

令和2年度「産油国等連携強化促進事業費補助
金(石油天然ガス権益・安定供給の確保に向け
た資源国との関係強化支援事業のうち中東等産
油・産ガス国投資等促進事業(ロシア等産油・産
ガス国投資等促進事業))」

2020年ロシアのエネルギー産業動向： 石油ガス、LNG、気候変動

2021年3月

一般社団法人 ロシアNIS貿易会
ロシアNIS経済研究所

序 文

日本への石油・ガスの供給量において一定のシェアを占め、その存在感が安定しているロシアの投資促進等を通じた経済関係強化が、日本の資源エネルギー源の安定供給及び多角化に資するという視点にたち、ロシアの石油ガス生産、LNG 生産、そして近年注目を集めている気候変動問題に係る取組みに関する調査を実施、これらを三部構成とし、報告書を作成した。また、巻末に当会が実施した、水素技術をテーマとした現地向けオンライン事業の事後レポートも参考資料として掲載した。

調査の具体的な方法については、石油ガス生産・LNG 分野、石油ガス化学分野、気候・環境問題について、ロシアの政府関係者、ビジネス団体（ロシア商工会議所など）、研究機関・団体（ロシア科学アカデミーやその他大学機関）、現地コンサルティング企業を対象にインタビューを実施、また資料提供を受けるという形をとった。特に、新型コロナウイルスの世界的蔓延がロシアのエネルギー資源生産や今後の展望に対して及ぼした影響、さらには強化の一途をたどっている欧米による対ロ経済制裁の影響を念頭に、現地専門家らの見解を集め、整理し、分析した形となる。今回報告書で取りまとめた、第一部（石油ガス生産）、第二部（LNG 生産）、そして第三部（気候変動政策）のいずれについても、ロシアの視座から見た現状認識を土台として分析を行った。なお、気候変動政策を取り扱う第三部については多くの情報提供があった機関（ロシア商工会議所や科学アカデミーなど）の見解を基礎としたため、ロシアの中でも気候変動政策に保守的な見方を取り扱っている点をあらかじめお知らせしておく。

本報告書は産油国等連携強化促進事業費補助金の一環として、経済産業省の助成を得て刊行されたものである。本事業実施に当たって多大なご協力を賜った経済産業省、現地調査にご協力いただいた関係者の皆様、調査の段階でご協力や助言をいただいた当会会員各位、ロシアの関係者に改めて謝意を表すものである。

2021年3月

一般社団法人 ロシアNIS貿易会
会 長 村山 滋

目次

第一部

ロシアの石油ガス生産状況とコロナ禍・制裁の影響	1
1. 石油およびガスコンデンセートの生産	2
2. 製油所近代化をめぐる状況	56
3. ガスの生産	74
4. ガスパイプライン	82

第二部

ロシアのLNG生産と戦略、コロナ禍・制裁の影響	89
-------------------------	----

第三部

パリ協定と気候変動問題に関するロシアの対応・ロシアからの見方	109
1. パリ協定：交渉プロセスの主な特徴および特異性	110
2. パリ協定とロシアの気候政策	119
3. ロシアのエネルギー産業にとってのパリ協定とそのリスク	133
4. ロシアの気候政策に関する国内論議の特徴	139
5. ロシアおよび日本企業にとってのパリ協定第6条の可能性	144

巻末参考資料

「国際的水素サプライチェーンの構築と日本の水素技術」に関する事後レポート	152
--------------------------------------	-----

(第一部)

ロシアの石油ガス生産状況とコロナ禍・制裁の影響

1. 石油およびガスコンデンセートの生産

1.1. ロシアの石油およびガスコンデンセートの生産の現状と展望

ソ連時代のロシア連邦（当時はロシア・ソビエト連邦社会主義共和国）の石油生産量のピークは 1987 年で、同年には 5 億 6,950 万 t が生産された。翌 1988 年もほぼ同じ生産水準が維持され、同年の生産量は 5 億 6,880 万 t に達した。そのような高い生産水準は、西シベリア石油ガス生産地域の開発を加速させることにより達成されたものであった。しかし、その後、急激な減産傾向が観察され始める。その原因の一つは（当初はソ連の、そして後にはロシアの）経済の全般的危機であり、もう一つは資源基盤の自然枯渇であった。減産傾向は 1995 年まで続き、同年のロシアの石油生産量は 3 億 t をわずかに上回る水準にとどまった。

その頃までに、ロシアの石油分野の民営化の主要なプロセスは終了しており、民営化により誕生した複数の垂直統合型石油会社が石油分野の核を形成するようになっていた。垂直統合型石油会社の出現により減産傾向は食い止められ生産が安定するようになったものの、当時の石油の国際市場の景気は低迷しており、ロシアの石油の年産量が 3 億 t の大台を割り込むことを回避するのは事実上不可能とみなされていた。しかし、そのような悲観的予測が現実のものとなることはなかった。1988 年のルーブル・レート的大幅下落がドル建ての石油生産コストの低減に直結するという追い風もあったが、何とんでも、石油の国際価格が上昇に転じたことが大きなプラス材料となり、1999 年には早くもロシアの石油生産量が増加に転じる兆しが見え始めた。

そして、2000 年代前半には急激な増産が観察されることになる。最も伸び幅が大きかったのは 2003 年で、同年の石油生産量は前年の数字をほぼ 11% 上回った。

しかし、2005 年になり増産テンポが急に減速し、同年の生産量は前年比でわずか 2.4% しか伸びなかった。その背景には、国家の石油分野への介入の強まりという要因が存在した。国家の介入とは、具体的には、ロシア最大の民間垂直統合型石油会社が国営企業ロスネフチの支配下に入るという形で幕引きされることになったいわゆる「ユコス事件」であり、国営企業ガスプロムによる別の大手民間垂直統合型石油会社「シブネフチ」の買収である。他方、増産テンポの減速につながる客観的な前提条件が存在したのも事実である。たとえば、2000 年代前半の急激な増産のベースとなっていたのはソ連時代に発見された鉱床の資源であったという事実が存在する。さらに、取得が可能であったありとあらゆる近代的な石油サービスを活用したことも急激な増産に貢献した。油価が右肩上がりに上昇し続けるという条件下では、上流にどのような投資を行ってもそれを回収することが可能であった。しかし、2000 年代の中盤に差し掛かった頃には、開発中の鉱床のソ連時代に発見された埋蔵量の大半を回収し尽くしてしまったという現実、ならびに、最新の技術がもはや 2000 年代前半のような効果を生まなくなったという現実と直面するようになっていた。

2008 年のロシアの石油生産量は前年を下回ったが、それは 10 年ぶりのことであった。その理由を 2008 年秋より始まった経済危機に求めることは適切ではない。なぜなら、リーマンショックが勃発する以前の 1～7 月時点ですでに減産傾向が観察され始めていたからである。しかも、その期間には、月に何度も油価が過去最高水準を記録するという事象が観察されていた。この状況を勘案すると、2008 年の減産の主因は、開発中の鉱床の資源基盤をめぐる状況がさらに悪化したことにあると考えるのが妥当であろう。

そのような状況を受け、ロシア政府は新しい産油地域（チマン・ペチョラ北部、東シベリア）の新鉱床や高粘度石油の鉱床を対象とする税制上の特典措置を導入した。さらに、その後、政府は新しいエリア（北極海大陸棚を含む）の鉱床や、「古くからの」産油地域の様々なタイプの回収困難な石油を埋蔵する油層も税制上の特典の対象に含めた。

2009 年から 2015 年にかけてロシアの石油分野は 0.7～1.4% の増産幅を維持することに成功した。ここで注目すべきなのは新たな増産フェーズが、比較的油価水準が低かった 2009 年から始まったという事実である。

そして、ウクライナでの事件に反応し西側諸国がロシアの石油会社を対象とする制裁を発動した 2014 年も増産傾向が維持された。

ロシアの石油会社の場合、そのことが所与の鉱区の石油の回収率に及ぼす否定的影響や石油市場の景気動向を無視し、最短の期間で最大量の石油を回収する方向に邁進するという傾向が伝統的に強くなっている。対ロ制裁の発動を受け、そのような傾向がさらに顕著なものとなった。それは当然のことだといえる。ロシア連邦予算の歳入確保の観点から見ると液体炭化水素の生産は必要不可欠な存在であり、しかも、ロシアには液体炭化水素に比肩しうる歳入源は存在しないからだ。

ロシアの伝統となっているこのような「掘れるだけ掘る」という生産方式は 2016 年も採用され、同年の生産量は前年をほぼ 2.5%上回る 5 億 4,730 万 t に達した。ちなみに、これは、政府のエネルギー関連諸機関の生産予測値を大きく上回る水準であった。

一方、油価の方は 2016 年初めにバレル 40 ドル以下にまで落ち込み、さらに下落傾向が続く兆候が見え始めていた。そのような状況を受けロシアは、油価を生産者にとって好都合なバレル 50~60 ドルの水準にまで回復させるために国際市場への石油供給量を減少させることを視野に入れた協議をサウジアラビアとの間で開始した。その協議の結果、2016 年末になり、2016 年 10 月の日産量を基準に合計で 180 万バレル/日の協調減産を実施することを規定した協定を OPEC 諸国と OPEC 非加盟国（ロシアを含む）が締結したことが判明した。2017 年 1 月 1 日から発効した当該の協定は、ロシアでは「OPEC+協定」と呼ばれるようになった。

この協定に従いロシアは 30 万バレル/日（年換算で約 1,500 万 t）の減産義務を引き受けることになったが、ここで指摘しておく必要があるのは、減産の基準となった 2016 年 10 月のロシアの石油生産の水準が異常に高かったという事実である。このため、引き受けた減産義務を完全に遂行しても、ロシアにその気があれば 2017 年の通年の生産量を 2016 年並みの水準で維持することができたばかりか、それを若干上回る生産量を記録することもできたはずである。ちなみに、1999 年と 2002 年にもロシアは OPEC 諸国およびその他の複数の産油国との間で、共同で減産に取り組むことで合意したことがあるが、その際にはロシアはその合意を守らなかった。そのような前例があるので、2017 年にロシアは増産の機会を利用するだろうと考えるのが妥当であったろう。

しかしながら、ロシアはそのような行動には出ず、2017 年に石油生産量を減少させた。なぜロシアは行動パターンを変えたのであろうか。おそらく、2017 年秋にサウジアラビアの国王が歴史上初めてロシアを訪問したことがその理由であろう。当然ながら、当該の訪問に関しては政府高官レベルで事前の調整作業が行われていたはずである。そのプロセスの中でロシア側は国王訪問の際の議事日程の複雑化を回避することを決断したのであろう。それだけでなくとも両国の間には複雑な問題が複数存在したからだ。その点に関しては、長引くシリアの内戦を巡りロシアがアサド政権を支援していることに対しサウジアラビアが反体制派を支援しているという事実を挙げるだけで十分に理解していただけるだろう。そのような状況の中、OPEC+協定の枠内での減産義務を超過遂行するという措置は、賢明な外交上の戦術であったといえる。

いずれにせよ、2017 年のロシアの石油生産量は前年の数字を若干下回る 5 億 4,670 万 t にとどまった。実際には 2017 年の時点でロシアには増産余力が存在したが、ロシアはそれを活用しなかった（同年には多数の生産井が掘削されたが、その一部で生産の開始が見送られた）。ただ、2017 年の減産量は実数ベースで約 55 万 t にすぎず、ロシアの減産は世界の石油の価格動向に何の影響も及ぼさなかった。ちなみに、エネルギー省が発表している 2017 年の統計を見ると、国際市場における石油の需給バランスに直接的な影響を及ぼす石油の輸出量の方は前年の 2 億 5,420 万 t から 2 億 5,700 万 t に増加している。

2018 年上半期も OPEC+の協調減産は継続され、ロシアの石油生産量はほぼ前年同期並みの水準で推移していた。しかし、2018 年春に北海ブレントの価格がバレル 70 ドルの水準に達しさらに上昇する兆候が見え始めたことを受け、OPEC+諸国は減産幅の見直しに関する協議を開始した。その結果、2018 年 7 月 1 日よ

り減産幅を 100 万バレル/日縮小する（換言すれば、その分増産を認める）という決定が採択された。この決定は 2018 年下半年に急激に生産量を増やす可能性をロシアに与え、2018 年通年の同国の石油生産量はソ連解体後の新たな記録である 5 億 5,580 万 t 強に達した。

2018 年末に新しい OPEC+協定が締結され、2019 年 1 月に発効した。この新協定に従いロシアは 2018 年 10 月の生産水準を基準として 2019 年上半期に 22 万 8,000 バレル/日の減産を行う義務を引き受けた。その際、歴史は繰り返されることになった。すなわち、減産の基準となる 2018 年 10 月の生産水準がロシアに好都合なことに非常に高かったのである。このため、ロシアが減産義務を履行したとしても、2019 年通年の生産量が前年の数字を上回る可能性が存在した。実際のところロシアはこの可能性を存分に利用し、2019 年の生産量はソ連解体後の記録をさらに更新する 5 億 6,030 万 t に達した。ちなみに、2019 年の生産量の伸びが特に大きかったのは国家の統制の対象になる度合いの低い独立系石油会社（すなわち、垂直統合型石油会社の傘下に入っていない生産企業）と PSA プロジェクトのオペレーター企業であった。

2019 年のロシアの石油輸出量は前年比 2.7%増の 2 億 6,750 万 t に達した。これは、歴史上最大の数字で、輸出量の記録が 2 年連続で更新されたことになる。ちなみに、2019 年にサウジアラビアは石油生産量を減少させた。

ただ、ここで看過できないのは、OPEC+の新しい減産協定が米国に石油増産の好機を与えることになったという事実である。OPEC の年次報告書には、「2019 年の最重要な出来事の一つとして、米国が原油の一大輸出国になったという事実を挙げることができる」との記述が存在する。

2018 年 12 月に締結された OPEC+協定の効力は、結果的に 2020 年 3 月（同月を含む）まで続くこととなったのだが、2019 年末の時点でロシアの政府関係者たちは、「2020 年の 3 月以降ロシアが OPEC+協定から離脱する可能性がある。我々は、米国のシェールオイルの生産者を支援することを望まない」という主旨の発言をするようになっていた。

しかし、新型コロナの流行と中国の石油需要の減退を受け OPEC は 2020 年 2 月になり、協調減産協定を 2020 年末まで延長すると同時に全体の減産枠を 150 万バレル/日追加で拡大することを提案した。それに対し、ロシアは従来通りの減産枠を維持したまま減産協定の有効期間を 3 カ月だけ延長することを提案していた。

2020 年 3 月に OPEC+協定の参加国は会議を開催し、今後どのような形で減産を続けるかについての協議を行った。その会議で具体的にどのような協議が行われたのかという点については明確な情報が出ていない。ただ、会議の参加者たちが「ロシアはここ 2 年連続で増産に成功している」という事実に関心を示した可能性は十分に考えられる。それはともかく、ロシアは 3 月に外交上の不文律を破るような形で OPEC+協定からの離脱を表明した。その結果、ロシアは 4 月より減産義務から解放され、自由に増産を行えるようになった。

そのようなロシアの行動を受けサウジアラビアも、短期間で増産を実施すると同時に自国の石油の購入者に対し追加の値引きを行う意向を表明した。当然ながら油価は暴落し、3 月初め時点ではバレル 50 ドルだったものが月末には 20 ドルまで落ち込んだ。

ところで、なぜロシアは OPEC+協定からの離脱を表明したのだろうか。離脱に際し、当時のロシアのエネルギー大臣のノヴァクは、「ロシアの石油生産コストは世界の中でも最も低い部類に属する。我々は世界市場で勝ち抜く競争力を有している」との発言を行っていた。ちなみに、ロシアの国営石油会社であるロスネフチも、当時、ロシアの石油生産コストの低さを殊更に強調していた。たとえば、同社はプレゼンテーションのたびに、「我が社の生産コストはバレル当たり約 3 ドルである」との発言を繰り返していた。ただ、説明の要はないだろうが、これはいわゆるリフティングコストである。すなわち、石油の回収とアップグレードに必要なコストで、石油生産の総コストではない。しかも、総コストに占めるリフティングコストの割合はそれほど大きなものではない。総コストには、リフティングコストの他に、輸送コスト、税金、一般管理費、借入コスト等が含まれる。専門家の試算によれば、ロシアの石油生産の総コストの平均値はバレル当

たり 18 ドル以上に達する、とされている。

さらに、看過できないのは、2020 年 3 月の OPEC+協定離脱の決定はロシアのすべての主要石油会社のオーナーもしくは経営陣の完全な合意に基づきなされたものではなかった、という事実である。たとえば、ロシアの大手民間石油会社ルクオイルの大株主の 1 人は、「OPEC+協定からの離脱は、ロシア経済にとって大打撃以外の何物でもない」と明言していた。

プーチン大統領の信頼厚い取り巻きの一人であるロスネフチのセーチン社長がこの決定を後押しするロビー活動の中心人物であった可能性が高い。同氏は、おそらく、ロシアには油価が高い時期に蓄積された十分な資金という「クッション」があるので、価格競争の中でも勝ち抜ける、と大統領を説得したのだろう。そこには、「コストの高い」石油の生産者、すなわちシェールオイルの生産者や大水深の大陸棚鉱床で活動する生産者たちは市場から退出することになるという読みがあったものと考えられる。また、ロシアの政権寄りのマスコミは 3 月の 1 カ月間にわたり、「ロシアには蓄積された資金があるので、油価が低い状態が 2 ～ 3 年続いても耐えられる。その期間が過ぎれば、新たな繁栄が訪れる」といった類の報道を繰り返していた。

2020 年を振り返ってみてそれよりはるかに重要な意味を持つと思われるのは、ロシアが新型コロナの流行の規模とそれがエネルギー担体の需要に及ぼす影響を過小評価していた可能性が高いという事実である。2020 年 3 月に米国と欧州は新型コロナの第 1 波に襲われ、状況が「パンデミック」であると認められたのも 3 月であった。そして 3 月末にはすでに、産油国間で新たな減産に関する多面的協議が始まったのである。

プーチン大統領も 2020 年 4 月 3 日にエネルギーの国際市場をめぐる状況を議題とする会議を実施し、ロシアが取るべき新しい方向性を示した。すなわち、その会議の際にプーチン大統領は、「我々には OPEC+の協調減産の枠内でパートナーたちと合意する準備ができています。また、米国との相互理解にも応じる準備もできています（中略）。結論を言えば、減産を実施する必要がある。減産幅は大体 1,000 万バレル/日というところだろうか。減産は足並みをそろえて実施する必要がある。全員が、本年の第 1 四半期の生産水準を基準に減産を実施すべきだということを理解しているはずである」と述べた。

「第 1 四半期の生産水準を基準に」というフレーズには、明らかに、サウジアラビアが 4 月に急激な増産をすることを見越したロシア政府側の牽制の意味が込められている。実際のところ、減産義務が課せられていなかったにもかかわらず、ロシアの 4 月の石油生産量は前月比で 0.5%しか増加しなかったのに対し、サウジアラビアの同月の石油生産量は前月比で 20%以上増加した。この 2020 年 4 月の数字は、ロシアには即時に動員可能な増産余力が残っていないことを示すものであった。

2020 年 4 月 12 日に OPEC+諸国は、2020 年 5 月より合計で 970 万バレル/日の減産を実施することで合意に達した。当初は、当該の規模の減産が実施されるのは 5 月、6 月の 2 カ月間に限定されることになっていたが、その後、7 月も当該規模の減産が継続されることになった。さらに非 OPEC+諸国も、合計で 400 万～500 万バレル/日の減産を実施することを約束した。

また、新しい協定では、減産の基準となる生産水準がサウジアラビアについてもロシアについても 1,100 万バレル/日に設定されることになった。さらに、減産幅も同じで両国とも 250 万バレル/日の減産を実施することになった（換言すれば、両国は日産量を 850 万バレルにまで減少する義務を引き受けた）。

この数値を 4 月の生産量の数字と比較するが、この決定はロシアにとって有利なものだったといえる。ただ、そのような比較は正しいとは言い切れない。4 月には減産義務が課せられていなかったからだ。この決定の前夜にプーチン大統領が「足並みをそろえた合意」を呼びかけることで主張したように、減産義務が課せられていた 2020 年第 1 四半期の数字を比較の基準とする方が正しいといえよう。

ここで、減産幅の算定方式について説明しておきたい。ロシアでは伝統的に石油生産量の数字にガスコンデンセートも含まれることになっている。しかしながら、協調減産の対象になるのは石油だけで、ガスコンデンセートは対象外となる。ガスコンデンセートはガス生産に伴い産出される炭化水素であり石油生産に伴

い生じるものではないので、それは当然だといえる。

OPEC 側の資料によれば、2020 年第 1 四半期のロシアの石油生産量の平均値は約 1,040 万バレル/日だったとされている。一方、サウジアラビアの当該の数字は約 980 万バレル/日であった。目標値である 850 万バレル/日を達成するのにロシアは 190 万バレル/日の減産をする必要があるが、サウジアラビアは 130 万バレル/日の減産を行うだけでよい。つまり、それまではサウジアラビアの生産量の方がロシアよりも少なかったのだが、5 月からは両国の生産水準が同一に設定されることになったのである。減産協定の際に利用される専門用語を用いて表現すると、新しい協定ではロシアは最大限の「支出」を引き受けることになったといえる。これは、2020 年 3 月に協調減産の継続を拒否したことに対しロシアが支払った代償と考えてよいであろう。

2020 年 5 月よりロシアとサウジアラビアは、石油の日産量を 850 万バレルの水準にまで引き下げねばならなかった。しかし、OPEC 側のデータによれば、2020 年 5 月のロシアの液体炭化水素の平均日産量は 959 万バレルで、そのうちの 873 万 t が石油だった、とされている。また、6 月の数字も順に 948 万バレルと 872 万バレルだった、とされている。この数字からもわかる通り、ロシアは 2020 年版の OPEC+協定の初期の段階で大幅に生産量を減少させはしたものの、目標値の 850 万バレル/日は達成できていなかった。一方、サウジアラビアの方は目標値を若干下回る生産水準を維持し、夏の初めには追加の減産をも実施した。

OPEC+の新減産協定の第 2 フェーズでは、すなわち 2020 年 8 月 1 日から 12 月 31 日までの間は全体の減産義務が 770 万バレル/日まで緩和されることになった。それに伴い、ロシアとサウジアラビアはそれぞれ 200 万バレル/日の減産義務を引き受けることになった。つまり、両国とも最大で 900 万バレル/日の石油を生産することが可能となった。ただ、それでもロシアの石油生産量が目標値（900 万バレル/日）を上回るという状態が続いた。一方、サウジアラビアは従来通り減産義務を遵守していた。結果的に、ロシアは 2020 年 5 月に新しい協調減産協定が発効してから一度も自国の義務を遂行しなかったことになる。

2020 年のロシアの液体炭化水素の生産量は 5 億 1,268 万 t にとどまったが、これは 2010 年代前半の数字とほぼ同じである。

表 1 ロシアの石油生産量(ガスコンデンセートを含む)

(単位 100 万 t)

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
518.04	523.3	526.73	534.08	547.31	546.74	555.83	560.26	512.68

出所:ロシア連邦エネルギー省

2021 年初めより 2020 年版の OPEC+協定は第 3 フェーズに入った(当該の協定は 2022 年 4 月末まで続くことになっている)。当初の見通し、すなわち 2020 年 4 月時点の見通しでは、2021 年初めより全体の減産幅が 580 万バレル/日にまで縮小されることになっていた。ところが、2020 年末に新型コロナの第 2 波が到来したことを受け数字の見直しが行われ、2021 年 1 月の全体の減産幅が 720 万バレル/日に設定されることになった(つまり、協定締結国全体の増産幅が 2020 年 12 月比で 50 万バレル/日に限定されることになった)。そして、ロシアの 2021 年 1 月の生産目標値は 911 万 5,000 バレル/日(前月比 11 万 5,000 バレル増)に設定されることになった。2 月以降は月ごとに全体の減産幅が決定されるが、前月比の変動幅が 50 万バレル/日を超えてはいけないことになっている。

2021 年初めに OPEC+諸国は 2 月と 3 月の減産割当についての協議を行った。ロシアは最大 50 万バレルの増産を行うことを提案したが、サウジアラビアは 1 月の水準で据え置くことを主張した。2020 年 3 月のように意見の対立が先鋭化することも予測されたが、そのような事態は生じなかった。ロシアには、2 月と 3

月にそれぞれ6万5,000万バレル/日の増産を実施することが認められた。同様にカザフスタンにも2月と3月にそれぞれ1万バレル/日の増産を実施することが認められた。一方、2国以外のOPEC+諸国は1月の生産水準を維持することになった。それに加え、サウジアラビアのアブドルアジーズ・ビン・サルマン・エネルギー大臣は、「2021年2月、3月にサウジアラビアは約100万バレル/日の減産を実施する」との宣言を行った。同大臣は、「これはあくまで自発的な減産であり、この件についてはどの国とも相談しなかった」とも発言している。

サウジアラビアのこの動きは各方面に強い印象を与えた。同国は事実上、世界的なパンデミックの時に価格競争をするのは得策ではない、とのメッセージを発信したといえる。同国はもちろん、自分たちの行為が短期的にはライバルたちに利益をもたらすことになる、という点を理解している。ただ、当然ながら、同国はコロナウィルスが収束すれば即刻増産を実施し奪われたシェアを取り戻そうとするであろう。

一方、ロシアに目を転じれば、6万5,000バレル/日の増産といっても、同国の割当量が1%弱増加することを意味するにすぎない。しかし、ロシアは最後の最後までそのごく小さな増産枠の供与を主張し続けた。これは、同国の石油産業が生産削減により現実的困難に直面していることを意味するものだと解釈しうる。

ソ連時代よりロシアの各石油会社は、できるだけ多くの石油を生産することを究極の目的としてきた。人為的に減産を実施することもあったが、それは、a)一部のエリアに限定されたものか、b)不可抗力（たとえば事故）によるものか、のいずれかであった。これまで、厳格な意味での人為的減産が行われたことはソ連時代もソ連解体後も一度たりともなかった。2017年に生産量が減少したのは事実だが、減産幅は0.1%という誤差の範囲に近いものであった。ところが、2020年の減産の第1フェーズにおいてロシアは10%以上の減産を実施する必要に迫られた。そのような数字を達成するには、実際に井戸の生産を休止する必要があった。最初に休止の対象となったのは、日産量が少ない井戸・生産コンプレクスならびに（もしくは）含水率の高い井戸・生産コンプレクスであった。それらの井戸および生産コンプレクスを休止した場合、その後何が起こるのであるだろうか？そして、それらの井戸および生産コンプレクスで生産を再開することは可能だろうか？それらの間に対する明確な答えは存在しない。ただ、2019年時点でロシアが保有していた石油生産ポテンシャルのうちの一部が、2020年に実施された当該の休止措置により永久に失われることになった可能性は極めて高い（この点については、以下で地域別の生産動向を説明する際に再び言及する）。

新型コロナが流行する直前にロシア経済発展省が発表した予測によれば、ロシアの石油生産量は2020～2021年にピーク（年産5億6,200万t）に達する、とされていた。そして、その後、生産量は毎年0.2～0.4%の微減に転じ2024年の年産量は5億5,700万t程度になる、とされていた。

ここで指摘しておく必要があるのは、ロシアの政府機関が発表する予測では常に石油の増産ポテンシャルが過小評価されてきた、という事実である。たとえば、政府サイドは2019年の石油生産量を5億5,800万tと予測していたが、実際には5億6,000万t以上が生産された。さらに、2018年は予測値と実績値の間の差異がそれよりも大きかった。この事実は、外部からの制限（たとえば、OPEC+協定に基づく減産義務）がなければロシアの石油会社は石油を掘れるだけ掘ろうとすること、ならびに、各石油会社のそのような行動パターンをもたらす結果を予測するのは難しいことを物語っている。

理屈で考えれば、OPEC+協定に伴う減産義務は石油の生産予測を容易にするはずであった。しかし、やはり、各石油会社の行動パターンを予測するのは難しいという現実を思い知らされることになる。2020年秋に採択された「2021年および2022～2023年の計画期間におけるロシア連邦の社会経済発展予測」という文書には、「ロシアの石油生産量はOPEC+協定で規定されている現行の条件に従ったものとなる（中略）。2020年の石油およびガスコンデンセートの生産量は5億740万tになると予測される」という一文が存在するが、同年の実際の生産量は5億1,270万tであった。

さらに、当該の文書には、「2021年のロシア連邦の石油生産量は5億1,780万tに達するであろう。2022年は5月から減産措置が解除されるので（2020年に締結されたOPEC+協定でそのことが規定されている）、生産量が5億5,240万tにまで増加し、2023年にはさらに5億6,000万tにまで増加するであろう」との一

文も存在するが、2021～2022年の減産幅の見直しの結果、2021年のロシアの石油生産量が前年を下回る可能性も排除できない。4月～12月にロシアに課せられる減産義務の規模は未定となっており、現時点で相応の根拠を有する2021年の生産予測を行うことは不可能となっている。

次に中期的展望について述べる。2020年夏に政府は、「2035年までの期間のロシアのエネルギー戦略（以下、ESR-35）」を承認した。この文書によれば、ロシアの石油生産量は2024年まで（同年含む）5億5,550万～5億6,000万t/年の水準で推移する、とされている（この予測ではOPEC+協定とコロナ禍という二つの要因が考慮されていないのは明白である）。また、同文書によれば、2025～2035年にロシアの石油生産量は4億9,000万～5億5,550万t/年の水準で推移する、とされている。

公的機関が発表する生産予測を総括すると、「外部からの制限がなければ、ロシアの石油生産量は2020年代前半にピークを迎える」との結論を導き出すことができる。ESR-35では、ロシアの石油生産量の減少が不可避な理由につき、「新規に開発が開始される埋蔵量に占める回収困難な埋蔵量の割合の増加と「成熟した」鉱床での資源枯渇の進行の結果生産コストが上昇している。つまり、従来の生産方式では生産水準の維持が困難になっており、高価な生産技術の導入が必要不可欠となりつつある」との説明がなされている。

ここで指摘しておく必要があるのは、ESR-35では、石油分野の正常で計画的な活動の維持に何が必要なのかを示されているという点である。たとえば、「税制の改革（中略）、石油分野への投資額増加につながる条件の構築を目的とする諸措置」、さらには、「成熟した」鉱床での生産維持のための総合的刺激策」などが必要とされている。しかし、現実にも目を転じれば、2020年秋にロシア政府は、「成熟した鉱床」ならびに高粘度石油を埋蔵する鉱床に適用されていた採掘税上および関税上の特典のうちのいくつかを2021年より廃止するとの決定を採択している。このように、現実は今のところESR-35が示す方向とは真逆の方向に進んでいる。

2020年秋の特典廃止に関する決定は、コロナ禍とそれに伴う国の収入の減少という危機が生んだ産物である。しかし、コロナ禍がロシアの石油分野にもたらした否定的影響はそれだけにとどまらない。石油分野の状況の安定化のための諸措置の一つとして、ESR-35では、「小規模鉱床、日産量の低い井戸、含水率の高い井戸、ならびに、回収困難な埋蔵量（バジェノフ層を含む）も商業生産の対象とする」という方針が示されている。ただ、その一方で、それらの鉱床および井戸は最も収益性が低いため、2020年のOPEC+協定に基づく減産義務をロシアが遂行する際に休止措置の対象となったという事実が存在する。2020年5月よりロシアは生産コストの低い鉱床から優先的に石油を回収するという措置を取り始めたが、そのことは同国の資源基盤構造の悪化を招いている。既述の通り、2020年に休止された鉱床や井戸に関しては、減産義務が解除された後に必ず休止前の生産水準を回復できるという保証が存在しない。たとえば、IHS Markit社の専門家たちは、「OPEC+協定は、ロシアの石油分野の今後の生産動向に強い不透明感をもたらすことになった（中略）。（OPEC+協定に従い）2022年4月まで設定されているロシアの石油生産量の上限值は、これまでの生産水準を大きく下回っている。そのことがロシアの石油の長期的生産動向にどのような影響を及ぼすのかは、現時点ではよくわかっていない」との意見を述べている。

しかし、それよりもさらに不透明なのは、世界の石油需要がどのような形で回復するのか、という点である。2020年時点で多くの権威ある専門家たちは、世界の石油需要のピークは2019年であり、需要が「コロナウィルス以前」の水準に戻ることはもう二度とないと断言していた。もしこの予測が実現するのであれば、2020年に休止されたロシアの石油生産設備が稼働を再開することはないであろう。また、新しい現実の尺度から見て生産コストが高すぎる新プロジェクトが始動することもないであろう。換言すれば、そのような形で世界の石油市場の需給バランスに均衡がもたらされることになるであろう。ただ、当然ながら、そのことはロシアの石油生産ポテンシャルに否定的影響を及ぼすだろう。これは、悲観的シナリオだといえる。

一方、楽観的シナリオはまず、2022年春に世界の石油需要が2019年の水準にまで回復しすべての生産面

での制限が解除されることを前提としている。さらに、このシナリオは、2020～2021年に実施された人為的減産措置がロシアの石油生産ポテンシャルに深刻な影響を及ぼさなかったことも前提としている。それらの前提条件が満たされれば、ロシアの石油生産量は2023年の時点で約5億6,000万tの水準に達するであろう。そして、その水準が2～3年維持された後に生産量は漸減し始めるであろう。要するに「コロナウィルス以前」の予測が3年遅れで実現するというわけだ。

1.2. 西シベリアの石油とガスコンデンセートの生産の現状と展望

西シベリアにはロシア最大の同名の石油ガス賦存地域の大半が所在し、ロシアの液体炭化水素の過半が同地方で生産されている。西シベリアで液体炭化水素が生産されている連邦構成主体としては、チュメニ州のハンティ・マンシ自治管区とヤマロ・ネネツ自治管区、チュメニ州南部、トムスク州、オムスク州、ノヴォシビルスク州の六つを挙げることができる。

表2 西シベリアの石油およびガスコンデンセートの生産量

(単位 100万t)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
西シベリア合計(以下、 連邦構成主体別の数字)	316.4	314.6	311.7	309.6	314.9	314.1	316.9	319.2	288.9
ハンティ・マンシ	259.9	255.1	250.3	243.1	239.2	235.2	236.45	236.04	210.74
ヤマロ・ネネツ合計	35.3	37.2	38.6	42.9	51.9	57.1	57.8	61.3	59.9
うち石油	22.8	21.7	21.5	20.7	26.4	32.4	32.9	35.4	36.6
ガスコンデンセート	12.5	15.5	17.1	22.2	25.5	24.7	24.9	25.9	23.3
チュメニ州南部	7.8	9.6	10.7	11.9	12.4	11	12.6	12.5	11.2
トムスク州	12.2	11.8	11.2	11.1	10.9	10.4	9.65	9.11	6.85
オムスク州	0.499	0.412	0.334	0.273	0.239	0.196	0.166	0.150	0.110
ノヴォシビルスク州	0.658	0.565	0.524	0.388	0.271	0.205	0.147	0.114	0.086
ロシア全体の液体炭化水 素生産量に占める西シベリ アのシェア、%	61.1	60.1	59.2	58	57.5	57.4	56.9	57	56.3

出所: エネルギー省、各連邦管区行政府

2008年から2015年まで西シベリアの石油（およびガスコンデンセート）の生産量は減少していたが、その主因は、ロシア最大の石油生産量を誇る連邦構成主体であるハンティ・マンシ自治管区での生産の不振にあった。しかし、複数の新鉱床が発見された関係で2013年からヤマロ・ネネツ自治管区で増産傾向が観察されるようになった。そして、2010年代末まで同自治管区が西シベリア石油ガス賦存地域の増産傾向を牽引することになった。その他、2018～2019年にハンティ・マンシ自治管区において生産の安定化傾向が観察されたという事実も看過できない。

ただ、2020年はOPEC+の協調減産協定の影響を受け西シベリアの生産量は前年比で9.5%減少した。同年のロシア全体の減産幅は8.6%だったので、それより減産幅が大きかったことになる。当然ながら、その結果、ロシア全体の石油生産量に占める西シベリアのシェアは減少し56.3%となった。ただ、西シベリアの各連邦構成主体によって減産幅には違いがあった。

ハンティ・マンシ自治管区 西シベリア最大の石油埋蔵量を誇る地域であるが同時に最古の産油地域でもあり、1964年から石油生産が開始されている。1983～1988年に同自治管区では年間約3億6,000万tの石油が生産されていた。ソ連解体後のピークは2007年で、2億7,840万tという数字が記録されたが、その後は生産量が減少し始める。生産量はようやく2018～2019年になって2億3,600万t近辺で安定した。

当然ながら、OPEC+協定はハンティ・マンシ自治管区の実動にも影響を及ぼすことになった。同自治管区の実動量は2020年5～6月に一気に22～22.5%減少した。たとえば、6月の生産量は4月比で450万t以上減少した。ロシア全体の数字を見ると6月の生産量は4月比で約820万t減少したことになるので、当該の減産幅に占めるハンティ・マンシ自治管区の実動量は50%を超えていたことになる。2020年通年の数字を見ると、ハンティ・マンシの実動量は前年比約11%減の2億1,070万tとなっている。これは、2002年の生産水準とほぼ同じである。つまり、OPEC+協定の影響を受けハンティ・マンシ自治管区の実動量はほぼ20年前の水準に逆戻りしたことになる。一方、既述の通り、ロシア全体の生産量はほぼ10年前の水準に逆戻りした。

ハンティ・マンシ自治管区の実動の累積生産量は2020年時点で120億tを超えた。同自治管区の実動可採埋蔵量もそれとほぼ同じ120億tと評価されている。同自治管区行政発表の数字によれば、原始埋蔵量（AB1C1カテゴリー）に占めるすでに回収された石油、ならびに、現在開発の対象になっている石油の割合は84%だとされている。より具体的に言えば、全体の50.3%がすでに回収済みで、33.7%が現在すでに開発の対象となっている当該カテゴリーの埋蔵量ということになる。一方、最も豊かで生産性の高い油層の確認原始埋蔵量の枯渇度は70～75%に達している。これは、ハンティ・マンシ自治管区の実動の生産動向は、第1に古い鉱床（それらの鉱床では全般的に含水率が高く、90%を超えている）での回収率をどこまで高められるかという点に、そして第2に生産コストが在来型鉱床の数倍に達する回収困難な石油を埋蔵する鉱床の開発をどの程度拡大できるかという点にかかっていることを意味する。

ハンティ・マンシ自治管区の実動分野における主要なプレーヤーはロスネフチ、ルクオイル、スルグトネフチェガスの3社で、同自治管区の実動の総生産量に占めるこれらの垂直統合型石油会社の子会社の割合は80%以上に達する。

すでに長年にわたりハンティ・マンシ自治管区の実動別生産量ランキングのトップの座を守っているのは、プリオブスコエ鉱床である（同鉱床はロシア最大の生産量を誇る鉱床でもある）。同鉱床はハンティ・マンシ市の東方数十kmのところにある鉱床で、1982年に発見された。原始埋蔵量の規模による区分では、巨大鉱床に分類される。ただ、同鉱床の構造は複雑で、しかも、その一部が自然保護区内にある。 「ユガンスクネフチェガス」が同鉱床の北鉱区を開発しているが、同鉱区の実動量は非常に大きく38億tに達すると評価されている（南鉱区の実動にはガスプロムネフチが取り組んでいるが、同鉱区については後で詳しく説明する）。

1990年代後半から2000年代前半にかけ「ユガンスクネフチェガス」は石油会社「ユコス」の傘下に入っていたが、当時プリオブスコエ鉱床の実動開発は「ユコス」の最優先プロジェクトと位置付けられていた。1999年時点の実動の生産量は150万tだったが、2002年には1,200万tに達した。「ユコス」は2003年もフラクチャリングを大量に実施する、潜水ポンプを設置するなどの措置を講じさらなる増産に成功し、同年の実動のプリオブスコエ鉱床北鉱区の実動量は1,770万tに達した。「ユコス」の2003年時点の計画では、2009年までに同鉱区での生産量は3,500万t/年に達し、その水準が7年間続くことが想定されていた。

「ユガンスクネフチェガス」が2004年末にロスネフチの傘下に移ってから、プリオブスコエの実動増産傾向は続き、2009年には年産3,380万tという数字が達成されたが、結局それがピークとなった。

ただ、ここ数年は新しい油層やエリアで生産が開始されたこともあり、ロスネフチはプリオブスコエの実動年産量を2,500万tの水準で安定させることに成功している。さらに、ここで指摘しておく必要があるのは、2018年から2020年にかけて同鉱床の実動埋蔵量が一貫して増加しているという事実である。ただ、新規に発見される石油はすべて回収困難な埋蔵量のカテゴリーに分類されるものばかりとなっている。

2020 年末時点でプリオブスコエ鉦床北鉦区の石油の累積生産量は約 4 億 9,000 万 t に達していた。

2020 年にプリオブスコエ鉦床北鉦区では人為的な減産が実施されたが、それはロスネフチが OPEC+協定に基づき課せられた減産義務を遂行するための措置であった（詳しくは 1.1 を参照）。

プリオブスコエ鉦床南鉦区の石油の資源量は 16 億 t、原始可採埋蔵量は 4 億 6,500 万 t と評価されている。北鉦区同様に南鉦区も油層の構造が複雑でその生産性も低くなっている。1990 年代の時点では Sibir Energy という民間企業が同鉦区の開発ライセンスを保有しており、PSA 方式でその開発に取り組むことを視野に入れていた。ただ、結局、同鉦区は PSA の対象とはならなかった。その状況を受け、Sibir Energy は 2001 年に「シブネフチ」（その時点では民間の垂直統合型石油会社であった）と対等出資で合弁企業「シブネフチ」ユグラ」を設立し共同で南鉦区の開発に取り組むことを決断した。そして、Sibir Energy は保有していたプリオブスコエ鉦床南鉦区とハンティ・マンシ自治管区のその他の小規模鉦床の開発ライセンスを当該の合弁企業に譲渡した。ところが、2003 年に非常に不可解なプロセスを経て「シブネフチ」側が、合弁企業「シブネフチ・ユグラ」における自社の持ち株比率を 99%にまで増やすことに成功した。

