとみられる。

[サハリン 4]

開発対象鉦区は、Astrakhanovsky (アストラハノフスキー) および Shimidovsky (シミトフスキー) の両鉦区である。1998 年 3 月に Arco、Rosneft、Sakhalinmorneftegaz が生産分与プロジェクトを推進するための共同会社の設立で合意した。それから、2000 年に Arco が BP に合併されて以降は、プロジェクトが一時中断していたが、2001 年 2 月に BP が Rosneft および Rosneft と Astrakhanovsky 鉦区の共同開発に関する協定を締結した⁵⁵。

同協定によれば、BP はサハリン 4 の権益の 49%を取得する予定である⁵⁶。サハリン 4 の鉦区での埋蔵量は原油が 1.23 億トン、天然ガスが 5,400 億立米と推定されている。

[サハリン 5]

当初の開発対象鉦区は Vostochno-Shidtovsky 鉦区であるが、ロシア天然資源省は 2001 年になって同鉦区を、Kaigansky、Vasyukansky、Vostochno-Shidtovsky (鉦区面積を狭めた) Yelizavatskiy の 4 つの鉦区に分割した⁵⁷。

1998 年(2月)には Rosneft とその子会社 Sakhalinmorneftegaz は BP とサハリン 5 の鉦区内において地質探鉦の実施に関して協力する旨の協定に調印した。この時には、ただ一つの契約鉦区である Vostochno-Shimidovsky があっただけで、Sakhalinmorneftegaz が地質調査のライセンスを保有していた。BP はこのプロジェクトへの出資比率を 49%まで拡大し、残りの 51%は Rosneft と Sakhalinmorneftegaz との間で折半出資された。その時期からサハリン 5 を PSA リスト法案に載せる作業が開始されたものの、天然資源省がサハリン 5 の鉦区を分割しようと考えた事の関係もあって、この作業は遅々として進まなかった

天然資源省はほぼ完全に探鉦が完了している Kaigansky と Vasyukansky の 2 鉦区のみを

⁵³ Matthew J. Sagers, Developments in Russian Crude Oil Production in 2000, Post-Soviet Geography and Economics, 2000, No3, p175.

⁵⁴ Vladimir Baidashin, Russia Moves to Speed up PSA Process by Issuing Permits for 12 More Projects : PSA Gain Momentum, Russian Petroleum Investor, September 2001, p18.

⁵⁵ East & West Report, No.10057, 2001 年 2 月 27 日、東西貿易通信社、7 ページ。

⁵⁶ Vladimir Baidashin, Russia Moves to Speed up PSA Process by Issing Permits for 12 More Projects : PSAs Gains Momentum, Russian Petroleum Investor, September 2001, p18.

⁵⁷ Ibid, p15.

2001年のPSAリスト法案に加える準備をした。残りのVostochino-ShmidtovskyとYelizavetinskyに関しては2002年にPSAリスト法案に加える準備を行う予定となっている。

[サハリン6]

2001年1月、ロシア天然資源省はPetrosakh（サハリンに登録している非公開型株式会社、Tyumen Oil Companyの株主でもあるAlfa-Eco Groupが株主となっている）に対して、サハリン沖合のPogranichny 鉱区（サハリン6）の地質学・地球物理学的調査のライセンスを付与した。同種のライセンスがサハリン沖合鉱区でRosneft以外のロシア石油企業に付与されたのは、今回が初めてである⁵⁸。

Pogranichny 鉱区の予想埋蔵量（Probable）は石油換算2.36億トンと推定されている。さらに、商業量を発見した場合には、2000年1月1日より施行の法律に基づき、Petrosakhはサハリン6プロジェクト全体の一般ライセンスを取得する権利を得ることになる（Pogranichny 鉱区はサハリン6の鉱区全体の約20%に過ぎない）。

サハリン6の鉱区全体ではPogranichny 鉱区の4倍に相当する9.7億トンの原油埋蔵量が存在すると予想されている。そして、サハリン州と連邦政府との計画の調整がつけば、2003年にPSAの対象となる可能性がある。サハリン州はPetrosakhの全株式の5%を保有しており、同プロジェクトを推進する意向である。しかしながら、連邦政府は地域全体の振興を図る事の方により大きな関心があるため、それほど早期にPSA認可には動かないと見られている。

[サハリン7および8]

サハリン7およびサハリン8プロジェクトはまだ準備段階にある⁵⁹。これらの鉱区の境界線はサハリン州政府と地元の地質学者がおおまかに定めたものであり、ロシア連邦政府の承認をまだ得ていない。連邦政府の承認は入札ラウンドの発表前に必要となる。

⁵⁸ Marina Mikhailukova, TNK Affiliate Petrosakh expands to Sakhalin Shelf, Breaking Rosneft Monopoly: New Kid on the Block, Russian Petroleum Investor, April 2001, pp25-28.

⁵⁹ The Future of Oil and Gas in the Russian Far East, Russian Petroleum Investor, Financial Times Energy, 1999, p92.