同鉦区の本格的な開発は 2004 年に開始された。計画文書によれば、同鉦区のプラトーは 950 万 t/年に設定されているが、早い段階でこの数値は達成され、2013 年時点の生産量は 1,200 万 t/年以上に達していた。ただ、2014 年には若干ではあるが生産量が減少し、その後、2016 年から 2018 年までは年産 1,140 万～1,170 万 t の水準が続いた。同時に、2015 年から 2018 年まで、埋蔵量の減少幅が現行の生産水準を大きく上回るという現象が観察された。その結果、2019 年からはプリオブスコエ南鉦区の減産傾向が観察され始め、2020 年も減産が続いた。ただし、この 2020 年の減産は、OPEC+協定に基づいた人為的なものではなかったと考えられる。2020 年末時点で南鉦区の累積生産量は 1 億 5,000 万 t を超えていた。

ここで指摘しておく必要があるのは、2018 年末にロスネフチのセーチン社長が、その高い含水率（90%以上）を根拠として示しプリオブスコエ鉦床に税制上の特典を供与することを要請する書簡をプーチン大統領に提出したという事実である。2017 年にもセーチンはサマトロール鉦床につき同様の要請を行っており、同鉦床には税制上の特典が供与された（詳しくは後述の通り）。しかし、プリオブスコエとサマトロールを同列に扱うのは適切ではないと判断される。第 1 に、前者の開発が本格化したのはソ連解体後である。第 2 に、前者ではまだ原始埋蔵量の半分以下しか石油が回収されていない。ちなみに、ハンティ・マンシ自治管区政府が発表しているデータによれば、プリオブスコエ鉦床の含水率は 2018 年時点で 70%未満だったとされている。

ただ、そのような状況にもかかわらず、2020 年秋にプリオブスコエ鉦床への税制上の特典の供与を規定した法律が採択されることになった。しかし、その法律にはプリオブスコエ鉦床の名前は明記されておらず、「税制上の特典は、ハンティ・マンシ自治管区のスルグト地区とハンティ・マンシ地区の両方にまたがる、その開発ライセンスが 2018 年 1 月 1 日以前に交付されている、2018 年 1 月 1 日時点の石油の原始可採埋蔵量が 10 億 t を超える、といった条件を満たす鉦区に与えられる」という表現が用いられている。そのような条件をすべて満たせるのは、プリオブスコエ鉦床の北鉦区（ロスネフチがライセンスを保有する鉦区）だけとなっている。すなわち、ガспロムネフチがライセンスを保有する南鉦区は特典の対象外となる。プリオブスコエ鉦床の開発は今後数十年にわたり続けられることになるであろう。また、同鉦床は近い将来においてロシアで最も高い生産性を有する鉦床という称号を守り続けるであろう。しかし、今後同鉦床の年産量が 2019 年の水準を大きく上回る可能性は極めて低いと判断される。

サマトロール鉦床は 1965 年に発見され 1969 年に開発が開始されたハンティ・マンシ自治管区に所在する巨大鉦床で、原始埋蔵量は 70 億 t 以上と評価されている。ピーク時の 1980 年には、1 億 5,890 万 t もの石油が生産された。また、累積生産量が 1981 年には 10 億 t を、さらに 1986 年には 20 億 t をそれぞれ突破している。当時、サマトロールはロシアの石油生産量の約半分を占めていた。ピークを達成した後に生産量は急速に減少し始め、1990 年には 6,000 万 t にまで落ち込んだ。その後も、1995 年：2,000 万 t、1998 年：1,500

万 t と生産量は減少し続けていた。その一方で含水率は急上昇し、1995 年時点で 92% に達していた。この含水率の急上昇は、1970～1980 年代に実施された無理な増産の代償であった。

1990 年代時点で同鉱床のライセンスを保有していたのは「サマトロールネフチェガス」と「TNK ニジネヴァルトフスク」であったが、2000 年代に入り 2 社の当時の親会社であった TNK-BP は回収困難な埋蔵量を有するサマトロール内の未開発油層と鉱床の開発に取り組むことなどにより、同鉱床の生産量を安定させるだけでなく伸ばすことに成功した。その結果、サマトロールの生産量は 2005 年に約 3,100 万 t にまで回復した。ちなみに、これが、ソ連解体後の同鉱床における生産量のピークとなった。

さらに、同じ 2005 年に TNK-BP は、サマトロール鉱床の新しい開発計画を承認した。新計画によれば、2012 年まで生産量が約 3,000 万 t/年の水準で維持されることになっていたが、実際には減産がかなり早いテンポで進行することとなった。

2013 年に TNK-BP がロスネフチに吸収合併された後、子会社の改組が行われ「サマトロールネフチェガス」が「サマトロール」鉱床の唯一の地下資源利用者となった。

なお、2017 年になり、その高い含水率を理由に掲げロスネフチはサマトロールへの特恵的税制の適用を目的とするロビー活動を開始した。そして、ロスネフチはその目的を達成することに成功する。税法典が改正され、その全体がハンティ・マンシ自治管区のニジネヴァルトフスク地区内に位置すること、地下資源利用ライセンスが 2016 年 1 月 1 日時点で交付済みであること、原始埋蔵量もしくは 2016 年 1 月 1 日時点の埋蔵量が 4 億 5,000 万 t 以上であること、といった条件を満たす鉱床（そのような条件をすべて満たすのはサマトロール鉱床しかない）で石油を生産する際には、地下資源採掘税上の特典が供与される」という一文が書き加えられた。サマトロール」税控除措置は 2018 年 1 月 1 日から 2027 年 12 月 31 日（同日を含む）まで適用される。ロスネフチ広報は、この税制上の特典に関連し、「節約分は全額サマトロールのインフラ整備のために投下される。その結果、同鉱床の生産量は増加することになるだろう」とのコメントを出していた。しかし、それから現在に至るまでサマトロール鉱床では増産傾向は観察されていない。おそらく、そこには OPEC+ 協定に伴う減産義務が何らかの影響を及ぼしているのであろう。ただ、サマトロール鉱床の今後の展望については、最も楽観的な（すなわち客観性に欠ける）専門家の評価ですら以下のようなものにしかならないだろう：「同鉱床が税制上の特典の恩恵を受け今後も発展し続けるのは確実であろう。開発の最終段階にさしかかっているとはいえ、同鉱床にはまだ膨大な可採埋蔵量が残っているからだ。生産水準を維持することはもちろん可能だし、積極的な井戸の掘削ならびに最新の増進回収技術の導入が実施されれば将来的には年間ベースで 50 万 t 程度の増産を達成することも可能であろう」。つまり、将来的にはサマトロールで現在の 1,800 万 t/年を上回る 1,850 万程度の年産量を達成することが可能だということである。別な言い方をすれば、今のサマトロールにかけられる最大限の期待は増産ではなく生産水準の安定である、ということである。

ロスネフチのデータによれば、サマトロールの累積生産量は 28 億 t を超えている。この数字は、ロシアの石油鉱床の中で最大のものである。

2019 年のハンティ・マンシ自治管区の石油生産量に占めるプリオブスコエとサマトロールのシェアは合計で 22% 以上に達した。両鉱床とも残存埋蔵量に占める回収困難な埋蔵量の割合が大きくなっており、生産量は減少傾向にある。この 2 鉱床以外に年産量が 1,000 万 t を超える鉱床はハンティ・マンシには存在しない。

以下で、ハンティ・マンシに所在するその他の生産性の高い主要鉱床を三つ（マロバルィクスコエ、プリラズロムノエ、フォードロフスコエ）紹介する。

マロバルィクスコエ鉱床は、地質学的観点から見ると、下記のプリラズロムノエ鉱床と同様に回収困難な埋蔵量を有する鉱床のカテゴリーに分類される。同鉱床は 1966 年に発見され、商業生産は 1984 年に開始された。開発ライセンスは「ユガンスクネフチェガス」（2005 年までは「ユコス」の子会社だったが、今は「ロ

スネフチ」の子会社となっている) が保有している。

効率の良い生産が可能になったのは 2000 年代に入り新しい井戸でフラクチャリングの大量適用が開始されてからで、2002 年に「ユコス」は同鉱床で当時設定されていたプラトーである年産約 500 万 t を達成することに成功した。さらに、2006 年には鉱床北部地域の開発がロスネフチの手で開始された結果、同鉱床の生産量は急増し始め 2012 年には新しいピーク生産量 (1,170 万 t/年) が記録された。しかし、2015 年に同鉱床の生産量は大幅に落ち込み、1,000 万 t を割り込んだ (その一方で含水率は急上昇し、2014 年時点で 71% だったものが 2015 年には 75% に達した)。2016~2017 年も減産傾向は続いたが、2018 年には生産が増加に転じた。ただ、翌 2019 年になり再び生産量が減少し、2020 年もその傾向が続いた。ちなみに、同年の減産は井戸を人為的に休止させたことによるものではなかった可能性が高い。

2020 年末時点での同鉱床の累積生産量は約 3 億 3,000 万 t となっている。

プリラズロムノエはプリオブスコエの東方に位置する鉱床で、両鉱床は隣接している。プリラズロムノエ鉱床は、プリラズルムヌィと東シャプシンスキーという二つのライセンス鉱区で構成されている。主力であるプリラズルムヌィ鉱区の開発には「RN ユガンスクネフチェガス」(ロスネフチ) が取り組んでいる。また、東シャプシンスキー鉱区の開発には、民間持ち株会社「ルスネフチ」傘下の「AKI-OTYR」という石油生産企業に取り組んでいる。

同鉱床は、油層の構造が複雑で浸透率が低いという特性を有しているが、原始埋蔵量の規模は大きく巨大鉱床のカテゴリーに属している。1982 年に発見され、1986 年から開発が開始されている。2005~2010 年の生産量は年間 370 万~430 万 t の水準で推移していたが、その時点では、すべてのエリアが開発の対象になっているわけではなかった。その後、2011 年にそれまで手付かずとなっていた鉱床南部で水平井の掘削とフラクチャリングを軸とする開発が積極的に行われるようになった結果、生産量がロスネフチ側の計画を上回るテンポで急増しており、2019 年にはそれまでの最高水準である年産 970 万 t 強を達成することに成功した。2020 年に同鉱床の生産量は大幅に減少したが、これは、明らかに OPEC+協定に基づく人為的な減産であったと考えられる。

その残存埋蔵量の大きさと含水率の低さ (2018 年初頭時点で 49%であった) を勘案すると、同鉱床が今後も「ユガンスクネフチェガス」傘下の鉱床の中で (さらには、ロシアのすべての鉱床の中でも) 最も高い部類に属する生産性を長期的に維持し続けることになるのはほぼ確実であると判断される。2020 年 11 月に同鉱床の累積生産量は 1 億 5,000 万 t に達した。

表3 ハンティ・マンシ自治管区で最も生産性の高い鉱床

鉱床名	地下資源利用者*	生産開始年	2020 年初頭時点の PRMS 基準準拠の確認埋蔵量、100 万 t	石油生産量、1,000t			
				2017	2018	2019	2020**
プリオブスコエ (北鉱区)	RN-YuNG	1988	659.1	24,783	25,701	24,066	22,300
プリオブスコエ (南鉱区)	GPN-X	2004	203.8	11,658	11,409	10,481	10,000
プリオブスコエ合計		1988	863	36,441	37,110	34,547	32,300
サマトロール	SamNG	1969	460.7	18,797	18,558	18,356	17,700
フォードロフスコエ	SNG	1973	238.9	8,461	9,163	9,514	8,900

プリラズロムノエ	RN-YuNG	1986	168.7	9,162	9,631	9,728	8,150
マロバルイクスコエ	RN-YuNG	1984	90.5	8,420	8,895	7,398	6,700

* - 地下資源利用者: RN-YuNG-「RN-ユウガンスクネフチェガス」、GPN-X - 「ガスプロムネフチ・ハントス」、SamNG - 「サマトロールネフチェガス」、SNG - 「スルグトネフチェガス」。

** - 2020年1～9月期の生産実績をベースとした推定値。

出所: 各社発表データ

フォードロフスコエ鉱床は1971年にハンティ・マンシ自治管区のスルグト地区で発見された巨大鉱床で、原始埋蔵量は20億tと評価されている。同鉱床は原始埋蔵量の点で、サマトロールに次ぐロシア第2位の規模を有しているが、世界的に見ても10位以内に入る巨大鉱床である。商業生産は1973年に開始され、1983年にピーク生産量の3,510万tが達成された。しかし、その後生産量は減少に転じ、1993年には1,000万t/年以下にまで落ち込んだ。また含水率も上昇し同年時点で90%に達していた。同鉱床の地下資源利用者はスルグトネフチェガスである。

その後、約700万t/年の生産水準が1990年代後半まで続いたが、生産性が比較的低いことが原因で手付かずとなっていた鉱床の比較的浅いところに賦存する油層の開発が開始されたこともあり1990年代末ごろから生産が増加に転じた。

そして、2007年に同鉱床ではソ連解体後のピークである年産1,250万tが達成された。

2000年代末に、スルグトネフチェガスはこの鉱床の最深部（ジュラ紀中期）に残された最後の高生産性油層（チュメニ層と呼ばれる油層）の開発に着手したが、その開発計画によれば2020年までに3,500もの水平井が掘削される予定となっていた。現時点で、フォードロフスコエ鉱床の年産量に占める当該油層の割合はすでに約3割に達している。当該油層（チュメニ層）の開発が成功したことに加え鉱床縁辺の油層の開発も開始されたことを受け、2019年には年産量が950万t以上に達した。ただ、2020年はOPEC+協定の関係で生産量は減少に転じた。

同鉱床の累積生産量は2016年時点で6億tを超えていたが、これはロシアではサマトロール鉱床に次ぐ2番目に大きい数字である。

ハンティ・マンシ鉱床で有望視されているプロジェクトとしては、「エルギンスコエ鉱床群」開発プロジェクトの名を挙げることができる。同鉱床群は、エルギンスコエ、コンジンスコエ、チャプロフスコエ、西エルギンスコエの4鉱床で構成されるが、それらの鉱床はプリオブスコエ鉱床の近くに密集して所在している。エルギンスコエ鉱床は1995年に発見され、残りの3鉱床は1997年に発見された（それらの鉱床の探鉱作業はハンティ・マンシ自治管区行政府の予算から拠出された資金で実施された）。いずれの鉱床も回収困難な石油を埋蔵していると判断されていたが、ソ連解体後にハンティ・マンシ自治管区で商業生産が可能な規模の鉱床群が新規に発見されるのは初めてのことであった。

2000年にコンジンスコエ、チャプロフスコエ、西エルギンスコエの各鉱床を含んだ3鉱区を対象とするオークションが実施され、スルグトネフチェガスが激しい競り合いを経て約4,000万ドル（当時の基準ではこれは極めて大きな金額であった）でそれらの鉱区のライセンスを落札することに成功した。信頼できる情報源によれば2000年代前半にスルグトネフチェガスはそれらの鉱床で積極的な探鉱を行い、複数の探鉱井で少量の石油を生産していた、とされている。しかし、2007年になりスルグトネフチェガスは「コンダネフチ」という新たに設立した子会社にそれら3鉱区のライセンスを譲渡し、同年中に同子会社を外部企業に売却した。スルグトネフチェガスは、当該3鉱区には将来性がないと判断したのである。

「コンダネフチ」をスルグトネフチェガスから買収したのは、「テフネフチインベスト」というロシアの民間企業であった。2008年に世界的経済危機が勃発し油価が急落したが、その関係で「テフネフチインベス

ト」は苦境に陥り、「コンダネフチ」買収のために外国貿易銀行から借り入れた資金を返済できなくなった。その結果、2009年になり「コンダネフチ」の株式の100%が外国貿易銀行の管理下に置かれることになった。そして、2010年から「コンダネフチ」の破産措置が開始されることになった。結局、同社は競売に付されることになり、2014年夏にロスネフチの前社長であるエドゥアルド・フダイナトフが率いる「独立石油ガス会社」(NNK)がコンダネフチの株式の100%を取得することになった(落札価格は約1億2,700万ドルであった)。フダイナトフは2010年代初めに短期間「ロスネフチ」の社長を務めていた人物で、ロスネフチのセーチン社長と親しく、信頼されている人物としても知られている。これはあくまで推測であるが、「コンダネフチ」の競売の結果は最初から取り決められていた可能性が高い。NNKには事実上競争相手が存在しなかった。フダナイトフの会社による落札は競売の最初の段階で決まってしまった。「独立石油ガス会社」が「コンダネフチ」を取得した時点でコンジンスコエ鉱床では開発準備作業がほぼ完了しており、2016年春に最初の生産井の掘削が開始された。この時点での当該3鉱区の埋蔵量は合計で1億600万tと評価されており、ピーク時の生産量は500万t/年に達すると見込まれていた。コンジンスコエ鉱床での商業生産は2017年末から開始されることになっていた。

しかし、計画は突然変更されることになる。2017年春になり「独立石油ガス会社」が、「コンダネフチ」の株式の100%をロスネフチに売却したからである。売却額は約7億ドルであった。つまり、「コンダネフチ」のドル建ての評価額は3年弱前の5.5倍に達したことになる。ロスネフチが発表したデータによれば、同社が買収した時点の「コンダネフチ」の保有する鉱床の埋蔵量は1億5,700万tとされていた(DeGolyer&MacNaughton社の評価に基づくPRMS基準準拠の2Pの数字)。

その後、2017年夏になり「ロスネフチ」は3億ドルを投下して、未分配ファンドに属していた(ライセンス保有者が未定となっていた)エルギンスコエ鉱床の開発ライセンスを獲得することにも成功した。現時点での見通しでは、ピーク時に同鉱床では年間450万~500万tの石油が生産される予定となっている。

鉱床群に属する鉱床のうちコンジンスコエでは2017年11月から商業生産が開始され、2018年末には早くも年産量に換算すると200万tに相当する水準の日産量が達成された。ロスネフチが発表したデータによれば、2019年に同鉱床では270万t以上の石油が生産されている。2020年は生産量が若干減少したが、それはOPEC+協定を受け人為的な減産が実施されたためだと考えられる。

2019年夏には同じ鉱床群に属する小規模鉱床西エルギンスコエでも生産が開始された。

さらに、2020年夏にはエルギンスコエでも商業生産が開始されたが、ロスネフチの最新の社内資料によれば、同鉱床は「独立した鉱床ではなくエルギンスキー鉱区内に所在するプリオブスコエ鉱床の一部である」と定義されている。同鉱床のプラトーは2024年に達成される見込みとなっている。

ロスネフチは、ピーク時には鉱床群を形成する4鉱床合計で年間880万tの石油が生産されるとみている。鉱床群ではまだ探査作業が続けられているのでこの数字が修正される可能性も残っているが、いずれにせよ、エルギンスコエ鉱床群がハンティ・マンシ自治管区に最後に残された同自治管区の尺度から見ても大規模な「グリーンフィールド」の一つであることは間違いない。

ガспロムネフチの「ジーマ」プロジェクトもハンティ・マンシ自治管区の上流部門における有望プロジェクトの一つである。2015年にガспロムネフチは、自社が開発に取り組んでいるハンティ・マンシ自治管区南部のジムノエ鉱床に隣接する西ジムニ鉱区のライセンスを獲得した。その後、2017年に同鉱区では石油鉱床が発見され、その後ジャルギン名称鉱床と名付けられた。2018年になり同鉱床の埋蔵量が国家鉱量委員会により認定されたが、それによれば同鉱床の石油の可採埋蔵量(C1+C2)は2,500万tとなっている。

2018年にガспロムネフチは北ヴァイスキー鉱区とスレドネヴァイスキー鉱区のライセンスを獲得したが、その後、同社はそれらの鉱区で鉱床を一つずつ(それらの鉱床には鉱区と同じ名前がつけられた)発見することに成功した。ここで注目すべきなのは、それらの鉱区はそれまでもオークションに付されたことがあったが、埋蔵量が比較的小さいため購入者を見つけられずにいたという事実である。

以上列挙したジャルギン名称鉱床をはじめとする三つの鉱床が、「ジーマ」プロジェクトの資源基盤を形成している。

2019年にガспロムネフチはジャルギン名称鉱床の商業開発を開始し、2020年には最初の100万tの液体炭化水素が同鉱床から回収された。年産650万tに設定されているプラトーは2024年に達成される見込みとなっている。「ジーマ」プロジェクトに含まれる他の二つの鉱床の生産開始時期に関する情報は今のところ出ていない。なお、ガспロムネフチは2019～2020年に、「ジーマ」プロジェクトの対象となる鉱区に隣接する複数の鉱区について入札を通し獲得している。

ハンティ・マンシ自治管区以外の連邦構成主体であれば、「ジーマ」プロジェクトはその地方の石油分野における主要プロジェクトと位置付けられたであろう。しかし、その規模は同自治管区の尺度からすると小さく、仮に同プロジェクトが理想的な形で進展したとしても、同自治管区の石油生産量の自然減の幅とテンポを若干そして短期間改善するにとどまるであろう。その関係もあり、ハンティ・マンシ自治管区行政は、仮にOPEC+協定（同協定については上で詳しく述べた）に基づく減産義務が解除されたとしても、今後数年間は2019年の水準を上回る量の石油を生産することは計画されていない。

ヤマロ・ネネツ自治管区 同自治管区は、何よりもまずロシア最大のガスの産地として知られているが、液体炭化水素の埋蔵量と生産量の点でもハンティ・マンシ自治管区に次ぐロシア第2位の座を占める。

ソ連時代、ヤマロ・ネネツ自治管区の石油分野の発展のテンポは、当然のことではあるが、ハンティ・マンシ自治管区の同分野のそれと比較すると緩やかなものとなっていた。当時のロシアの石油資源の開発は、ハンティ・マンシ自治管区で構築されたインフラをベースに南から北に進むという原則を厳格に守り実施されていたからだ。この原則に従い、ヤマロ・ネネツ自治管区では最南端、すなわちハンティ・マンシ自治管区との境界付近に所在する石油鉱床から開発が開始された。1980年代に入るとヤマロ・ネネツ自治管区でも、需要家に石油を供給することを可能にする幹線石油パイプラインの建設が積極的に行われるようになった。しかし、ソ連が解体するまでにヤマロ・ネネツ自治管区の石油分野の開発プロジェクトを完遂することはできなかった。トランスネフチの幹線パイプライン網におけるその時点での最北端の石油受け入れポイントであった「プルペ」が完成したのはソ連解体後の1994年のことであった。周知の通り、当時ロシアは非常に厳しい経済条件下に置かれていた。

ヤマロ・ネネツ自治管区北部の鉱床の幹線石油パイプラインへのアクセスは難しく、そのことが同自治管区の石油分野の発展を抑制する要因となっていた。ただ、それは、別の観点から見れば同自治管区の石油分野には大きな成長余力が残されていたことを意味する。

ヤマロ・ネネツ自治管区のソ連時代の石油（ガスコンデンセートを含む）の生産量のピークは1990年で、同年には5,940万tが生産された（うち約500万tがガスコンデンセートであった）。しかし、同自治管区の実績はその後減少に転じ、その傾向は1999年まで続くことになった。ちなみに、底となった1999年の石油とガスコンデンセートの生産量は1990年のほぼ半分の3,030万tであった（同年のガスコンデンセートの生産量は約500万tだったので、石油の生産量だけが減少したことになる）。

その後、2000年から増産に転じるのだが、そこには二つの要因が存在した。一つ目はガスコンデンセートであった。ガспロムが既存の鉱床の大深部のガス層の開発に着手し、ガスコンデンセートの精製能力を強化した結果、その生産量が増加し始めたのである（ただし、精製能力を超えた量のガスコンデンセートを生産することは不可能である）。二つ目の要因は、幹線パイプラインから比較的近いところに所在する複数の石油鉱床であった。もっとも、該当する鉱床のうち規模の大きなものについては1970年代末から1980年代にかけて商業生産が開始されており、2000年までに資源の大半が枯渇してしまっていた。さらに、ヤマロ・ネネツ自治管区で大規模と称される鉱床の資源ポテンシャルは、ハンティ・マンシ自治管区の大規模と称される鉱床のそれを大きく下回っていたという事実も看過できない。このように、2000年に入ってから増産を牽引した二つの要因のポテンシャルは限定的なものであった。

その関係で、2000年代に入り観察され始めたヤマロ・ネネツの増産傾向は、ハンティ・マンシよりも早く、2004年に液体炭化水素5,290万t（1,050万tのガスコンデンセートを含む）を生産した2004年に終わってしまった。減産傾向は2010年（同年を含む）まで続き、この地域の生産量は3,480万t（コンデンセート

1,060 万 t を含む) まで落ち込んだ。

その後再び始まった減産傾向に歯止めかける切り札とみなされていたのは、ガスコンデンセートの精製能力の強化であった。実際に強化が実施され 2011 年から 2015 年にかけて同自治管区では液体炭化水素の増産が続くことになったのだが、それを牽引したのは専らガスコンデンセートで、その間も石油の生産量の方は減少し続けていた。その結果、2015 年にはガスコンデンセートの生産量が 2,220 万 t に達し、石油の生産量 (2,070 万 t) を史上初めて上回ることとなった。ちなみに、同年のヤマロ・ネネツ自治管区の石油生産量は、ソ連解体後で最低の水準であった。

ヤマロ・ネネツ自治管区の液体炭化水素の生産をめぐる状況の改善に貢献すると期待されていたもう一つのファクターは、同自治管区北部に所在する鉱床の石油の輸送を可能とするインフラの整備であった。2010 年春にロシア政府は、北部の鉱床と既存の幹線石油パイプラインとを繋ぐ長さ約 500km の新パイプライン「ザポリャリエ〜ブルペ〜サマトロール」を建設することを決定した。そして、当該の新パイプラインは 2017 年に本格的な稼働を開始した。その他、「ガспロムネフチ」が、オビ湾を横断する自社用の石油出荷システムを単独で構築することを決定した。これらの措置が講じられた結果、ヤマロ・ネネツ自治管区の石油生産量も増加に転じ、2019 年の液体炭化水素の生産水準はソ連時代のピーク時の値を上回った。ただ、ハンティ・マンシ自治管区ではそのような現象は生じなかった。ハンティ・マンシにはヤマロ・ネネツの増産を牽引した要因、すなわちガスコンデンセートの増産という要因が欠如していたからである。また、ハンティ・マンシでは、それまで手付かずであった産油エリアの開発開始という要因も欠如していた。

ロシアが OPEC+協定に基づき減産義務を引き受けたにもかかわらず、ヤマロ・ネネツ自治管区では 2020 年も増産傾向が続いた。2020 年 6 月と 7 月に同自治管区では生産量の減少が観察されたが、8 月には日産量が好調であった 2020 年 3～4 月の水準にまで回復した。この数字から判断して、ヤマロ・ネネツ自治管区での減産は 2020 年半ばの最初の、最も厳しい、義務が課せられた時にのみ履行された可能性が考えられる。2020 年通年の同自治管区の石油生産量は前年比 4% 増 (これはロシアの全連邦構成主体の中で最も良い数字である) の 3,660 万 t であった。ただ、ガスの生産量が減少した関係で、ガスコンデンセートの生産量の方は前年の数字を下回った。

ハンティ・マンシ自治管区と異なり、ヤマロ・ネネツ自治管区の最も生産性の高い鉱床 (液体炭化水素の) には、ソ連時代から商業生産が行われていたものはない。同自治管区にもソ連時代から開発されている鉱床は存在するのだが、その多くで資源の枯渇が進行しており、戦略的意義を喪失しているのである。

ヤマロ・ネネツ自治管区で液体炭化水素の生産ポテンシャルが最も高いのはウレンゴイ鉱床である。ウレンゴイはガスの原始埋蔵量がロシアで最も大きい超巨大鉱床で、複数の鉱区に分けられており、複数の企業がそれらの鉱区で生産を行っている。

ウレンゴイ鉱床で最初に生産活動を開始したのは、ガспロムの子会社の「ガспロム・ドブィチャ・ウレンゴイ」である。ウレンゴイ鉱床の開発は、まずセノマニアン階を対象として 1978 年より開始された。その後、1985 年からは大深部のネオコム階も開発の対象となり、その結果、ガスコンデンセートの生産量が増加し始めた。さらに、1987 年からは油層において石油の生産も開始された。ウレンゴイ鉱床のガスの生産のピークは 1980 年代の後半で、その時期には年間 3,000 億 m³ 以上のガスが生産されていた。一方、液体炭化水素の生産のピークは 1989 年に達成され、同年には 690 万 t が生産された。

1990 年代に入り、内需の減少の影響を受けロシア全体のガスの生産量が減少に転じたが、それと歩調を合わせるような形でウレンゴイ鉱床のガス生産量も減少し始めた。その結果、ガスコンデンセートの生産量も減少した。

2000 年代に入りウレンゴイ鉱床の主要ガス層で資源の枯渇傾向が顕著になったため、ガспロムは同鉱床の縁辺に位置する鉱区、ならびに、ネオコム階よりもさらに大深部に位置しガスコンデンセートをより多く含有するアチム層の開発に着手した。そして、2008 年になり、ガспロムとドイツの BASF の子会社の Wintershall との合弁企業である「アチムガス」が、ガспロムからライセンスを譲渡されたウレンゴイ鉱床

1A 鉱区において、初めてアチム層での生産を開始した。また、翌年の 2009 年にはガスプロム本体もアチム層での生産を開始した。さらに、それら以外にもガスプロムは、アチム層の開発を念頭に置いた鉱区を三つウレンゴイ鉱床に設けている（3.4.参照）。

ただ、アチム層の開発を促進するには、ガスプロムは何よりもまずガスコンデンセートの事前処理システムの近代化を実施しなければならない。ガスプロムのガスコンデンセートの事前処理システムは、ウレンゴイ・ガスコンデンセート輸送用事前処理工場と、スルグト・ガスコンデンセート安定化工場の 2 施設、ならびに、すべての関連施設を繋ぐサイト内パイプラインにより構成されている。

前者のウレンゴイの工場には、ウレンゴイ鉱床のみならず、ヤンブルグおよびザポリャルノエの両鉱床からもガスコンデンセートが供給されている。同工場の処理能力は 1,370 万 t/年であるが、そのうちアチム層のガスコンデンセートの処理能力は 490 万 t/年となっている。

ウレンゴイの工場の敷地内では 2016 年より、ナディム・プル・タズ地区のアチム層で産出されるガスコンデンセートを対象とする新しい安定化装置の建設が開始されている。計画文書によれば、同装置の安定化前ガスコンデンセートの処理能力は 400 万 t/年とされている（200 万 t/年のトレイン 2 基で構成される）。その他、ガスプロムは、石油ポンプステーション「ウレンゴイスカヤ」ならびにウレンゴイ鉱床と幹線石油パイプラインシステムとを繋ぐ輸送能力 500 万 t/年の支線パイプラインで構成される石油・ガスコンデンセート混合物の圧送システムの建設も開始している。ただ、それらの施設の完成時期はこれまで何度か延期されており、2021 年初頭時点ではまだ稼働を開始していない。それはともかく、ガスプロムがウレンゴイに保有する鉱区に石油とガスコンデンセートの増産ポテンシャルが存在するのは否定し難い事実である。

ガスプロムの他、ウレンゴイ鉱床では「アルクチクガス」も生産活動を行っている。「アルクチクガス」の歴史は、同社がウレンゴイ鉱床に隣接する複数の鉱区と同鉱床の縁辺に位置する複数の鉱区のライセンスを獲得した 1993 年から始まる。それらの鉱区は地理的に近接しているだけでなく、商業生産が可能な量のセノマニアン階のガスの埋蔵量が存在しないという共通の特徴も有していた。「アルクチクガス」設立当初の親会社の一つはガスプロムであったが、1990 年代初め時点ではガスプロムはそのような鉱区に関心を持っておらず、1990 年代半ばになり「アルクチクガス」を米国の民間企業に売却してしまう。ちなみに、その時点では、「アルクチクガス」が保有する鉱区の開発は行われていなかった。

それ以降、「アルクチクガス」の資本関係は何度か変化したが、現時点では、ガスプロムネフチとノヴァテクとの合弁企業である「セヴェルエネルギヤ」が同社の株式の 100%を保有している。

2014 年 4 月に「アルクチクガス」はウレンゴイ鉱床のサムブルグスキー鉱区で最初の生産コンプレックスの稼働を開始した（同鉱区ではアチム層が開発の対象になっている）。そして、2014 年 12 月にはコンデンセート脱エタン装置の第 2 トレインを含む 2 番目の生産コンプレックスが稼働を開始した。同鉱区で生産されるガスコンデンセートの安定化は、ノヴァテクが所有するプロフスキー・コンデンセート安定化工場で実施されている。

2 番目の生産コンプレックスがウレンゴイ鉱床で稼働を開始してから 1 年後には「アルクチクガス」のガスコンデンセートの生産水準は年換算で約 600 万 t に達し、その後も生産量は増加している。ロシアにおいてコンデンセートの生産量で「アルクチクガス」のウレンゴイ鉱床をしのぐのは、ロスネフチのウレンゴイ鉱床のみである。

ウレンゴイ鉱床の大深部の炭化水素貯留層の開発に取り組んでいる会社がもう 1 社存在する。それは、「ロスパン・インターナショナル」である。同社はヤマロ・ネnetz自治管区で活動する他の多くの生産企業同様に 1990 年代初めに設立され、当時ガスプロムが興味を示さなかった鉱区のライセンスを獲得した。同社は 90 年代から 2000 年代初めまで目立った活動を行わなかった。そして、2004 年に「ロスパン」は TNK-BP に買収されることになる。

その後、「ロスパン」が保有する鉱区では開発が開始され、2013 年に TNK-BP がロスネフチに買収された時点でガスの年産量は約 37 億 m³ に達していた。ロスネフチは「ロスパン」に積極的な投資を行い、2016

年には生産量が2013年の約倍の水準に達した。そして、その頃から、ガスコンデンセートの事前処理装置、ガスコンデンセートの安定化装置、メタンとプロパン・ブタン留分の分離装置、ガスタービン発電所、幹線・支線パイプライン、および、コロトチャエヴォ駅の鉄道積替ターミナルなどで構成される生産コンプレックスの建設が開始された。当該のコンプレックスが稼働を開始すれば、「ロスパン」の液体炭化水素の生産量は500万t/年にまで増加することが見込まれていた。しかし、ロスネフチが当該の数字を達成するには、「ロスパン」で生産される「ドライ」ガスの幹線ガスパイプラインへのアクセスに関する許可をガスプロムから取り付ける必要がある。今のところ、ロスネフチとガスプロムはこの件に関し合意に至っていない。上記のコンプレックスの稼働開始時期がこれまで何度か延期されてきたが、その主因はそこにあるものと推測される。直近でいえば、ロスネフチは2020年末にコンプレックスの稼働を開始する意向を示していたが延期され、現時点では、2021年第2四半期中の稼働開始が見込まれている（3.4.も参照のこと）。ただ、「ロスパン」に増産ポテンシャルが存在するのは否定し難い事実である。

ウレンゴイ鉱床全体についていえば、同鉱床ではここ数年液体炭化水素の生産量が増加傾向にある。

ヤマロ・ネネツ自治管区において現在2番目の（液体炭化水素の）生産ポテンシャルを有するのはノヴォポルトフスコエ鉱床である。同鉱床は1964年に発見された（ヤマル半島で最初に発見された液体炭化水素鉱床であった）。しかし、地質構造が複雑なことに加え、輸送インフラが全く存在しないという致命的な欠点を抱えていたため、発見後数十年にわたり商業生産が開始されないままとなっていた。

今のところトランスネフチの幹線パイプラインシステムは同鉱床に到達しておらず、近いうちに到達する予定もない。そのような状況の中、2010年代の初めにガスプロムネフチは、ノヴォポルトフスコエ鉱床の石油を北極海航路経由で輸送することを可能にするため、独力で支線パイプラインを建設することを決定した。具体的にいうと、その目的を達成するには、貯蔵設備を装備した輸出用ターミナルを建設し、さらに、そこと鉱床とを結ぶ総延長約100kmのパイプラインを建設することが必要であった。

新しいルート経由での石油の出荷は2014年夏に開始された。ちなみに、2014年夏に初出荷されたノヴォポルトフスコエ鉱床の石油にはNovy Portという新しい油種名がつけられることになった。Novy Portは中質（APIが30～35°）、低硫黄（0.1%）という特性を有している。2016年春に設計生産能力が850万t/年の石油積替ターミナル「ヴォロタ・アルクチキ（北極の門）」が稼働を開始した（沖合3.5kmのところに設置されたシーバースが同ターミナルの核を形成している）。

同ターミナルが稼働を開始した結果、ノヴォポルトフスコエ鉱床の本格的な開発が可能となり、2016年にはほぼ300万tの石油が、2017年には600万t弱の石油が、2018年には700万t以上の石油がそれぞれ生産された。プラトーの値は800万t/年に設定されており、2020年の達成が見込まれていたが、筆者が得た情報によれば当該の数値は達成されなかった模様である。ただ、その一方で、2020年夏にはガスプロムネフチが、それまで開発対象になっていなかったノヴォポルトフスコエ鉱床北部エリアで商業生産を開始している。

表4 ヤマロ・ネネツ自治管区で石油とガスコンデンセートの生産性が最も高い鉱床

鉱床名	地下資源利用者*	生産開始年	2020年初頭時点のPRMS基準準拠の確認埋蔵量、100万t	石油とガスコンデンセート生産量、1,000t			
				2017	2018	2019	2020**
ウレンゴイ	ガスプロム	1978	n.a	7,242	7,316	7,400** *	8,000** *
ウレンゴイ	「アルクチクガス」	2014	96.3	5,943	5,989	6,119	6,670

ウレンゴイ	「ロスパン」	2001	67.5	1,329	1,361	1,344	1,400
ウレンゴイ合計		1978	n.a	14,514	14,666	14,863	16,070
ノヴォポルトフスコエ	GPN-Ya	2016	70.3	5,954	7,148	7,733	7,705
東メツソヤハ	MsxNG	2016	26.8	3,159	4,466	5,454	5,550

* - 地下資源利用者: MsxNG - 「メツソヤハネフチェガス」、GPN-Ya- 「ガспロムネフチ・ヤマル」

** - 2020年1～9月期の生産実績をベースとした推定値。

*** - 推定値: ガспロムは当該の数字を公表していない

出所: 各社発表データ

東メツソヤハ鉱床と同鉱床に隣接する西メツソヤハ鉱床は、ヤマロ・ネネツ自治管区北部のギダン半島に所在する。当該の2鉱床（メツソヤハ鉱床群）は1980年代に発見されたが、長期間にわたり未分配ファンドに残されたままになっていた。それは、同鉱床群が「トランスネフチ」の幹線パイプラインに代表される輸送インフラから遠く離れた場所に所在しているからであった。ある民間の独立系石油会社が1998年にメツソヤハ鉱床群の開発ライセンスを取得したが、その会社は1999年にスラヴネフチに買収され、会社名を「メツソヤハネフチェガス」に変更した。2002年にスラヴネフチの株式の過半が、「シブネフチ」とTNKにより買収された。2011年になりガспロムネフチ（旧「シブネフチ」）とTNK-BP（旧TNK）は、「メツソヤハネフチェガス」をスラヴネフチから分離独立させ、同社の株式をそれぞれ50%ずつ取得した。それと同時に、ガспロムネフチがメツソヤハ鉱床群開発プロジェクトのオペレーターになることが決まった。現時点では、ガспロムネフチとロスネフチがメツソヤハ鉱床群開発プロジェクトの権益保有者となっている。

新しい幹線パイプライン「ザポリャリエ〜プルペ」経由での石油輸送を念頭に置き（同幹線パイプラインとメツソヤハ鉱床群を繋ぐ長さ100kmの支線パイプラインの建設も想定されていた）、東メツソヤハ鉱床で生産インフラの整備が開始されたのは2014年のことであった。積極的な地質探査が実施された結果、その時までには、メツソヤハ鉱床群の石油の可採埋蔵量は4億5,000万t以上にまで増加していた。ただ、その全量が回収困難カテゴリーに属する埋蔵量となっている。東メツソヤハ鉱床の最も生産性の高い油層の賦存深度はそれほど大きくないが（セノマニアン階で、地下約800mのところには賦存する）、そこには重質で（944kg/m³）高粘度（111 mPas）の石油が埋蔵されている。

2016年秋に東メツソヤハ鉱床では商業生産が開始された。さらに、2019年には高品質な軽質石油を埋蔵する大深部の油層の開発も開始された。

ガспロムネフチが発表している資料によれば、東メツソヤハ鉱床の石油とガスコンデンセートの可採埋蔵量は3億4,000万tを超えるとされている。同鉱床では2021年にプラトーの約590万t/年が達成されることになっている。ちなみに、少し前まではプラトーはそれより少し高い650万t/年に設定されていた。

「メツソヤハネフチェガス」が保有する2番目の鉱床「西メツソヤハ」の開発開始時期は未定で、近いうちに開始される予定はない（現在、同鉱床では探査が続けられている）。「メツソヤハネフチェガス」が保有する2鉱床と幹線パイプライン「ザポリャリエ〜プルペ」を結ぶ支線パイプラインの輸送能力が700万t/年であることを勘案すると、ピーク時でも2鉱床の生産量の合計値が700万t/年を超えることはないと考えられる。

ヤマロ・ネネツ自治管区の液体炭化水素の今後の生産動向は、ガспロムの巨大ガス鉱床の油層の開発の進捗状況（2020年にガспロムの子会社のガспロムネフチに当該の油層開発の全権が委ねられた）に左右されることになるだろう。また、東メツソヤハ鉱床に代表される高粘度石油の生産量が今後どの程度伸びるかという点にも左右されることになるであろう。

北コムソモリスコエは、高粘度石油の埋蔵量の点でロシア最大の規模を誇る鉱床の一つである。1969年に発見された同鉱床は複雑な構造を有している。また、その主要油層（セノマニアン階）の石油は事実上ガソリン留分を含んでいない。もっとも、特殊な潤滑油（変圧器用絶縁油、油圧作動用潤滑油、冷蔵用潤滑剤等）を生産するには最適な性状を有している。当該の油層の賦存深度は1,100～1,500mで、そこに含まれる石油は重質（822～917kg/m³）高粘度（46～107 mPas）となっている。

当初ロスネフチの子会社の「プルネフチェガス」が同鉱床のライセンスを保有していたが、同社は同鉱床で商業生産を開始することはできなかった。最適な開発方式を見出すことを目的とする試験生産は何度か実施されたが、いずれも成果が得られないまま打ち切られていた。

そのような状況を受け、2012年にロスネフチはノルウェーの Equinor（当時 Statoil）との間で、北コムソモリスコエをはじめとする自社傘下の複数の資産を対象とする戦略的協力協定を締結した。そして、当該の協定に従い、北コムソモリスコエ鉱床のライセンスは新たに設立されたセフコムネフチェガスという会社に譲渡された。さらに、2017年になりオペレーションと株式分配に関する協定が締結され Equinor がセフコムネフチェガスの株式の33.33%を取得することになった（当該の取引は2019年初めに完了している）。

2019年末にロスネフチと Equinor は北コムソモリスコエ鉱床の本格的開発の第1フェーズを開始することを決定した。そして、2021年1月の時点でセフコムネフチェガスの累積生産量は早くも100万tに達した。

ロスネフチの資料によれば、北コムソモリスコエ鉱床の石油の残存埋蔵量は約2億tに達するとされている。ここで注目する必要があるのは、ロスネフチと Equinor が、北コムソモリスコエ鉱床の本格的開発の第1フェーズの期間、第1フェーズの生産目標、プラト一時の石油の生産量などについて情報を全く公開していないという事実である。その背景には、まず、同鉱床の構造が非常に複雑なため生産の見通しを立てるのが困難、という事情が存在する。さらに、最も重要なファクターなのだが、同鉱床で生産される石油の販売と輸送の問題が存在する。既述の通り、同鉱床の石油は特殊な性状を有しており、通常の製油所では精製が困難となっている。また、そのような性状の石油をトランスネフチの幹線パイプラインに供給すると、同幹線パイプラインを流れる石油（ブレンド油）の性状が全般的に悪化するという問題も存在する。そのような性状の石油の供給量が増えれば増えるほど、トランスネフチの幹線パイプラインシステムを流れるブレンド油の品質の悪化の度合いが強まるのである。理論上は北コムソモリスコエ鉱床の特殊な性状の石油専用の輸送システムを構築することも可能であるが、現実的にはそれは難しい。同鉱床は鉄道駅からも需要家からもあまりにも遠く離れた場所に所在するからだ。既述の東メツソヤハ鉱床にも同様の問題が存在するが、同鉱床の場合は重質高粘度石油を大深部から回収される軽質低硫黄の石油で希釈することにより当該の問題の解決が図られることになっている。ただ、現在出ている情報によれば、北コムソモリスコエ鉱床に関しては、そのような解決方法を採用することは不可能とみられている。

ヤマロ・ネネツ自治管区には上で列挙した鉱床よりもさらに多くの高粘度石油を埋蔵する鉱床が存在する。それは、ルースコエ鉱床である。同鉱床の原始埋蔵量は10億t以上、可採埋蔵量は約4億3,000万tとそれぞれ評価されている。また、油層の賦存深度は800～900mと評価されている。さらに、埋蔵されている石油は重質（900kg/m³以上）高粘度（200mPas以上）となっている。同鉱床は1968年に発見されたが、石油の品質の問題がネックとなり商業生産が開始されたのは2019年になってからであった（ただし、1970～1980年に一時試験生産が行われたことはある）。後に TNK-B の傘下に入ることになる「チュメンネフチェガス」が1995年にルースコエ鉱床のライセンスを獲得した。

その後2007年まで同鉱床では事実上何の作業も行われなかった。そして、ようやく2007年になり親会社の TNK-BP は同鉱床の開発に最適な技術を見出すための作業を開始し、マルチラテラル水平井掘削技術を採用することを決定した。当該の決定は期待通りの効果を生み、それらの技術を採用して掘削された井戸では90t/日の石油の噴出を記録した。ちなみに、1970年代に実施された試験生産の際の井戸1本あたりの平均噴出量は9t/日にすぎなかった。作業再開後の1年余りの間（2007～2008年）に、TNK-BP はソ連時代に何度か実施された試験生産の際の生産量の合計値の倍に相当する1万tの石油を同鉱床から回収すること

に成功した。その結果を受け、TNK-BP は 2011～2012 年に商業生産を開始する意向を表明したが、その見通しは楽観的にすぎた。

2012 年秋になり TNK-BP の株主たちは同社をロスネフチに売却することを決断するのだが、その頃になると、2000 年代後半にルースコエ鉱床で掘削されたマルチラテラル水平井における石油の噴出量が激減していた。ただ、オーナーの変更にもかかわらず、ルースコエ鉱床での作業は続けられることになった。

そして、2012 年末には三つの井戸で構成される新しいプラットフォームが稼働を開始した。そのプラットフォームでは、砂の流入を防ぐための新しい技術が導入されていたが、チュメンネフチェガスによれば、その新技術が予想以上の効果を生み、当該の三つの井戸の日産量は 2007～2008 年に掘削された井戸の平均値の倍以上に達したとされている。

この成功を受けロスネフチは 2014 年に、総額 4,350 億ルーブル（当時のレートで約 125 億ドル）の「ルースコエ鉱床の発展のための投資プロジェクト」を採択した。当該のプロジェクトは、2014 年から 2055 年までを想定しており、その間に合計で 1 億 6,600 万 t の石油が生産されることになっていた。

ロスネフチが採択したプロジェクトにおいて最も注目されるのは、同社が選択したルースコエ鉱床の石油の輸送方式である。ルースコエ鉱床の重質高粘度の石油をトランスネフチが要求する指標に合致させるために、ウレンゴイ鉱床のアチム層の開発に取り組んでいるロスネフチの子会社の「ロスパン」（詳細については上記参照）が生産するガスコンデンセートで希釈することが予定されている。ロスネフチが 2014 年に発表した計画によれば、ルースコエ鉱床の商業生産は 2018 年に開始され、2023 年にはピーク生産量の 670 万 t/年が達成される見込みとなっていた。

しかし、2014 年にロスネフチが米国の制裁の対象になったことや、同年末にルーブル・レートが暴落したことの影響を受け、計画の実現に必要な融資を獲得することが不可能となった。このため、2015 年春になり「ロスネフチ」は、ルースコエ鉱床の本格的開発の開始時期を 2019 年に延期する、との発表を行った。

なお、ロスネフチは 2015 年に中国の Sinopec との間で、中国企業側にチュメンネフチェガスの株式の 49% を譲渡することなどを規定したルースコエ鉱床の共同開発に関するメモランダムを取り交わしているが、結局 Sinopec がルースコエ鉱床開発プロジェクトに参入することはなかった。

2016 年になりルースコエ鉱床では、中央石油受入れポイント（年間処理能力 670 万 t）と、幹線石油パイプライン「ザポリャリエ〜プルペ」と同鉱床を繋ぐ長さ 65km、輸送能力 700 万 t/年の支線パイプラインの建設が開始された。また、それらの工事と並行して、複数の生産井の掘削も実施された。

同じ 2016 年にロスネフチはインドネシアの Pertamina との間で、ルースコエ鉱床の共同開発に関する事前協定を締結した。その協定によれば、ルースコエ鉱床のライセンスを保有するチュメンネフチェガスの株式の最大 37.5% が Pertamina に譲渡されることになっていたが、やはり最終合意にまでは至らなかった。

2017 年に入りロスネフチは ExxonMobil をはじめとする複数の米国企業に対し、ルースコエ鉱床の共同開発に関する提案を行ったが、その時点ですでに米国の対ロ制裁は発動されており、米国企業との協業が成立するはずもなかった。このようにロスネフチの外資誘致の試みはことごとく失敗に終わり、同社は単独で投資を行うことになる。

そして、「ロスネフチ」は 2019 年にルースコエ鉱床の商業生産を開始したが、同年の生産量は約 80 万 t であった。翌 2020 年には生産量は 130 万 t に達した。現在「ロスネフチ」が発表している計画によれば、同鉱床のプラトリーは 650 万 t/年以上に設定されており、2022 年以降に達成される見込みとなっている。

ヤマロ・ネネツ自治管区の液体炭化水素資源の短期的生産予測を行う際には、以下に示す三つのポイントに留意する必要がある。第 1 は、ガस्पロムの巨大ガス鉱床の油層の生産ポテンシャルを正確に評価する必要があるという点である。これまで、当該の油層に注目しそのポテンシャルの評価を行った者は誰もいない。二つ目は、ヤマロ・ネネツ自治管区に大量に埋蔵されている重質高粘度石油の販売に関する全般的問題が未解決になっているという点である。三つ目は、既存の輸送インフラ近辺の鉱床には増産ポテンシャルが残っていないという点である。

ヤマロ・ネネツ自治管区にはあと 1、2 年石油とコンデンセートの増産を続けるに足る埋蔵量は残ってい

る。しかし 2025 年以降の将来まで増産を続けるだけの資源量はヤマロ・ネネツ自治管区にはない。おそらくはそれゆえに、自治管区政府の液体炭化水素に関する予測は非常に慎重なものになっているのであろう（以下に詳述）。

その他西シベリア チュメニ州南部は、西シベリアの中では最も新しい産油地域の一つとなっている。同地域で最初に商業生産が開始されたのは幹線石油パイプラインの近くに所在するカリチンスコエという小規模鉱床だが、それは 1992 年になってからのことであった。一方、チュメニ州南部で最も規模の大きなウスチ・テグススコエとウルネンスコエ鉱床は 20 世紀に発見されていたものの、輸送インフラから離れていることもあり、手付かずのままとなっていた。

チュメニ州南部で最大の地下資源利用者は「ウヴァトネフチェガス」である（当初、同社は TNK（後の TNK-BP）の子会社であった）。2009 年に TNK-BP はウスチ・テグススコエとウルネンスコエ鉱床の商業開発を開始したが、その時点ではチュメニ州南部の石油の総埋蔵量の約半分を当該 2 鉱床が占めていた。さらに、商業開発開始と同時に当該 2 鉱床とトランスネフチの幹線石油パイプラインとを繋ぐ長さ 264km の支線パイプラインも稼働を開始した。

TNK-BP の当時の計画では、「ウヴァトネフチェガス」は 2016～2017 年にプラトーの 1,000 万～1,100 万 t/年を達成する見込みとなっていた。しかし、TNK-BP を買収し「ウヴァトネフチェガス」の新たなオーナーとなったロスネフチはそれを上回るテンポで生産量を増加させ、2015 年に早くも年産 1,000 万 t 強を達成することに成功した。

ちなみに、チュメニ州南部最大の鉱床であるウスチ・テグススコエ鉱床では 2015 年にプラトー（約 900 万 t/年）が達成された後、2016 年から一貫して減産傾向が続いている。一方、ウルネンスコエ鉱床でも 2011 年にプラトー（約 220 万 t/年）が達成された後、漸減傾向が続いている。

2015 年よりウヴァト・プロジェクトの枠内で複数の新鉱床の商業開発が開始されているが、いずれも規模の小さな鉱床でプラトーが 200 万 t/年を超えるものは一つも存在しない。ただ、それらの鉱床で商業生産が本格化したことを受け、「RN ウヴァトネフチェガス」の 2018 年の生産量は前年比で 10%も増加し 1,260 万 t に達した。これが、現在に至るまでチュメニ州南部の石油生産の最高記録となっている。

ただ、新鉱床はいずれも規模が小さいため 2018 年の生産水準を維持することはできなかった。翌年の 2019 年には早くも減産傾向が観察され始めた。そして、2020 年は「RN ウヴァトネフチェガス」が減産義務を引き受けたこともあり、同年のチュメニ州南部の石油生産量は前年比約 10%減の 1,120 万 t にまで落ち込んだ。

減産義務が解除されればチュメニ州南部の日産量が 2020 年初めの水準にまで回復する可能性はあるが、長期的に見た場合、同地域の石油生産量の減少は不可避だと判断される。

トムスク州は古い産油地域で、同地における石油の商業生産は 1966 年に開始された。ソ連時代の生産のピークは 1989 年で、同年には 1,486 万 t の生産が記録された。ソ連解体後のピークは 2004 年で、同年には約 1,600 万 t が生産された。ただ、ここ数年同州では減産傾向が続いている。

トムスク州最大の石油生産企業は「トムスクネフチ」である。同社はかつては「ユコス」の子会社であったが、2007 年にロスネフチに買収されている。さらに、その直後にロスネフチは

「トムスクネフチ」の株式の半分をガスピロムネフチに売却している。ただ、ロスネフチもガスピロムネフチも「トムスクネフチ」を戦略的的重要性を有する資産とはみなしていない。

その両者の「トムスクネフチ」に対するスタンスは、2020 年の協調減産の際に明確になった。新しい協調減産協定の締結を受け、「トムスクネフチ」が核を形成するトムスク州の石油分野の生産量は激減することになった。同州の 2020 年 5 月の石油の平均日産量は前月比で 26%も落ち込んだ。さらにその後も、減産傾向は続いた。協定に従い 8 月にロシアは若干の増産を行うことが可能になったが、トムスク州では減産傾向が続き同月の平均日産量は 4 月を 44%下回り、年初以来最低の水準となった。通年で見てもトムスク州の生産量は前年をほぼ 25%下回る 685 万 t にとどまった。これは、西シベリアの産油地域の中で最大の減少幅であった。ロスネフチとガスピロムネフチは、より収益性の高い子会社の生産水準を維持するために「トムス

クネフチ」を犠牲にしたと考えてよいであろう。

トムスク州政府の報告書には、「OPEC+の減産協定が失効した後にトムスク州の石油生産量を元の水準に戻すには、休止井のリハビリと新しい井戸の掘削のために追加の投資を行うことが必要になるだろう」と記されている。ここから導き出される明白な結論は、トムスク州の石油生産量は2019年の水準には決して戻らないということである。

参考までに付け加えれば、現時点では、トムスク州には年間200万t以上を生産する鉱床も、生産するポテンシャルを有する鉱床も存在しない。

ノヴォシビルスク州とオムスク州の石油生産をめぐる状況については、現時点での生産規模が非常に小さい上に今後それが拡大する可能性もないので言及しない。

2020年秋にロシア各地域の行政は、2021～2023年のそれぞれの地域の社会経済発展予測を発表した。そこに記されている西シベリアの各地域の今後の石油およびガスコンデンセートの生産予測は以下に示す表の通りとなっている。

表5 西シベリアでの石油およびガスコンデンセートの生産の展望、100万t

地域名	2021	2022	2023
ハンティ・マンシ	214-215	219-220	214-220
ヤマロ・ネネツ	62.5	67	67.3
チュメニ州南部	11.2	11.3-11.5	11.4-11.7
トムスク州	8.6-8.78	8.54-8.74	8.47-8.68
オムスク州*	0.1	0.1	0.1
ノヴォシビルスク州*	0.1	0.1	0.1
合計	296.5-297.7	306-307.4	301.4-307.9

*当会評価

出所：オムスク州とノヴォシビルスク州以外は各行政発表

OPEC+協定に基づく減産義務が現在の計画通りに、2022年5月から解除されることが、この生産予測の大前提となっている。その前提が実現し状況が理想的に推移したとしても、西シベリアの2022～2023年の石油生産水準は3億800万t/年を上回ることはないと思われている。2020年を除きここ数年で西シベリアの生産量が最も少なかったのは2015年（3億960万t）であるが、2022～2023年の数字は同年の数字をも下回ることになる。

これまでがそうであったように、今後もハンティ・マンシ自治管区が西シベリアの液体炭化水素の生産を牽引することになるであろう。その関係で、同自治管区の長期的な液体炭化水素の生産の見直しには特に大きな注意を払う必要がある。新型コロナウイルスが流行する以前の2019年初めの時点でハンティ・マンシ自治管区行政は、2036年までの同自治管区の開発予測を発表していたが、当該の文書によれば同自治管区の2019～2024年の平均年産量は2億2,260万tになるとされている。ただ、2020～2022年にOPEC+協定に基づく減産が実施されることを勘案すると、実際の平均値が当該の予測値を下回るのは確実である。また、当該の文書によれば2025～2030年の平均年産量は2億310万tに達するとされている。ただ、2020～2022年に減産が実施され2023年以降に減産義務が解除され生産が回復する可能性が高いので、実際の平均値は予測値を若干上回ることになるだろう。ただ、2031～2036年の年産量に関しては、2021～2022年の減産が

プラスの効果をもたらすことはないであろう。その期間のハンティ・マンシ自治管区の年産量の平均値は、1億8,390万tにとどまるであろう。

このように、ハンティ・マンシ自治管区の生産量はほどなく減少に転じる可能性が高く、そのことは西シベリア全体の生産量の減少につながるであろう。

1.3. 東シベリアの石油生産とその展望

東シベリアでは、クラスノヤルスク地方、イルクーツク州、サハ共和国の三つの地域で液体炭化水素の生産が行われている。東シベリアの鉱床の開発が本格化したのは2000年代の末であるが、それが可能になった主因は同時期に東シベリア・太平洋パイプライン（以下、ESPOと称する）が稼働を開始したことにある。同地方は増産フェーズが今も続く新しい産油地域だといえる。ただ、ロシアの液体炭化水素の総生産量に占める同地方のシェアは2020年時点でも10.4%未満にすぎなかった。

表6 東シベリアの石油およびガスコンデンセートの生産量、100万t

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
合計、うち	35.2	40.6	44.2	47.2	50.7	52.2	55.3	56.4	53.5
クラスノヤルスク地方	18.5	21.7	22.3	22.2	22.4	23.3	24.6	23.9	20.2
イルクーツク州	9.9	11.4	13.2	15.4	18.0	18.5	18.5	18.2	17.0
サハ共和国	6.8	7.5	8.7	9.6	10.2	10.4	12.2	14.3	16.2
ロシア全体の液体炭化水素生産量に占める東シベリアのシェア、%	6.8	7.8	8.4	8.8	9.3	9.5	10	10	10.4

出所：各連邦構成主体行政府

多くのアナリストの予測通り、2019年に同地方の増産テンポは鈍化した。さらに、クラスノヤルスク地方とイルクーツク州では生産量が前年の数字を下回った。この点に関し、イルクーツク行政府の報告書には「主要な石油鉱床でプラトーが達成されたことを受け、2019年に我が州の石油生産量は減少に転じた」と記されている。一方、クラスノヤルスク地方では、2016～2018年に複数の大規模鉱床の商業開発が開始されたにもかかわらず2019年の生産量が前年を下回るという結果となった。

ここで指摘しておく必要があるのは、1990年末ごろからロシアではプラトー達成後に急激な減産フェーズに転じる鉱床が目立ち始めているという事実である。この傾向は特に東シベリアの生産水準に否定的影響を及ぼしている。同地方では、開発の対象となっている鉱床の数が西シベリアなどと比較すると少ないからだ。ちなみに、可採原始埋蔵量の観点からみると東シベリアで開発中の石油鉱床はいずれも、大規模鉱床（3,000万～3億t）か巨大鉱床（3億t以上）の範疇に属する。そして、それらの鉱床はすべてソ連時代に発見されている。

「コロナウィルス以前」の予測によれば、東シベリアの石油生産量は2023年ごろにプラトーの6,200万～6,300万t/年に達することが見込まれていた。

2020年1～4月期、すなわち年初からOPEC+の新減産協定が発効するまでの時点でクラスノヤルスク地方の石油生産量はすでに減少傾向にあったが、イルクーツク州の生産量は2019年と同じ水準で維持されていた。さらに、サハ共和国では増産傾向が観察されていた。しかし、新しい協定が発効し減産義務が発生した2020年5月には、クラスノヤルスク地方とイルクーツク州の石油生産量は大幅に（4月比で10%以上）

落ち込む。これは、それらの地域の地下資源利用者たちが多くの井戸を休止させたからだと判断される。しかし、サハ共和国では逆に増産テンポが加速した。その後 2020 年末にかけ、クラスノヤルスク地方では生産量が若干回復したが、イルクーツク州では5月とほぼ同じ生産水準がそのまま続いた。一方、サハ共和国では増産傾向がそのまま年末まで続いた。つまり、サハ共和国では少なくとも 2020 年に関しては減産措置が講じられなかったことになる。

既述の通り、2020 年秋にロシア各地域の行政府は、2021～2023 年のそれぞれの地域の社会経済発展予測を発表したが（サハ共和国だけは 2024 年までの予測を発表した）、それらの文書によると、東シベリアの三つの連邦構成主体の今後の液体炭化水素の生産予測は以下の表の通りとなっている。

表7 東シベリアの石油とガスコンデンセートの生産の展望、100 万t

	2021	2022	2023
クラスノヤルスク地方	23.2-24.6	23.2-26.8	24.2-29.1
イルクーツク州	n.a	n.a	n.a
サハ共和国	14.5-16	14.8-16.7	15.1-17.3

出所：各連邦構成主体行政府

クラスノヤルスク地方の 2021～2022 年の予測値には違和感を抱かざるを得ない。そこでは、OPEC+協定に基づく減産義務が全く考慮されていないからだ。しかも、既述の通り、同地方の鉱床のすべてが減産の対象になっているという事実も他方で存在する。また、クラスノヤルスク地方の生産予測に関して言えば、2022 年から 2023 年にかけて生産量が増加することになっているという点も気になる。同地方の石油生産量を増加させるにはパイヤハ鉱床の商業生産を開始することが必要不可欠となるが、その開発の先行きは不透明で、同鉱床を当てにするのは時期尚早である（詳しくは 1.3.2 参照）。

ちなみに、クラスノヤルスク地方行政府の予測では、2030 年に同地方の石油およびガスコンデンセートの生産量は 3,000 万～4,000 万 t に達するとされているが、予測の幅の大きさは、現時点では具体的にどの鉱床をベースとして当該の増産を達成するかという点が不透明であることの証左であると判断される。

サハ共和国では、ここ数年の間に観察されたものよりも緩やかなテンポではあるものの今後も増産フェーズが維持されるとみられている。

イルクーツク州の場合は具体的な予測値が示されていないが、そこには、今後の石油生産動向を正確に予測するのは困難という同州の行政府の認識が存在する。ただ、予測文書では生産指標の増加テンポは示されており、それによれば、「イルクーツク州の石油と天然ガスの生産指標は 2023 年までの期間に毎年 1.2～6.5% のテンポで増加する」とされている。ここで指摘しておく必要があるのは、同州最大の地下資源利用者である「イルクーツク石油会社」が現在、ガス資源のマネタイゼーションを念頭に置いたプロジェクトに積極的に取り組んでいるという事実である。一方で、これは地下資源の合理的利用の好例だといえる。しかし、他方でこれは、民間の石油ガス会社である「イルクーツク石油会社」のオーナーの観点から見て、石油分野への投資よりもガス分野への投資の方が経済的合理性が高くなっていることも意味している。ここで忘れてならないのは、「イルクーツク石油会社」が 2010 年代に奇跡的と言っても過言ではない急激なテンポで石油の増産を達成した会社だという点である。2010 年時点で同社の石油生産量は 66 万 t であったが、それが 2019 年には 900 万 t 強に達した。さらに、同社がイルクーツク州で数十の新鉱床を発見することに成功しているという事実も看過できない。そのような石油分野での輝かしい実績があるにもかかわらず、同社がガス関連プロジェクトを優先し始めたのはなぜであろうか。それは高い収益性を期待できる石油の埋蔵量が枯渇し始

めたことを意味している、と考えるのが妥当であろう。最近になり「イルクーツク石油会社」はイルクーツク州以外のエリア、たとえばクラスノヤルスク地方やサハ共和国に進出し開発ライセンスを獲得するようになっているが、その背景にもイルクーツク州内の鉱床の石油資源の枯渇という事情が存在する可能性が考えられる。いずれにせよ、「イルクーツク石油会社」がガスプロジェクトの実現に積極的に取り組み始めているのは事実で、今後数年の間にイルクーツク州のガス生産量が増加し始めるのは確実である。一方、石油生産量の方は減少に転じることになるだろう。

イルクーツク州の 2030 年までの発展戦略には、「我が州の石油の生産量は 2030 年までに 2,200 万～2,400 万 t/年に増加するであろう。そして、その半分は新しい鉱床で生産されることになるだろう」と記されているが、そこには、増産を牽引するとされる「新しい鉱床」の具体名は示されていない。

1.3.1. ヴァンコール鉱床群

同鉱床群は、ヴァンコール（鉱床群の中では最も規模が大きい）、スズン、タグル、ロドチノエの 4 鉱床で構成される。同鉱床群はクラスノヤルスク地方北部のヤマロ・ネネツ自治管区との境界線からほど近いトゥルハン地区に所在する。地質学的観点からみた場合、同鉱床群は西シベリア石油ガス賦存地域の一部とみなされる。

ヴァンコール鉱床は 1988 年に発見された。同鉱床の生産性の高い油層は、隣接するヤマロ・ネネツ自治管区の鉱床同様に白亜紀に属する。

1990 年代初めの時点で、同鉱床の可採埋蔵量（C1+C2 カテゴリー）は 1 億 2,500 万 t と評価されていた。1993 年に同鉱床の開発ライセンスをめぐるテンダーが実施され、クラスノヤルスク地方トゥルハン地区行政政府傘下の複数の地質探査企業と Anglo Siberian Oil Company という会社（以下、ASOC）により設立された「エニセイネフチ」（ASOC が株式の過半を保有していた）がライセンスを獲得した。しかし、「エニセイネフチ」の株主たちが単独で同鉱床の開発に着手することはなかった。同社はもともと単独での開発を視野に入れておらず、大手石油会社の誘致に成功した後にその会社と共同で開発に着手することを考えていた公算が極めて高い。

2000 年になり、「エニセイネフチ」の株主となっている複数の地質探査企業の株式の過半を買収するという形で「ユコス」がプロジェクトに参画した。その後、2003 年にロスネフチが ASOC の株式の 100% を取得し、プロジェクトのイニシアティブを握るようになった。さらに、2007 年になり「ユコス」の破産プロセスの中でロスネフチは、「エニセイネフチ」の株式を保有していた「ユコス」傘下の複数の地質探査企業を買収し、ヴァンコール鉱床の開発ライセンスを自社の子会社の「ヴァンコールネフチ」に譲渡するという措置を講じた。

ヴァンコール鉱床に対する実質的な支配権を確立した後にロスネフチは同鉱床で追加の探査作業を開始したが、その結果、埋蔵量の増加の方向での再評価が行われることとなった。具体的に言えば、2005 年中盤時点では 2 億 2,700 万 t と評価されていた C1+C2 カテゴリーの石油の埋蔵量が、2007 年には 4 億 9,000 万 t に達した。ロスネフチが発表した最新の数字によれば、同鉱床の原始埋蔵量は 5 億 2,500 万 t だとされている。

ヴァンコール鉱床開発プロジェクトにおける最大の問題は、生産した石油をどの方向に輸送するのかという点であった。当初ロスネフチは、北極海に面したディクソン港にターミナルを建設しヴァンコールで生産される石油を全量北極海航路経由で出荷することを計画していた。しかし、結局のところ国家の利益が優先されることになり、ヴァンコール鉱床は ESPO の主要な石油供給源の一つに選定された。そして、ロスネフチは、ヴァンコール鉱床を起点に南下シトランスネフチの幹線パイプラインのプルペ・ポンプステーションに至る総延長 556km のパイプラインを建設することになった。

2009年夏にロスネフチはヴァンコール鉱床の商業生産を開始した。その時点の計画では、プラトーは2,500万～2,550万t/年で（上記のヴァンコール～プルペパイプラインの輸送能力と鉱床のアップグレーダーの処理能力がまさにその値に設定されていた）、2014年に達成されることになっていた。計画通りに同鉱床では2014年にプラトーが達成されたことになっているが、その値は計画を下回る約2,200万t/年にとどまった。

2017年10月に、ヴァンコール鉱床の累積生産量が1億5,000万tを突破した。しかし、その頃になると2016年から始まっていた同鉱床の減産傾向がより深刻なものとなっており、2018～2019年には減産テンポが加速した。さらに、2020年も前年比で20%生産量が減少したが、同年については、OPEC+協定に基づく減産義務も一定の影響を及ぼした可能性が考えられる。

表8 ヴァンコール鉱床群の各鉱床の生産量

鉱床名/鉱区名	開発開始年	年初時点での PRMS 基準 準拠の埋蔵量、100 万t		石油生産量、1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020
ヴァンコール合計、うち	2009	141.9	114.1	17,624	16,148	14,069	11,344
ヴァンコール鉱区	2009	121.3	101.2	15,920	14,413	12,504	10,340
北ヴァンコール鉱区	2012	20.5	12.9	2,334	1,734	1,565	1,004
スズン	2016	17.7	14.5	4,137	4,063	2,762	2,108
タグル	2018	40.6	35.9	343	1,262	1,341	1,976
ロドチノエ	-	7.8	13.1	-	220	642	750*
合計		208	177.6	22,104	21,693	18,814	16,178*

* 2020年1～9月期の生産実績をベースにした推定値

出所：ロスネフチ

ヴァンコール周辺のスズン鉱床とタグル鉱床のライセンスは、2010年代初め時点では TNK-BP が保有していたが、輸送インフラが存在しないため（正確に言えば、ロスネフチが自社にて保有するヴァンコール～プルペパイプラインの使用を認めない意向を示していたため）、開発は実施されないままとなっていた。また、その時点ではロドチノエ鉱床は未分配ファンドに属していた。

2012年末にロドチノエ鉱床の開発ライセンスを対象とするオークションが実施され、当時 TNK-BP の傘下に入っていた「サマトロールネフチェガス」が落札に成功した。ただ、オークションが実施された時点では、ロスネフチと TNK-BP との間で前者による後者の買収を規定した法的拘束力のある協定がすでに締結されていた。ロスネフチは TNK-BP を正式に買収した後に、「ヴァンコールネフチ」をヴァンコール鉱床群に属する4鉱床の開発プロジェクトのオペレーターに指名した。ただ、「ヴァンコールネフチ」が直接保有しているのはヴァンコール鉱床と北ヴァンコール鉱床のライセンスだけで、スズン鉱床のライセンスは公開型株式会社「スズン」が、タグル鉱床のライセンスは有限会社「タグリスコエ」がそれぞれ保有している。また、ロドチノエ鉱床のライセンスは今も「サマトロールネフチェガス」が保有し続けている。

ロシア政府とロシアの国営企業を対象とする西側諸国の制裁が発動された後の2014年にロスネフチは、少数権益保有者として外資を自らのプロジェクトに誘致することを目的とする活動を急激に活発化させた。ヴァンコール鉱床群開発プロジェクトも当該活動の対象となり、2016年に複数の取引を通しロスネフチは「ヴァンコールネフチ」の株式の26%をインドの ONGC Videsh に、23.9%をインドの Oil India、Indian Oil Corporation、Bharat PetroResources の3社で構成されるコンソーシアムにそれぞれ売却することに成功した。ここで注目しておく必要があるのは、当該の株式売却時点で「ヴァンコールネフチ」が保有していたのはヴ

ヴァンコール鉱床の開発ライセンスと同鉱床の生産インフラだけだったという事実である。その時点では、ヴァンコール鉱床群とトランスネフチの幹線パイプラインとを繋ぐ「ヴァンコール〜プルペ」パイプラインをはじめとする共通インフラの所有権は新たに設立された「RN ヴァンコール」という会社に移されていた。また、ヴァンコール鉱床群開発プロジェクトのオペレーターの権限もこの「RN ヴァンコール」という会社に移されていた。ロスネフチは「ヴァンコールネフチ」の株式の49.9%を42億2,000万ドルでそれらのインド企業に売却した。さらに、ロスネフチは「ヴァンコールネフチ」の株式の50.1%を手元に残すこと、ならびに、「RN ヴァンコール」を通しヴァンコール鉱床群の開発プロジェクトのオペレーターのステータスを維持することにも成功した。そのインド企業に対し、ロスネフチは、ヴァンコール鉱床群の他の鉱床のライセンスを保有する企業の株式の売却オファーも行ったが話は進まず、2017年秋に交渉は打ち切られた。その結果、ロスネフチは、スズン、タグル、ロドチノエの各鉱床の開発に単独で取り組むこととなった。

スズン鉱床はヴァンコールの北方に位置する鉱床で、1972年に発見された。ヴァンコール鉱床群に属する新しい3鉱床の中では最も調査が進んでいる鉱床で、かつ地質構造も最も単純となっている。ちなみに、当初ライセンスを保有していたTNK-BPの計算ではプラトー時には年間450万tの石油が生産されることが見込まれていた。

TNK-BPを買収したロスネフチは2014年にスズン鉱床とヴァンコール鉱床とを繋ぐ長さ101km、輸送能力450万t/年のパイプラインの建設を開始した。その後、スズンでは2016年秋に商業生産が開始され、翌2017年には早くも年産量が410万tを超えた。しかし、結局この数字がピークとなり、2018年後半より同鉱床の生産量は減少し始め、その傾向は現在に至るまで続いている。残存可採埋蔵量に比して多すぎる量の石油が回収されてきたという事実を勘案すると、同鉱床では今後も減産傾向が続く可能性が高いと判断される。

タグル鉱床はヴァンコールの南方に位置する鉱床で、1988年に発見された。同鉱床の油層の構造は非常に複雑で、しかもパラフィン分の多い石油が埋蔵されている（これは、同鉱床の石油を幹線石油パイプラインに供給する際には事前に相応の処理を行う必要があることを意味する）。ロスネフチは2018年末に同鉱床での商業生産開始を公式に宣言した。ただ、実際には、同鉱床では2017年末より商業規模の生産が開始されていた。

同鉱床の第1生産コンプレックスの生産能力は230万t/年に設定されている。ロスネフチによれば、同鉱床のプラトーは480万t/年に設定されているが、その値が達成されるのは「2022年以降」になると見込まれている。

ロドチノエ鉱床はヴァンコールとタグルの中間地点に位置する鉱床で、1985年に発見された。同鉱床では2016年秋から生産井の掘削と生産関連インフラの建設が開始され、2017年春からは同鉱床とヴァンコール鉱床とを繋ぐ長さ15kmのパイプラインの建設が開始された。そして、2018年からは試験生産が開始されている。同鉱床では2020年中に商業生産に移行する予定となっていたが、2021年初頭時点では商業生産開始宣言は出されていなかった。おそらく、同鉱床もOPEC+協定に基づく減産措置の対象になったものと推測される。アップグレーダーの設計処理能力から判断して、同鉱床の当面のピーク生産量は約200万t/年に設定されているものと推定される。

以上述べてきたことからわかる通り、ヴァンコール鉱床群には今後数年間にわたって増産を維持することを可能とする二つの成長ポイントが存在する。一つはタグル鉱床の第2生産コンプレックスであり、もう一つはロドチノエ鉱床である。それら二つの成長ポイントは合計で300万/年以上を現行の鉱床群の生産水準に上積みすることを可能にするだろう。おそらく、当該の二つの成長ポイントのおかげで、鉱床群の生産量は再び増加に転じることになるであろう。ただ、ヴァンコール鉱床群の生産量がピークだった2016～2017年の水準（年産2,210万t以上）を上回することは難しいであろう。

1.3.2. その他の鉱床

パイヤハ鉱床と「ヴォストークオイル」プロジェクト パイヤハはクラスノヤルスク地方北部のエニセイ河の河口付近に所在する鉱床で、1990年に発見された。最初に掘削された探鉱井で石油の噴出が確認されたが、それは当該の探鉱井が当初ターゲットとしていた油層とは異なる油層の石油であった。その後、発見された構造ではさらに3本の探鉱井が掘削されたが、そのうちの1本においてのみ少量の石油の噴出が確認されるにとどまった。

ソ連解体後、当然のごとく、パイヤハが所在するクラスノヤルスク北部のタイムイル地区での探査作業は中止されてしまった。2000年になりパイヤハの過去の地質探査データの再検討が行われ、同鉱床の新しい地質モデルが作成された。その地質モデルをベースにパイヤハでは2001年に新しい探鉱井の掘削が開始されたが、資金不足のためその掘削深度が目標値(3,600m)に達したのは2009年になってからのことであった。当該の探鉱井の掘削の結果、二つの石油賦存砂岩層が発見され商業生産が可能な量の石油埋蔵量も確認された。

2012年にさらにもう1本の探鉱井の掘削が行われ、結果も良好であった。その時点では、パイヤハ鉱床と隣接する北パイヤハ鉱床のライセンスは公開型株式会社「パイヤハ」という民間企業が保有していた。

長い間パイヤハ鉱床にロシアの大手石油会社が1社たりとも関心を示さなかったという事実は、当時は同鉱床のポテンシャルがそれ程高く評価されていなかったことを意味していると考えてよいであろう。石油がそこに埋蔵されているという事実(2013年時点ではパイヤハ鉱床と北パイヤハ鉱床の可採埋蔵量は合計で5,890万tと評価されていた)、ならびに、埋蔵されている石油の品質が高いという事実(事実上、硫黄分を含んでいない)は認識されていたが、両鉱床ともインフラが全く整備されていない遠隔地に所在するため評価が低かったのである。

ところで、ロスネフチの元社長(2010~2012年)で、同社の現在のトップであるセーチンの片腕的存在ともいわれるフダイナトフが、「ネフチェガスホールディング」(2017年までは「独立石油ガス会社」という社名であった)という自分の会社を2012年に設立したのだが、同社は設立直後より石油の上流関連資産の積極的な買収を開始し、2013年には公開型株式会社「パイヤハ(後に「タイムイルネフチェガス」に改称された)」を買収した。

結果論から言えば、フダイナトフは最適ではない時期に上流関連資産の買収を開始したといえる。フダイナトフは複数の資産を買収したが、結果的にいずれも最も油価が高い時期に買収する結果となったのである。その後、2014年後半に油価は暴落し、それに伴いフダイナトフが2012~2013年に買収した資産の価値も暴落してしまう。その結果、2017年に「独立石油ガス会社」(現「ネフチェガスホールディング」)の業績は悪化し、傘下の複数の石油生産企業の売却を余儀なくされる。ちなみに、その時売却された生産企業の中でおそらく最も価値が高かったのは、ハンティ・マンシ自治管区を拠点とする「コンダネフチ」(1.2参照)だったと推測される。そして、主要資産売却後に「ネフチェガスホールディング」の手元に残された有望なプロジェクト、すなわち、ロシアの石油分野の尺度で見ても目立つ規模の石油生産を達成する理論上のポテンシャルを有するプロジェクトはパイヤハだけとなった。

2014年に「独立石油ガス会社」(当時)はパイヤハ鉱床に隣接する四つの鉱区(ムクスニフスキー、イルキンスキー、プリオゼルヌイ、ペスチャヌイ)のライセンスを取得した。その時点では石油の埋蔵量が確認されていた鉱区は一つも存在せず、いずれの鉱区についても事前評価資源量しか判明していなかった。

2015年になり多くのロシア企業が国家支援、具体的には国民福祉基金からの資金の拠出を要請するようになった。フダイナトフも例外ではなく、パイヤハ鉱床と北パイヤハ鉱床の開発とエニセイ河沿岸での年間貨物処理能力380万tの石油ターミナル「タナラウ」の建設のために781億ルーブルを拠出することを政府に要請した。ちなみに、その時点での当該の2鉱床の石油の埋蔵量は1億670万tと評価されていた(2014

年に探鉱井が1本掘削された結果、埋蔵量が増加した)。しかし、結局、フダイナトフは国民福祉基金の資金を獲得することができなかった。

当時パイヤハ・プロジェクトはかなり広範な議論の対象になっており、様々な興味深い事実が明らかにされていた。たとえば、「グリーンピース」は、「パイヤハ鉱床付近に炭疽で大量死したトナカイの埋設地が三つ存在し、その面積はそれぞれ60~200km²に達する。直近でタイムイルにおいて炭疽が流行したのは1960~1970年代のことであるが、ペスト菌の芽胞は土壌内で最大70年間生息し続ける(略)」との発表を行っている。

2016年夏にフダイナトフは、資金調達面での問題があり、パイヤハ鉱床開発ならびにターミナル建設プロジェクトの実施時期を1年延期するとの発表を行った。2017年になりフダイナトフはプロジェクト実現のための資金を外国で調達することを何度か試みたが、興味深いのは、その際にロスネフチと関係を有する複数の企業にも働きかけが行われたという事実である。結局、外国での資金調達の試みは失敗に終わる。ただ、2018年初頭時点で、パイヤハおよび北パイヤハの埋蔵量(C1+C2カテゴリー)は1億6,310万tにまで増加していた。

2018年になりフダイナトフの目の前に、パイヤハに対する国家支援を再度要請するために恰好の前提条件が出現する。周知の通り、2018年5月7日にウラジーミル・プーチンが再び大統領の座に就き、その当日に大統領令第204号「2024年までの期間のロシア連邦の発展のための国家的目標と戦略的課題について」に署名した。その文書には大統領からの複数の指令が記されているが、その中に、「ロシア連邦政府に対し(中略)、北極海航路を発展させ同航路経由での貨物輸送量を2024年時点で8,000万tにまで増やすことを念頭に置いた幹線インフラの拡大と近代化に関する総合計画を策定し2018年10月1日までに承認することを命じる」という一文が存在した。

2018年時点での北極海航路経由での貨物輸送量は約1,000万tであった。理論上は北極海航路で運搬できるはずの貨物を、2024年までに7,000万t見つけるというだけでも容易ならざる課題である。そして、パイヤハは当該の課題を達成するための貴重な貨物供給源として注目を集めることになる。フダイナトフは早速ロシア政府に対し、大統領令に示された課題達成のための支援を申し出る。それと同時に彼は財務省に対し、融資に対する国家保証の供与、金利部分への補助金の供与、ならびに、連邦予算を原資とする輸送インフラと電力インフラの建設を要請した。そのような流れの中でフダイナトフが新規に策定したパイヤハ開発計画では、年間輸送能力2,500万t、長さ413kmの石油パイプライン、総延長1,000kmの道路、出力750MWの発電所、総延長1,000kmの送電線、ならびに、石油出荷ターミナル(ディクソンの南約40kmのところ)に所在するセヴェル湾に立地予定)などが建設されることになっていた。また、その時点でフダイナトフは「パイヤハ鉱床の石油の埋蔵量は約6億tである」と述べていた。