2 - 3 . 中国国内におけるプロジェクト

(西気東輸ガスパイプライン・プロジェクト)⁶⁰

「西気東輸ガスパイプライン・プロジェクト」は中国の新疆タリム盆地で産出する天然ガスを上海まで輸送するプロジェクトであり、2000年2月に国家発展計画委員会の承認を得た。パイプラインの総延長は約4,167km、輸送能力は120億立米で、投資総額は495億元と言われている。建設は三期に分けられる。第一期は「靖辺～上海(1,581km)」の区間で2001年第4四半期に着工し、2003年に完成予定である(靖辺からガスを供給開始予定)。第二期は「蘭州～甘塘～靖辺(518km)」の区間で2003年に着工し、2004年に完成予定である(青海のガスを甘塘で投入する予定である)。第三期の「輪南～甘塘(2,236km)」の区間は2005年に着工し、2006年に完成予定である。

同プロジェクトを推進するPetroChina(ペトロチャイナ)は2001年2月に天然ガス輸送パイプライン建設の前提となる天然ガス販売に関して、中国国内の33社との間でガス購入意思確認書(Letter of Intent)に調印した⁶¹。

さらに、2000年3月にはPetroChinaはパイプライン・プロジェクトに参加する外国企業の選定に関して、資格審査を通過した19社を発表した⁶²。同プロジェクトに参加する外国企業に対しては、以下の6点の優遇措置が認められることになる。

- (1) 外資の過半出資が可能。
- (2) 都市ガスグリッド建設を対外開放の範囲に入れる。
- (3) 対外協力形式は制限を受けず、合弁、合作、その他の形式が可能。
- (4) 設備輸入を免税。また、投資総額内で輸入される自家用設備は関税と輸入段階での付加価値税が免除される。
- (5) 関連事業の範囲を拡大する。
- (6) 土地使用権の審査・認可は特別扱いとし、地下通過権の方式を適用する。

2001年8月にPetroChinaはGazpromがRD/Shellと共同で西気東輸ガスパイプライン・プロジェクトへの入札を実施することを発表した⁶³。この段階で、最終リストに残ったのは、(1)BP/Petronas/日商岩井、(2)ExxonMobil、(3)RD/ShellとGazpromの連合となった。そして、2001年9月にはBPグループが入札を断念し、ExxonMobilまたはRD/ShellとGazpromの連合のいずれかに絞られた⁶⁴。2001年10月中には落札企業が決定される予定である。

⁶⁰ 宮森悠、「中国のエネルギー市場・政策動向」(財)日本エネルギー経済研究所ホームページ、2001年6月掲載、42～43ページ。

⁶¹ East & West Report, No.10058, 2001年3月2日, 東西貿易通信社, 5ページ。

⁶² East & West Report, No.10059, 2001年3月6日, 東西貿易通信社, 2ページ。

⁶³ East & West Report, No.10102, 2001年8月24日, 東西貿易通信社, 2ページ。

⁶⁴ East & West Report, No.10107, 2001年9月11日, 東西貿易通信社, 3ページ。

3．ロシア石油・ガス産業のアジア市場参入にあたっての課題

今後のエネルギー需要の増大が見込まれる中国等の北東アジア市場はロシアにとって新たな石油・ガス輸出市場になることが期待されている。そのために、ロシアはこれまで探鉱・開発が進んでいなかった東シベリアおよび極東での石油・ガス開発および輸出パイプライン（LNG輸出施設も）建設プロジェクトを計画し、その一部はすでに実行に移されている。ここでは、ロシアの東シベリア・極東地域から北東アジアへの石油・ガス輸出プロジェクトを推進する上での課題について検討したい。

3 - 1．ロシア国内に起因する課題

これまで石油・天然ガスの開発がほとんど進んでいなかったロシアの東シベリア・極東地域では、開発にあたってインフラの整備等に巨額の資金を必要とする。ロシアの石油企業およびガスプロムは好調な業績をあげていて、1990年代中頃の時期に比べると投資余力が出てきたとはいえ、リスクの分散を図るためにも外資の導入は望ましいと考えられる。

外資導入を図るために、ロシアは「投資・税関連の法律を整備すること」と「法律の確実な施行」に努力する必要がある。従来は投資・税関連の法律が頻繁に変更されたり、付け加えられたりして、各種法律間の矛盾が生じるような事態も見られた⁶⁵。このような事態は徐々に改善されている。

しかしながら、外国企業が参入を検討している産油・産ガス国はロシアだけでなく、中東諸国を筆頭に世界中に存在するために、他の産油・産ガス国と比較して外資が投資意欲を持てるような投資環境の整備は今後とも継続して必要とされるだろう。また、法律の整備とその確実な施行がロシアにおいて実現することは開発・輸出プロジェクト成立（採算性確保）のための前提条件でもある。