2019年春に、大げさではなく、本当にセンセーショナルな出来事が生じる。「ネフチェガスホールディング」からの申請に従い、ロシア地下資源庁(ロシア天然資源・環境省の外局)がパイヤハ鉱床群の可採埋蔵量(C1+C2カテゴリー)が12億tであることを認定したのである。近年において、ロシアではそのような巨大な規模の埋蔵量を認定された会社は1社たりとも存在しなかった。参考までに言えば、この数字はヴァンコール鉱床の埋蔵量の倍以上に相当する。

ただ、ここで注目する必要があるのは、その時点でパイヤハ周辺の鉱区において新規に掘削された探鉱井はわずか1本にすぎなかったという事実である(当該の探鉱井はイルキンスキー鉱区で掘削された。フダイナトフが権益を獲得してから2019年5月までにパイヤハの鉱区で新規に掘削された探鉱井の数も合計でわずか2本にすぎなかった)。また、実施された3D地震探査の範囲も700km²で、鉱床の地質モデルに修正が加えられたにすぎなかった。つまり、パイヤハ鉱床群で大量の探査作業が実施されたとは全く言えない。それにもかかわらず、パイヤハ鉱床の二つの鉱区の埋蔵量は3億9,700万tにまで増加した(そのうちの8,200万tがC1カテゴリー)。ただ、埋蔵量が最も大きく伸びたのはパイヤハ鉱床に隣接する二つの鉱区(ペスチ

ヤヌィとイルキンスキー)で、C2 カテゴリーの石油埋蔵量(地球物理学的情報から判断してその存在が予想されるものの、探鉱井の試験でその存在が確認されたわけではない埋蔵量)が8億400万tにまで増加した。それまで、どちらの鉱区でも埋蔵量は認定されていなかった。

地下資源庁が巨大な埋蔵量を認定(「ネフチェガスホールディング」のバランスに計上することを認定)した結果、パイヤハは一躍東シベリアで最大の生産ポテンシャルを有する鉱床であると公に認識されることになった。西シベリアにもそれに相当する規模の原始埋蔵量を有する鉱床は存在したが、その数はそれほど多くない。さらに、ここで重要なのは、そういった巨大鉱床が「かつては存在した」という点である。現時点では、残存埋蔵量(ABC1+C2 カテゴリー)が10億tを超える鉱床は西シベリアにも存在しない。つまり、パイヤハは残存埋蔵量の点でロシア最大の石油鉱床となったわけである。

しかし、独立系のアナリストたちは地下資源庁が認定した数字を懐疑的に見ている。それは、単にパイヤハで掘削された探鉱井の数が少ないからだけではない。タイムルの地下資源についてはソ連時代も、そしてソ連解体後も調査が実施されており、十分に豊富な地質学的データが蓄積されている。それらのデータはいずれも、「当該エリアの含油層は石油の大量貯留を可能とする巨大なトラップの形成を促進するような特性を有していない」という結論を示唆している。換言すれば、パイヤハ付近では埋蔵量が10億tを超えるような巨大鉱床はもちろん、それより埋蔵量の少ない大規模鉱床ですら発見できる可能性が低いとみなされてきた。

アナリストたちの懐疑的判断の背景にあるもう一つの理由は、「ネフチェガスホールディング」が、「ヤマル LNG」と「アルクチク LNG 2」におけるノヴァテクの成功体験をパイヤハにおいて再現しようとしていることを示す兆候が存在することにある。類似点が多数存在するのである。それは、巨大な鉱床の存在、当該鉱床の開発のための税制上の特典の政府からの獲得、輸送インフラ整備に関連する国家からの直接的支援等である。また、プロジェクトの少数権益を外資に売り込み、プロジェクトの枠内での生産が始まるはるか前の段階で一定の資金を獲得しようとする動きもノヴァテクのプロジェクトと酷似している。実際、フダイナトフ自身もそのような意向を有していることを隠してはなかった。12億tという評価埋蔵量は、彼がその目論見を実現することを容易にするという役割を担っていたのかもしれない。

2019年6月に「ネフチェガスホールディング」はパイヤハ鉱床で、複数の生産井の掘削を開始した。同社の最新の計画によれば、「2024年までに同鉱床の商業生産が開始され、「2030年までに」当面のプラトーである2,600万t/年が達成される。さらに、将来的には年産量が5,000万t/年にまで増加する可能性がある」とされていた。その他、2024年までに新しい石油出荷ターミナル「セヴェル湾港」と同港と鉱床とを繋ぐ支線パイプラインも完成する予定となっていた。なお、ターミナルの処理能力は稼働開始時点では2,610万t/年だが、将来的には5,000万t/年にまで増強されることになっていた。

ただ、この計画には明らかな欠陥が存在した。この計画だと、すべてが順調に推移してもパイヤハで商業生産が開始されるのは2023年で、2024年時点での年産量は最大でも1,000万~1,200万tにとどまるからだ。それでは、プーチン大統領が掲げる2024年までに北極海航路経由での貨物輸送量を年間8,000万tにまで増大させるという目標へのプロジェクトの貢献度は極めて低いものとなる。

2019年春になり、北極海航路経由での輸送量の増大の問題にロスネフチのセーチンが関与することになる。2019年4月1日のプーチン大統領との会談の際に同氏は、「あなたはロシアの北極圏の発展に関する諸課題を提示されています。我々は現在、当該の課題、すなわち2024年までに北極海航路経由での貨物輸送量を年間8,000万tにまで増大させるという課題に完全に対応しうるクラスターを北極圏に構築する可能性について検討を行っています。ヴァンコール鉱床群および南タイムルの複数の地質探査プロジェクトなどで構成される北極地域の自社の既存のプロジェクトならびに将来有望なプロジェクトをベースとして(中略)。資源基盤が確認されれば次の段階において、ハタンガ地域に所在する東タイムルの鉱床もそこに加わりま

す（中略）。それら北極圏のクラスターは2024年の時点で必要な量の石油を供給できるでしょう。2024年までが第1フェーズと位置付けられ、その後2030年までに年産量は1億tにまで増加するでしょう。それら北極圏の統合された資産は、戦略的投資家を誘致する際の牽引車的役割を果たすことになるでしょう。我々は投資家誘致に向けた作業をすでに開始しております。西側の複数の大手投資家ならびに東南アジアの複数の大手投資家がプロジェクトへの関心を示しております」と述べた。

セーチンのこの計画は間もなく、ヴォストークオイルプロジェクトという名で呼ばれるようになる。そして、2019年末にロスネフチは、傘下のある子会社の名前を有限会社ヴォストークオイルに変更した。その会社がプロジェクトにおけるオペレーターの役割を果たすことになるはずである。

セーチンは、ヴァンコール鉱床群を起点として北方のパイヤハ鉱床群に至る長さ約400kmの石油パイプラインを新規に建設することを視野に入れている。パイヤハ鉱床群を起点に北極海沿岸の出荷ターミナルに至るパイプラインの建設も予定されていることを勘案すると、これは、ヴァンコール鉱床群の石油を北極海航路経由で出荷することが可能になることを意味する。

北極海航路経由での貨物の輸送量を増大させるという観点から見れば、これは全くもって正しい選択だといえる。しかし、常識的に考えれば、この構想は相当奇妙なものである。既述の通り（1.3.1参照）、ヴァンコール鉱床の生産量は減少しているし、今後生産が回復する可能性もほとんどない。さらに、同鉱床には輸送インフラがすでに存在し、しかもその輸送能力はヴァンコール鉱床およびその周辺の鉱床の石油に十分に対応しうるものとなっている、という事実も存在する。そういう状況下でなぜもう1本石油パイプラインを建設する必要があるのだろうか。

同じ2019年にロスネフチはパイヤハ鉱床に隣接する西イルキンスキー鉱区のライセンスを取得した。2019年秋時点で同鉱区の石油の埋蔵量（C2カテゴリー）は1,200万t、資源量は8億1,300万石油換算tとそれぞれ評価されていた。2020年になり同鉱区では西イルキンスキーNo.31という名称の評価井が掘削され評価作業が実施された。2020年末に地下資源庁は当該の評価井での評価作業の結果を受け、C1+C2カテゴリーの埋蔵量が5億1,100万tに達する西イルキンスコエ鉱床が発見されたことを認定した。つまり、パイヤハ鉱床と全く同じパターンで、すなわち最小限の地質探査しか行われていないのに、有望視されていなかったタイムイルで再び巨大な鉱床が発見された。先に地下資源庁が認定したパイヤハ鉱床の埋蔵量に関しては懐疑的な見方も少なくないと述べたが、西イルキンスコエ鉱床の埋蔵量に関しても全く同じことが言える。

2020年秋にヴォストークオイルプロジェクトは国から待望の支援を獲得することに成功する。ヴァンコール鉱床を起点に北方に向かうパイプラインの建設費用を補填するために、ヴァンコール鉱床に採掘税絡みの特別控除措置を適用することを国が認めたのである。ただ、ここで指摘しておく必要があるのは、当該の特別控除措置の適用対象となるのはヴァンコール鉱床だけで、その周辺の鉱床ならびにヴォストークオイルプロジェクトに関連するその他の鉱床は対象とならないという点である。さらに、ヴァンコール鉱床の地下資源利用者はロスネフチとインドの複数の企業との合弁企業である「ヴァンコールネフチ」だという点も忘れてはならない。ちなみに、2019年にロスネフチと当該の複数のインド企業は、ヴォストークオイルプロジェクトの実現に向けた協業に関する法的拘束力のない協定を締結しているが、ロスネフチの最終的な狙いは、インド企業側が保有する「ヴァンコールネフチ」の株式をヴォストークオイルの株式と交換させ、ヴァンコール鉱床のライセンスの所有者をヴォストークオイルに変更することにある。ただ、2021年初頭時点ではこのロスネフチの狙いは現実のものとはなっていなかった。

「ヴァンコールネフチ」とインド企業をめぐる一連の動きを見ていると、ヴォストークオイルプロジェクトの実現に取り組むための企業間の協力体制がまだ構築されていないとの印象を受ける。たとえば、有限会社ヴォストークオイルが西イルキンスキー鉱区の開発ライセンスとタイムイルの複数の鉱区の探査ライセンスを保有しているのは事実だが、その近辺に所在するバイカロフスコエ鉱床などいくつかの鉱区のライセ

ンス所有者は、ヴォストークオイルではなくロスネフチと BP の合併の「エルマク・ネフチェガス」である（持ち株比率はロスネフチが 51%、BP が 49%）。

このように企業間の協力体制作りがまだ終わっていないにもかかわらず、ロスネフチは 2020 年末にヴォストークオイルの株式の 10% を、従来から取引のある国際トレーダー「Trafigura」に売却している。取引の総額は明らかにされていないが、ロスネフチに近い銀行がアレンジャーとなり形成されたロシアの銀行団から Trafigura が 70 億ドルの融資を獲得したという事実は判明している。

さらに、次に、2020 年に観察されたヴォストークオイルプロジェクトに関連する一連の動きの中で最も重要な意味を持つ出来事について紹介する。同年末にロスネフチが、パイヤハ鉱床と北パイヤハ鉱床のライセンスを保有する「タイムイルネフチェガス」をフダイナトフの「ネフチェガスホールディング」から買収したのである。「タイムイルネフチェガス」の売却により、フダイナトフの会社はロスネフチから 7,160 億ルーブル（2020 年末時点のレートで換算すると約 97 億ドル）を獲得することになった。そのうち 6,150 億ルーブルは 2020 年中に支払われ、残りの 1,010 億ルーブルも 2021 年中に支払われることになっている。さらに、ロスネフチはそれらの現金の他に、タイムイルネフチェガスの取得代金の一部として、傘下の複数の生産企業（それらの企業の価値は合計で 1,070 億ルーブル（14 億 5,000 万ドル）と評価されている）を「ネフチェガスホールディング」に譲渡した。2020 年中にそのうちの 250 億ルーブル分の資産が譲渡され、2021 年中に残りの 820 億ルーブル分の資産の譲渡が行われることになっている。ロスネフチがフダイナトフの会社に譲渡することになった複数の生産企業の生産能力の合計値は約 1,000 万 t/年に達する。ただ、譲渡対象となつたいずれの生産企業でも減産傾向が観察されている。

2021 年初めの時点で、ロスネフチは複数の子会社を通しヴォストークオイルプロジェクトの対象となる鉱床・鉱区のすべてを傘下におさめることになった。その一方で、外部投資家の誘致作業はまだ完了していない。プロジェクトの中心となる「巨大」鉱床の埋蔵量評価の特殊性を勘案すると、それは想定内のことだといえる。さらに、ロスネフチはプロジェクトの最終投資決定をまだ採択していないが、これもまた想定内のことだといえる。2019 年度のロスネフチの年次報告書には同プロジェクトに関し次のような記述がある：「ロシア連邦大統領が提示した北極海航路への貨物供給に関する課題を遂行するため、我が社は炭化水素資源生産に関連する大規模プロジェクトの実現に必要な基盤を構築する。そのことは、クラスノヤルスク地方北部の新しい産油地域の開発に関する総合的プログラムの実現を可能とするであろう」。ただ、世界中を探しても、特定の輸送ルートの活性化を念頭に置き石油鉱床の開発を行った事例はこれまで一つも存在しないはずである。それでもプロジェクトの経済効率の評価は必要となるが、ヴァンコール鉱床群に関しては、経済的合理性の観点から見て最も妥当なのは「何も新規に建設せず、既存の搬出用パイプラインを利用し続けることである」と断言しうる。

さらに、ここで付け加えて置く必要があるのは、すべての国家機関がヴォストークオイルプロジェクトに賛意を示しているわけではないという点である。たとえば、ヴァンコール鉱床群の石油が北に振り向けられることになれば、別の国営企業である「トランスネフチ」（石油と石油製品の幹線パイプラインの管理運営を独占的に行う会社）が大きな損失を被るのは確実である。

その他、パイヤハや西イルキンスコエといった「巨大鉱床」については、その生産ポテンシャルをより正確に評価することを目的とするより詳細な探査の実施が必要不可欠となる。現在、パイヤハの年間生産量が 2,600 万～5,000 万 t/年に達するとの予測が出ているが、この数字は余りにも楽観的だと言わざるを得ない。

ユルブチェノ・トホムスカヤ貯留ゾーン 複数の鉱床で構成されるユルブチェノ・トホムスカヤ石油ガスコンデンサート貯留ゾーンは 1970 年代から 1980 年代にかけクラスノヤルスク地方の現在のエヴェンキ地区の南部において発見された。同ゾーンで発見された鉱床の中で最大の規模を有するのは、ユルブチェノ・トホムスコエとクムビンスコエの 2 鉱床である。ただ、製品を需要家に届ける手段が存在しなかったため、両鉱床

の商業開発はつい最近まで実施されなかった。

ユルブチェノ・トホムスコエ鉱床のライセンスは1996年より「東シベリア石油ガス会社」(以下 VSNK)が保有している。同鉱床の油層はリフェアンおよびエディアカラ紀に属し、賦存深度は約2,500mとなっている。1999年になり当時まだ独立した石油会社であった VSNK は、数本の探鉱井の掘削結果をベースに同鉱床で年産350万t規模での試験商業生産を開始し、将来的には年間2,100万tの石油と150億m³のガスを生産するという計画を策定した。

その後、2000年初めに「ユコス」が VSNK の支配株を取得したが、同社はユルブチェノ・トホムスコエ鉱床を当時同社が建設を計画していた「アンガルスク～大慶」石油パイプラインの主要な資源基盤と位置付けていた。「ユコス」の当時の計画では、ユルブチェノ・トホムスコエ鉱床において2005年には年産700万～750万tが、2008年には年産1,300万tがそれぞれ達成される見込みとなっていた。しかし、数年後に「ユコス」は同鉱床の開発への熱意を喪失する。ただ、それは、政府が民間主導のアンガルスク～大慶パイプライン建設プロジェクトを容認しなかったことや、いわゆる「ユコス事件」が勃発したことが原因ではなかった。その主因の一つは、2004年に当時の VSNK の幹部が語っていたように、「これまではユルブチェノ・トホムスコエ鉱床は地質構造が良好で、油層に当たればその後は自噴状態が続くとみられていた。しかし、2001年秋から我々が行った調査の結果、そうではないことが判明した。地質学的に見て非常に難しい鉱床であることが分かった。一時、我々は、この鉱床には商業生産を可能にするような規模の埋蔵量が存在しないのではないのか、という疑念すら抱いた」という事実にあった。

2007年春に実施された(破産した)「ユコス」の資産の競売を通し、ロスネフチが VSNK を傘下におさめることになった。その後、2010年夏にロスネフチはユルブチェノ・トホムスコエ鉱床において二つの探鉱井(水平井)を掘削し、石油の噴出を確認した。当該の二つの井戸の噴出量は、西シベリアの同様の井戸のその2倍の142m³/日と191m³/日に達した。

2009年にユルブチェノ・トホムスコエ第1鉱区の総合インフラ建設プロジェクトが国家鑑定をパスした。この事実を受けロスネフチは、2013年中に同鉱床での生産を開始することを計画していた。当該の計画では、開発初期段階で年産250万tが達成されることになっていた。また、その数字を達成するために同鉱床では28の生産井が掘削され、必要な生産インフラが構築され、さらにタイシエットに至る長さ約600kmの石油パイプラインも建設されることになっていた。また、2013～2023年に想定されていた開発の第2段階では井戸の数が443に達し、年産750万t(ガスは25億m³)が達成される見込みになっていた。さらに、2023年以降に到来するプラトー時には、年産1,010万t(ガスは30億m³)が達成されることになっていた。ここで注目すべきなのは、時間を経るにつれユルブチェノ・トホムスコエ鉱床のポテンシャルに対する評価が厳しいものになっているという点である。具体的に言えば、1990年代末の時点では同鉱床のプラトー時の生産量は2,100万t/年に達するとみられていたのだが、2000年代末時点ではその半分の約1,000万t/年程度と評価されるようになっていたのである。

2010年秋にユルブチェノ・トホムスコエ鉱床を起点にタイシエットに至る年間輸送能力1,240万tのパイプラインを建設するという計画が国家鑑定をパスした。しかし、当該の石油パイプラインの建設が開始されることはなかった。ロスネフチは2010～2011年に当該パイプラインの建設のための資金を国から獲得すべく動いていたが、その際、当該パイプラインは(ヴァンコール～プルペパイプライン同様に：1.3.1参照)自社に帰属するサイト内パイプラインであり、(トランスネフチに帰属する)幹線パイプラインではないという姿勢を崩さなかった。ただ、ロスネフチの主張を認めた場合には、スラヴネフチ(その時点ではガズプロムネフチとTNK-BPの合弁であった)がライセンスを保有するクユムビンスコエ鉱床(ユルブチェノ・トホムスコエの北部に位置する)の石油をそのパイプライン経由で輸送することが困難になる可能性があった。このため、結局、政府はロスネフチの主張を却下し、当該パイプラインを同社に帰属させることを認めなかった。そこには、ヴァンコールの悪しき前例、すなわち、隣接する二つの鉱床を開発するために並行して走る長さ数百kmのパイプラインをもう1本新規に建設することを検討する必要性に迫られたという苦い経験を繰り返したくないという政府側の意図が存在した。そして、2012年春になり政府はクユムビンスコエ鉱床

を起点にタイシェットに至る総延長 700km、輸送能力 1,500 万 t/年の幹線パイプラインを建設するという計画を承認した。その決定を受け、トランスネフチは 2013 年秋より当該の幹線パイプラインの建設を開始した。当初、この幹線パイプラインは 2016 年末より稼働を開始する予定となっていた。

しかし、その 1 年後の 2014 年秋になり、当該の幹線パイプラインにはおそらく十分な量の石油が供給されないであろうことが判明した。当時トランスネフチが発表した情報によれば、「当該の幹線パイプライン建設の決定が採択された時点でロスネフチとスラヴネフチは 2020 年には 1,400 万 t/年以上の石油を同パイプラインに供給することを約束していたが、2014 年秋に当該の数字が 850 万 t にまで引き下げられた」とされていた。一方、ロスネフチの方は 2014 年春の時点で、「ユルブチェノ・トホムスコエ鉱床では第 1 フェーズにおいて年間 500 万 t の石油が生産され、将来的にはその値が 730 万 t に達すると見込まれている。ただ、その実現時期は 2019 年以降となる」との見解を示していた。このように、生産予測は何度も下方修正されることとなった。スラヴネフチ（ロスネフチが TNK-BP を買収したので現在はロスネフチとガスプロムネフチの合弁となっている）も同様に、クムビンスコエ鉱床からの石油の供給量予測を大幅に下方修正している。具体的に言えば、2012 年時点では最大で年間 1,000 万 t の石油を供給するとしていたものが、2014 年時点では「2020 年時点でのクムビンスコエ鉱床の生産量は 350 万 t/年にとどまる」との見解を示すようになっていた。

さらに、2015 年になり、2014 年にロスネフチとスラヴネフチが発表した下方修正済みの数字ですら楽観的にすぎるものであったことが判明する。たとえば、ロスネフチはユルブチェノ・トホムスコエ鉱床の商業生産開始時期をまず 2017 年に延期し、さらにその後、2018 年に延期した。それと同時に、プラトー時の生産量も 500 万 t に下方修正された。同様にスラヴネフチもクムビンスコエ鉱床の商業生産開始時期を 2018 年に延期することを発表した。

そのような状況を受け 2015 年秋にロシア政府はクムビンスコエ～タイシェットパイプラインの建設計画を変更し、2 段階に分けて計画を実現することを発表した。2016 年末に終了した第 1 段階では、予定されていた 4 基のポンプステーションのうち 2 基だけが建設され、パイプラインの輸送能力を 860 万 t/年に制限するという措置が講じられた。2023 年末に完成予定の第 2 段階では、残りの 2 基のポンプステーションを建設し輸送能力を設計値の 1,500 万 t/年にまで増強することが計画されている。この措置は、少なくともトランスネフチの支出負担を軽減させることには貢献している。

表9 ユルブチェノ・トホムスカヤ貯留ゾーンの鉱床の液体炭化水素生産量

鉱床名	生産開始年	年初時点の PRMS 基準準拠の埋蔵量、100 万 t		石油生産量、1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020
ユルブチェノ・トホムスコエ	2017	42.4	42.2	736	2,308	4,058	3,027
クムビンスコエ	2018	316.8*	306.6*	248	468	969	1,459

*ロシアの評価基準に基づく AB1+B2 カテゴリーの数字
出所：ロスネフチおよびスラヴネフチ

ちなみに、資源基盤である 2 鉱床の開発の遅れを受け、「トランスネフチ」はクムビンスコエ～タイシェットパイプラインにリバース方式で（すなわち、ポンプステーション「タイシェット」を起点にポンプステーション「クムバ」方面に既存の幹線パイプラインの石油を流すという形で）試験操業のための石油（技術的石油）を供給することを余儀なくされた。ユルブチェノ・トホムスカヤ石油ガスコンデンサート貯留ゾーンの 2 鉱床から当該パイプラインへの石油供給が実際に開始されたのは 2017 年になってからのことであった。

2017年後半にユルブチェノ・トホムスコエ鉱床で商業生産が開始されたが、その時点でのロスネフチの計画によれば、2019年中にプラトーの500万t/年が同鉱床で達成されることになっていた。しかし、同年の実際の生産量は400万t強にとどまり、ロスネフチはユルブチェノ・トホムスコエ鉱床でのプラトー（500万t/年）の達成時期を「2020年以降」に延期すると発表を行った。2020年の同鉱床の生産量は前年を下回ったが、それはおそらく、OPEC+協定に従い人為的な減産が実施されたためだと推測される。

スラヴネフチによれば、クムビンスコエ鉱床の商業生産は2018年末に開始されている。現時点の計画では、同鉱床の第1生産コンプレックスのプラトー（300万t強/年）は2021年に達成されることになっている。同コンプレックスではまだ増産フェーズが続いているようだが、同鉱床の今後の生産動向に関する信頼できる情報は現時点では存在しない。以前、「スラヴネフチ」の株主たちは、クムビンスコエ鉱床と同社が保有するその付近の複数の鉱区の生産量の合計値は2029～2030年時点で最大1,000万t/年強に達する、との予測を行っていたが、それが現実のものとなることはおそらくないであろう。

ユルブチェノ・トホムスカヤ石油ガスコンデンセート貯留ゾーンの状況を総括すると、同ゾーンの各鉱床はいずれも開発が実際に非常に困難なようだ、との判断を導き出せる。クムビンスコエ～タイシェットパイプラインの輸送能力は1,500万t/年に設定されているが、ユルブチェノ・トホムスカヤ石油ガスコンデンセート貯留ゾーンの各鉱床の生産量の合計値がその水準に達する見通しは今のところ立っていない。

ロスネフチが保有するヴェルフネチョンスク鉱床とその周辺の複数の鉱床 大規模鉱床であるヴェルフネチョンスク石油ガスコンデンセート鉱床はイルクーツク州北部のサハ共和国との境界線付近に所在し、1978年に発見されている。商業生産が可能な石油の堆積は後期原生代のプレオブラジェンスキー層準とヴェルフネチョンスキー層準で確認されている。さらに、上部のカンブリア紀初期の層準では、ガスコンデンセートとガスの堆積が確認されている。しかし、可採埋蔵量の90%以上は深さ1,650mのところにあるヴェルフネチョンスキー層準に集中している。生産層の厚さはわずか10mで、しかも油層は非常に固く塩分を多く含んでいる。換言すれば、地質学的に見て同鉱床は非常に開発が困難な鉱床の範疇に属する。

1993年に同鉱床のライセンスは、当時「シダンコ」という石油会社の子会社であった「RUSIA ペトロリウム」に交付された。しかし、2001年になり「シダンコ」はTNKに吸収合併される。そして、翌2002年にヴェルフネチョンスク鉱床の開発を目的とするプロジェクトカンパニーである公開型株式会社「ヴェルフネチョンスクネフチェガス」（以下VChNG）が設立され、「RUSIA ペトロリウム」の株主たちが直接VChNGの株式を保有することとなった。ただ、石油搬出案が全く存在しなかったため、その時点ではヴェルフネチョンスク鉱床の開発に着手することは不可能とみなされていた。

2003年にTNKの資産とBPがロシア国内に保有する資産を統合する形でTNK-BPという新会社が設立されたが、同社の設立に伴いVChNGの株主構成も変わり、主要株主とその持ち株比率（カッコ内）は、TNK-BP（62.71%）、1990年代にシダンコを株式の過半を保有していた「インターロス」という会社（25.94%）、イルクーツク州行政府（11.29%）となった。

ちなみに、ヴェルフネチョンスク鉱床の開発はなかなか開始されなかったが、そのことが原因でVChNGはこの時期度々開発ライセンス剥奪の危機に晒されていた。しかし、2005年秋に国営企業のロスネフチがインターロスからVChNGの株式の25.94%を取得して株主になった時点で、同社がライセンスを失う可能性は事実上なくなった。そして、2013年にロスネフチがTNK-BPを買収した結果、同社がVChNGの株式の99%以上を保有することとなった。

2006年夏にESPOのルートを変更しタラカン鉱床を通過させるという決定が採択されたことを受け（この点については後に詳述する）、VChNGの株主たちは、ヴェルフネチョンスク鉱床とタラカン鉱床を結ぶパイプラインを建設することを決断し、2008年に建設を開始した。同パイプラインの総延長は87km、輸送能力

は1,000万t/年（将来的に1,300万t/年に増強される可能性もある）に設定されていた。

2008年10月にヴェルフネチョンスク鉱床の石油がはじめてESPOに供給されたが、この時点で、ヴェルフネチョンスク鉱床の商業生産が開始されたことになる。2011年に承認された同鉱床の開発計画によれば、プラトーの750万t/年は2014年に達成され、その生産水準が2020年まで続くとされていたが、実際には2013年の時点で年産750万t強が達成され、その後も生産量は伸び続けていた。

そして、ピーク時の2015～2016年には860万t/年強という水準に達したが、その後は徐々に生産量が減少している。

表10 ヴェルフネチョンスク鉱床の液体炭化水素の生産量

鉱床名	生産開始年	年初時点の PRMS 基準準拠の埋蔵量、100 万t		石油とガスコンデンセートの生産量、1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020
ヴェルフネチョンスク	2008	129.6	114.7	8,240	8,190	7,774	7,662

出所：ロスネフチ

2017年にロスネフチはVChNGの株式の20%を約11億ドルで中国のBeijing Gas Group Companyに売却している。ロスネフチ川から見た場合、これは、ヴェルフネチョンスク鉱床のガスのマネタイゼーションを視野に入れた取引であった。ただ、そのためにはVChNGがガス幹線パイプライン「シベリアの力」（4.1 参照）へのアクセス権を獲得することが必須となる。この件についてはその後進展が見られない。

2020年秋にVChNGは、ヴェルフネチョンスク鉱床のプレオブラジェンスキー層準の試験商業生産を開始することを発表した。ただ、現在公表されているデータから判断する限りでは、そのことにより同鉱床の生産量が増加する可能性は低い。同鉱床の累積生産量は2020年末時点で8,000万tに達していた。

ロスネフチは、ヴェルフネチョンスク鉱床のアップグレーダーを、経費節約の意味もあり、同鉱床に隣接する「ダニロフスコエ鉱床群」と呼ばれている鉱床群の開発の際にも利用することを計画している。

ダニロフスコエ鉱床群は以下に示す鉱床により構成されている

- －ヴェルフネチョンスク鉱床と、「イルクーツク石油会社」が保有するダニロフスコエ鉱床との中間に位置する北ダニロフスコエ鉱床。2011年にロスネフチにより発見された鉱床で、石油の原始可採埋蔵量は2,500万tと評価されている；
- －ダニロフスコエ鉱床の南方に位置するユジノ・ダニロフスコエ鉱床。2014年に「ロスネフチ」により発見された鉱床だが、埋蔵量に関する情報は存在しない；
- －北ダニロフスコエ鉱床の西方に位置するヴェルフネチョンスク鉱床。2016年に発見された鉱床で、石油の原始可採埋蔵量は1,000万tと評価されている；
- －ヴェルフネチョンスク鉱床の南西に位置するN.リソフスキー名称鉱床（別名リソフスコエ鉱床）。2011年に発見された鉱床で、発見当初の評価では石油の原始埋蔵量は8,000万tとされていた。

ダニロフスコエ鉱床群の中でヴェルフネチョンスク鉱床の最も近くに所在するのはリソフスコエ鉱床である。また、同鉱床は鉱床群の中で最も大きな埋蔵量を有している。しかし、現在、同鉱床ではより詳細な地質探査が行われており、その結果、埋蔵量が縮小の方向で見直される可能性が高くなっている。そういう事情もありロスネフチは北ダニロフスコエをこの鉱床群の核と位置付けている。

そして、同社は2019年11月より同鉱床を起点にヴェルフネチョンスク鉱床に至る長さ約93km、設計輸送能力460万t/年のパイプラインの建設を開始した。北ダニロフスコエ鉱床では2015年より試験商業生産が行わ

れているが、これまでロスネフチは2020年末から商業生産を開始するという意向を表明していた。しかし、2021年1月時点でも商業生産が開始されたという情報は出ていなかった。

ロスネフチは、北ダニロフスコエ鉱床のプラトー（約200万 t/年）を2024年に達成するという計画を発表している。鉱床群の他の鉱床については商業生産開始時期に関する明確な情報が存在しない。その一方で、ヴェルフネチョンスク鉱床のアップグレーダーの処理能力を現行の850万 t/年から1,000万 t/年にまで増強することを念頭に置いた工事がすでに開始されている。この事実を勘案すると、ヴェルフネチョンスク鉱床とダニロフスコエ鉱床群の石油年産量の合計値が数年後に約1,000万 t に達する公算が高いと判断される。

2020年末時点でVChNGは、ダニロフスコエ鉱床群開発プロジェクトのオペレーターとなっていた。同鉱床群の開発ライセンスの方は2020年中盤までロスネフチ本社が保有していたが、2020年夏に同社は有限会社「クラスノヤルスク地質分析センター」という子会社を設立しその子会社に鉱床群のライセンスを譲渡している。さらに、2020年末になり「ロスネフチ」はクラスノヤルスク地質分析センターの株式の49%を約5億5,000万ドルで、ノルウェーのEquinor（旧Statoil）に売却している。Equinorが資本参加したことを受け、近々、ダニロフスコエ鉱床群の開発計画の見直しが行われる可能性も十分に考えられる。

イルクーツク石油会社のヤラクタ鉱床とイチョジンスコエ鉱床 ヤラクタは、イルクーツク州のウスチ・クト地区とカタンガ地区の境界付近に所在する鉱床で、その開発ライセンスは、東シベリアを拠点とする大手独立系（垂直統合型石油会社に属さない）石油会社である「イルクーツク石油会社」（以下 INK）が保有している。2000年代の初め頃 INK は同鉱床で探鉱井を利用した石油生産を実施していたが、石油を搬出するインフラが存在しなかったため、生産は冬季に限定されていた。2002年時点の INK の石油生産量は約5万 t にすぎなかった。

INK が新しい発展の段階に入ったのは、ヤラクタ鉱床とマルコフスコエ鉱床（やはり INK が開発ライセンスを所有する鉱床）を結ぶ総延長 94km、年間輸送能力 90 万 t の簡易式石油パイプラインが敷設され稼働を開始した 2003 年であった。マルコフスコエ鉱床は通年利用可能な道路で鉄道駅とつながっており、この簡易式パイプラインが完成したことによりヤラクタ鉱床では 2004 年より通年の商業生産が可能となった。

2009 年に INK は 37 万 4,000 t の液体炭化水素を生産することに成功したが（そのうちの 31 万 9,000 t をヤラクタ鉱床が占めていた）、同年は輸送インフラ面でのさらなる前進があった年でもあった。INK が保有する鉱床の ESPO への接続に関する合意が、トランスネフチとの間で得られたのである。そして、2010 年末にヤラクタ鉱床と ESPO とを繋ぐ総延長 62km、輸送能力 350 万 t/年の支線パイプラインが完成した。

ESPO へのアクセスを得たことで輸送面での制約から解放されることになった INK は、液体炭化水素の生産量を 2011 年には年産 100 万 t に、その後年産 350 万 t にまで増産する計画を立てた。特に、ヤラクタ鉱床では「年間 240 万 t 以上の石油とコンデンセート」を生産する予定であった。

しかし、実際には、同社の生産量は当時の計画をはるかに上回るテンポで増加していった。2010 年代後半時点で INK はロシアの石油分野の中で最も急激な生産の伸びを示す会社の一つとして認識されるようになっていたが、そのような大幅な増産は専門家ですら予測していなかった。おそらく、INK 自身にとっても想定外の出来事だったのではなかろうか。そのことは、2011 年の時点では同社の鉱床と ESPO とを繋ぐ支線パイプラインの輸送能力が 350 万 t/年に設定されていたという事実からも窺い知ることができる。だが、INK の生産量は 2014 年の段階ですでに 400 万 t/年を超え、2018 年には何と 900 万 t/年に達したのである。

表 11 ヤラクタ鉱床およびイチョジンスコエ鉱床での液体炭化水素の生産量

鉱床名	生産開始年	年初時点での PRMS 基準埋量の確認埋量、100 万t		石油およびガスコンデンセートの生産量*、1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020
ヤラクタ	2004	n.a	n.a	6,400	6,400	6,300	5,700
イチョジンスコエ	2015	n.a	n.a	1,700	2,300	2,539	2,090

*当会調査での推定値

この急激な増産は、ヤラクタ鉱床での（2014年に発見された新しい油層を主なターゲットとする）新しい井戸の集中的な掘削と、サイクリングプロセスというロシアでは珍しい新技術の適用により可能となった。サイクリングプロセスは、ウェットガスからエタンよりも重い炭化水素を分離した後に残ったドライガスを貯留層に再圧入することを想定しており、ガスコンデンセートの回収率を高めることが可能となる。ヤラクタ鉱床の生産のピークは2016～2018年でその時期には年間約640万tの液体炭化水素が生産されていた。しかし、その後、同鉱床の生産量はやや減少しつつある。

INKが保有する鉱床の中で2番目に高い生産性を有するのは、ヤラクタ鉱床の南西50kmに位置するイチョジンスコエである。同鉱床の開発ライセンスは、INKと、伊藤忠商事、INPEX、JOGMECの日本企業3社で構成されるコンソーシアムとの合弁である「INKザパド」という会社が保有している（持ち株比率は前者が51%、後者が49%）。同鉱床が発見されたのは2012年であるが、2015年に早くも商業生産が開始された。2019年に同鉱床では約250万tの石油が生産された。

ちなみに、同鉱床は、2010年代にロシアで発見された鉱床の中で現在最も生産性が高い鉱床である。

2020年中盤にINKはESPOに繋がる自社の支線パイプラインの輸送能力を950万t/年に増強する工事を完了させている。この事実を勘案すると、同社には近い将来さらなる増産を実施する一定の余力が存在するといえる。しかし、INKの生産量は2020年になり減少した。これは、OPEC+協定に伴う減産義務を同社が引き受けたからである。INKは現在、傘下の鉱床の埋蔵量ならびに鉱床別の生産量を公表していない。

表 12 タラカン鉱床の液体炭化水素の生産量

鉱床名/鉱区名	生産開始年	年初時点での PRMS 基準埋量の確認埋量、100 万t		石油生産量、1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020*
タラカン鉱床全体、うち	2008	>118.7	>77	7,927	7,923	7,805	8,000
中央鉱区	2008	86.5	77	4,976	4,968	4,862	5,000
北タラカン鉱区	2012	32.2	n.a	1,903	2,007	1,938	2,000
東鉱区	2013	n.a	n.a.	870	796	796	800
南鉱区	2016	n.a	n.a	178	152	209	200

*2020年1～9月期の生産実績をベースとした推定値

出所：スルグトネフテガス、サハ共和国産業・地質学省

「**チョンスキー・プロジェクト**」 中期的に見た場合、ガスプロムネフチが東シベリアの石油生産動向に一定の貢献を行うことになるはずである。同社が取り組んでいるチョンスキー・プロジェクトは、ティムプチカンスキー、ヴァクナイスキー、イグニャリンスキーの3鉱区（大半がイルクーツク州に、一部がサハ共和国に所在）を対象としている。それらの鉱区はESPOから約80km離れたヴェルフネチョンスク鉱床の周辺に位置している。ガスプロムネフチが発表している情報によれば、3鉱区の石油可採埋蔵量(C1+C2 カテゴリー)は合計で2億1,000万t以上に達するとされている。2016年にガスプロムネフチはイグニャリンスエコ鉱床で試験商業生産を開始している。現在の計画ではチョンスキー・プロジェクトの対象となる鉱区での商業生産は2024年に開始される見込みとなっている。現時点で想定されているピーク生産量は535万t/年で、2030年までに達成される見込みとなっている。

タラカン鉱床 サハ共和国の南西部に位置するタラカン鉱床は、同共和国で最大の鉱床で、東シベリア全体で見ても最大級の鉱床の一つである。同鉱床の可採埋蔵量(C1 カテゴリー)は、石油が1億540万t、ガスが435億m³と評価されている。また、C2 カテゴリーの埋蔵量は石油が1,810万t、ガスが196億m³と評価されている。発見されたのは1987年である。地質学的にみると同鉱床はレナ・トゥングース石油賦存地帯の一部を形成するネプスコ・ボトゥオビンスキー石油ガス賦存地域に位置する。また、主要な生産層はカンブリア紀初期のオシンスキー層準に属している。

石油の輸出用インフラの欠如というファクターに阻まれ同鉱床では1990年代半ばから2006年までは試験商業生産しか実施されておらず、生産量も年間25万t程度にとどまっていた。そして、同鉱床で生産される石油は精製されることなく、専ら地元で消費されていた。

しかし、2006年にESPOの建設が開始されてから、タラカン鉱床の開発にそれまでとは全く異なる新しい展望が開けた。特に、ESPOのルートを変更しバイカル湖の北側を通過させるという政府の決定は、タラカン鉱床を石油輸出用幹線パイプラインに接続させるという課題の達成をより容易なものとした。ルート変更の結果、ESPOの第10ポンプステーションは事実上タラカン鉱床のエリア内に建設されることになった。タラカン鉱床の地下資源利用者はスルグトネフチェガスである。同社がタラカン鉱床のライセンスを獲得したのは2003年末のことであった（ちなみに、タラカンは、スルグトネフチェガスが拠点とするハンティ・マンシ自治管区の域外で獲得した最初の資産である）。

スルグトネフチェガスは2008年秋の時点で、タラカン鉱床での商業生産を開始するために必要なインフラをすべて完成させていた。そして、同年10月にESPOのタラカン～ウスチ・クト～タイシエツト区間のリバース方式（本来の西→東ではなく東→西の方向に石油を流すという形）での稼働が開始されたが、これはタラカン鉱床の商業生産の開始も意味していた。その時点でのスルグトネフチェガスの計画では、タラカン鉱床のプラトーは約700万t/年で2015年に達成される見込みとなっていた。

スルグトネフチェガスは、タラカン鉱床の開発をそれらの中で最も生産性の高い中央鉱区から開始した。生産量は急激に増加し2012年に同鉱区では年産620万tが達成されたが、これが中央鉱区の実産量のピークとなった。スルグトネフチェガスは2012～2013年よりタラカン鉱床の北タラカン鉱区と東鉱区の開発に取り組み始めた。その効果もあり、タラカン鉱床全体の生産量は2016年（同年含む）まで増加し続けた。

2016年にスルグトネフチェガスはタラカン鉱床でピーク生産量の810万tを記録したが、その数字の達成にあたっては、同年に開発が開始された同鉱床の南鉱区（同鉱床の鉱区の中では最も埋蔵量の数字が小さい）もわずかながら貢献している。

2017～2019年に同鉱床の生産量は減少に転じるが、減産テンポは非常に緩やかなものであった。さらに、速報値によれば2020年の同鉱床の生産量は前年を上回ったとされている。

ここで指摘しておく必要があるのは、スルグトネフチェガスが 2019 年 9 月に、北タラカン鉱区内に所在するレンスコエ石油ガスコンデンセート鉱床で生産を開始したという事実である。同社の計画によれば、同鉱床では 2023 年にプラトーの年産 200 万 t が達成される見込みとなっている。

スルグトネフチェガスはサハ共和国においてタラカン鉱床およびレンスコエ鉱床以外の複数の鉱床の開発にも取り組んでいるが、いずれも規模が小さくその生産ポテンシャルも小さなものとなっている。

スレドネ・ボトゥオビンスコエ この石油ガスコンデンセート鉱床はサハ共和国ミルニンスキー地区のタアス・ユリャフ集落付近に所在し、同共和国で最初に掘削された油層をターゲットとする探鉱井により 1970 年に発見された。生産対象となっている油層はエディアカラ紀とカンブリア紀に属している。開発は 1980 年代より開始されたが、生産される液体炭化水素は未処理のまま地元で燃料として使用されていた。輸送インフラが存在せず販路の拡大が不可能だった。その関係で、2000 年代の半ばまで同鉱床は大規模な商業生産の対象とはならなかった。

2000 年になり複数のオフショア企業により設立された有限会社「タアス・ユリャフ・ネフチェガスドブィチャ（以下、TYuNGD 社）」がスレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床の中央鉱区（鉱床の中で最も埋蔵量規模の大きい鉱区）のライセンスを獲得した。

ESPO が完成したことにより、スレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床の開発に新しい展望が開かれることになった。しかし、TYuNGD 社の当時の民間の株主たちはそのチャンスを活かすことができなかった。おそらく、準備体制を整える作業を行っているときに 2008 年の世界的経済危機に遭遇してしまったからだろう。株主たちは資金繰りに困り、2009 年には TYuNGD 社の株式の 35%以上が債権者であるズベルバンクの手に渡ることとなった。そして、ズベルバンクは 2012 年初めに当該の株式をロスネフチに売却した。そして、この取引の後間もなくして、スレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床を起点として ESPO にまで至る長さ 169km、輸送能力 600 万 t/年の連結用支線パイプラインの建設が開始された。

2013 年にロスネフチは TYuNGD 社における持ち株比率を 100%にまで増やし、完全子会社化した。2013 年 3 月に行われたロスネフチのプレゼンテーションによれば、「年間生産能力 95 万 t の最初の生産コンプレクスが 2013 年 5 月からスレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床で稼働を開始する。さらに、同鉱床の生産能力は 2014 年 10 月までに 350 万 t/年に達し、2015 年 10 月にはプラトーの 615 万 t/年が達成される。プラトーは 6 年間続き、累積の生産量は 2043 年までに 9,450 万 t に達する」とされていた。

しかし、月間生産能力が 8 万 t 未満の最初の生産コンプレクスが実際に稼働を開始したのは 2014 年になってからで、しかもその後しばらくスレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床の生産量はその水準で停滞することになった。状況から判断してロスネフチはこの時点ですでにパートナーを誘致した上で同鉱床の開発を進めるという方針を固めていたものと推測される。

そして、ロスネフチは 2015 年になり TYuNGD 社の株式の 20%を 7 億 5,000 万ドルで自社の株主でもある BP に売却した。さらに、ロスネフチは翌 2016 年にインドの Oil India、Indian Oil corporation、および、Bharat Petro Resources の 3 社で構成されるコンソーシアムに TYuNGD 社の株式の 29.9%を 11 億 5,000 万ドルで売却している。既述の通り、このインドのコンソーシアムはロスネフチが主導するヴァンコール・プロジェクトにも参加している（1.3.1 参照）。

インドのコンソーシアムが資本参加し株主構成が固まった後に TYuNGD 社は、年間生産能力約 500 万 t の第 2 生産コンプレクスの建設作業をスレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床で開始した。その結果、2018 年初めより同鉱床の生産量は急増し始めた。ロスネフチが発表した最新の情報によれば、同鉱床のプラトーの約 600 万 t/年は 2021 年以降に達成される見込みとなっている。

スレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床のもう一つの地下資源利用者が「ロスネフチェガス」（以下、RNG社）である。同社は2010年に「スレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床の東鉱区」の探査・開発ライセンスを獲得している。2013年よりRNG社はキプロスに登記されたEastSib Holdingという会社の傘下に入っているが、当該のキプロス企業はRNG社の他にもサハ共和国内で石油の探査・生産を行っている複数の企業を傘下におさめている。

ところで、RNG社の取締役会のメンバーの顔ぶれはロシアの石油分野では他に類を見ないユニークなものとなっている。会長を務めているのは「シュールブリードのポンソンビー男爵（Baron Ponsonby of Shulbrede）」という男爵位を有する英国の貴族で、ロスネフチに買収されるまで最大株主としてTYuNGD社を率いていた人物でもある。RNG社の取締役会の残りのメンバー3名はロシア人だが、彼らはいずれも「エヴロフィナンス・モスナルバンク」という銀行の出身者である。同行はソ連時代の在外銀行を母体として設立された銀行だが、ソ連時代の在外銀行が国の諜報機関や保安機関などと密接な関係を有していたのは周知の通りである。ちなみに、3名のロシア人取締役のうちの1人はヤクート人で、もともとはサハ共和国で検察官として勤務していたが大抜擢されソ連の次長検事に就任したこともある人物である。

2013年にTYuNGD社はスレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床を起点としてESPOにまで至る支線パイプラインを完成させたが、その際に同社とRNG社は後者の石油の当該支線パイプラインへのアクセスを認めることを規定した協定を締結した。ちなみに、当該の支線パイプラインはRNG社がライセンスを保有する鉱区の域内を通過している。

2018年にRNG社は保有する鉱区（スレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床東鉱区）内において試験商業生産を開始し、2019年8月になり商業生産の段階に移行した。現時点の計画では同鉱区内での生産井の掘削は2022年まで続けられることになっている。同鉱区のプラトー時の生産量は150万t/年に設定されている。

表 13 スレドネ・ボトゥオビンスコエ鉱床の液体炭化水素の生産量

鉱区(地下資源利用者)	生産開始年	年初時点での PRMS 基準掘の確認埋量、100 万t		石油生産量、1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020
鉱床全体、うち	2014	n.a	64,1	1,246	3,016	4,814	5,875
中央鉱区 (TYuNGD)	2014	29.4	32.8	1,246	2,901	3,967	4,815
東鉱区 (RNG)	2019	n.a	31.3	-	115	847	1,060

出所：ロスネフチ、RNG

1.4 サハリン大陸棚での石油生産とその展望

サハリンはロシア大陸棚における石油ガス生産の中心地となっているが、当面はその状況に変化が生じることはないであろう。サハリンで最も生産量の多い会社としては、Exxon Neftegas（サハリン1のオペレーター）とSakhalin Energy（サハリン2のオペレーター）の2社の名を挙げることができる。当該2社は、PSA（生産物分与協定）条件下で鉱床の開発に取り組んでいる。サハリン大陸棚鉱床の開発は海洋プラットフォーム方式に加え、対岸より傾斜井を掘削するという方式も用いて実施されている。

サハリン大陸棚での石油生産量は2019年（同年を含む）まで増加傾向にあった。もっとも、サハリン州行政の公式予測によれば、「2019年には石油生産量が減少に転じ、近い将来においてもその傾向が続く」と

されていた。この予測は外れ 2019 年も増産が続くことになったのだが、それを牽引したのはサハリン1であった（詳しくは下記参照）。ただ、今後、サハリンで今後減産傾向が長期的に続くことになるのはほぼ確実と考えられている。そして、それは当然の帰結だといえる。

というのは、サハリン大陸棚で開発中の鉱床はすべてソ連時代に発見されたものであり、それらの鉱床にすべてにおいてかなり以前より商業生産が開始されているからだ。すなわち、サハリン大陸棚ではソ連時代に構築された「余力」がもう残っていないといえる。1990年代、サハリン大陸棚では探査作業が事実上実施されなかった。2000年代に入り複数の探鉱井が掘削されいくつかの鉱床が発見された。たとえば、ロスネフチはカイガンスコ・ヴァシュカンスコエ（2006年）、ノヴォヴェニンスコエ（2009年）、北ヴェニンスコエ（2009年）という三つの鉱床を発見している。ただ、2000年代に発見された鉱床はいずれも埋蔵量の規模が小さく、近い将来の商業生産開始を期待することはできない。

2010年になりガスプロムはキリンスキー鉱区においてユジノ・キリンスコエ・ガスコンデンセート鉱床を発見する。同社が発表したデータによれば、同鉱床の可採埋蔵量（C1+C2 カテゴリー）はガスが 8,145 億 m³、ガスコンデンセートが1億 3,000 万 t、石油が 380 万 t、とされていた。その後、キリンスキー鉱区ではそれよりも規模の小さな鉱床がさらに二つ発見された。それらの鉱床の発見の結果、サハリン大陸棚の資源ポテンシャルは大幅に強化されることになった。しかし、2015年にユジノ・キリンスコエ鉱床が米国の対ロ制裁の対象になって以降、同鉱床の開発をめぐる動きは停止したままとなっている。

表 14 サハリン大陸棚の石油とガスコンデンセートの生産量、100 万 t

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
合計、うち	13.3	13.2	13.9	16	17.4	17.2	18.7	19.2	18.0*
Exxon Neftegas	7.1	7	7.6	8.3	9.0	9.2	11.6	13.0	12.4
Sakhalin Energy	5.5	5.4	5.3	5.1	5.5	5.8	5.6	4.9	4.6
ロスネフチ	0.7	0.8	1	2.5	2.8	2.1	1.4	1.2	0.8*
ガスプロム	-	-	0.02	0.02	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

* 2020年1～9月期の生産実績をベースとする推定値。

出所: エネルギー省、各社

その後、2017年になり、サハリン大陸棚で大規模な石油鉱床が発見された。アヤシ鉱区（「サハリン3」）の東部のアルクトゥン・タギ鉱床（サハリン1）に隣接する付近でガスプロムネフチが「ネプチューン」（古代ローマの海神）という鉱床を発見したのである。国家鉱量委員会は、「ネプチューン」の石油の埋蔵量（C1+C2 カテゴリー）を4億 1,580 万 t と認定した。

さらに、2018年末にガスプロムネフチは、アヤシ鉱区内の「ネプチューン」鉱床の北方で「トリトン」（ネプチューンの息子）という名称の鉱床を発見することにも成功した。同鉱床の地質学的埋蔵量は1億 3,700 万石油換算 t と評価されている。

その他、2019年にロスネフチはサハリン大陸棚で小さな鉱床をもう一つ発見している。

2020年初めに、ガスプロムネフチがルクオイルとノヴァテクに対し「ネプチューン」および「トリトン」開発プロジェクトへの参加を打診した、との情報が出た。その際に、「ネプチューン」の可採埋蔵量は7,000 万 t、「トリトン」のそれは4,500 万 t であるとの情報も流された。ただ、2021年初頭時点では、ガスプロムネフチは当該プロジェクトへのパートナーの誘致に成功していない。

サハリン大陸棚で発見された新鉱床の中で商業生産の対象になりうるポテンシャルを有するのは今のところ「ネプチューン」と「トリトン」の二つだけ、というのは否定し難い事実である。ただ、事態が理想的に推移しても、それらの鉱床で商業生産が開始されるのは2020年代の末頃となるであろう。それまでは、サハリン大陸棚では石油生産は専らサハリン1とサハリン2、ならびに、ロスネフチとガスプロムが所有す

る複数の小さな鉱床でのみ行われることになるであろう。そして、このことは、同エリアの石油の生産量が間もなく減少に転じることが不可避であることを意味している。

そして、おそらく、2020年に減産フェーズが始まったものと推察される。というのは、PSAプロジェクトにはロシア政府が打ち出す新しい規則は原則的に適用されないことになっているからだ。そのため、サハリンの二つのPSAプロジェクトはOPEC+協定の対象とはならなかった可能性が高い。ロシア政府が両プロジェクトに対し協調減産への参加を要請したという事実は存在するが、両プロジェクトがその要請に応じたという公式情報は出ていない。

サハリン1 このプロジェクトには、米国のエクソン（持ち分30%、同社の100%子会社のExxon Neftegasがプロジェクトのオペレーターとなっている）、日本のSODECO（30%）、ロスネフチ（20%）、インドのONGC（20%）の4社が参加するコンソーシアムが取り組んでおり、サハリン大陸棚のチャイヴォ、オドプトゥ、アルクトゥン・ダギの3鉱床が対象となっている。

2001年にコンソーシアムはプロジェクトの商業化と生産段階への移行を宣言した（3鉱床の可採埋蔵量の合計は石油が3億700万t、ガスが4,850億m³、プロジェクト総額は120億ドルと評価されていた）。

サハリン1のチャイヴォ鉱床において最初の炭化水素資源が産出されたのは2005年のことであった。当初、生産と輸送は暫定的スキームに基づき実施されており、産出される炭化水素資源はロスネフチが所有する既存のパイプラインを利用してロシア大陸部に輸送されていた。より具体的に言えば、石油はロスネフチのコムソモリスク製油所に、ガスはコムソモリスクナムーレの需要家にそれぞれ供給されていた。

2006～2007年に沿岸事前処理コンプレクス「チャイヴォ」、デカストリの出荷用ターミナル、および、それらの施設を繋ぐ石油パイプライン（ロスネフチが保有する既存のインフラをベースに建設された）が稼動を開始した結果、チャイヴォ鉱床において石油の設計生産量である年産1,200万tが達成された。その後、2008年の半ばに、「プロジェクトへの投資の回収が終了し、利潤生産物の生産の段階に入った」との宣言をExxon Neftegasが行った。

しかし、2008年以降、チャイヴォ鉱床では早くも減産傾向が観察され始めた。しかも、減産幅は大きく、年間15%にも達した。サハリン1プロジェクトに参加する各社はこの減産は計画に沿ったものであるとの説明を行っていたが、筆者は当該の減産にはガスファクターが関係していたと考えている。ガスファクターとは、生産されるガスの売り先が規模の小さな国内市場に限定されていたという事実を指す。サハリン1では年間80～90億m³のガスが生産されていたが（ちなみに、サハリン1の沿岸事前処理コンプレクス「チャイヴォ」のガスの処理能力は80億m³/年となっている）、Exxon Neftegasは国内市場に供給した後に余剰となる分はすべて地下に再圧入することを余儀なくされていた。ただ、再圧入装置の能力にも限界があった。

2011年にサハリン1は石油の減産傾向に歯止めをかけることに成功するが、これは、2010年末より2番目の鉱床であるオドプトゥで商業生産が開始されたためである。2011年にExxon Neftegasは同鉱床で早くもほぼ250万tの石油を生産することに成功した。

2015年1月には、3番目の鉱床であるアルクトゥン・ダギでも石油の生産が開始された。サハリン1の最初の二つの鉱床とは異なり、同鉱床ではすべての生産井が海洋プラットフォームを利用して掘削された（今後も同様に掘削が行われる予定）。Exxon Neftegasの情報によれば、同鉱床ではピーク時には年間450万tの石油が生産される見込みとなっている。

2017年12月にExxon Neftegasはオドプトゥ鉱床開発の第2フェーズ（最終フェーズでもある）を開始した。同社発表の情報によれば、「オドプトゥ鉱床内で構築された新しい生産インフラは2018年末に設計生産量を達成し、その結果、同鉱床の生産量は390万t/年にまで増加した」とされている。

このような生産インフラの強化の結果、サハリン1の3鉱床の2018年の石油生産量の合計値は前年の数字を25%以上上回るようになった。これは、同等の生産量を持つロシアの石油会社の中で最も大きな増産幅であった。ちなみに、2018年にサハリン1（Exxon Neftegas）が記録した1,160万t強という生産水準は、2007年に記録された1,120万tを上回る過去最高の水準であった。

2018年中盤にはサハリン1の石油の累積生産量が1億tを突破した。

2019 年もオドプトゥ鉱床のおかげで、Exxon Neftegas の増産ポテンシャルは維持されることになった。その他、2019 年にはアルクトゥン・ダギとオドプトゥの開発の技術スキームに生産ポテンシャルの強化を念頭に置いた追加措置を講じることが承認された。このような流れを受け Exxon Neftegas は、沿岸事前処理コンプレクス「チャイヴォ」の石油処理能力を 1,240 万 t/年から 1,500 万 t/年に増強するという措置を講じた。列挙した諸措置の結果 2019 年にサハリン 1 は再び記録を更新し、約 1,300 万 t の石油を生産することに成功した。ちなみに、同年にはアルクトゥン・ダギで約 570 万 t の石油が生産されたが、これはそれまで想定されていた同鉱床のプラトーの値を大きく上回る数字であった。

表 15 Exxon Neftegas の鉱床での液体炭化水素の生産量

鉱床名	生産開始年	年初時点での PRMS 基準 準拠の確認埋量、100 万t		石油とガスコンデンセートの生産量、 1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020*
アルクトゥン・ダギ	2015	27.8	26.2	2,979	4,450	5,702	5,272
オドプトゥ	2010	12.4	8.6	2,222	2,856	3,503	3,615
チャイヴォ	2005	27.7	19.8	3,997	4,342	3,760	3,554

* 2020 年1～9月期の生産実績をベースとした推定値

出所：ロスネフチ、当会調査

2020 年にサハリン 1 の石油生産量は減少したが、先にも述べたように、そこに OPEC+協定の影響があったとは考え難い。

サハリン2 1990 年代初めにロシア政府はサハリン大陸棚のピルトゥン・アストフとルンスコエの両鉱床（サハリン 2）の事業化調査権を対象とする国際入札を公示した。そして、Sakhalin Energy 社が落札に成功した。1994 年に Sakhalin Energy はロシア側（ロシア政府とサハリン州行政府）との間で PSA を締結した。そして、同社は 1996 年にピルトゥン・アストフ鉱床とルンスコエ鉱床のライセンスを獲得した。

1997～2000 年にかけての株主構成の変遷を経て、Sakhalin Energy の主要株主とその持ち株比率は、Shell : 55%、三井物産 : 25%、三菱商事 : 20%という形で落ち着くことになった。

プロジェクトの第 1 段階では、主として液体炭化水素を埋蔵するピルトゥン・アストフ鉱床のアストフ鉱区の油層の開発が行われるようになっていた。そして、第 2 段階では、二つの新しいプラットフォームを導入し、ピルトゥン・アストフ鉱床の開発を進展させると同時にルンスコエ鉱床のガス層を中心とする開発を行い、さらには、アップグレーダー、ガス幹線パイプライン、LNG プラント等を建設することが想定されていた。

1998 年に Sakhalin Energy は、ピルトゥン・アストフ鉱床のアストフ・フィールドにプラットフォーム「Molikpaq」を設置し、1999 年より貯蔵用タンカーとシーバースを利用した夏季限定での石油生産を開始した。一方、冬季（氷が発生する時期）の生産は中止された。

Sakhalin Energy は 2003 年春に、プロジェクトの第 2 段階の実現に着手することを宣言した。その時点で、第 2 段階の総額は 100 億ドルと評価されていた。しかし、第 2 段階を進めていく中で、新たな問題とリスクが生じた。それは、第 1 に、Sakhalin Energy が第 2 段階の実現に必要なコストを当初の倍の 200 億ドルであると宣言したことである。周知の通り、ロシア側はこのプロジェクト総額の急増を長い間認めようとしなかった。第 2 に、ロシアの自然保護関連の省庁が、開発ライセンスの剥奪に値する重大な違反事項が発覚したとの理由を掲げ、サハリン 2 プロジェクトを対象とする様々な調査を実施しはじめた。しかし、どちらの間

題も、2007年春にシェル、三井物産、三菱商事の3社からガスプロムが、Sakhalin Energyの株式の50%+1株を74億5,000万ドルで取得することにより解決されることとなった。その結果、既存の株主の権益比率は低下し、シェルが27.5%→1株、三井物産が12.5%、三菱商事が10%となった。ちなみに、その後、サハリン2は一度たりとも、ロシアの政権サイドからの深刻なクレームの対象となっていない。

2008年にSakhalin Energyは、統一対岸技術コンプレックスの稼働を開始した。このコンプレックスの主要目的は、ルンスコエ鉱床で生産されるガスおよびガスコンデンセートを事前処理し、パイプラインにてサハリン南部の石油出荷ターミナルとLNGプラントにまで輸送することにある。その他、同コンプレックスにはピルトウン・アストフ鉱床の海洋プラットフォームで生産される石油とガスも届けられ事前処理されている。2008年末にSakhalin Energyは、年間処理能力約850万tのプリゴロドノエの新ターミナルを利用した石油の通年輸出に移行した。さらに、2009年2月にはロシア初のLNGプラントの稼働も開始している。

2009年にサハリン2では550万tの石油とガスコンデンセートが生産され、翌年の2010年にはその値が600万t以上にまで増加した。しかし、これが、サハリン2の液体炭化水素の生産のピークとなった。その後減産傾向が続いたが、2016～2017年には複数の新しい生産井の掘削と地層圧の維持システムの改良の結果、生産の回復傾向が観察された。ただ、2018年以降、Sakhalin Energyの石油生産量は再び減少に転じている。

ちなみに、サハリン2は2012年3月に投資の回収を完全に終え、生産物分与の段階に入っている。

2019年にSakhalin Energyは、ユジノ・ピルトウン鉱区をはじめとするその時点で開発の対象となっていなかった炭化水素資源層での生産などを念頭に置いたピルトウン・アストフ鉱床の新しい開発スキームにつきロシア政府の監督機関から承認を得た。それらの未開発炭化水素資源層の生産ポテンシャルについての信頼しうるデータは存在しないが、以前、「ピルトウン・アストフ鉱床の未開発生産層は主としてガス（およびガスコンデンセート）を含んでいる」との情報が出たことがある。ただ、いずれにせよ、それらの炭化水素資源層が、現行の開発ライセンスとPSAの枠内でSakhalin Energyに残された最後の増産ポテンシャルとなっているようである。

表 16 Sakhalin Energy の鉱床の液体炭化水素の生産量

鉱床名	生産開始年	年初時点での PRMS 基準準拠の確認埋量、100 万t		石油とガスコンデンセートの生産量、1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020*
ピルトウン・アストフ	1999	n.a	n.a	4,172	3,975	3,402	3,153
ルンスコエ	2008	n.a	n.a	1,635	1,584	1,521	1,472

* 2020年1～9月期の生産実績をベースとした推定値

出所: Sakhalin Energy

ロスネフチ 1995年に国営石油会社ロスネフチが設立された当初から同社の傘下に入っている生産企業「サハリンモルネフチェガス」は、対岸部分から傾斜井を掘削するという方式を採用して、1998年からオドプトゥ海北部貯留層（オドプトゥ海のサハリン島側<陸地側>の方に近い部分。鉱床の残りの部分のライセンスはExxon Neftegasが保有している）の開発に取り組んでいる。まさに、この貯留層からサハリン大陸棚の炭化水素資源の商業開発の歴史が始まったといえる。そこでの生産のピークは2009～2011年で、その時期には年間約80万tの石油が生産されていた。ただ、その後は減産が続いており、現時点の生産水準はピーク時の半分以下となっている。

2016年からはロスネフチが2011年にオドプトゥ鉱床の近くで発見したレベジンスコエ鉱床で生産井の掘削が開始されたが、同鉱床は非常に小さな鉱床でここ数年30万t/年未満の生産水準が続いている。

さらに、ロスネフチは、サハリン大陸棚において「チャイヴォ鉱床北端」とよばれている鉱区のライセンスも保有している。オドプトゥ海同様に、この鉱区もExxon Neftegasが開発に取り組んでいるチャイヴォ鉱床のサハリン島側（陸地側）に近いところに所在する。ロスネフチは、同鉱区において2014年より商業生産を開始している。その際、生産はExxon Neftegasが保有する掘削装置とアップグレーダーを使用して実施されており、生産される石油の出荷・輸出もやはりExxon Neftegasが保有するパイプライン経由で行われている。すなわち、Exxon Neftegasは「チャイヴォ鉱床北端」鉱区の開発においてロスネフチの元請業者としての役割を果たしている。このような協力形態はロシアでは他に類を見ないものであるが、サハリン1の枠内でチャイヴォ鉱床での掘削作業に取り組んでいる掘削装置「ヤストレブ」も、そして、アップグレーダー「チャイヴォ」も稼働率が100%を下回っており能力の一部が余剰となっているという事実を勘案すると、この措置（協力形態）は極めて合理的なものだといえる。

当初の計画では、ロスネフチは同鉱区において2017年に150万t/年のプラトーを達成することを計画していた。しかし、同鉱区では2015年末に早くも年換算で200万t強の生産水準が達成された。同鉱区の増産傾向は2016年も続いたが、翌2017年から減産に転じ、最近では減産テンポが加速している。

2020年にロスネフチは大陸棚を含むサハリン地域での生産量を人為的に制限したが、同地域における同社の石油の減産傾向はそれ以前から顕著なものとなっていた。こうした鉱床には戦略的将来性はない。

ちなみに参考までに付け加えれば、「サハリンモルネフチェガス」は、「ロスネフチ」が「タイムイルネフチェガス」の株式の100%と交換でフダイナトフの会社に譲渡することになっている資産リストの中に含まれている（1.3.2参照）。

ガスプロム 2014年秋にガスプロムは、サハリン大陸棚のキリンスコエ鉱床の開発を開始した。同鉱床開発プロジェクトでは、ガスプロムの子会社の有限会社「ガスプロム・ドブィチャ・シェリフ・ユジノサハリンスク」がオペレーターの役割を果たしている。

このプロジェクトの最大の問題点はガスの販路が限定されていることにある。今のところガスの販売先となりうるのはロシア極東地方だけであるが、同地方ではキリンスコエ鉱床のガスを計算にいれなくとも、すでに現時点で供給が需要を大幅に上回っている。そのような状況を受け、現在ガスプロムは、需要がピークを迎える冬場にのみ同鉱床で生産を行うという措置を講じている。その際、副産物として生産されるガスコンデンセートはSakhalin Energyのインフラを利用して輸出に供されている。

同鉱床でのガスコンデンセートの生産量は年間10万t強となっている。同鉱床ではプラトー時に年間80万～90万tのガスコンデンセートが生産されるとみられている（プラトー時のガスの生産量は年間55億m³に設定されている）。隣接するユジノ・キリンスコエ鉱床ではそれよりも多くのガスコンデンセートが産出するとみられているが、同鉱床での生産開始時期は現時点では未定となっている。

1.5.北極海大陸棚、バジェノフ層等での石油生産の展望

北極海大陸棚 ロシアの政府関係者および政権寄りのアナリストたちは、北極大陸棚の石油生産ポテンシャルに言及する際に「そこには数十億石油換算tに達する巨大な量の資源が眠るエリアが数千km²に渡り広がっている」という点を強調する。理論上はその通りである。しかし、現実的には、北極海大陸棚の石油が近い将来ロシアの石油の総生産量において重要な地位を占めることはないであろう。

ロシアのどの石油ガス賦存地域でも、ソ連時代に発見された鉱床が炭化水素資源の生産量の大半を占めて

いる。北極海大陸棚も例外ではない。ソ連時代に北極海大陸棚では、バレンツ海とカラ海で合計9つの鉱床が発見されている。それらのうち石油鉱床は一つ（プリラズロムノエ鉱床）だけで、残りはすべてガス鉱床となっている。このように、ソ連時代からすでに、北極海西部（ロシアの北極海大陸棚で最も探査の進んだエリア）のポテンシャルは主として石油ではなくガスに係わるものである可能性が高いという認識がある程度定着していた。その後これまでに当該エリアでは複数の鉱床が新規に発見されているが、その顔ぶれを見ても当該の認識が正しかったことがわかる。

1992～2000年はロシアの石油会社にとって非常に厳しい時期で、彼らは北極圏での探査作業を停止してしまう。当時探査作業を継続していたのはガスプロムだけであったが、同社はプリラズロムノエ鉱床付近での資源基盤の強化と自社の主要生産拠点の近くに所在するオビ湾近郊の海域に関心を示していた。その時期にガスプロムはペチョラ海において三つの石油鉱床（ドルギンスコエという大規模鉱床と、ヴァランジェイ・モーレとメディンスコエ・モーレという二つの中規模鉱床）を、オビ湾では二つの巨大ガス鉱床（北カメンノミススコエ鉱床とカメンノミススコエ・モーレ鉱床）をそれぞれ発見している。ただ、ガスプロムはヴァランジェイ・モーレとメディンスコエ・モーレのライセンスについては国の未分配ファンドに返還している。そして、後にロスネフチが両鉱床のライセンスを獲得している。2000年代の初めにロシア政府は大陸棚（北極海大陸棚を含む）の鉱床・鉱区のライセンス交付プログラムを策定した。同プログラムは商業開発が可能な埋蔵量を急増させるという使命を帯びていたが、結果的にはその使命を遂行することはできなかった。2001～2010年の期間においても北極海大陸棚で探査作業を行っていたのは事実上ガスプロム1社だけであった（ガスプロムからの発注に従い外部企業が探査を行うという事例は存在したが）。当該の探査作業は主としてオビ湾とタゾフ湾において実施され、それらのエリアでは複数のガス鉱床が発見されることとなった。

2008年にロシア連邦法の改正が行われ、国営企業しか大陸棚の新鉱区のライセンスを獲得できなくなった。しかも、それらのライセンスは入札方式ではなく申請方式で国営企業間で分配されることになった。その法律の改正後すぐにガスプロムとロスネフチの間で、大陸棚鉱区の取り合い合戦が開始されることになった。現時点では当該の「合戦」はほぼ終焉しており、大陸棚のそれなりの規模を有する鉱区はすべて（ノヴァテクに譲渡されたオビ湾の複数の鉱区を除く）ガスプロムかロスネフチかのいずれかの手に渡っている。

ガスプロムは2008年以降にロシア政府から大陸棚（北極海からオホーツク海に至るエリア）の20以上の鉱区を獲得しているが、北極海大陸棚における同社の関心はヤマル半島付近とシュトックマン鉱床付近にほぼ集中している。

一方、ロスネフチはその間に50以上の大陸棚鉱区のライセンスを取得したが、そのうちの25以上が北極海大陸棚に所在し、その範囲は西側の国境（ノルウェーとの国境）付近から東側の国境（米国との国境）付近にまで広がっている。2011～2013年にロスネフチは、外国側企業が探査のリスクを負担することを条件に複数の外資を大陸棚鉱区開発プロジェクトに誘致することに成功している。

ここで指摘しておかねばならないのは、大陸棚鉱区のライセンス交付方式の変更が、当該エリアでの探査作業の活性化にはつながらなかったという点である。このことは、2012年もそして2013年も、1980年以降はじめて、ロシアの北極海大陸棚で1本も探鉱井が掘削されなかったという事実を見れば明らかであろう。ちなみに、2012～2013年時点ではまだ対ロ制裁は発動されていなかった。

2014年になりガスプロムはペチョラ海のドルギンスコエ鉱床で新しい探鉱井を1本掘削したが、その井戸は予期せぬ結果をもたらすことになった。石油の賦存が予測されていたのにガスが発見されたのである。

同じ2014年にロスネフチはExxon Mobilと共同で、カラ海大陸棚（ノーヴァヤ・ゼムリヤ島とヤマル半島の間付近）のユニヴェルシテツカヤ有望構造において探鉱井の掘削を行った。その結果、石油ガス貯留層の存在が確認され、2014年末に国家鉱量委員会が石油の可採埋蔵量が1億3,000万t、ガスのそれが4,999億m³の新鉱床が発見されたことを認定した。そして、その鉱床には「ポベータ」という名前がつけられた。

詳しい説明の要はないと思うが、ただ1本の探鉱井の結果だけをもってしてそのような巨大な鉱床の発見を認定することには一定の疑念を抱かざるを得ない。しかし、そのことは脇に置いて見解を述べれば、公表された埋蔵量の数字を考えるとポベータは石油鉱床というよりはガス鉱床に近い存在であると判断される。

さらに2014年は、ウクライナでの例の事件の後に米国、EU、ノルウェーをはじめとする西側諸国がロシアを対象とする制裁を発動し、ロシア大陸棚のプロジェクトへのそれらの国々の企業の参加、ならびに（あるいは）、それらの国々からの当該プロジェクト用の設備やサービスの提供が禁止されるという事態が生じた年でもあった。当然ながら、北極海大陸棚においてロスネフチが外資と共同で取り組んでいた探査プロジェクトの作業はすべて凍結されることになった。その結果、2015年と2016年の2年連続で、ロシア北極圏では新鉱床が一つも発見されなかった。これは、対ロ制裁の直接的影響によるものだと考えられる。

2017年春にロスネフチは、ラプテフ海のハタンガ湾で発見されたツェントラリノ・オリギンスカヤ有望構造（ハタンガ鉱区内に所在する）において評価井の掘削を開始した。北極海東部で評価井が掘削されるのはこれが初めてであった。このケースでは掘削装置は沿岸部に設置され、そこから傾斜井を掘削し有望構造に到達することが計画されていた。ここで指摘しておく必要があるのは、ハタンガ湾の沿岸地域（ノルドヴィク・ハタンガと呼ばれている地区）では、ソ連時代の1930年代に石油が水面に浮き出すという現象が度々観察されていたという記録が残っているという事実である。同地域での地質探査作業は戦時中の1941～1945年にも続けられたが、その時から現在に至るまで、同地域では一つの鉱床も発見されていない。ロスネフチは、これまで石油ガス鉱床が発見されたことのない未開の地での探査作業を開始したといえよう。

2017年夏にロスネフチは、「ツェントラリノ・オリギンスカヤ有望構造で掘削された井戸から回収されたコアを調べた結果、軽質留分の多い石油が高濃度で含まれていることが判明した」との発表を行った。そして、2017年秋に早くも国家鉱量委員会が、ハタンガ地域においてロスネフチが石油の可採埋蔵量（C1+C2カテゴリー）が8,100万tのツェントラリノ・オリギンスカヤ鉱床を発見したことを認定した。ロスネフチによれば、同鉱床の地質学的埋蔵量は2億9,800万tに達する、とされている。

ここで注意しておく必要があるのは、鉱量委員会が埋蔵量を認定した2017年10月時点では、評価井の掘削がまだ続けられていたという事実である。掘削計画によれば、同評価井が目標とする地点に到達するのは2017年12月になるとされていた。そして、2017年末から2018年初めにかけて、同評価井では3度のインターバルを置いて評価作業が実施されることになっていた。つまり、当該鉱床の埋蔵量は評価井での評価作業が完了する前に認定されたことになる。さらに付け加えれば、2017年10月以降、同鉱床に関しては何の情報も出ていない。この状況から言えるのは、井戸の評価作業は2017年秋に認定された埋蔵量の数字の増加につながるようなデータをもたらさなかったようだという点だけである。

2018年にはロシアの北極海大陸棚では新鉱床が一つも発見されなかった。

2019年にはガスプロムが、カラ海のヤマル半島付近の大陸棚でV.ディンコフ名称鉱床とニャルメイスコエ鉱床を発見している。2鉱床のガスの埋蔵量は合計で5,000億 m^3 以上に達すると評価されている（液体炭化水素に関しては評価が行われていない）。さらに、2020年にもガスプロムは同じエリアで「戦勝75周年」鉱床を発見している。ガスプロムの発表によれば、「同鉱床の遊離ガスの原始埋蔵量は2,000億 m^3 を超える」とされている。

2020年末に国家鉱量委員会は、ロスネフチがカラ海においてジューコフ元帥名称鉱床（ガスの埋蔵量が8,000億 m^3 ）とロコソフスキー元帥名称鉱床（ガスの埋蔵量が5,140億 m^3 、ガスコンデンセートが5,300万t）という二つの新鉱床を発見したことを認定した。前者の新鉱床は「東プリノヴォゼメリスキー1」鉱区に所在し、後者は「東プリノヴォゼメリスキー2」鉱区に所在する。

2019～2020年に発見された鉱床の埋蔵量の評価は、いずれも掘削された1本の探鉱井から得られたデータをベースに実施された。

2021年初めの時点で、ロシアの北極海大陸棚では合計で五つの石油鉱床が発見されている（小規模な鉱床は除く）。すなわち、ペチョラ（バレンツ）海のプリラズロムノエ、ドルギンスコエ、ヴァランジェイ・モーレ、メディンスコエ・モーレ、および、ラプテフ海のツェントラリノ・オリギンスコエの5鉱床である。ただ、最後の鉱床に関しては、既述の通り、石油貯留層の確認が信頼できるデータをベースに行われているとは言い難い。

ツェントラリノ・オリギンスカヤ構造を除けば、北極海東部の大陸棚（エニセイ河の河口から以東）では探鉱井の掘削が全く行われていない。無氷状態で航行できる期間が極めて短い（年のうち3カ月未満）、ロシアには海洋掘削プラットフォームが不足している、ならびに、西側企業のロシアの北極海大陸棚プロジェクトへの参加を制限する制裁の存在といった要因を勘案すると、北極海東部大陸棚では少なくともあと20年は探査フェーズが続くことになるだろう。筆者は、2050年以前に同エリアで石油の商業生産が開始される可能性はゼロだと認識している。

北極海西部（エニセイ河の河口から以西）の大陸棚ではある程度調査が進んでいるが、その展望は東部よりもさらに悲観的なものとなっている。ヴァランジェイ・モーレとメディンスコエ・モーレは沿岸から20～25kmのところ隣接して所在する鉱床で、1990年代の後半に発見されている。当初、両鉱床とも中規模鉱床と認識されていた（石油の可採埋蔵量が1,000万～3,000万t程度と評価されていた）。その後、前者の埋蔵量は300万t未満に下方修正されたが、2000年代初めに発表された複数の資料によれば、後者の埋蔵量は1億石油換算tを超える可能性があるとされていた。既述の通り探鉱井を掘削し当該の二つの鉱床を発見したのはガスプロム（正確には同社の発注を受けた下請け会社）であるが、同社は2鉱床が発見されたメディンスコ・ヴァランジェイスキー鉱区のライセンスを国に返還している。つまり、ガスプロムは2鉱床を商業生産の段階に移行させるのは不可能との判断を下したのである。その後、メディンスコ・ヴァランジェイスキー鉱区のライセンスはロスネフチに譲渡される。ロスネフチの報告書にはヴァランジェイ・モーレ鉱床の埋蔵量は示されていない（規模が小さすぎるためだと推測される）。一方、メディンスコエ・モーレ鉱床については、2014年時点の石油の可採埋蔵量は850万t、2017年時点で410万tとされていた。ただ、2018年以降のロスネフチの報告書には、メディンスコエ・モーレの埋蔵量の数字も示されなくなっている。この状況を勘案すると、おそらく、両鉱床とも商業生産の対象になることはないであろう。埋蔵量の数字が小さすぎるからである。

ドルギンスコエ鉱床（ガスプロムが地下資源利用者、ガスプロムネフチがオペレーター）は、2010年代初め時点ではペチョラ海大陸棚で最大の規模を有する石油鉱床とみなされていた。同鉱床では1998年からこれまでに4本の探鉱井が掘削されている。1998年に掘削された最初の探鉱井では、氷の状態が悪かったため試験を実施することができなかった。1999年に掘削された2本目の探鉱井では試験の結果、商業生産が可能な石油の噴出が確認された（つまり、この2本目の井戸によりドルギンスコエ鉱床が発見されたことになる）。3本目の探鉱井は2008年に掘削されたが、1本目の井戸同様に氷の状態が悪く試験を実施することができなかった。3本目の井戸の掘削が失敗に終わったにもかかわらず、同鉱床の埋蔵量は2010年代の初めに2億石油換算tに上方修正された。また、その時点の予測によれば、同鉱床では2020年代半ばにプラトリーの約480万t/年が達成される、とされていた。

2014年に同鉱床では4番目の探鉱井が掘削されたが、石油の埋蔵が予想されていた地層でガスの埋蔵量が確認されるという結果となった。おそらくこの結果を受けてのことだと判断されるが、2015年になりドルギンスコエ鉱床のライセンス協定の内容が見直されることとなった。この措置に関し、公式には、「探査の結果を受け鉱床の地質モデルを見直す必要が生じたため」との説明がなされている。ちなみに、変更前のライセンスでは2019年とされていた生産開始時期は、変更後の新しいライセンスでは2031年となっている。ありていに言えば、これは事実上ドルギンスコエ鉱床の開発が「無期延期」されたことを意味すると考えてよいであろう。

ライセンス協定によれば、ガスプロムネフチは同鉱床において探鉱井を少なくともあと2本掘削する義務を負っている。ただ、それらの井戸の掘削の実施時期に関する情報は出ていない。いずれにせよ、「2031年

生産開始」というのは現時点では最も楽観的な予測だとえよう。2031年までにドルギンスコエ鉱床の名前が完全に忘れ去られていることも考えられる。

ドルギンスコエ鉱床の商業生産の開始時期が延期された今、ロシア北極海大陸棚での近い将来における石油生産の展望はプリラズロムノエ鉱床に全面的にかかっていると断言してもよいであろう。

同鉱床の開発はかつて、ロシアの石油ガス分野のプロジェクトの中で最も難しいものの一つと認識されていた。その認識の背景には二つの理由が存在したが、一つは、ロシアの石油ガス会社には北極海大陸棚での開発の実績がないという客観的なものであった。そして、もう一つは主観的なものであった。それは、具体的に言えば、プリラズロムノエ鉱床の効率的な開発よりも、生産インフラへの投資額を最大化することの方に関心を示す複数の企業が当初同プロジェクトに参加していたという事実である。

大統領令に従い 1993年にプリラズロムノエ鉱床の開発ライセンスは、その1年前にロシア北部に所在する複数の軍需工場と鉄鋼メーカー「セヴェルスターリ」により設立された非公開型株式会社「ロスシェリフ」に入札によらない形で供与された。当時の構想では、「ロスシェリフ」は、ロシアの軍産複合体のポテンシャルを最大限に活用し大陸棚開発プロジェクトに取り組むことになっていた。そして、同プロジェクトは軍民転換の礎となり、ロシアに石油ガス生産用の海洋プラットフォーム生産に関連する新しい産業部門が誕生すると期待されていた。

1994年になり「資金ドナー」としてプロジェクトにガスプロムが誘致され、同社は「ロスシェリフ」の株式の51%を取得した。そして1995年に、ガスプロムは「セフマシプレドプリヤチエ」社に、プリラズロムノエ鉱床開発用の耐氷海洋プラットフォームの建設を発注した。ただ、同鉱床がガスプロムの優先的プロジェクトになることはなく、同プロジェクトへの投資額は最小限に抑えられることとなった。