加えて、ロシア連邦政府と産油・産ガス地域の地方政府が開発プロジェクトに関して協調していくことが必要である。産油・産ガス地域の地方政府はプロジェクトが早期に立ち上がれば、プロジェクトを推進する企業からの税収が期待できる。そのため、地方政府は生産分与契約でのプロジェクトを早期に実現させたい意向をもっている。しかし、その一方で生産分与契約でのプロジェクトを承認する権限はロシア連邦政府（最終的には大統領の署名が必要）にある。

ロシア連邦政府は生産分与契約にすべきプロジェクトのリストを作成し、議会での審議のために送付する（「生産分与契約リスト法案」の作成）。1999年1月に改正された生産分与法では、生産分与契約において外資に対して開発を認めているのはロシア国内の全埋蔵量のうち30%までという規定がある。そのために、連邦政府の立場からすると、生産分与契約にすべきプロジェクトには優先順位をつける必要がある。したがって、地方政府が望む時期に生産分与契約プロジェクトが連邦政府により承認されるとは限らない。それゆえ、

⁶⁵ 例えば、1996年1月に制定されたロシアの生産分与法は既存の地下資源法および税法と矛盾する規定が見られた。その後、1999年1月に生産分与法は改正されて、これらの矛盾が解消された。

地方政府はプロジェクト参加企業も加えて連邦政府とプロジェクト構想の早い段階からの調整を進めるのが望ましいであろう。

3 - 2 . 中国等の東アジア諸国（石油・ガスの輸出先）に起因する課題

中国を始めとする東アジア諸国においては今後エネルギー需要の増大が見込まれるために、新規の供給先の確保および供給源の多様化を図ろうとしている。

東アジア諸国にとってロシアの東シベリア・極東で産出される石油・天然ガスは、将来の有望な供給先のオプションではあるが、唯一のオプションではない。つまり、ロシア石油企業・ガスプロムは、東アジア向けの石油・ガス輸出プロジェクトには競合するプロジェクトが数多くあることを認識した上で、プロジェクトを推進していかなければならない。

ロシアが東アジア向けの石油・ガス輸出プロジェクトを実現させるためには、「石油・天然ガスの安定供給の保証」および「他のプロジェクトと比しての価格競争力」が重要な要素となる。「安定供給の保証」はプロジェクトの基本的な要素である。また、日本および韓国では国内電力・ガス産業の規制緩和・自由化が本格化しており、事業者は競争的な価格・取引条件での調達に極めて重要な課題となっている。したがって、いかにして、ロシアおよびプロジェクト・パートナーにとっては「価格競争力」を強化しつつ、プロジェクトでの採算性を確保するかが課題となる。

この課題を解決するために現時点でロシア石油企業およびガスプロムが取っている一つのアプローチとして、欧米メジャーとの協力関係があげられる。欧米メジャーも中国を始めとする東アジア市場への進出意欲は強い。これら欧米メジャーが有する技術力、資本、経営ノウハウ、高い信用度（資金調達の際に有効）は共同でプロジェクトを推進していく上で、ロシア石油企業およびガスプロムにとって大きなメリットになる。一方、現時点で協力関係を構築していない欧米メジャーは強力な競争相手になるという側面もある。

まとめ．

最後に本稿の要点を述べて、締め括りとしたい。

- (1) ロシアの石油・ガス産業は近年の国際市場における原油、天然ガス価格の上昇と、1998年のロシア金融危機以後のロシア国内通貨ルーブル安によって、良好な業績をあげている。現在、ロシアの主要輸出市場は原油、天然ガスとともに欧州市場であり、これがロシアの重要な外貨獲得源となっている。
- (2) ロシアの原油・天然ガスはその大部分が西シベリア・ウラル・ヴォルガ地域で生産されている。一方、東シベリア・極東地域では未発見ながら膨大な量の石油・天然ガスの埋蔵量が期待されている。
- (3) 1990年代に入ってから、中国を始めとする東アジア諸国ではロシアの主要輸出市場である欧州よりも石油・ガス需要の伸びが大きい。さらに、今後も東アジア諸国では欧州よりも大きな石油・ガス需要の伸びが見込まれている。
- (4) このように今後の大きな石油・ガス需要の伸びが見込まれる東アジア諸国への石油・ガスの輸出を視野に入れたプロジェクトが東シベリア・極東地域において計画・一部が実施に移されている。これらのプロジェクトには欧米メジャーも積極的に参加している。
- (5) 東シベリア・極東地域から東アジア諸国向けの石油・ガス輸出プロジェクトを実現させるためには、ロシア側にとって克服すべき以下の課題がある。
 - (A) 外資を導入するための前提条件となるロシア連邦政府による投資・税関連の法律の整備とその確実な施行。
 - (B) 開発プロジェクト準備段階からのロシア連邦政府と産油・産ガス地の地方政府との協力。
 - (C) 競合する他の（ロシア以外の）東アジア諸国向けの石油・ガス輸出プロジェクトに対する競争力の確保。このためには「石油・天然ガスの安定供給の保証」と「価格競争力の確保」が重要な要素となる。

お問い合わせ info@tky.iej.or.jp