2000年初めにロシア政府は、「ロスシェリフ」のプロジェクトが事実上失敗に終わったことを認め、プリラズロムノエ鉱床のライセンスをロスネフチとガスプロムが対等出資で設立した「セフモルネフチェガス」という会社に譲渡することを決定した。2002年にロスネフチは中古のプラットフォームをノルウェーから購入した。そこには、その中古のプラットフォームの上部構造をプリラズロムノエ鉱床開発のために建設される掘削用プラットフォームに転用しようという意図が存在した。その時点では、この措置は当該の掘削用プラットフォームの建設コストを削減すると同時に建設を加速させ2005年にはプリラズロムノエ鉱床での石油生産が可能になるとみられていた。しかし、2004年末にロスネフチは保有する「セフモルネフチェガス」の株式をガスプロムに売却した。その結果、「セフモルネフチェガス」は名称を「ガスプロムネフチ・シェリフ」に変更したのだが、その直後に、ロスネフチが購入した中古のノルウェー製プラットフォームの上部構造が役に立たないという事実が判明した。このため、計画の見直しが必要となり、当然ながら、プリラズロムノエ鉱床の開発開始時期も再び延期されることになった。

2010年に「セフマシプレドプリヤチエ」は海洋プラットフォームの自社担当部分を完成させた。完成したプラットフォーム構造はムルマンスクの「第35船舶修理工場」まで曳航され、そこで仕上げ作業と始動前の調整作業が実施された。そして、プラットフォームは2011年にプリラズロムノエ鉱床に設置された。当時の計画では2021年初頭より生産が開始される予定であったが、プラットフォームに複数の不具合が見つかり、結局、その後ほぼ2年間にわたり海上で調整作業が行われることになった。

2013年5月に「ガスプロムネフチ・シェリフ」はプラットフォームの稼働を開始し、同年末より石油の生産が開始された。ただ、2014年の通年の生産量は、2013年10月に「ガスプロムネフチ・シェリフ」の経営陣が述べていた同年の生産目標値の半分にも満たない30万tにとどまった。説明の要はないであろうが、北極海大陸棚で使用される掘削用機器のロシアへの輸出を禁じる西側の対ロ制裁が、目標未達成の最大の原因の一つであった。「セフマシプレドプリヤチエ」社の情報によると、「プラットフォームを構成する部品の大半が輸入品で、ロシア製のものはずかである」とされている。

2015年にガスプロムネフチは「オムスクネフチェヒムプロジェクト」研究所に、海洋掘削プラットフォーム「プリラズロムナヤ」の技術刷新に関する計画文書の策定を発注した。そこには、掘削コンプレックス、電力

・技術関連機器、安全性自動管理システム、ナビゲーション・通信システム等の抜本的な近代化を実施するという意図が存在した。また、当該の措置の目的は、「間断なき掘削プロセスを実現し石油の年間生産量と出荷量を550万～600万tに増加させること、ならびに、ロシア企業による新しい設備機器と資材の生産を可能にする技術文書を策定すること」にあるとされていた。ガスプロムネフチからの注文を受けた「オムスクネフチェヒムプロム」は、韓国のKHAN社と契約を締結し掘削プラットフォーム「プリラズロムナヤ」の近代化に関する文書の策定を当該の韓国企業に依頼する。その際、韓国側には、「新たに装備される設備機器は対ロ制裁という条件下でも入手可能なものでなければならない」という条件が付けられた。韓国は大陸棚用海洋プラットフォームの建造の経験が豊富なことで知られているが（例えば、サハリン大陸棚鉱床開発プロジェクトにおいても納入実績がある）、現在出ている情報によれば、プリラズロムナヤ用の主要な設備機器は2016～2017年より同国から納入されている模様である。

新しい井戸の掘削が積極的に行われたためプリラズロムノエ鉱床の生産量は2018年（同年を含む）まで増加していた。2019年は生産量が減少したが、その一因は、「プラットフォームで使用されている設備機器の定期点検のために」8月に約1カ月間生産が停止されたことにある。

プリラズロムノエ鉱床では最終的に33の生産井が掘削される計画となっているが、2020年末時点ではそのうちの23が掘削され稼働中となっていた。残りの10はこれから掘削される予定なので、2020年に設定されていたプラトー達成時期は2023年に延期される見込みとなっている（上記の「近代化」の事実を勘案すると、この延期措置は完全に想定内の出来事だといえる）。現時点の計画では、同鉱床ではプラトー時に年間約500万tの石油が生産される見込みとなっている。これは、今後数年間は、ロシアの石油の総生産量に占める北極海大陸棚産石油の割合が1%未満にとどまることを意味している。

表17 北極海大陸棚で最も生産性の高い石油鉱床

鉱床名	生産開始年	年初時点での PRMS 基準準拠の確認埋量、100 万t		石油とガスコンデンセートの生産量、1,000t			
		2018	2020	2017	2018	2019	2020
プリラズロムノエ	2013	32.6	28.3	2,641	3,189	3,138	3,269

出所：ガスプロムネフチ

バジェノフ層 バジェノフ層をソ連の地質学者たちが独立した地層として認識し始めたのは 1950 年代末のことであった。同層は主として瀝青粘土層で構成されている。その浸透率の低さ故に、バジェノフ層は当初の時点では、石油ガス鉱床の形成を促進する難透水性の天然の土台であるとみなされていた。バジェノフ層（上部ジュラ紀の地層）は事実上西シベリア全域に賦存し、その広がりには 100 万 km² を超える。また、賦存深度は 2,500～3,000m、厚さは 10～60m となっている。

バジェノフ層において初めて商業生産可能な量の石油の噴出が確認されたのは 1967 年、ハンティ・マンシ自治管区のサルイム鉱床においてであったが、その発見は偶然の産物であった。探鉱井の掘削深度が地下 2,840m の地点に達した時に、制御不能な量の石油（噴出量は約 700 t/日に達した）の噴出が確認されたのである。その結果、掘削装置は焼失してしまった。石油の産出が全く予想されていなかった地点で起こった事象であったため、特別委員会が設置され調査が開始された。そして、当該の事象の原因解明のためにサルイム鉱床で調査用探鉱井を 1969 年に掘削するという決定が採択された。そして、当該の井戸がバジェノフ層に到達した時に、300～400 t/日という大量の石油の噴出が確認された。そのような形で、バジェノフ層に商業生産可能な量の石油が埋蔵されていることが確認された。その後、ソ連ではバジェノフ層についての調査が積極的に行われるようになり、複数の新しい井戸が掘削されコアが採取された。探鉱井の掘削の結果は

様々であった。ドライのケースもあったが、数百 t/日の石油の噴出が確認されたケースも存在した。しかも、それは、現在浸透率の低い油層の開発に一般的に適用されているフラクチャリング技術を使用せずに得られた数字であった。このことは、他の低浸透率油層（たとえばシェールオイル層）とは全く異なる形での開発を念頭に置いた調査を実施する必要性を示唆していた。世界のどの低浸透率油層をみても、そのような大量の石油の自然噴出が観察された事例は存在しないからだ。世界の他の国々では回収率向上の観点からシェールオイル層についての研究が行われていたが、ソ連では大きな広がりを見せるバジェノフ層（上部ジュラ紀の地層）の中で最も生産性の高いポイントを見出すことに主眼を置いた研究がなされていた。しかし、ソ連の石油関係者はついに上部ジュラ紀の地層からの大量の石油の噴出が期待できる掘削ポイントを特定する術を見出すことができなかった。

次にバジェノフ層が注目を集めたのは、ハンティ・マンシ自治管区の石油生産量が下降線をたどりはじめた 2000 年代後半になってからであった。その頃には、ロシアの主要産油地域の資源基盤の強化という課題を誰もが意識するようになっていたが、その一方で、もはや従来の方法ではその課題の達成は難しいという認識も広がっていたのである。さらに、新しい生産技術が発達しそのコストが低下したことも、バジェノフ層への関心を強める一因となった。

国家鉱量委員会は、西シベリアのバジェノフ層およびそれに類する地層でほぼ 100 の鉱床が存在することを認めている。そして、それらの鉱床の埋蔵量（ABC1+C2 カテゴリー）の合計値を 22 億 t（地質学的埋蔵量）と 5 億 t（可採埋蔵量）と評価している。探査済み埋蔵量および事前評価埋蔵量の大半がハンティ・マンシ自治管区に集中しており、同自治管区では 80 以上の鉱床が発見されている。さらに、発見された油層（バジェノフ層）の大半が、ライセンス交付済みの鉱区の範囲内に所在する。換言すれば、西シベリアのバジェノフ層が賦存するエリアではすでに数万本の生産井と探鉱井の掘削が行われている。さらに、それらのエリアには石油の商業生産に必要なインフラがすでに存在する。当然ながら、この事実は同エリアで活動する石油会社のバジェノフ層に対する関心を強めるファクターの一つとなっている。

ソ連解体以降バジェノフ層の開発において先駆者となったロシアの石油会社はスルグトネフチェガスである。同社の場合、在来型の石油資源基盤が枯渇傾向にあり（ハンティ・マンシ自治管区での同社の石油生産量は 2006 年から 2017 年まで一貫して減少していた）、そのことがバジェノフ層に同社が強い関心を示すきっかけになった可能性も考えられる。バジェノフ層をターゲットに約 700 本の井戸を掘削してきた同社の経験によれば、掘削した井戸のうちそれなりの生産性（日産量 3 m³ 以上）を示すのは 5 本のうち 1 本で、残りの 4 本はドライか極めて生産性が低いかのいずれかだとされている。また、生産性が一定以上の井戸でもその生産性を維持できる期間がせいぜい 5～7 年に限定されるというのもバジェノフ層の特性だとされている。その程度の稼働期間では、生産井の掘削と稼働のために投下した資金を回収することは不可能である。

2010 年代の初めには、ロシア（およびロシア以外の国々）の主要な石油会社すべてがバジェノフ層に関心を示すようになった。その背景には、その頃から米国でシェールオイルの生産量が急増し始めたという事実が存在した。2000 年代の終わりから 2010 年代の初めにかけて米国は、低浸透率油層の開発は決して夢物語ではなく、現実的かつ大きな利益を生むものであることを実証して見せた。シェールオイル層の開発は、米国のような大産油国で長年にわたり続いていた減産傾向を逆転させることができる。バジェノフ層への関心を強めたもう一つの要因は高い油価水準であった。

それらの要因を背景に 2010 年代初めには、ハンティ・マンシ自治管区のバジェノフ層をはじめとするロシアの低浸透率油層の開発を目的とする複数の合弁企業がロシアの石油会社と外国の石油会社との間で設立された（あるいは、法的拘束力を有する合弁企業設立に関する協定が締結された）。ロシア政府も、税制上の特典を供与するという形でそれらのプロジェクトに対する支援を行った。

しかし、外資が参加したバジェノフ層開発プロジェクトはどれひとつとして始動することはなかった。開始される前に 2014 年のウクライナでの例の事件が起こり、米国、EU およびその他の国々が対ロ制裁を発動

し、その結果、制裁を發動した国々の企業はロシアの低浸透率油層・ガス層（tight oil & Gas）開発プロジェクトへ直接・間接を問わず参加できなくなり、さらには、それらのプロジェクト用に設備機器を納入することもできなくなったからである。

周知の通り、低浸透率油層の開発の際に最も一般的に採用されているのは、長い水平井を掘削し多段階フラクチャリングを行うという方法である。しかし、ロシアでは、水平井の掘削とフラクチャリングの実施に必要な設備、機器、材料の大量生産が行われていない。しかも、水平井の掘削とフラクチャリングは、バジェノフ層よりも生産性と予見性が高いその他の油層の開発の際にも適用されている。石油会社としては、こうした資機材が不足している条件下で、開発がより容易で生産性も高い油層よりもバジェノフ層開発を優先するわけにはいかなかった。

おそらく、そのような事情が存在したためだと推測されるが、スルグトネフチェガスは 2015 年になり自社のバジェノフ層開発プロジェクトを休止する。その際、同社は、「当面はバジェノフ層からの石油の回収量を増加させることはない。税制上の特典を考慮しても、同層の開発プロジェクトの採算性の確保は困難だからだ」との声明を発表している。ちなみに、2010 年半ば時点でスルグトネフチェガスはバジェノフ層において年間 50 万～60 万 t の石油を生産していたが、それ以降、同層での年産量がその水準を超えたことはない。

ここ数年、バジェノフ層の開発に最も積極的に取り組んでいるのは「ガспロムネフチ」である。2017 年にエネルギー省は、ガспロムネフチが取り組むバジェノフ層開発プロジェクトに国家プロジェクトのステータスを付与した。当該プロジェクトに課せられた最重要課題は、「バジェノフ層開発用の国産の高性能設備・機器コンプレックスを構築すること」にあった。ガспロムネフチは新しい設備・機器の実験場としてハンティ・マンシ自治管区のクラスノレーニンスコエ鉱床のパリヤン・フィールド（特別目的企業である有限会社「ガспロムネフチ・パリヤン」がライセンスを保有するエリア）を提供し、作業に必要な資金の大半を負担した。さらに、同社はこのプロジェクトに複数の大手の関連研究所（シンクタンク）と複数のロシアの機械製造関連企業を誘致した。その他、ロシア国内での生産が必要となる設備・機器のリストの作成も行われた。

2021 年初頭時点で、ガспロムネフチはパートナー企業と共同で多くを成し遂げている。たとえば、フラクチャリング・プロセスの近代化、コントロール、合理化を可能とする新しいソフトウェアを開発し試験を実施している。その他、ロシアの機械製造分野でこれまで生産されることがない斬新な機械の実験用試作品も作られている。たとえば、水平孔掘削用ロータリー・ステアラブル・システム（RSS）の試作品がすでに完成しており、2021 年中にも量産が開始される可能性がある。

ただ、一部の設備・機器やシステムについては輸入代替が思うように進展していない。最も問題視されているのは、ロシア国内にフラクチャリング用設備機器一式を生産する施設を建設するという計画の遅れである。ロシア政権サイドもそのような生産施設の重要性を認識しており、以前より然るべき措置を講じていた。たとえば、1993 年にロシア政府は、「大規模フラクチャリング用の設備機器一式の製造と試験を 1993～1995 年に実施し 1995 年より量産体制に入ること」を目的とする作業への国からの補助金の交付を規定した政府決定を採択している。当該の作業の担当企業に任命されたのは、ソ連国防工業省を前身とするコンツェルン「SMM」であった（すなわち、フラクチャリング用設備機器一式の生産は、軍民転換プロジェクトの枠内で実施される予定となっていた）。しかし、SMM は設備機器一式の量産に漕ぎつけることができなかった。

比較的最近、すなわち 2013 年になり、ロシアの複数の設計局と機械製造企業で構成される新しいコンソーシアム（「コンソーシアム RFK」）が設立された。同コンソーシアムは 2014 年に純国産のフラクチャリング用設備機器の試作品の実験を行い然るべき改良を行った。2014 年の対ロ制裁は、それらの純国産の設備機器の普及を促進するとみなされていた。しかし、そうはならず、コンソーシアム RFK がそれらの設備機器の量産を開始することはなかった。

ロシアでフラクチャリング用設備機器の一貫生産体制を構築できない理由の分析は本稿の主題からは外れる。しかし、はっきり言えるのは、この分野でのロシアの開発成果は、様々な理由から、外国の同等品に比べて明らかに競争力がなかったということである。

2020年にロシア政府は、国産フラクチャリング用設備機器の試作品の製造のために補助金を交付することを規定した政府決定を再度採択する。今回、試作品の製造を主導することになったのは「モスクワ熱工学研究所」である。ちなみに、同研究所は、「固体燃料軍事ロケットコンプレクス（より具体的に言えば、ロシアの最重要核兵器である大陸間弾道ミサイル）」の開発と生産を主な専門とする組織である。国と同研究所の間で締結された契約は2021年末までに切れる。残された時間は少ない。

パリヤン・フィールドにおけるバジェノフ層の鉍脈の開発は2018年12月に開始された。パンデミックと減産措置にもかかわらず、2020年にも作業は継続された。ガスピロムネフチによればプロジェクト開始当初は石油1tあたりの生産コストが約3万ルーブルだったのに対し、2020年末には同指標の平均値は1万3,000ルーブル、いくつかの井戸では8,500ルーブルとなった。同社は2021年末までにこの指標を6,000ルーブルにするという目標を掲げている。

パリヤン・フィールドのバジェノフ層の生産ポテンシャルはそれ程大きくないとみられている。「ガスピロムネフチ」が発表した最新の情報によれば、「2025年までに低浸透率油層からさらに100万tの石油が回収される。さらに、その後の10年間で合計1,000万tが回収される可能性がある」とされている。ただ、a)石油需要の回復とそれに伴う協調減産措置の解除、b)ロシアへのフラクチャリング用設備機器の輸出禁止措置の解除、あるいは、当該の設備機器の国内生産体制の確立、といった前提条件が揃わなければこの生産目標を達成することは不可能であろう。

ちなみに、ガスピロムネフチは2020年に「ザルベジネフチ」（国が株式の100%を保有する国有企業）との間で、ハンティ・マンシ自治管区の「サルイム3」および「サルイム5」鉍区（2鉍区ともライセンスはガスピロムネフチが保有）のバジェノフ層の開発に取り組む合弁企業を設立している。現時点の計画では、両鉍区のバジェノフ層での商業生産は2025年に開始され、プラトー時には年間150万t以上の石油が生産される見込みとなっている。

その他、ガスピロムネフチは2020年にルクオイルおよび「タトネフチ」との間で、オレンブルグ州内に自社が保有する2鉍区のドマニク層の開発に取り組む合弁企業も設立している。ドマニク層は、ヴォルガ・ウラル産石油ガス地域に所在するバジェノフ層と類似した油層である。事態が順調に推移すれば当該の鉍区のドマニク層では2020年代末より商業生産が開始される見込みとなっている。

低浸透率油層の開発の現状を総括すると、当該油層が今後10年の間にロシア全体の石油生産量に大きな影響を及ぼすことはない、と結論づけることができる。

2. 製油所近代化をめぐる状況

ロシア政府は2008年に採択した決定により、2013年からロシア国内において低排出基準向け自動車用燃料の生産を禁止した。ロシアの石油精製産業はこのような革命的な変更に対処する準備ができていなかった。この新しい要求はこの部門の現実には即していなかったのである。そのため当然の成り行きとして規制の厳格化は何度も延期された。代替策として政府は製油所を保有している企業に、(いくつかの省庁によって代表される)政府との間で、協定と、2015年末までに自動車用燃料の品質を向上させることを目的とするプラント近代化「ロードマップ」を締結することを義務づけた。こうした協定は2012年初頭までに締結された。

協定により製油業界は設備を改修する義務を負い、二次精製工程の126のプラントを一新しなければならなくなった。そのうちの31は高度精製プラント（接触分解装置11、水素化分解装置20）、95は「アップグレード」プラント（接触改質装置18、異性化ユニット17、アルキル化装置9、メチル第三級ブチルエーテル（MTBE-ガソリンのオクタン価向上剤）製造装置8、ガソリン留分水素化改質装置8、軽油水素化改質装置35）。これは大規模な製油所1カ所あたり平均して4プラントに相当する。

構想によれば2016年までに改修工事を終えなければならなかったが、これは初めから非現実的だと見られていた。たとえ、欧米諸国による制裁や原油価格の下落がなかったとしても、無理な話である。

エネルギー省のデータによれば、ロシアでは2012年の初めから2014年末までの期間に製油所に200億ドルを投資し、新規で24、改修したもので17の二次精製プラントを稼働させることができた。それによる製品得率の上昇はわずかであった（2011年は70.6%であったものが、2014年では72.4%）ものの、石油製品の品質は向上した（例えば自動車用ガソリンの総生産量に占める、最上等級5の割合は2011年の2%から2014年は74%に、軽油での同指標は17%から58%に増えた）。

2014年から2015年にかけてロシアが置かれた「クリミア後」の状況下では、緊急性で優るのは近代化の加速よりも石油精製の輸入代替品を生産できるようにすることであった。そこで、政府と製油所を有する企業との間で締結された上記のプラント近代化協定の履行期限は2020年一杯まで（一部は2027年まで）延長された。

2015年から2017年にかけての間にロシアの製油所では21のプラントを新たに導入し、10のプラントの改修を終えた。ロシアの製品得率平均値は2015年の74.2%から2017年の81.3%に上昇した。付言すると、2015年にロシアで初めて重油の生産が軽油を下回った。これは石油精製の技術レベルが本質的に向上したことを意味する。2016年1月1日をもってロシアはエコロジークラス5の自動車燃料用軽油の使用に移行した。ガソリンについては同クラスへの移行は2016年7月1日に行われた。

一方、2017年にはロシアの製油所は自動車用燃料を輸出せずに国内市場で販売すると損をするという事態が定期的に起きるようになった。これはもちろん直接的な損失ではなく、逸失利益という意味である。その理由は、加工税、国内外の原油価格や石油製品（直留ガソリンなどの半製品を含む）価格、ルーブルの為替レートなど様々である。

加えて、ロシア経済は2013年から実質的にスタグネーションの状態にある。ロシア政府は経済成長を促す方法のひとつとして燃料価格の統制を行っており、主要な生産者のすべてと定期的に必要な協定を結んでいる。その結果、ロシア国内の石油製品価格を輸出の収益性に合わせて変化させることができなくなった。

2018年は、（ロシアが影響を及ぼすことができない）原油および石油製品の国際市況と、ロシア政府の「規制の財政」政策が相俟って、製油企業は、燃料を輸出に回していれば得られたはずの収益が、国内市場で販売しなければならないために得られない、という事態がほぼ年間を通じて続いた。

この事態は、ロシアの石油産業への「税制操作」と呼ばれる介入政策によりさらに悪化した。この操作は、原油と石油製品の輸出関税を徐々に引き下げ（2024年にはゼロにし）、石油採掘税は増税していくというものである。当然のことながら、これはロシア製油所が供給する石油製品の輸出等価価格の上昇に直接つながる。この問題を解決するために、製油所が以下の条件を一つでも満たす場合、その製油所用の原料に対して2019年1月1日から負の物品税率が導入されることになった。

- 国内市場に供給されるクラス5のガソリンと石化製品原料であるナフサが精製量に占める割合が10%以上
- 部門別制裁リストに挙げられている企業の製油所
- 製油所が政府と近代化協定を結んでおり、これによる投資額が600億ルーブル以上であるか、または協

定に定められた措置をすべて達成するとガソリンが精製量に占める割合が 10%以上になる。

以上に加え、いわゆる「ダンパーメカニズム」が 2019 年から機能している。国内市場に出荷する企業には、「北西連邦管区の港から船積みされる場合の輸出ネットバック価格と政府が具体的な石油製品について定めた「基礎価格」との差額分が国庫から補填されるのである。付言するならば、「ダンパーメカニズム」は原油高のとき国が企業に補助金を出し、原油安のとき企業が国に返金するように作られている。2020 年の春にまさにこのようなことが起こった。このダンパーはガソリン価格の値上がり防止するが、市況が消費者にとって有利になっても値下げはもたらさない。このメカニズムは極めて特異なもので、ほぼ確実にいずれ変更されるだろう。

いずれにしろ、2019 年から政府は事実上ロシアの製油所に補助金を支給している。2019 年にはこのために連邦予算から 4,200 億ルーブル以上が支出された。これは言うまでもなくダウンストリームをしっかりと支援しようということである。しかし負の側面もある。国が補助金を出すか否かは政府の決定次第であり、補助金がいつまでも続くという保証は全くない。換言すれば、政府補助があることで、製油業発展のための投資判断を行うにあたり不確定要素が増えるのである。

現地専門家の見解では、2018 年のロシアの石油精製部門の操業条件の見直しにより、過去（2011 年）に製油会社と政府の規制機関が結んだ近代化協定が機能しなくなった。このことはこれまで一度も公にされていないが、そう言える根拠は存在する。第 1 に、必要とされている二次精製工程のプラント 126 基が 2021 年までに新設あるいは改修されることはありえないことが、すでに 2018 年においては明々白々であった。ロシアでは政府主導で始めたことが失敗したと認められることはない（二次精製工程近代化の加速は、おそらくは大統領の意志による、まさに政府案件である）。過去に立てられた目標については公式筋では語られないことになる。アジェンダでは過去の目標にかわり、10 年から 15 年後に達成される新しい目標が記される。第 2 に、上述したように、製油プラント近代化基本協定の締結は 2011 年のことであった。この時期ロシア経済はまだ成長を続けており、将来見通しは甚だ楽観的であった。2018 年までにロシアでは非常に多くの変化が生じ、それは良い方向へのものではなかった。したがって、これほど多くの新規の製油能力はロシアには必要なかったかもしれない。事態が変わったあとのロシアでは、生産能力増強は経済合理性がなかったということも十分考えられる（2011 年には誰も経済的合理性を計算しなかったようなのだからなおさらである）。2011 年の協定が 2018 年には事実上破棄されたと見る第 3 の論拠は、2018 年から政府官庁は協定の履行状況のモニタリングをしていないということである。

達成されなかった古い目標にかわる新しい戦略的目標については上述した。その一つが 2018 年に結ばれた新たな設備近代化協定であって、その履行が、2019 年から製油所が原料に対する負の物品税率の適用を受けるための必要条件となった。2019 年初めまでにエネルギー省はこうした協定を九つの製油所と締結した。これらの製油所の大半は、垂直統合型の石油企業に属さず、単独で操業している。これらの協定の枠組みにしたがい、九つの製油所は二次精製工程の 13 のプラントを 2026 年初めまでに稼働させ、「ロシアにおいてエコロジークラス 5 のガソリンを年間 300 万 t 以上増産できるようにする」計画を立てた。これら製油所は 2011 年にも設備近代化協定を締結しているが、ひとつとして協定に定めた義務を履行してはいない。

2011 年協定の履行状況のモニタリングについて述べよう。2018 年のエネルギー省のデータによると、稼働できた新規プラントは 4 基、同じく改修プラントは 1 基であった。一方、石油ホールディング会社および独立系の製油所の情報によれば 2018 年に 13 基の新規プラントが稼働されている。2018 年、ロシアの製品得率は 83.4%まで上がっている。

2019 年、ロシアの二次精製工程設備能力の発展は 2012 年以降の期間で最も低調であった。稼働した新規

プラントは1基にとどまり、改修を終えたプラントも1基だけであった。製品得率は2012年以来初めて低下した(83.1%)。しかし最も重大なことは、新規の建設を行った製油所がひとつもなかったことである。これは、現在の状況下では、製油所所有者にとって製油所投資には全く魅力がないということの明白な証拠である。こうした状況のなか、2019年半ばに政府のなかに、二次精製工程近代化投資を行う製油所が購入する原油に対する負の物品税率に「投資係数」を導入するというアイデアが生まれた。然るべき法律が2020年の秋に採択された。投資係数の最大値は1.3(適用前「負の税率」、適用後 $1.3 \times$ 「負の税率」)と定められた。政府が二次精製工程近代化支援を資金面で強化する準備は整った。

「投資係数」の適用を受けたい製油所は、2021年7月1日までにエネルギー省と新たに設備近代化協定を結ぶことになる。その際、こうした協定を結ぶ権利を有するのは、以下の組織である：「所有権および(または)他の合法的根拠に基づき/必要とされる/生産設備を有しており、2017年に60万tを超える原油を精製した企業であって(中略)以下の条件のうちのいずれかを満たす。

1) 協定に盛り込まれた措置が完了した後(中略)クラス5のガソリン生産量の(中略)精製に使用した原油量に対する各年の比が0.1以上である

2) 協定の対象となり(中略)かつ2014年7月1日から2024年1月1日までの間に新たに稼働した生産設備全体の原価が600億ルーブル以上である」。

(2019年からの)負の物品税率を適用される条件と、2020年秋に加えられた変更とを比較すると、設備近代化協定締結資格について重要な新機軸はない。したがってこれは、2019年に設備近代化協定を締結した製油所には自動的に「投資係数」の適用を要求する資格が与えられることを意味する。なお、2020年に新たに付け加えられた条件は、設備近代化義務を果たさなかった製油所は、投資係数により割増受給した負の物品税額を国庫に返還するというものである。

投資係数を導入する法律が採択された2020年秋から2021年1月末までの間に新たに締結された設備近代化協定はひとつもない。

いずれにしろ、2020年にロシアの製油業の二次精製工程で稼働を始めた新規プラントは4基、近代化改修されたプラントは1基あったと考えている。2012年からの同様の新規および近代化改修プラントの総数は90を超す。要するに2011年の計画は完全には達成されなかったが、製油分野は発展しており、しかもその進歩は相当なものだと認められる。

2.1. ロスネフチ

ロスネフチは12の大規模な石油精製企業を傘下に置いている。それらは、アチンスク、コムソモリスク、クイブィシェフ、ノヴォクイブィシェフ、サラトフ、シズラニ、トゥアプセ、アンガルスク、リャザン(RNPK)の地名を冠した9社に加え、一体となって操業している「バシネフチ」の三つの製油所である。ロスネフチは他にも小規模な製油所をロシア国内に有しており、さらに「スラヴネフチーYaNOS」の株式の50%を保有している。

ロスネフチの製油所をすべて合わせた石油精製能力は1億1,840万tとなる。ロスネフチの製品得率と白油製品歩留り(2019年はそれぞれ74.4%と57.6%)はロシア平均を下回る。

ロスネフチが1995年に創立されたときに所有していた製油所は、コムソモリスクおよびトゥアプセ製油所の二つである。

コムソモリスク製油所はハバロフスク地方のコムソモリスクナアムーレ市にあり、1942年に操業が開始さ

れた。2019年の製品得率は75.9%、同じく白油製品歩留りは55.2%であった。この製油所で精製される原油は、サハリンからパイプラインで供給される低硫黄（0.3%未満）原油と、鉄道で運ばれて来る西シベリアの低硫黄原油である。2018年に製油所はESPOに接続された。このパイプラインで輸送される原油の硫黄分は0.65%未満である。

年間の石油精製能力は830万tとなる。設備の改修と近代化を1999年に始め、2001年に年産45万tの接触改質プラントが操業を開始した。2002年にはライトナフサ異性化ユニットと年間処理能力200万tの一次精製装置が導入された。近代化改修工事は2007年にも継続した。その結果2011年にディレードコーカー（重質油熱分解装置）が操業を開始する。2012年、接触改質装置の改修が完了し、その過程で年間処理能力150万tの改質原料分別ユニットが導入された。2013年、コムソモリスク製油所で年間処理能力365万tの水素化分解装置と水素化精製装置の建設が始まった。このプラントの操業開始は当初2015年を予定していたが、最近の情報では早くても2023年となっている。

トゥアプセ製油所はクラスノダル地方にあり、コムソモリスク製油所と同じく、ロスネフチ創立時から同社の一部である。ロスネフチの製油所のなかでは消費地に近いという立地条件に恵まれ、黒海沿岸にあるものとしてはロシアで唯一の製油所である。またロスネフチ最古（操業は1929年）の製油所で、設備は時代遅れである（2019年の製品得率66.1%、白油製品歩留り49.6%）。

製油所が精製する原油は、トランスネフチの幹線石油パイプラインで運ばれて来る西シベリアの比較的低硫黄（1.3%未満）の原油と、ロシア南部で採掘されている低硫黄原油である。

ロスネフチは、トゥアプセ製油所の能力を年450万tから1,200万tに増やす大規模設備増強プログラムを2005年に公表した。これは「ユガンスクネフチガス」を取得した後のことで、新規の精油設備が急ぎ求められたためである。建設工事が始まったのは2008年、第1フェーズの工事はひたすら製油所全体の能力増強だけに集中してなされ、2013年に直留ガソリン水素化精製セクション付き一次精製装置が新たに操業を開始した。ただし、これにより製品得率が変化することはなかった。ロスネフチの掲げた目標はトゥアプセ製油所二次精製工程の歩留りを90%、製品得率を98.5%にするというものであった。そのため第2フェーズの工事では、真空ガスオイル水素化分解装置、軽油水素化精製装置、水素製造装置、ナフサ異性化および水素化精製装置、接触改質装置、硫黄生成工程の建設が計画された。第3フェーズの近代化工事ではフレキシコーキング装置の建設を予定している。

現在トゥアプセ製油所で行われている建設工事は、水素化分解装置（年間能力400万t）、水素化精製および改質装置である。これらがいつ稼働するかは見極めがつかない。ロスネフチが急いでいないのは明らかである。現在この製油所では自動車用ガソリンを全く生産していないが、「ロスネフチ」は一向に困らない。なぜなら直留ガソリンを輸出するほうが、ロシア国内で自動車用ガソリンを売るより儲かるからである。

ロスネフチは、倒産した「ユコス」の五つの製油所を2007年に手に入れた。

アンガルスク石油化学コンビナート（ANKhK）はその一つで、年間精製能力は1,020万tである。イルクーツク州に立地し、1955年に操業を開始した。ANKhKはパイプラインで供給される低硫黄（0.75%未満）の西シベリア原油を精製している。

ANKhKの2019年の製品得率は80.5%、白油製品歩留りは62.2%。二次精製工程の設備には異性化装置（2010年操業開始）、ガソリンおよび軽油の水素化精製装置、アルキル化装置、瀝青プラントが含まれる。2015年に年産4万2,000tのMTBE製造プラントを稼働させた。

ANKhKでは年間処理能力400万tの軽油水素化精製装置、アルキル化装置（年間13万t）および接触分解ガソリン水素化精製装置（年間50万t）の建設工事が続いている。この工事は随分前から計画されていたが、実現が止まっていたものである。直近の情報では、ANKhKの近代化工事の完成は「2021年より後」の時期に延期されたとのことである。

アチンスク製油所はクラスノヤルスク地方にあり、操業開始は1982年、90年代に改修、近代化がなされている。ANKhK同様、石油パイプライン幹線で送られてくる西シベリアの低硫黄（0.75%未満）原油を精製している。

2014年に大規模な操業事故が起き、未だに復旧が完了していない。

アチンスク製油所の現在の年間設備能力は750万t、2019年の製品得率は68.7%、白油製品歩留りは53.9%であった。二次精製工程に含まれる設備は、接触改質装置、水素化精製装置、ディレードコーカー、異性化装置、ジェット燃料および軽油の水素化精製装置、瀝青プラントである。

製油所では真空ガスオイル水素化分解装置（年間能力200万t）とディレードコーカー（同100万t）の新設工事が続いている。これら新設設備は2015年に操業開始する計画であったが、今に至っても稼働していない。ロスネフチの情報では、接触改質プラントの新設工事が終わるのは2021年、コミッショニングは2022年初頭になる。

クィブィシエフ製油所は、「サマラ製油所グループ」に属する三つの製油所の一つである。クィブィシエフ製油所の操業開始は1945年、設備能力は年700万t、2019年の製品得率は66.1%、白油製品歩留りは58.8%であった。

精製している原料は、西シベリア原油と沿ヴォルガ原油のミックスである。これらの原油はいくつかの幹線パイプラインを通して供給される。原油の硫黄含有率は1.8%~3.3%である。

二次精製工程の設備を構成するのは、接触分解装置、ビスブレイキング装置、接触改質装置、水素化精製装置、異性化装置である。製油所では2010年にビスブレイキング装置の能力増強工事が完了し、2011年に接触改質装置のベンゼン留分分離ユニットが稼働した。2014年には年間能力28万tの異性化装置が導入された。2016年、接触分解装置（年間能力110万t）とMTBE製造装置（同4万t）の新設工事が完了した。とはいえ、新設接触分解装置の原料調整に必要な真空ガスオイル水素化精製装置（年間能力200万t）の新設工事は未だに継続中である。元来の計画では水素化精製装置の稼働は2015年の予定であった。新たに設定された操業開始時期は2021年である。

ノヴォクィブィシエフ製油所は、「サマラ製油所グループ」に属するもう一つの工場で、西シベリア原油と沿ヴォルガ原油をミックスした原料を精製している。操業開始は1951年、後に何度も設備の改修と近代化を行っている。設備能力は原油換算年790万t、2019年の製品得率は74.2%、白油製品歩留りは55.5%であった。二次精製工程にある設備は、接触分解装置、ディレードコーカー、接触改質装置（2010年にベンゼン留分分離ユニットを追加）、異性化装置（2010年に近代化）、灯油と軽油の水素化精製装置である。

2015年、年間処理能力120万tの接触改質装置と同28万tの異性化装置を新たに加えたプラントの商業操業が開始された。

ノヴォクィブィシエフ製油所のキーとなる近代化プロジェクトは、重質留分の水素化分解装置と水素化精製装置を組み合わせた年間処理能力480万tのコンプレックスの建設である。その操業開始は2018年に予定されていたが、実現していない。ロスネフチの2018年の総括プレゼンテーションでは、ノヴォクィブィシエフ製油所について、真空ガスオイル水素化分解装置の新設プロジェクトが年間能力を200万tに落としたかたちで公表されていた。最新の情報では水素化分解装置の稼働予定は2021年となっている。

この製油所では年間能力150万tのディレードコーカーの新設も計画されている。

シズラニ製油所は、「サマラ製油所グループ」に属する3番目の工場で、操業開始は1942年である。現在の年間設備能力は850万tである。2019年の製品得率は78%、白油製品歩留り57.7%であった。二次精製工程の設備には、接触改質装置、燃料油水素化精製装置、接触分解装置、異性化装置（2011年導入）、アルキル化装置、瀝青プラントがある。他のサマラ製油所グループの工場と同じく、2011年に（接触改質装置に追加された）ベンゼン留分分離ユニットが操業を開始した。

現在シズラニ製油所では、製品得率を90%以上に上げるための接触分解装置（年間能力125万t）と軽油

水素化精製装置（同 250 万 t）の新設工事が続いている。また、アルキル化装置（同 16 万 t）と MTBE 製造装置（同 4 万 t）の建設工事も行われている。これらのプラントの操業開始は 2016 年の予定であったが、後に 2017 年とされた。しかし、現在までに操業が開始されているものはひとつもない。MTBE は 2021 年に生産が開始できるようであるが、工事中の他のプラントの操業開始時期について新しい情報はない。

また、2013 年に TNK-BP を買収したことにより、さらに二つの製油所がロスネフチのものになった。

リヤザン製油所（リヤザン石油精製会社の主要資産）の操業開始は 1960 年である。パイプラインで運ばれて来る西シベリア原油と沿ヴォルガ原油をミックスして精製している。硫黄分は 1.8%未満である。製油所の設計能力は年間約 1,700 万 t、2019 年の製品得率は 72.4%、白油製品歩留りは 57.5%であった。リヤザン製油所の成績は、製品得率はそれほど良くないが、精製される自動車用燃料の品質はロシアの平均を上回っている。これは TNK-BP 時代に成し遂げられた近代化プログラムのおかげである。

2001 年に接触分解装置の近代化が行われており、2005 年から 2006 年にかけて真空ガスオイル水素化精製装置、アルキル化および異性化装置、ならびに付随製造工程の操業を始めている。

2015 年に減圧蒸留装置と年間能力 80 万 t の異性化装置が稼働を始めている。

2019 年春には 2014 年に始められていた、リアクターの交換を伴う接触改質装置の近代化を完了した。設備能力は年 30 万 t である。この製油所には他に四つの接触改質装置がある。2020 年夏に一次精製装置の一つの近代化工事を開始している。

一方で、新設工事中の水素化分解装置（年間 220 万 t）と軽油水素化精製装置（同 200 万 t）ならびに MTBE 製造装置の操業開始は今に至るも延期されたままである。

サラトフ製油所の操業開始は 1934 年である。この製油所はロシアで最も古いものの一つである。硫黄分が 1.8%未満になる西シベリアと沿ヴォルガの油田の原油をミックスしたものを精製している。製油所の年間精製能力は 700 万 t、2019 年の製品得率 81.8%、白油製品歩留り 51.8%であった。

サラトフ製油所はロシアの平均的なタイプとはかなり異なっている。比較的小規模な生産能力にも関わらず、すでにソ連時代に接触分解装置や改質装置、それに水素化精製装置を備えていた。おかげで TNK-BP は拡張工事に費用を投じる必要がなく、既存の設備の近代化をするだけでよかった。

2013 年、サラトフ製油所では処理能力 30 万 t / 年の新設された異性化装置が操業を始め、既存の一次精製装置の能力（660 万 t / 年）を 700 万 t に、同じく真空残渣油ビスブレーキング装置の能力を 100 万 t / 年に強化する改修工事を終えた。その前の 2012 年には軽油水素化精製装置の改修が行われている。

ロスネフチの将来計画では、サラトフ製油所に新たに水素化分解プラントを建設するとしているが、設備能力の詳細については今のところ不明である。

さらに、ロスネフチは 2016 年に「バシネフチ」社を買収し、ウファーにある製油所グループの経営権を得た。このグループは「ウファネフチヒム」、ウファー製油所、「ノヴォイル」製油所の三つの工場からなり、すべてを合わせた年間精製能力は 2,350 万 t である。付け加えていえば、石油化学工場の「ウファオルグシネズ」も上記 3 工場と同じ生産系統に属している。バシコルスタンのこれらの製油所はロシアで最も進んだもの一つである（ソ連が崩壊する前夜に、フランス企業により総合的な改修と設備再編を完了していた）。2019 年にウファーにある製油所をすべて合わせると 1,870 万 t の原油を精製しており、平均すると 81%の製品得率と、65.4%の白油製品歩留りを示した。硫黄分は 1.8%未満の西シベリア産原油がパイプラインで供給されている。また地元で採掘される、硫黄分 3.3%未満のバシキール原油も用いている。

「ウファネフチヒム」製油所の操業開始は 1957 年で、設計能力は 950 万 t / 年である。この工場には、水素化分解装置、接触分解装置、ビスブレーキング、ディレードクーラー、瀝青プラントといった高度精製設備がほぼ揃っている。

「ウファネフチヒム」では2009年、120万t／年の能力のディレードコーカーが新設され、操業を始めた。その結果、製油所の製品得率が95%～98%にまで向上した。2012年、このディレードコーカーの能力は160万tに増強された。同年水素化分解装置が改修され、150万t／年だった能力が190万t／年に増強された。2016年に水素化分解装置の爆発事故が起き、現在その復旧工事が続けられている。

ウファー製油所は1938年に稼働を開始した。この製油所の設計能力は750万t／年である。この製油所に1962年、ソ連で初めて設計された軽油水素化精製装置が据え付けられた。90年代中頃に設備能力200万t／年の接触分解プラントが導入された。

2009年真空ガスオイル水素化精製装置が改修された。2014年接触分解ガソリン水素化精製装置が稼働を開始した。ウファー製油所では現在、160万t／年のディレードコーカーの建設工事が行われている。

「ノヴォイル」製油所（旧名ノヴォウフィンスキー製油所）の操業開始は1951年。設計能力710万t／年である。製油所にある設備は、水素化精製、改質、異性化、硫酸アルキル化、ビスブレーキングおよびコーキングを行う装置である。これらにより、低硫黄や高硫黄の原油、様々なガスコンデンセート、ウファー製油所グループに属する他のプラントから供給される中質留分や重質留分など、種々の炭化水素原料を精製できる。

2012年に異性化装置の近代化が行われ、2013年に新造の硫酸アルキル化装置の操業が始まった。また2014年には新たに設置された水素製造装置が稼働を始め、ウファーにある他の製油所のものを含むすべての水素化精製装置の水素需要を満たせるようになった。「ノヴォイル」新規水素プラントの設計能力は420t／日と、ロシア最大の規模である。

比較的最近ロスネフチの傘下に入ったウファーの製油所を除くと、「ロスネフチ」の精製設備近代化プログラムは全体的には失敗したと言える。同社の製油所で大規模な新規設備を立ち上げたところはひとつもない。その原因の一つはロシアの国営企業に対する制裁である（制裁が始まったのは2014年）。この制裁によりロスネフチは融資を制限された。しかし最大の原因は、会社として当面の利益を最大化することに重点を置くならば、設備の近代化を急ぐことには意味がないことにある。はっきり言えば、製油所の分解設備を更新することより、重油を輸出するほうが会社にとって利益が大きく、ロスネフチの経営陣はこうした状況は当面変わらないと考えている。

2.2. スルグトネフチェガス

石油会社スルグトネフチェガスが有する製油所は、「キリシネフチェオルグシンテズ（KINEF）」（レニングラード州キリシ市所在）一つだけであるが、これはロシア最大の製油所の一つである。

KINEF製油所の操業開始は1966年であった。設計精製能力は2,010万t／年であるが、最近の実績は1,800～1,900万t／年である。キリシにパイプラインで送られてくる原油の硫黄最大含有量は1.55%である。

最近までKINEFの二次精製工程には改質、異性化、軽油の水素化精製しかなかった。スルグトネフチェガスが自社の製油所が重油に特化していることに100%満足していることは明らかだった。KINEFの立地はロシアの西側国境に極めて近く、重油の輸出から得られる利益が特に大きいのである。それでもスルグトネフチェガス社は自動車用燃料の品質向上のために投資を行い、定期的に設備の近代化を行ってきた。

2013年末KINEFでは原料油換算精製能力480万t／年の接触分解装置を中心とするプラントが操業を開始した。同社からの情報によると、このプラントの建設が始まったのは2003年である。この新しい設備のおかげで製油所の製品得率は約60%に上昇し、白油製品歩留りも（2013年の40.5%から2014年の47.3%に）向上した。

2017年、KINEFは高オクタン価ガソリン製造プラントの建設工事を完了した。このプラントには処理能力230万t／年のガソリン留分水素化精製装置、異性化装置（110万t／年）、接触改質装置（120万t／年）

が含まれる。このプラントは2018年に操業を開始した。KINEFの2019年の実績は、製品得率63.4%、白油製品歩留り57.8%を示している。

KINEFには今後数年は新設工事をする計画はない。

2.3. ガスプロムネフチ

ガスプロムネフチはロシアのオムスクとモスクワに計二つの製油所を有している。また同社は、ヤロスラヴリ製油所を所有しているスラヴネフチの株式の50%を保有している。

オムスク製油所は（操業開始が1955年であるにもかかわらず）ロシアにおける最新式の製油所の一つである（設計能力2,200万t/年、近年の精製量2,000万~2,100万t/年）。1995年に垂直統合型企業「シブネフチ」（現在名ガスプロムネフチ）に組み入れられた。2019年の製品得率は89.5%、白油製品歩留りは70.6%であった。パイプラインで供給される低硫黄（0.6%未満）の西シベリア原油を精製している。

オムスク製油所は、接触改質、接触分解、アルキル化、異性化、水素化精製を行う設備を有している。これらの装置はすべてかなり新しいものである。接触分解装置の操業開始は1995年、同じくアルキル化装置は2001年（アルキレート製造能力は30万t/年）。2005年に接触分解プラント（原油換算処理能力100万t/年）の改修を完了しており、その過程で水素化精製ユニットが付設された。異性化プラントは2010年に導入された。このプラントの80万t/年の能力は、稼働開始当時ヨーロッパ最大であった。

オムスク製油所では2012年に、自動車用燃料油用ハイドロスキミング精製プラントが稼働している。このプラントには接触分解ガソリン用水素化精製装置（能力120万t/年）と軽油用水素化精製装置（能力300万t/年）が付随しており、精製される自動車用燃料油の品質を劇的に高めている。

2015年末に接触分解装置の近代化が完了した。

2016年、2020年までを期間とする製油所近代化工事第2フェーズがスタートした。現在製油所では、年間処理能力960万tの一次精製プラント（旧世代の古いプラントは撤去される予定）、（年間処理能力原料油換算200万tの水素化分解装置を中心とする）高度精製プラント、軽油の水素化分解・脱蠟装置（250万t/年）、ディレードコーカー（200万t/年）の新設工事が進行中である。これらの工事の目的は製品得率を97%にまで上げ、企業の環境指標を高めることである。

上記に加え、2019年に改質装置の近代化を開始しており、これが稼働すれば高オクタン価のガソリン留分の生産は1.5倍になる。また同時に既存のディレードコーカーの改修も始められた。第2期近代化工事で新設されるプラントと同時に改修を行っている設備の操業開始は当初2020年を予定していた。新たな予定では2021年~2022年となっている。

モスクワ製油所は1938年に操業を開始した。この製油所は民営化後しばらくSibir Energy社が経営していたが、同社は2011年に「ガスプロムネフチ」に吸収された。モスクワ製油所の設計能力は1,280万t/年とされるが、実績は900~1,000万t/年である。2019年の製品得率は81.6%、白油製品歩留りは59.3%であった。製油所に原油を供給しているパイプラインは2系統あり、原油の硫黄分はそれぞれ1.5%と1.8%である。

モスクワ製油所の二次精製工程は、接触分解装置、接触改質装置および水素化精製装置といった基本的な装置をすべて備えている。さらには、MTBEの製造も自前でやっている。2013年、接触分解・異性化ガソリンの水素化精製装置が新規に導入された（65万t/年）。

2020年7月、モスクワ製油所において新たな原油精製プラントが立ち上げられた（ガスプロムネフチのなかでは「Euro+」と呼ばれている）。このプラントには一次精製装置（年間600万t）、軽油の水素化精製装置および改質装置が含まれる。これにより製油所の生産量が増加し、製品得率（85%にまで）と白油製品歩留りが向上することになる（航空ケロシンの生産は2倍、軽油は1.5倍になり、自動車用ガソリンは25%~30%増加する）。コンプレクスEuro+は五つの旧式装置を代替するので、これらを撤去できる（撤去は2020

年12月に始まった)。ガспロムネフチは空いた敷地に、水素化精製装置とディレードコーカーを中心とする高度精製プラントを建設することを計画している。これらの近代化工事が完了すると、モスクワ製油所は製品得率99%、白油製品歩留り80%以上を達成することになる。

2.4. TANEKO

TANEKO 製油所はタトネフチ社が所有している。垂直統合化を基本とするロシアの石油産業改革が進行した90年代前半を、タトネフチ社は製油所を持たずに過ごした。この時同社は年間2,000万t以上の原油を生産しており、自社で製油所を持たないことはビジネスの効率化を妨げるものであった。

タタルスタンでは1997年に、「ニジネカムスクネフチェヒム」社の製油所として700万t/年の一次精製装置を中心としたニジネカムスク製油所の建設が始められた（「ニジネカムスクネフチェヒム」はタトネフチ同様、当時はタタルスタン共和国政府が経営していた）。この時公開型株式会社「ニジネカムスク製油所」が設立され、その株式をタトネフチが63%、「ニジネカムスクネフチェヒム」が25%、「TAIF」社が7.5%保有した。しかしこの事業は当初予定した形では実現されなかった。2000年代の中頃タタルスタン政府は、ニジネカムスク製油所の資産を「TAIF」社に移し（2.5項参照）、タトネフチにはニジネカムスクにTANEKOという名の別の製油所を新たに建設するよう委託された。

TANEKO 製油所は2011年に操業を開始した。製油所の第1期工事で完成した設備は、一次精製装置（700万t/年）瀝青プラント、真空残渣油ビスブレーキング装置および中質留分水素化精製装置である。この段階ではTANEKOは市販用自動車燃料を生産しておらず、製品得率が50%を超えることはなかった。近代化を終えた2013年、TANEKOの一次精製装置の能力は850万t/年にまで拡大した。2014年、TANEKO製油所に処理能力290万t/年の真空ガスオイル水素化分解複合装置が導入され、軽油と航空ケロシンを生産できるようになった。2014年の製品得率は73.5%、白油製品歩留りは67.4%であった。

TANEKOでは2015年にオイルの生産が始まった。2016年にはディレードコーカー（200万t/年）が導入された。これにより原油製品得率は99.2%まで、白油製品歩留りは86.9%まで上がった。この時点でTANEKOは重油が最終製品に含まれないロシアで最初の製油所になったのである。

TANEKOの2017年の原油製品得率は99.3%、白油製品歩留りは87.5%であった（これはこの部門ベストの数値である）。この時もまだ市販用のガソリンは生産していなかった。

2018年初頭にTANEKOはナフサの水素化精製装置（110万t/年）と異性化装置（42万t/年）を導入した。これは初めての「ガソリン製造コンプレクス」である。2018年夏、軽油と灯油の水素化精製装置（それぞれ160万t/年と50万t/年）が操業を開始した。2018年末に接触改質装置（71万4,000t/年）が稼働を始め、2019年には市販用のガソリンの製造を始めた。

2019年夏、TANEKOでは新しい一次精製装置ELOU-AVT-6（設計能力600万t）が稼働を開始した。TANEKOの2019年の原油製品得率は99%、白油製品歩留りは80.9%であった。2017年より下がったのは、一次精製設備の増強が先行したためである。

2020年春、TANEKOは重質コーカーガスオイル水素化精製装置（原料処理能力85万t/年）の操業を開始した。この装置の稼働をもってTANEKO製油所建設第1期工事は完了した。

第2期工事は、中質留分水素化精製装置（原料換算能力370万t/年）、接触分解装置（110万t）、水素化分解装置（120万t）、軽油脱蠟装置（130万t）、ディレードコーカー（200万t）および付随装置という、二次精製工程プラント一式の建設を予定している。中質留分（直留灯油および直留軽油プラス分解留分）水素化精製装置は2020年末に立ち上げられた。

TANEKOプロジェクト拡張計画は2023年まで続けられる。目標とする製品得率は99.2%、同じく白油製品歩留りは90%に設定されている。

付言すれば、TANEKOは硫黄分が1.8%までの原油を精製することを想定している。これは沿ヴォルガ原油と西シベリア原油をミックスしたもので、幹線パイプラインにより製油所に供給される。主となる原料は「タトネフチ」の原油である。それ以外では真空ガスオイルを買い付けて精製している（以前はガスコンデ

ンセートや重油も買い付けていた)。

2.5. その他の製油所

ロシアの四つの大規模製油所が石油会社のルクオイルに属している。

ヴォルゴグラード製油所（「ヴォルゴグラードネフチェペレラポートカ」）は 1957 年に操業を開始した。現在の設備能力は年間 1,480 万 t である。西シベリア原油と沿ヴォルガ原油をミックスした硫黄分 1.8%未満の原油を精製している。2019 年の製品得率は 93.1%、白油製品歩留りは 80.9%である。

2000 年代初期に軽油水素化精製装置と直留ガソリンスタビライザーを導入している。

2006 年から 2009 年にかけて接触改質装置（能力 100 万 t/年）と異性化装置（37 万 t/年）を新設した。2010 年から 2013 年の間に軽油水素化精製設備を近代化し、ディレドコーカー（100 万 t/年）と軽油水素化精製装置（300 万 t/年）を新設した。

2015 年に設備能力 600 万 t/年の新しい一次精製装置が稼働を始めた。この新しいプラントはガソリンスタビライザーとガソリン再分留ユニットを備えているので、液化ガス留分と高品質なガソリン留分を直に得ることができる。そして 2016 年には、真空ガスオイル水素化精製装置を中心とする 350 万 t/年の二次精製工程コンプレクスが操業を開始した。

近々新しい脱瀝装置が（旧装置に替えて）設置されることになっている。

2019 年ルクオイルは、ヴォルゴグラード製油所にさらに三つのプラントを建設する計画を表明したが、その後この計画は進展していない。

ペルミ製油所（「ペルムネフチェオルグシンテズ」）は 1958 年から操業している。設計能力は 1,311 万 t/年。2本の石油パイプラインから（一方は含有量 1.2%、他方は同 0.6%という）低硫黄の西シベリア原油の供給を受けている。2018 年からはルクオイルの所有する他の製油所から供給される重油の精製も行っている。2019 年の製品得率は 97.4%、白油製品歩留りは 70.6%であった。

1990 年代、製油所に重油減圧蒸留装置が建設された。2000 年代には（軽油水素化脱芳香族ユニット付き水素化分解装置を中心とする）二次精製コンプレクス（原料換算 350 万 t/年）に加え、異性化装置（47 万 t/年）が導入され、一次精製プラントの改修も行われた。

2010 年代前半にはディレドコーカーと軽油水素化精製装置の近代化工事が行われた。2015 年、石油残渣精製プラントが操業を始めた（その構成は新規のディレドコーカー（210 万 t/年）と軽油水素化精製装置（150 万 t/年）から成る）。その結果ペルミ製油所は 2016 年には市販用重油の生産をやめ、製品得率 98%を達成した。

ペルミ製油所の次のステップは複合接触分解コンプレクスの建設であると見られるが、その規模や工事期間についてはまだ発表はない。ルクオイルはまた、ペルミ製油所に大規模な石油化学プラントを建設する案も検討している。

ニジノヴゴロド製油所（「NORSI」、ニジノヴゴロド州クストヴォ市）が操業を開始したのは 1958 年である。2001 年にルクオイルの傘下に入った。精製する原料は、西シベリア原油（硫黄分 1.3%未満）とタタルスタン原油（同 1.9%）をミックスしたものである。設計精製能力は 1,700 万 t/年。2019 年の製品得率は 75.4%、白油製品歩留りは 70.2%であった。

2000 年代に接触改質装置（100 万 t）と異性化装置が、2008 年に真空残渣油ビスブレーキング装置（240 万 t/年）が、2010 年に水素化精製装置（250 万 t/年）、接触分解装置（200 万 t）および異性化ユニット付きアルキル化装置からなる真空ガスオイル接触分解コンプレクスがそれぞれ導入されている。

2011 年、ロシアで初めてニジノヴゴロド製油所にフッ化水素アルキル化装置が導入された。2015 年になると 200 万 t/年の 2 基目となる接触分解プラントと同じく 2 基目のフッ化水素アルキル化装置が導入さ

れた。

2018年には270万t/年のディレードコーカーの建設工事が始まった。稼働開始は2021年を予定している（これらにより原油の製品得率は90%にまで向上する）。また新たに異性化装置の建設工事も進行している。

ウフタ製油所（コミ共和国ウフタ市）はコミ鉱床で採掘され、石油パイプラインにより供給される原油を精製している。硫黄分は1.3%未満である。製油所が操業を開始したのは1934年、ルクオイルの傘下に入ったのは1999年である。製油所の設計能力は420万t（他に200万tの能力のあるプラントが休止中である）。稼働率はここ数年50%を超えたことがない。2019年の製品得率は96.7%、白油製品歩留りは35%である。

ルクオイルに経営が移った時、ウフタ製油所の操業状態はかなり悪かった。製品得率が50%に達していなかったのである。製油所の拡張投資はすでにソ連時代に行われなくなっており、製油所のホームページに書かれているように、「施設や主要設備は物理的にも消耗しており、そしてそれに劣らず危険なことであるが、陳腐化した状態であった」。

ルクオイルとなってからもこの製油所の優先順位は低かった。ここは他の三つの製油所で行われたような規模の近代化工事とは無縁であった。2003年、同製油所では当時としては珍しい軽油の水素化脱蠟・精製装置（85万t/年）が導入され、操業を開始した。2007年にはビスブレーキング装置（80万t/年）が、2009年には異性化装置が、それぞれ導入された。一次精製装置は何度か近代化改修が行われた。ウフタ製油所は2009年以降、新規設備の建設を行っていない。

2010年代半ばに、ルクオイルがウフタ製油所の売却を考えているという情報が流れた。

2020年初頭にウフタ製油所で大規模な火災が起きた。ここしばらくは、この製油所で近代化工事が行われる見込みはない。

石油会社スラヴネフチ（ロスネフチとガスプロムネフチが同数の株を保有している）は「ヤロスラヴネフチェオルグシンテズ」製油所（YaNOS、ヤロスラヴリ市）を所有している。この製油所の稼働開始は1961年である。現時点の設備能力は1,500万t/年である。精製している石油はパイプラインで供給され、硫黄分は最大で1.55%である。2019年の製品得率は65.4%、白油製品歩留りは55.1%となる。

ソ連時代のYaNOSは技術的に極めて進んだ製油所であり、接触分解装置と多くの種類の「アップグレーディング」プラントが稼働していた。80年代になると同製油所に工業油とパラフィンの製造プラントがいくつか建設された。

「ソ連崩壊後」の近代化がYaNOSで始まったのは1997年で、ロシアの大多数の製油所に比べよほど早かった。近代化工事第1フェーズのキー・プロジェクトとなったのは接触分解装置の改修と近代化である。それに加え、2000年にはMTBE製造装置が操業を始めた。

2004年から2006年にかけては真空ガスオイル水素化分解（214万t/年）、ビスブレーキング装置（150万t/年）および原料水素化精製付き連続触媒再生式接触改質装置（60万t）が稼働を始めた。これらの設備はYaNOSの新しい二次精製工程コンプレックスを成している。

その後の2010年から2013年までの間に軽油水素化精製装置が改修され、また一次精製装置（400万t/年）、接触分解ガソリン水素化精製装置（80万t/年）、軽油水素化精製装置（150万t/年）および異性化装置（60万t）が新たに操業を始めた。

2013年にTNK-BPを買収したロスネフチはスラヴネフチ（とYaNOS）の共同オーナーになった。その後YaNOSでは精製設備の新設工事が行われなくなった。

ロスネフチとガスプロムネフチは現在、YaNOSに新たな高度精製ラインを建設するプロジェクトを立案中である。この件の最終投資決定は、2021年初頭の時点ではまだ下されていない。

ガスプロムは（ガスプロムネフチを介さずに）直に「ガスプロム・ネフチェヒム・サラヴァト」（旧名「サラヴァトネフチェオルグシンテズ」）を運営している。この工場は大規模な石油化学工場で、サラヴァト市

(バシコルスタン共和国) にあり、原油精製プラントは数ある設備の一部であり、市販用自動車燃料も生産している。操業開始は 1955 年で、当初はもっぱら製油所として稼働していた。

1980 年代から使用している原料は、地元で採掘される高硫黄の重質原油とオレンブルグ・ガス精製工場から供給される安定化コンデンセートである。当然のことながら、石油精製にとってはガスコンデンセートの方がより魅力的な原料である。加えて、高硫黄重質原油の精製設備は減耗が速いのでなおさらである。そういう理由で「サラヴァトネフチェオルグシンテズ」はガスピロムの原料に全面的に頼らざるを得ないのである。この工場は 90 年代の初めにバシコルスタン共和国政府の所有になったものの、2008 年に同政府は支配株をガスピロムに売却することを決定した。2011 年、「サラヴァトネフチェオルグシンテズ」は完全にガスピロムに統合され、「ガスピロム・ネフチェヒム・サラヴァト」(GNS) と改名された。

統合の成果は、GNS が扱う原料の構成内容の変化に顕著に現れた。2012 年の GNS の原料に占めるガスコンデンセートの比率は 27.8%であったが、2020 年になるとそれが 83.2%にもなった。同社に言わせると、「GNS の設備はコンデンセートを多く使用するようには造られておらず、工程の設定に技術的な制限がつかまとう」。それでもコンデンセートの割合を多くすることはガスピロムの戦略的な判断であり、技術的な制限の問題は「近年中に計画的に解決される」ことになっている。

GNS の原油精製部門には近年以下の設備が新たに導入された：

- －ビスプレーキング (2009 年、能力 150 万 t/年)
- －一次精製装置 (2012 年、600 万 t、旧設備と交替)
- －異性化装置 (2017 年、43 万 4,000 t)

2013 年中頃、GNS で 109 万 5,000 t/年の接触分解コンプレックスの建設が始まった。このプラントの操業開始は当初 2017 年と予定されていたが、その後 GNS は稼働開始時期を 2019 年とし、次いでそれを 2020 年に延ばした。2021 年初めの時点で、この接触分解装置の操業開始についての GNS の発表はまだない。現在のところ GNS では接触分解工程が 2 ライン稼働している。新規の接触分解コンプレックスが稼働すれば、これらは撤去される。

付言すれば、2020 年に GNS は真空ガスオイル水素化精製装置を近代化している。

GNS の精製能力は 1,000 万 t/年で、2020 年の製品得率実績は工場からの情報によれば 91.9% (2019 年は 89.6%)、白油製品歩留りは 77.2% (同 75.1%) であった。

「独立系石油ガス会社」(NNK) が所有するハバロフスク製油所は 1935 年から操業している。ソ連時代は設備規模や技術的基盤の貧弱な製油所であった。1991 年までの主力プラントは、新しい一次精製装置 (処理能力 140 万 t/年、1988 年に導入) とかなり古くなった接触改質装置 (現在の能力は 45 万 t/年、1973 年から稼働) であった。

この製油所の最大の難点は、石油パイプラインの幹線系統から「切り離されて」いたことである。ハバロフスクまでの原料供給ルートは、「トランスネフチ」の石油パイプライン (ロシアの製油所はすべて利用している) に加え、鉄道輸送距離が 3,000 km 以上ある。ハバロフスク製油所が生きるか死ぬかの瀬戸際に立たされた 90 年代にこの要因の影響は最大となった。1995 年に同製油所は垂直統合型石油会社の傘下に入ったが、それで原料輸送の問題が解決されたわけではなかった。

1998 年、ハバロフスク製油所は接触改質装置を近代化した (その結果、ロシア極東で初めて無鉛ガソリン AI-92 の生産を始めることができた)。

2000 年から 2008 年にかけて、製油所は (白油製品の歩留まりを増やすことを目的に) 一次精製装置の改修を行い、また、10 万 8,000 t/年の異性化装置を建設・導入した。

2007 年には、ここ 10 年間では最大規模のプロジェクトである、航空ケロシンおよび軽油水素化精製装置 (118 万 t/年) や真空ガスオイル水素化分解装置 (50 万 6,000 t/年、世界最小の工業用水素化分解装置であるとの情報あり) などから成る水素化工程コンプレックスの建設を始めた。このプロジェクトへの最終投資決定 (FID) を促した最大の動機となったものは、ESPO の建設が始まった (2006 年) ことであろう。これにより、ハバロフスク製油所がパイプラインで供給される原油を精製できる見込みが現実的になったので

ある。ハバロフスク製油所では、2010年から2013年にかけて、一次精製装置と接触改質装置の改修と異性化装置の近代化が再び行われた（接触改質装置の能力は45万t／年に増大した）。また、ESPOパイプラインからの支線パイプライン（輸送能力500万t、600万tまで増強が可能）の建設工事も開始された。

2014年、水素化工程コンプレックスが操業を開始した。同じ2014年、ハバロフスク製油所の経営権が現在のオーナーであるNNKに移行した（I.2参照）。2015年、ビスブレーキング装置（75万t）の建設とESPOパイプラインからの支線パイプライン建設工事が完了した。これらのプロジェクトはNNKになる前に着工したもので、NNKが経営するようになってから新設された装置はない。

NNKは長期見通しとして、ハバロフスク製油所に真空ガスオイル水素化精製装置に加え、高度精製コンプレックスを含め、製油所全体の能力を1,000万tにまで増大させるべく、新規プラントを増設する（既存のプラントと一体化して操業する）可能性を検討している。独立系専門家の評価によれば、新規のラインを建設できる見込みは殆どない。ハバロフスク製油所の2019年の製品得率は98.5%、白油製品歩留りは55.9%、設備の設計能力は500万t／年である。

独立系製油所 ロシアにおいて独立系製油所のカテゴリーに属するものは、垂直統合型石油会社に属しておらず、「井戸からガソリンスタンドまで」の生産の全サイクルに従事している企業である。ロシアでは、原油の採掘においても精製においても支配的地位にある垂直統合石油会社との競合関係にある独立系製油所には、成長するチャンスがはなから存在しない。こうした状況は、連邦政府の採っている「税制操作」政策の結果、さらに悪化した。ロシアで大手とされる独立系製油所の現状と展望について以下に述べる。

アンチピノ製油所はチュメニの郊外にある。これは全くの新設工場であって、民間（ロシア資本のNew Stream社）投資により、ほぼゼロの状態から立ち上げられたものである。年間精製能力40万tの製油所第1トレインは2006年に操業を開始している。2008年に完了した近代化工事により第1トレインの能力は74万tに達した。2010年には設計能力275万t／年の第2トレインが立ち上げられた。第2トレインも近代化改修され、2012年末からは330万tの能力を発揮している。2014年にはアンチピノ製油所にとっては3基目となる370万t／年の一次精製プラントが稼働を始めた。これらの結果、製油所総体の設備能力は770万tとなった。この後も近代化工事が継続され、2016年には製油所の能力は900万t／年に達した。実績ベースで見ると年に740万tから780万tの原料を精製している。

製油所はトランスネフチのパイプラインのルート上にあり、そこから硫黄分1.8%未満の原油を供給されている。

アンチピノ製油所に二次精製工程ができたのは2015年で、このとき260万t／年の軽油水素化精製装置が導入された。これにより製油所はクラス5の軽油の生産が可能になった。同じ2015年に2基目の能力100万tの軽油水素化精製装置が操業を始めている。

2016年に導入された設備は、重油留分減圧蒸留ユニット付きの真空残渣油ディレードコーカー（130万t／年）で、これにより軽油の生産量が増え、重油を生産することはなくなった。New Streamのデータによれば、製品得率98%を達成している。2017年にディレードコーカーの能力は154万t／年に増強された。

アンチピノ製油所は直留ガソリンを除き、自動車用市販ガソリンを最近まで生産していなかった。この状況が変わったのは2018年秋で、ガソリン留分水素化精製（90万t／年）、改質（30万t）および異性化（24万t）の各ユニットから成る複合「ガソリン」製造プラントがこの時立ち上げられた。また2018年にはディレードコーカーが再度増強され、170万t／年の能力を持つに至った。

ロシアの製油業界に類を見ない、このアンチピノ製油所の急速な成長を、コメンテーターたちは、New Stream社の共同オーナーのひとり（20%）であるニコライ・エゴロフがウラジーミル・プーチン大統領の同級生（で「エゴロフ・プギンスキー・アフアナシエフ&パートナーズ」弁護士事務所のパートナー）であることで説明している。エゴロフはまたアンチピノ製油所の取締役でもある。

アンチピノ製油所の生産面での成功は疑うべくもないが、ビジネスとして成功しているとは言えない。

2016年、New Stream 社はその歴史上初めて 6,500 万ドルの黒字となった。その際売上は 31 億ドルであった。しかし 2016 年末の同社の負債総額は 25 億ドルに達していた。このため 2017 年に共同オーナー達は新たな出資者を募ったがうまくいかなかった。2018 年、New Stream 社の主要な債権者であるズベルバンクは同社の親会社の「黄金株」を買い取った。こうすることによりズベルバンクは自行の投資をなんとか守ろうとし、新たな与信枠を設定して、アンチピノ製油所への融資を続けた。しかし 2018 年末になるとズベルバンクはアンチピノ製油所に対する態度を変えたようである。2018 年末から 2019 年初めにかけて製油所は何度となく停止した。原料を買う資金がなかったのである。

2019 年 5 月、アンチピノ製油所は裁判所に破産を申し立てた。その負債総額は約 3,500 億ルーブルである。結局のところ、アンチピノ製油所のような技術的に進んだ独立系製油所であっても、融資の金利を支払い、下請けへの支払いを行い、操業資金を手当するだけの売上が確保できなかったのである。製油所の共同オーナーの政治力も大して頼りにならなかった。

2019 年 6 月に、アンチピノ製油所の株式の 80% を、ズベルバンクとアゼルバイジャンの国営石油会社 SOCAR が出資者となっているロシア企業の「SOCAR-エネルゴレスルス」社が取得することが明らかになった。2019 年 7 月にアンチピノ製油所は操業を再開した。同月、New Stream 社の筆頭株主である CEO が詐欺罪で逮捕された。

2021 年 1 月、アンチピノ製油所の事業資産は競売にかけられた。開始価格は約 1,110 億ルーブルである。

「TAIF-NK」はニジネカムスク市（タタルスタン）にある「TAIF」社の製油所で、「ニジネカムスクネフチェヒム」社が使用していた一次精製プラントをベースに設立された（2.4.参照）。原料はパイプラインで供給される（硫黄分 1.8% までの）西シベリア原油と地元で採掘される硫黄分 3.3% 未満の原油である。

2006 年から 2009 年にかけて「TAIF-NK」は、ガスコンデンセート精製プラント、ビスブレーキング装置、中間留分水素化精製装置、MTBE および TAME（第三級アミルエチルエーテル）製造装置の付いた接触分解ガソリン製造装置（100 万 t/年）を導入し、稼働させた。この時、一次精製装置の近代化工事が行われ、年間処理能力が 700 万 t から 800 万 t に増強された。2010 年の「TAIF-NK」の製品得率は 73.5% であり、今日までこのレベルがほぼ維持されている（2019 年 71.7%、同白油製品歩留り 68.1%）。年間精製量は 810 万 t ないし 840 万 t である。

2012 年、「TAIF-NK」は重質残渣油高度精製コンプレクス（水素化分解による、正確には Veba Combi Cracking 技術を用いた 370 万 t/年の装置）の建設を始めた。これにより製品得率が 98.5% に高まり、年間精製量も 1,010 万 t にまで増大し、白油製品歩留りも上昇することが期待された。この新しいコンプレクスの操業開始は当初 2016 年に予定されていた。しかし 2016 年末に工事中のプラントで大きな爆発事故があり、それ以降このプロジェクトに対する国の規制機関の監視の目が強化された。というのも、Veba Combi Cracking 技術が大規模な工業プラントに使われた前例は世界でも皆無で、この技術を生産に用いたときの安全性にどうしても疑問が残るからである。この件は「TAIF-NK」が建設されたコンプレクスの稼働を求めて調停裁判にまでなり、2020 年に同社は、建設プロジェクトに否定的な鑑定をしたロステフナドゾルに対し訴訟を起こした。裁判は非公開で行われている。いずれにしろ、2021 年 1 月の時点で「TAIF-NK」の重質残渣油高度精製コンプレクスは稼働していない。

付け加えておかなければならないが、「TAIF-NK」製油所を独立系と呼ぶのはあくまで一定の留保をつけたうえでのことである。「TAIF-NK」を所有している「TAIF」社は、タタルスタン初代大統領ミンチメル・シャイミエフの一族が経営している。シャイミエフの大統領在任中に、タタルスタン政府が経営するタトネフチが、「TAIF-NK」製油所の必要とする原油の主たる供給者であったことはわからなくもない。シャイミエフは 2010 年タタルスタン大統領のポストを退任したのだが、その後もタトネフチは現在に至るまで「TAIF-NK」の主要な原料供給者であり続けている。

もう一つ指摘しておくべきことがある。シャイミエフの一族と深い関係にあるシャファガト・タハウトジ

ノフが 1999 年から 2013 年までタトネフチを経営していた。今日、所有形態は様々であるが、タタルスタンで「小規模石油会社」と呼ばれる企業（タタルスタンにおけるタトネフチ以外の石油生産会社）の 3 分の 1 がタハウトジノフの支配下にあり、これらの会社も「TAIF」社に原油を売っている。とはいっても、これら企業は公式には「TAIF」とは何の関係もないことになっている。

以上をまとめると、「TAIF-NK」は独立系製油所につきまとう原料調達問題とは無縁である（少なくとも今までは無縁であった）。原料の供給は手の届く価格で保証されている。ただし、それがいつまで続くかは誰にもわからない。

クラスノダル地方にあるアフィプスキー製油所は 1964 年に操業を開始している。年間処理能力は 600 万 t。アフィプスキー製油所には最近まで二次精製工程がなかった。トランスネフチのパイプラインを經由して低硫黄原油（硫黄分 0.6%未満）が供給されている。

アフィプスキー製油所は 2010 年から「ネフチェガスインドゥストリヤ」社の所有になっていた。同社は原油と石油製品の取引を専門にしている。2017 年から 2019 年にかけて「アフィプスキー製油所」の所有者は何度か交代している。2019 年の春に、ロシアの大実業家であるミハイル・グツェリエフの「SAFMAR」グループに移行し、経営は株式会社「フォルテインヴェスト」が行っている。

2017 年、製油所は二次精製工程のプラントを初めて導入した。それは重油減圧蒸留と真空残渣油ビスブレーキングを行う複合装置である。この装置の重油処理能力は 340 万 t / 年、1 年間に処理される真空残渣油は 150 万 t である。アフィプスキー製油所の製品得率は 2017 年に 77%にまで増加した（それ以前は約 50%）。

アフィプスキー製油所では現在、能力 250 万 t / 年の真空ガスオイル水素化分解装置プラントの建設工事が行われている。竣工予定は 2022 年末で、したがって操業開始は早くても 2023 年になる。これが稼働すればアフィプスキー製油所の製品得率は 98.1%に、白油製品歩留りは 2019 年の 56.8%から 87.7%に上がる。

2010 年代半ばにアフィプスキー製油所は、一次精製プラント（300 万 t / 年）と軽油水素化精製装置（330 万 t / 年）の新設工事を EPC 契約で行う計画を立てた。現在確認できる情報によれば、この工事はまだ始まっていない。

近代化工事の最終段階で、製油所は 150 万 t / 年のディレードコーカーを新設する計画を立てている。新規設備がすべて稼働を始めれば、製油所の年間精製能力は 900 万 t となり、製品得率は 98%、白油製品歩留りは 87%に上昇する。ただしそれがいつになるのかは（そもそも実現するのかどうか）、今のところ不明である。

「オルスクネフチェオルグシnteズ」製油所（オレンブルグ州オルスク市）が操業を始めたのは 1935 年である。製油所の年間精製能力は 600 万 t。

この製油所はソ連時代からパイプライン経由で、ロシア（厳密には現在のバシコルスタン）とカザフスタンから原油を調達できた。90 年代に「オルスクネフチェオルグシnteズ」は、オレンブルグ州の石油関連会社をすべて統合してできた石油会社である「ONAKO」の一員になった。特筆すべきことであるが、オレンブルグ州の油田は同製油所とパイプラインでは結ばれていない。2000 年、民営化の過程で「チュメニ石油会社」（後の TNK-BP）が「ONAKO」の支配株主になった。

「ONAKO」も、後に TNK-BP になった「チュメニ石油会社」も、この製油所に殆ど投資をしなかった。90 年代から 2000 年代初めまで、「オルスクネフチェオルグシnteズ」は主としてカザフスタンの軽質低硫黄原油を精製していた。しかし 2003 年になるとカザフスタン-中国石油パイプラインが開通し、カザフスタン原油の供給が減り始めた。この時ロシア産原油の精製では以前ほどの採算性が得られなくなっており、結局 TNK-BP は 2005 年にこの製油所を売却することを決めた。

買ったのは「ルスネフチ」という新興の石油会社で、そのオーナーは上述のミハイル・グツェリエフである。2007 年、グツェリエフは「非合法的な企業活動」を告発され、ルスネフチを売却してロシアから出国しなければならなくなった。もっとも 2010 年にはグツェリエフに対する告発はすべて取り消されたので、本人は帰国して「ルスネフチ」の経営に復帰した。その後「ルスネフチ」ではリストラが行われ、その一環とし

て「フォルティンヴェスト」が「オルスクネフチェオルグシントズ」の経営主体となった。

同製油所では2012年に改質装置、2013年に水素化精製装置の改修工事がそれぞれ完了した。2015年、30万t/年の異性化装置と真空残渣油ビスプレーキング装置（120万t/年）が新設され、稼働を始めた。2018年夏、160万t/年の水素化分解コンプレクスが新たに導入され、操業を開始した。製油所の話によれば、水素化分解装置が設計能力で稼働すれば製品得率が87%に、白油製品歩留りが74%にまで上がるということである。

2019年、「オルスクネフチェオルグシントズ」製油所は200万t/年の重油減圧蒸留装置を稼働させた。2019年の同製油所の製品得率は87.2%、白油製品歩留りは72.4%である。

将来的には2024年までにディレドコーカーを建設する計画がある。製油所が掲げている近代化工事の目標は、製品得率を98%に、白油製品歩留りを85%以上にすることである。

オルスクとアフィプスキーの製油所は、独立系の製油所といっても形だけのことである。この二つの製油所は石油を生産している企業の直の関連会社であって、実際は独立などしていない。

ノヴォシャフチンスク石油製品工場（NZNP）はロストフ州ノヴォシャフチンスク市のそばにある。この事業所を所有しているのは、農業に関わるビジネスに携わっている「ユーグ・ルーシ」という企業グループの共同オーナーたちである。

工場は2005年から2009年にかけて建てられた。この時建設されたのは能力250万t/年の一次精製プラントと製品輸出のためのドン川の沿岸ターミナルである。工場には年間100万tまでの原油がトランスネフチの幹線石油パイプラインから供給され（パイプラインの原油の硫黄分は1.8%未満）、残りは鉄道で運ばれてくる。

2014年、工場は精製能力70万t/年（製品換算）の瀝青プラントを立ち上げた。これ以外、工場には二次精製工程のプラントがない。ここでは市販用の自動車用ガソリンや軽油はつくられていない。

2016年、NZNPは2基目となる一次精製プラント（250万t/年）を立ち上げた。その結果、工場全体の設備能力は500万t/年にまで増強された。ただしその後の拡張は行われなかった。

2019年になると、政府と近代化協定を結んだ製油所が購入する原料に対して負の物品税が導入され、これが状況に変化をもたらした。NZNPもこの協定にサインした。2019年の春、「ユーグ・ルーシ」グループ企業の経営陣は、2024年1月1日から「ユーロ5」クラスのガソリンを年間71万7,000t生産する計画で、それと並行して市販用軽油の生産（約200万t）を3年ないし5年以内にできるようにする、と発表した。2020年末、NZNPの自動車用燃料生産コンプレクス建設予定地で杭打ち式が行われている。

ところが新たな設備の詳細設計と言えるものはまだできていない。したがって2024年にNZNPがガソリンや軽油の生産を始められる可能性は極めて低いと見られる。

ヤヤ製油所はケメロヴォ州のヤヤ集落のそばにある。この製油所の建設は2008年に開始された。出資者は「ネフチェヒムセルヴィス」社である（州政府の支援もあった）。2012年に製油所の最初のトレインが操業を開始した。その中心となるプラントは300万t/年の一次精製装置である（2015年に330万t/年に増強された）。この製油所はトランスネフチのパイプラインを通じて、硫黄分0.75%未満の原油の供給を受けることができる。

2018年、ヤヤ製油所は160万t/年の処理能力のある重油減圧蒸留ユニットの操業を開始した。この段階での製品得率は約76%に達していた。2021年2月には接触改質装置による直留ガソリン精製コンプレクスを立ち上げ、自動車用ガソリンを生産できるようになった（70万t/年）。

将来的には、2023年までに接触分解コンプレクスを稼働させる計画であったが、期限までには当然のことながら間に合わない。

「クバーニ石油ガス会社」（「KNGR グループ」、クラスノダル市）のイリスキー製油所はクラスノダル地方北部地区イリスキー集落にある。イリスキー製油所の敷地ではソ連時代に真空残渣油と瀝青を生産してい

た。2000年代初め、クラスノダル地方政府はこの工場を製油所に転換する決定をした。

今日、この製油所には合計生産能力 300 万 t / 年の一次精製プラント 5 基があり、2002 年から 2013 年にかけて稼働を開始している。現在、360 万 t / 年に能力を拡大するため、6 基目を建設中である。地元の油田から鉄道で運ばれて来る低硫黄原油と石油パイプラインで送られて来るウラル原油を精製している。

2011 年、ロシアの他のすべての製油所と同じく、イリスキー製油所も中央官庁と近代化協定を結んだ。しかし、協定に定められたスケジュールはどれも達成されなかった。2016 年に「追加協定」が結ばれ、それにより 2019 年までに改質装置と異性化装置に加え、中質留分水素化精製装置を導入することとなった。また、2020 年に真空ガスオイル接触分解装置を、2022 年には真空残渣油ディレドコーカーを稼働させるはずだった。補足協定に定められた装置はどれひとつとして稼働しなかったばかりでなく、建設工事さえ始められなかった。

2019 年、製油所はまたしても政府と近代化協定を締結した。今度は、2024 年までに年間 152 万 t のガソリンと芳香族炭化水素の生産コンプレクスを立ち上げることが定められた。プラントの中心となる設備はナフサ水素化精製装置、接触改質装置および異性化装置である。

ここで付言しなければならないが、このプロジェクトには特筆すべきことが一つある。それは、イリスキー製油所で（ロシアで初めて！）ロシア製の連続触媒再生接触改質技術を採用しようとしていることである。この技術の開発者は有限責任会社「NPP ネフチェヒム」（クラスノダル市）である。この技術の開発と導入には、輸入代替政策に関わる「国家プロジェクト」のステータスが付与された。

イリスキー製油所のガソリン生産コンプレクスの建設工事は 2021 年 1 月の時点ではまだ始まっていない。

マリ製油所はマリ・エル共和国の首都ヨシカルオラの北東 45 km にあるトバシノ村にある。この製油所の建設はマリ油田の将来性を見込んで 1995 年に始まった（90 年代中頃は中央ロシアの多くの地域で油田探査が行われた。当時は極めて楽観的な予測がなされていたのである）。結局マリで石油は見つからなかったが、製油所は完成した。

製油所の精製能力 50 万 t の最初のトレインが稼働したのは 1998 年である。これは製品得率 50% の古典的「サモワール」であった。製油所の操業形態は顧客が持ち込む原油を請負で精製するというもので、その原油はちょうどマリ・エル共和国を通過しているスルグトーポロツク幹線石油パイプラインから供給される（ここを通る原油の硫黄分は 1.3% 未満）。

市況が良かったこともあり、株主投資家（当時は地元の企業家たちであった）は生産増強に意欲的であった。2005 年に残油減圧蒸留ユニットが導入され、2006 年には一次精製プラントの 2 基目がそれに続いた。これにより精製能力は 140 万 t / 年に、製品得率は 70% にまで伸びた。製品としては直留ガソリン、硫黄含有軽油および同船用燃料油、それに重油があった。

将来的には製油所の設備能力を 450 万 t / 年に増強し、製品得率を 90% 以上にして、重質油製品の生産をやめることが計画されたが実現には至らなかった。2013 年半ばに製油所は原料を購入する資金が尽き、操業が停止された。2013 年末、マリ製油所の支配株は負債を帳消しにするために対外貿易銀行の所有となった。2015 年、マリ製油所は上述の New Stream 社に買収された。

2017 年、一次精製プラントの一つと重油蒸留装置が近代化された。製油所の近代化工事はこれで終了した。2018 年、マリ製油所は、エネルギー省が新たな（物品税返還優遇措置を伴う）近代化協定を結んだ製油所の一つとなった。2019 年末、New Stream 社はマリ製油所を売却した。2020 年半ばにマリ製油所は破産認定された。現在同製油所の破産手続きが進められている。マリ製油所の現在のステータスは「清算対象債務者」である。こうした状況のため、近い将来の近代化工事の見通しは立っていない。

3. ガスの生産

3.1. ロシアのガス生産とその展望

すでに述べたように、ロシアの石油生産企業は、通常の条件のもとでは、できるかぎりたくさん生産しようとする傾向がある（もともと、今や、OPEC+合意による制限が課せられてはいる。しかしこれはロシアにとっては異例の事態である）。一方のガス生産企業はというと、これらの企業は、常に、売ることのできる分だけ生産する。言い替えれば、何らかの理由でガス需要が減少した場合、ガス生産企業はやむをえず生産量を減らすことになる。

たとえば、2014年にロシアのガス生産が減少したのは、主として、ウクライナ向け輸出の縮小（さらにその後完全に途絶）が原因である。2015年には暖冬も生産減少を後押しした。2017～2019年は生産量が上昇したが、これはひとつには、ヤマル LNG 工場の操業開始とその段階的な生産能力拡大があり、それによってヤマル産ガスの新規市場が確保されたからである。2020年には、ロシアのガス生産は、当然、減少に転じた。ちなみに、2018～2019年は、ロシアにおけるガス生産量が（ソ連時代も含めて）過去最高を記録した年である。

表 18 ロシアのガス生産量(単位:10 億 m³)

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
654.5	667.8	642	635.5	640.2	691.1	725.2	738.4	692.3

出所:エネルギー省

ガス需要の変化は、ロシア最大のガス生産企業であると同時にそのパイプライン輸出における独占事業者でもあるガズプロムの生産に決定的な影響をおよぼす。同じことが、ロシアの燃料ガスの80%以上を供給し、ガズプロム最大の原料基盤でもあるヤマロ・ネネツ自治管区のガス生産動向についても言える。ただし、ガズプロム関係者が公式の場で発言しているように、同社は、既に存在している生産設備を使うだけでも、実際には現実の生産量を少なくとも年間1,000億 m³は増やすことが可能である。そのほかのガス生産企業もある程度の生産余力を持っている。

しかし、ロシア国内のガス消費量は伸びておらず（2019～2020年は一貫して減少しているが、これは全般的な経済停滞とガス規制価格の上昇による）、旧ソ連諸国への輸出は政治的理由から最小限にとどまっている。確信をもって生産を拡大するためには、ロシア産ガスの新しい市場を得ることが不可欠である。近い将来で考えれば、これは CIS 諸国の市場ということになるであろう。この地域では、ノヴァテクがパートナー企業と組んですでに市場の開拓を開始している。そのほかの新たな販路は中国向けパイプライン輸出である。これは「シベリアの力」ガスパイプラインの操業開始とそれにとまなう東シベリアガス鉱床群の商業開発開始を受けて、すでに開始されている（4.1.参照）。また、基本的には、今後対ウクライナ関係が改善される可能性も完全には排除できない。もしそうなればロシアのガス生産量は目に見えて拡大されるであろう。

ロシア経済の将来に関する短期予測（2023年まで（同年を含む）を対象期間とするものが、2020年秋の時点で経済発展省によって正式の文書として採択されている）によれば、2023年のガス生産量は7,956億 m³に達するとのことである。しかし、これは対2020年比1,000億 m³増という途方もない数字である。このような急成長の根拠はどこにあるのだろうか。

当会の見るところ、ここには重大な方法論的誤りがあるのでは、と思われる。このレベルの文書にしては相当に不可解ではあるが、ほかに解釈のしようがない。実際、予測文書が言明するところによれば、「ロシアと世界における経済の回復後、国内市場のガス需要は安定し、2023年までに5,108億 m³となる」そうである。ただし、別の資料、たとえば、エネルギー省のデータでは、ロシアのガス消費量は年間4,410億 m³（2018年の数値）を上回ったことがない。この差をうまく説明するには、経済発展省の予測にある「国内市

場における需要」という項目には液化されるガスの量が含まれていると考えるしかない。すなわち、LNG 生産工程で消費されるガスだけでなく、液化されるガス自体の量である。これでは重複に、すなわちミスになってしまう。

短期予測の想定においても、「外国市場の需要が維持される（「シベリアの力」ガスパイプラインも考慮に入れて）ため、2023 年のガス輸出は 2,405 億 m³ の水準に保たれる」とされている。ここにも疑問がある。危機前の時期である 2018～2019 年、パイプラインによるロシアのガス輸出量は年間約 2,200 億 m³ であった。しかし、この数字にはガспロムが中央アジアの生産者から買い付けた量（年間約 200 億 m³）が含まれている。したがって、危機前の時期におけるロシア産ガスの輸出量は年間約 2,000 億 m³ ということになる。この数字が 2023 年に 2,405 億 m³ にまで伸びるということは考えにくい（「シベリアの力」はまだフル操業に至っていない。4.1.参照）。ただし、中央アジア産のガスの再輸出も含めるならば、かなり現実的な予測ではある。

液化天然ガス輸出については、短期予測では 2023 年に 3,780 万 t まで増大するとされている。一方、ロシア統計機関のデータでは、2020 年におけるロシアの LNG 生産量は 3.5%増の 3,050 万 t である。2021 年初頭の時点でみると、ロシアの LNG 生産量（および輸出量）を上記の予測レベルに到達させることは、「アルクチック LNG 2」新工場の第 1 期工事分が操業を開始した場合にのみ可能である。この操業開始は以前 2023 年に予定されていたが、今や、2020 年のパンデミックの影響によってこれより遅い時期になる公算が大きい。

以上をまとめると、次のように結論することができる。すなわち、近い将来、ロシアのガス生産量増大の確実な牽引役となりうるのは、東シベリアにおける生産とその中国向け輸出しかない。とはいえ、ロシアのガス生産量を決定付けることになる最大のファクターは、コロナウィルスのパンデミック後に世界およびロシアの経済がどの程度迅速に回復するかという点である。

ロシアのガス生産における長期的指針は「2035 年までの期間のロシアのエネルギー戦略」（2020 年夏に承認されたもの）が定められている。この文書によれば、ロシアのガス生産量は、2024 年までに「7,950 億～8,200 億 m³ の範囲」、2035 年までに「8,600 億～1 兆 m³ の範囲」となるとのことである。また、ロシア全土の輸出用ガスパイプラインの年間総輸送能力は 2018 年の 2,400 億 m³ から上昇して、2024 年には 3,630 億 m³、2035 年には 4,050 億 m³ となるとされている。このうち西方向への輸送能力は 2018 年の 2,400 億 m³ から 2024 年の 3,250 億 m³ に増大するとされている。ここでは明らかにガスパイプライン「トルコストリーム」（年間輸送能力 315 億 m³、開通済み）と「ノルドストリーム 2」（同 550 億 m³、2021 年初頭段階では未完成。4.2.参照）が想定されている。ほかには西に向かうガスパイプラインの建設計画は存在しない。一方、東方向への輸出用ガスパイプラインの能力は、2024 年が 380 億 m³（「シベリアの力」がこれに当たる）、2035 年が 800 億 m³（中国向け第 2 パイプライン、もしくは第 2 および第 3 パイプライン）。ただし新規の輸出に対する契約は締結されておらず、建設作業も始まっていない。

しかしながら、成長のかなめとして想定されているのは LNG である。ロシアのエネルギー戦略最新版によれば、2018 年に 1,890 万 t であった国内の LNG 生産量（前述したが、2020 年はすでに 3,050 万 t である）は、2024 年までに「4,600 万～6,500 万 t、2035 年までに 8,000 万～1 億 4,000 万 t」となるとされている。しかし、上述したように、「2024 年まで」ではロシアの LNG 生産量は年間 3,780 万 t にさえも到達しないだろう。まして 4,600 万～6,500 万 t というのはありえない数字である。また、2035 年までに到達するとされている量についても、現時点のロシアには、これを満たすような LNG プロジェクトで多少なりともまともに検討されているものは存在しない。

現在、ロシアは 2035 年までの期間の LNG 生産発展プログラムを作成中である。現時点で入手可能な情報によれば、このプログラムには、そのほかの項目とならんで、ロスネフチが建設するはずの三つの LNG 工

場が含まれている。すなわち、「極東 LNG 工場」(サハリン1を原料基盤とし、年産1,500万t)、新規メガプロジェクトヴォストークオイルの一環である「タイムイル LNG 工場」(年産3,500万~5,000万t)、ロスネフチが近年発見したカラ海大陸棚ガス鉱床群を基盤とする「カラ LNG 工場」(年産3,000万t)である。

サハリン1をベースとする LNG 工場の計画はかなり以前からのもので、これは実現される可能性がある。もっとも、年産1,500万tでなく1,000万tとなるかもしれないが、それはこの際さしたる問題ではない。はるかに重要なのは、想定されている残り二つのロスネフチの LNG 工場に対応する原料基盤の特殊性を理解することである。これらの鉱床の資源は実際に「ユニークさ」の宝庫である。これらの資源のユニークさは探鉱井1本(各鉱床1本ずつ)の掘削結果から公式にもそれと認められている(ヴォストークオイルプロジェクトについての詳細は1.3.2、新たなカラ海鉱床群については1.5を参照)。こうしたことに加えて、ロシア北極海大陸棚の石油ガス産業プロジェクトに対する西側の制裁のことも忘れるべきではない。

これらのファクターを総合するなら、ロシアの LNG 生産量が2035年までに8,000万~1億4,000万tになるとの成長予測は、現時点では、あまりにも楽観的と感じられる。だとすれば、ロシアのガス生産量が2035年までに8,600億~1兆m³になるとの成長予測も「あまりにも楽観的」と評価せざるをえない。

3.2. ナディム・プル・タズにおけるセノマニアン階ガスの資源量および生産の状況

ナディム・プル・タズはヤマロ・ネネツ自治管区の一部にあり、1960年代にザポリャルノエ、メドヴェージェ、ウレンゴイ、ヤンブルグという四つの巨大ガス鉱床が発見された地域である。2012年にヤマル半島ボヴァレンコヴォ鉱床の開発が開始されるまで、ヤマロ・ネネツ自治管区の天然ガス生産を担っていたのは100%ナディム・プル・タズ地区であった。2021年初頭時点でも、ヤマロ・ネネツ自治管区の累積ガス生産量20兆5,000億m³のうち、95%以上がナディム・プル・タズの鉱床群からのものである。

ナディム・プル・タズにおける最大のガス産出層はセノマニアン層準(階)である。この層準は次のような要因によって特別に大きな意味を持つものである。

- 莫大な資源量と高い密度(ナディム・プル・タズにおけるガス資源の大半は上記の4鉱床に賦存しており、初期埋蔵量はそれぞれが2兆m³を超えている)

- ガス中のメタン濃度が高い(メタン95%超であるため、幹線ガスパイプラインに投入する前の処理費用を最小限に抑えることができる)

- 開発に適した地質構造(ガス賦存層が厚く、透過性が高いうえ、比較的深度が小さい(1,000~1,700m))。

セノマニアン階のすぐ下にさらに二つ、ガス賦存層であるアルプ階とアプト階がある。これらはさほど厚くなく、ガスもそれほど豊富ではないが、ガスの質はセノマニアン階のものと同じである。それゆえ、ヤマロ・ネネツ自治管区の多くのガス田では、セノマニアン階、アルプ階、アプト階はひとまとまりの開発対象となっており、ガスの埋蔵量および生産量に関するデータにおいてもしばしばアルプ・セノマニアンまたはアプト・アルプ・セノマニアンとして取り扱われている。

ナディム・プル・タズ(およびヤマロ・ネネツ自治管区全域)で最初に天然ガスの商業生産が開始されたのは、1967年に発見されたメドヴェージェ鉱床である。この鉱床におけるセノマニアン階産出層の初期埋蔵量(カテゴリーABC1+C2)は2兆2,000億m³と評価された。開発を担当したのはガスプロムである。メドヴェージェからのガスが最初にガスパイプラインに投入されたのは1972年で、1977年には計画上の能力である年産650億m³に到達した。1978年から1992年までの間、この鉱床のガス田は毎年700億m³以上を生産し続けた。このように長期にわたって「プラトー」産出量を維持し続けた鉱床はヤマロ・ネネツ自治管区内にはほかにない。

2011年、ガスプロムはメドヴェージェ鉱床ニディン地区のアプト・アルプ階からの生産を開始した。もっとも、この地区の計画上のガス生産量は年間23億m³にすぎない。

2020年代の初めまでに、メドヴェージェ鉱床アルプ・セノマニアン階からのガス産出量は初期埋蔵量の80%超に達した。同鉱床の累積生産量は1兆9,000億m³を上回る。

近年、メドヴェージェエのガス生産量は年間 70 億～80 億 m³ である。2005 年以降、同鉱床の設備は計画的な停止の段階に入っており、すでに 80 本を超える坑井が廃棄済みである。メドヴェージェエにおけるセノマニアン階の開発は 2020 年代前半のうちに停止される可能性もある。

現在、メドヴェージェエ鉱床ではバランジュ階の開発準備が行われている（3.3.参照）

一方、ロシア最大のウレンゴイ鉱床がヤマロ・ネネツ自治管区ナディム・プル・タズ地区で発見されたのは 1966 年であった。商業生産は 1978 年に開始された。ウレンゴイの主要産出層であるセノマニアン階の初期埋蔵量は 6 兆 2,000 億 m³ と評価されている。現在のウレンゴイでは地下資源利用企業数社が操業しているが、この地で最初に地下利用者となったのはガスプロムである。

ウレンゴイ鉱床とこれらの新しい鉱床は、その当時から、「大ウレンゴイ」と呼びならわされている。こうした新規ガス田の操業開始によって、2000 年代中頃、ガスプロムは大ウレンゴイの生産量をいったんは年間約 1,400 億 m³ の水準で安定させることに成功したが、2008 年には再び生産量減少が始まった。

そのころまでに、ウレンゴイ鉱床ではより下位のバランジュ層準の開発がすでに行われ（3.3.参照）、2008 年にはアチモフ層ガスの生産が開始された（3.4.参照）。しかしながら、このこともウレンゴイの生産減少傾向を変化させることにはならなかった。近年、ロシア最大のガス埋蔵量を誇るこの鉱床の年間生産量は 1,000 億 m³ 未満となっている。大ウレンゴイ全体のセノマニアン階産出層はその資源量の 75% が採掘済みと評価されている。

次のヤンブルグ石油ガスコンデンセート鉱床は 1969 年に発見された。ガスの初期可採埋蔵量は 5 兆 m³ である。ヤンブルグの埋蔵資源は主にセノマニアン階のものである。この鉱床は三つの地区に分かれている。中央部が最も大きいヤンブルグ・フィールド、南部がハルヴチナ・フィールド、北部がアネリヤヒナ・フィールドである。ヤンブルグの商業開発は 1986 年に開始された。これはガスプロムにとってナディム・プル・タズで 3 番目の巨大鉱床である。1996 年、ヤンブルグではセノマニアン階ガスの生産がピークに達して年産 1,740 億 m³ 超となった。その後は自然の減少期に入ったが、周辺フィールドの開発によって減少の速度をよりゆるやかにすることができた。すなわち、アネリヤヒナ・フィールドにおいて 2004 年に生産が開始され、2006 年にはこのフィールドからガス 100 億 m³ の産出に成功した。2005 年にはハルヴチナ・フィールドの開発が急ピッチで始められ、2006 年にはこのフィールドで年間能力 182 億 m³ の総合ガス処理設備が操業を開始した。現在、ヤンブルグの生産量は年間 600 億 m³ まで減少している。ヤンブルグ鉱床セノマニアン階産出層はその資源量の約 65% が採掘済みと評価されている。

ナディム・プル・タズで 4 番目にして最後の巨大鉱床ザポリャルノエは 1965 年に発見された。ガスの初期埋蔵量はセノマニアン階産出層が 2 兆 6,000 億 m³ 以上、バランジュ階も含めると 3 兆 3,000 億 m³ である。ザポリャルノエはポテンシャルとしてはウレンゴイとヤンブルグに劣るため、この鉱床の開発は「予備」として後回しになっていた。1990 年代中頃にウレンゴイが減少期に入り、その一方でガスプロムがずっとあてにしていたヤマル半島鉱床群の開発着手に遅れが生ずるにいたって、同社はザポリャルノエのことを「思い出した」らしい。2001 年、ザポリャルノエから最初のガスが産出された（当然ながらセノマニアン階ガスである）。2004 年、同鉱床は計画上の能力である年産 1,000 億 m³ に到達した。2012 年には 42 本の生産井の新規建設が完了し、これによって生産能力は年間 1,150 億まで上昇した。

2017 年、ザポリャルノエのセノマニアン階ガス田において 1 基目のブースターステーションが稼働を開始し、2018 年には 2 基目のステーションがこれに続いた。こうして、この地のガス田も減少期に入った。ザポリャルノエのセノマニアン階産出層は、既存のデータによれば、資源量の約 50% が採掘済みである。現在の生産量は鉱床全体で年間約 1,000 億 m³ である。

このようなわけで、ナディム・プル・タズの四つの巨大鉱床のすべてにおいて、現在、セノマニアン階ガスの生産量は低下しつつある。ただし、ガスプロムのデータによれば、ヤマロ・ネネツ自治管区の陸上（つ

まり、ナディム・プル・タズを含む)におけるアルプ・セノマニアン階ガスの初期確認埋蔵量はすでに1990年中頃には上方修正されなくなっている。これは、ナディム・プル・タズにおけるセノマニアン階ガス生産の展望を評価するにあたって重要な点である。当地域でセノマニアン階ガス産出層が新たに発見される可能性はゼロに近いと、この地のセノマニアン階ガス生産量は今後も低下し続けるしかないと思われる。ガスプロムが自社資料で認めているように、「ナディム・プル・タズにおける採掘容易なセノマニアン階ガスの時代は終わりつつある」のである。

3.3. ナディム・プル・タズにおけるバランジュ階ガスの資源量および生産の状況

セノマニアン階に次ぐ大規模なガス賦存層が白亜系下部のネオコム階である。ネオコム階の中で最も多く資源が賦存するのがバランジュ準階である。バランジュ階の深度は1,700~3,200m。この層はメタンの重い同族体(いわゆる「オイリーガス」)を多く含むため、予備処理なしで需要家に供給するのは不可能である。当然ながら、オイリーガスを販売できる状態にすることはガス生産企業にとって経費の上昇(CAPEXもOPEXも)を意味するが、これは、流動性があり値段の高い液体留分が得られることでいくぶんかは補われる。

ナディム・プル・タズにおけるバランジュ階ガスの商業生産が開始されたのは1985年、場所はウレンゴイであった。バランジュ階坑井の1日の産出量はガス100万 m^3 とコンデンセート300t超に達していた。ウレンゴイにおけるバランジュ階ガス田の計画上のガス生産能力は年間300億 m^3 である。まさにこのウレンゴイ産バランジュ階ガスを処理するために、1980年代、西シベリアに大規模な工場群が建設され、それらは現在では「ウレンゴイコンデンセート輸送準備工場」、「スルグトコンデンセート安定化工場」およびコンデンセートパイプラインシステムと呼ばれている。セノマニアン階ガスにはこうしたインフラは全く必要ない。したがってこのことは、バランジュ階の開発がセノマニアン階に比べていかに高くつくかを如実に示している。しかも、セノマニアン階のほうがガスの産出量も一桁上である。ウレンゴイのセノマニアン階からは、最良の時期には、年間2,500億 m^3 を超えるガスが産出されていたのである。

1991年には、ヤンブルグにおけるバランジュ階ガス田の操業も開始された。1991年以降は、周知の理由により、ナディム・プル・タズにおける非セノマニアン階ガス賦存層の開発は中断され、再開までには10年以上を要した。

バランジュ階ガス処理用のインフラ整備は2000年に再開されて第2フェーズに入った。これは、ノヴァテクが、バランジュ階を主な開発対象としてナディム・プル・タズで事業を行うことになったからである。2005年には、ノヴァテク傘下のプロフスク・コンデンセート処理工場第1期分が操業を開始した。その後、プロフスク・コンデンセート処理工場の能力は段階的に引き上げられることとなった。ノヴァテクは、長い間、コンデンセートの脱エタン化のために、ガスプロム傘下のウレンゴイコンデンセート輸送準備工場を利用していたが、2010年には、ユルハロヴォ鉱床における自前の脱エタン化設備を立ち上げ、さらにプロフスク・コンデンセート処理工場までのコンデンセートパイプラインを開通させた。

一方のガスプロムは、2011年から2012年にかけて、ザポリャルノエ鉱床におけるバランジュ階ガス田を始動させた。総生産能力は年間150億 m^3 である。比較のために挙げると、ザポリャルノエにおけるセノマニアン階ガス田の生産能力は年間1,150億 m^3 である。新たに加わったオイリーガスの処理を確保するため、ガスプロムは然るべき設備の近代化を行っている(詳細はI.2.参照)。

すでに述べたように、近い将来、メドヴェージェ鉱床においてもバランジュ階ガスの生産が開始されるはずである。

大規模なバランジュ階ガス生産計画は、「ロスパン」社を傘下におく「ロスネフチ」も持っている。ただし、「ロスパン」の最大の開発対象はアチモフ層である(3.4.参照)。

このように、ナディム・プル・タズにおけるバランジュ階ガスの生産は今後成長が期待できる。とはいえ、

生産量はガスの処理とコンデンセート安定化のための設備の能力という制約を受けることになる。このため、新たなバランジュ階産出層の開発は、長期的（10～15年）な「プラトー」生産シナリオに基づいて行われると考えておかねばならない。

3.4. ナディム・プル・タズにおけるアチモフ層ガスの資源量および生産の状況

アチモフ層ガスが所在する場所は、地質学的にはセノマニアン階やバランジュ階のような特定の階または準階ではなく、面積も厚さもまちまちな、かなり狭い地域に限定される複数の地層（いわゆる「アチモフ層」）である。アチモフ層は地質年代的（層序的）には白亜系下部で、深度は約4,000mである。

アチモフ層はナディム・プル・タズで最も困難な開発対象である（異常に高い層内圧もその理由の一つ）。しかも、アチモフ層ガスは液体留分だけでなく重質パラフィンも多く含む。こうしたことからこのガスを幹線パイプラインに投入するには事前に特別な準備が必要であり、アチモフ層ガスの生産コストはセノマニアン階ガスより一桁上の高さとなる。

ナディム・プル・タズ（およびヤマロ・ネネツ自治管区全域）において現時点で採鉱済みのアチモフ層ガス資源は大ウレンゴイ地区に集中している。

ナディム・プル・タズにおけるアチモフ層の開発の先陣を切ったのは「ロспан・インターナショナル」である。同社はウレンゴイのいくつかの鉱区で大深度層準の開発ライセンスを取得している。「ロспан」は、1996年、ノヴォウレンゴイ鉱床の休止中の坑井の一つを開封してアチモフ層ガスの試験生産を始めた。当時、「ロспан」の支配株を保有していたのはガスプロムである。しかしながら、当該プロジェクトに特段の進展は見られず、1999年、ガスプロムは「ロспан」の支配株を「イテラ」社（当時、ロシア最大の独立系ガス生産企業であった）に売却した。しかし、2001年、ガスプロム首脳陣の交代とともに、イテラ社の「黄金時代」は幕を下ろした。「ロспан」のオーナーは、結果的に、数回変更されることになった。2004年に同社の支配権を確立したのはTNK-BPである。当時、「ロспан」のガス田における計画上のポテンシャルは年間にガス27億m³、コンデンセート70万tであった。

TNK-BPがロスネフチに買い取られた2013年までに、「ロспан」のガス生産能力は年間37億m³となっていた。この数字は、2016年にはロスネフチの手によって2倍に増やされている。さらにほぼ時を経ずして新しい建設事業が開始された。すなわち、ガスおよびコンデンセートの総合的な処理とコンデンセートの安定化を行う設備、ガスタービン発電所、幹線パイプラインおよび現場パイプライン、さらにコロトチャエヴォ駅の液体貨物鉄道ターミナルである。これらの設備の操業開始は、当初、2019年の予定であったが、2021年初頭の時点をもってしてもいまだ実現していない。ロスネフチのデータによれば、「ロспан」のガス生産量は、計画上の能力に到達すれば、190億m³超（おそらく、バランジュ階ガスも含まれていると思われる）となり、ここにさらにコンデンセートと石油約500万tが加わる。また、工業用プロパン・ブタン混合物が年間最大130万tまで生産される（搬出は鉄道による予定）。もっとも、これらの計画を実現するには、ロスネフチは、「ロспан」の「ドライな」ガスを幹線ガスパイプラインに確実に接続できるよう、ガスプロムとの間で合意する必要がある。今のところそうした合意はできていない。

2008年には、ウレンゴイ（「1A」鉱区）でアチモガス社による最初のアチモフ層ガス田が操業を開始した。同社はガスプロムとWintershall（独）との50/50の合弁企業である。事業期間は43年間とされ、この間にガス2,000億m³とコンデンセート4,000万tを生産することが予定されている。計画上の年間ガス生産量は96億m³である。さらに2009年、ガスプロムは、ウレンゴイ「2A」鉱区において独自にアチモフ層ガスの生産にとりかかった（計画上のガス生産能力は年間87億m³）。

2015年、ガスプロムとWintershallは新たに協定を結び、Wintershallは、自社の一連の資産と引きかえに、ウレンゴイ鉱床の「4A」鉱区および「5A」鉱区におけるアチモフ層開発計画（「アチムデヴェロップメント」プロジェクト）の25.01%を取得することとなった。ガスプロムによれば、「4A」鉱区の実産は2021

年1月に開始済み、「5A」鉱区の生産開始は2021年3月の予定とのことである。「アチムデヴェロップメント」によるエリア全体のガス生産量は2027～2030年にピークを迎え、年間約155億 m^3 になるはずである。

そのほか、ガスプロムはウレンゴイにおける鉱区をもう一つ、アチモフ層の開発のために選択した。これがすなわち「3A」である。ガスプロムは開発開始を2028年としている。ウレンゴイのアチモフ層全5鉱区におけるガス生産量は、ガスプロムの評価によれば、フル操業開始後に年間約368億 m^3 となる。その時期は、うまくいけば2020年代の終わり頃とされている。

ガスプロムがウレンゴイに持つ鉱区におけるアチモフ層ガスの総埋蔵量は、同社のデータでは1兆 m^3 を上回る。

2014年には、ノヴァテクとガスプロムネフチの合弁企業である「セヴェルエネルギヤ」がウレンゴイ鉱床のサムブルグ・ライセンス鉱区内でアチモフ層ガス田の生産を開始した。ウレンゴイの「サムブルグ」エリアにおける年間総生産能力はガスが130億 m^3 、脱エタン化コンデンセートが470万tである（これもI.2.参照）。

主な地下資源利用者の現在の事業計画からすると、ナディム・プル・タズにおけるアチモフ層ガスの生産は、近い将来、増大すると思われる。ナディム・プル・タズのアチモフ層ガスがセノマニアン階ガスに替わる存在になるかといえば、無論、そうしたことはありえない。がそれでも、アチモフ層ガスの貢献度は、今後、より目立ったものになるだろう。ガスプロムの評価によれば、ナディム・プル・タズのアチモフ層ガスによって、ロシア全土の生産量の10%までをカバーできるようになるとのことである。

3.5. ヤマル半島におけるガスの資源量および生産の状況

ガスプロムにとって、ナディム・プル・タズ鉱床群における自然の生産量減少を補う可能性を与えてくれるのがヤマル半島のガスである。同社はヤマル半島にボヴァネンコヴォ、ハラサヴェイ、クルゼンシュテルンのほか、さらにいくつかの大規模鉱床に対するライセンスを保有している。

2012年、半島最大のボヴァネンコヴォ鉱床（ガスの可採埋蔵量および予備評価資源量4兆9,000億 m^3 ）におけるガス田とボヴァネンコヴォ～ウフタ間幹線ガスパイプラインが操業を開始した。後者はヤマル半島を統一ガス供給システムに接続するパイプラインである。2014年にはボヴァネンコヴォで2番目のガス田がスタートし、計画上のガス生産能力は合わせて年間900億 m^3 まで上昇した。さらに2018年には第3のガス田が操業を開始し、鉱床全体のガス生産能力は年間1,150億 m^3 の水準に達した。

ボヴァネンコヴォにおける主な開発対象はアプト・アルブ階（深度1,200～2,000m）およびセノマニアン階（520～700m）のガス賦存層である。

将来、ボヴァネンコヴォ鉱床の計画上のガス生産量は年間1,400億 m^3 まで拡大されるはずである。これは、「オイリーガス」を含むより下位の地層が開発対象に組み込まれることになるからである。ただし、ボヴァネンコヴォで大深度層準の開発が始まるのは2020年代半ば以降になる。ここで指摘しておきたいのであるが、ボヴァネンコヴォは、現時点までにロシア国内で発見済みの鉱床の中で、年間にガス1,000億 m^3 以上の生産が見込める最後のものであろうと思われる。

ヤマル半島でガスプロムが次段階として位置付けているのはハラサヴェイ鉱床である。この鉱床はボヴァネンコヴォの北方約100kmにある（ハラサヴェイの一部は海底に位置するが、水平掘りによって海岸からの到達が可能である）。同鉱床における商業生産開始は2023年に予定されている。ハラサヴェイのガスの最大生産ポテンシャルは年間500億 m^3 と評価されており、うち320億 m^3 はセノマニアン・アプト階（最初の開発対象）から、180億 m^3 はネオコム・ユラ階からとなる見込みである。

ガスプロムは、クルゼンシュテルン鉱床におけるセノマニアン階産出層の商業開発開始を 2028 年に予定している。この地のガスの計画上の最大生産量は、現下の評価によれば年間 330 億 m³ となる。

現在、ヤマル半島で操業を行っている 2 番目のガス田はヤマル LNG のユジノタンベイ鉱床である（「ヤマル LNG」の出資比率はノヴァテク 50.1%、Total と CNPC 各 20%、Silk Road Fund が 9.9%）。ユジノタンベイの商業開発は 2017 年末、ヤマル LNG 工場第 1 期の操業開始と時を同じくしてスタートした。2021 年初頭の時点で、ヤマル LNG 工場は第 3 期分の立ち上げが済んでおり、最終段階である第 4 期分の建設も終了している（その操業開始は幾度となく延期された）。第 4 期分の操業が開始されれば、この LNG 工場はフル操業体制（年間 LNG 生産量 1,740 万 t）となり、ユジノタンベイにおける生産量は年間 270 億 m³ まで増大するはずである。

ヤマル半島における A+B+C1 カテゴリーの遊離ガス埋蔵量合計は、ガスプロムのデータによれば 10 兆 3,000 億 m³ である。半島全体のガス生産ポテンシャルは年間 3,100 億～3,600 億 m³ と評価されている。

4. ガスパイプライン

4.1. 「シベリアの力」と中国の対応

2014年5月、ガスプロムとCNPCは東シベリア産のガス年間380億 m^3 を2019年から30年間にわたって中国向けに輸出する契約書を締結した。この輸出契約を実行するためにガスプロムが建設したのが、東シベリアのチャヤンダ鉱床からブラゴヴェシチェンスクの対中国境にいたるガスパイプラインである。新しいパイプラインのうちの最も高額な建設請負契約は、アルカジー・ロテンベルグとゲンナジー・チムチェンコがオーナーとなっている企業に競争入札なしで提供された。この両人はプーチン大統領の親しい友人とされている。

このパイプラインのルートはESPOとほぼ平行している。総延長約2,160km、直径1,420mm、中国向けの輸送能力は年間380億 m^3 である。この新しいパイプラインはガスプロムによって「シベリアの力」と名付けられた。

「シベリアの力」ガスパイプラインは2019年末に開通し、それに応じて、チャヤンダ鉱床の商業生産も開始された。2019年には、中国向けに3億2,800万 m^3 のガスが輸出された。1日あたりの供給量は約1,100万 m^3 である。

2020年の輸出量は、契約によれば50億 m^3 となるはずであった。さらに2021年は100億 m^3 、2022年には150億 m^3 と定められていた。「シベリアの力」がフル操業体制に移行することが予定されているのは2025年である。この頃までにはコヴィクタ～チャヤンダ間のガスパイプライン（約800km、うち約100kmは建造済み）も完成し、コヴィクタ鉱床ガス田も操業を開始するはずである。というのは、チャヤンダ産のガスだけでは中国に年間380億 m^3 を供給するにはとても足りないからだ。チャヤンダの計画上のプラトー生産量は年間250億 m^3 であった。このプラトーへの到達は開発開始から6年目（すなわち2025年）とされている。

2020年12月2日にガスプロムが発表した情報によれば、1暦年の間に「シベリアの力」ガスパイプラインが中国に送ったガスの量は38億4,000万 m^3 とのことである。2020年のパイプラインによる中国向けガス輸出量は約41億 m^3 となった。このようなわけで、2020年の中国向け輸出計画は未達に終わった。

無論、「シベリアの力」による輸出量にはコロナウィルスのパンデミックが影響を与えただろう。中国は2020年初めに大規模なロックダウンを行ったし、そもそもチャヤンダでも、夏季にスタッフの間で大規模な感染があった。

その一方、2020年中頃には、ガスプロムの内部文書によるとして、チャヤンダの生産に複数の大きな問題があるとの情報が流れた。問題の一部は探鉱作業の不十分さ、および／または質の低さにまつわるものである。こうしたことの結果として、2019年秋のはじめの時点で、チャヤンダに生産井として建造された158本の坑井のうち34本が完全に「ドライ」であることが発覚したという。これは全坑井のうちの20%以上に相当する。また別の問題として、坑井建造の質の低さということもある（当該業務の大部分を請け負ったのは、当時前述のアルカジー・ロテンベルグがオーナーとなっていた「ガスプロム・ブレーニエ」であった）。これによって、さらに15本の坑井が計画上の生産量に到達しなかったという。

チャヤンダでは、2020年末に、新規の産出井とガスの現場調製設備が操業を開始したばかりである。したがって、2021年にパイプライン経由の中国向けガス輸出を伸ばすための余力はある程度存在する。しかしながら、チャヤンダにおけるプラトー生産量がほんとうに年間250億 m^3 となるのか、そしてそれが、現在計画されているように、ほんとうに20年間続くのかについては疑問であるとする理由もある。同鉱床の探鉱作業は継続中とのことである。

ガスプロムは、2022年末に、「シベリアの力」のための第2の鉱床であるイルクーツク州コヴィクタ（ガ

ス田建設第1期分の生産能力は年間70億 m^3 の商業生産を開始することを予定している。コヴィクタにおけるガス生産の計画上の総能力は年間272億 m^3 である。しかし、ここでもどうやら探鉱の質にまつわる問題があったらしい。2019年、ガスプロム生産部門の幹部の1人（2020年夏に同社を解雇）は次のように言っている－「プロジェクト関連の計算を見直し、開発対象エリアの一つをまるごと断念せざるを得なかった。そこは完全にドライであることがわかったからだ」。ただし、コヴィクタプロジェクトの指標の見直しについて、ガスプロムは公式には一切の発表を行っていない。

「シベリアの力」の原料基盤となる鉱床のポテンシャルが中国向けガス輸出契約締結時点で想定されていたよりずっと小さいということは、「シベリアのカー2」ガスパイプライン建設プロジェクトがロシアでさかんに話題にされるようになったことから明らかだ。「シベリアのカー2」はヤマロ・ネネツ自治管区産ガスの中国向け輸出を前提とするものである。そもそも、ヤマロ・ネネツ自治管区からの中国向けガス輸出という考え方自体は2000年代中頃に検討されたことがあり、当時「アルタイ」プロジェクトと呼ばれた（短い西部国境をはさんで中国に入るガスパイプラインとなるはずであった。この国境地帯がアルタイ共和国である）。しかし、当時正当にも指摘されたように、ロシア産ガスは中国西部ではさほど必要とされていない。なぜなら、その地域には中国自身のガス田が集中しているし、それに加えて、西からは、中国向けに旧ソ連諸国からのパイプラインがガスを送っている。しかもその輸送距離はヤマロ・ネネツ自治管区からの場合とは比べものにならないくらい短い。こうして、西ルートによるロシアの対中ガス輸出という計画はたいした進展をみなかった。

しかし、2020年春ごろまでに、このプロジェクトには見違えるような変更が加えられた。今や、ヤマロ・ネネツ自治管区からのガスパイプラインはアルタイ共和国ではなくイルクーツク州（いささか乱暴に言えばバイカル湖南岸）に入ることになっている。つまり、バイカル湖付近に「シベリアのカー2」をコヴィクタ鉱床と接続する支線が建設されるという（以前には、中国向け輸出のためにパイプライン同士を接続することは一切想定されていなかった）。ガスプロムの最新の計画によれば、「シベリアのカー2」はコヴィクタとの接続後に南東に向かい、モンゴル経由で中国に入るとの想定である。2020年3月、ガスプロムのアレクセイ・ミーレル社長は、年間輸送能力最大500億 m^3 までの「シベリアのカー2」ガスパイプライン案件にまつわる作業開始に対して、プーチン大統領から承認をとりつけている。しかしながら；

a) 2020年春、世界中でコロナウィルスのパンデミックが始まった。たしかに、中国では、公式発表によれば事態は正常化した。とはいえ、中国と世界全体の経済に対するコロナ禍の影響を評価することは不可能であった。言い替えれば、2020年春というのは、新しい大規模なガスパイプライン建設を議論するために最もふさわしい時期というわけではなかった。

b) 近年、ロシアから中国に向かう新しいガスパイプラインに関する交渉というようなものは一切行われていない。たしかに、ガスプロムは「シベリアの力」による供給量を年間60億 m^3 分増やす（全体で440億 m^3 に到達）という提案をCNPCに対して行っている。しかし新しく年間500億 m^3 を供給するという件については中国側とは何の話し合いも持たれていない。ちなみに、ロシアからのガス購入を年間60億 m^3 増やすということに対してすら中国はいまだに同意していない。

c) 歴史的に見れば、中国がロシアとの間での検討に前向きであったのはガスの直接輸入に関してだけである。モンゴル経由のガス・トランジットということが話題になったことは一度もない。「シベリアのカー2」は、ロシア発モンゴル経由の中国向けのガスパイプライン・プロジェクトとしては初めてのものである。

これらの要因を総合するなら、次のように考えるに足る十分な根拠がある。すなわち、「シベリアのカー2」は、ガスプロムにしてみれば、中国向けガス輸出拡大の展望を後押しするものではない。「シベリアの

カー2」ガスパイプラインが担っている最大の課題は、「シベリアの力」ガスパイプラインのために原料基盤を拡大することである。ガスプロムがCNPCに対して負う長期の契約義務を履行するためにはこうしたことが不可欠である。「シベリアの力」パイプラインから最も近い場所にある新しいガス産地が何であるかははっきりしている。すなわち、「イルクーツク石油会社」、ロスネフチ、スルグトネフチェガスの鉱床である。しかし、ガスプロムが他人のガスをあてにすることはこれまでもなかった。距離の点で次点のリソースはユルブチェン・トホム鉱床群（エヴェンキ、クラスノヤルスク地方）である。しかし、この地域では、近年、大規模なガス資源探鉱事業は行われていない（というより、そうした事業が成果を挙げたという発表はない）。「シベリアの力」にとっては、一番遠隔ではあるが一番確実なリソースとなるのがヤマロ・ネネツ自治管区の鉱床群なのである。理屈の上だけなら、「シベリアのカー2」にクラスノヤルスク地方北部のヴァンコール鉱床群を接続することもできないわけではない。

ここではもう一つ重要な問題を想起したほうがよいだろう。現時点で「シベリアの力」ガスパイプラインの誕生によって確実に利益を得ている者は誰なのだろうか。答えはガスパイプラインの建設業者である。すでに述べたように、「シベリアの力」の主要部分を建設した会社のオーナーはプーチン大統領の側近中の側近である。「シベリアの力」の建設終了により、彼らの事業の戦線は消滅した。ロシア全域という規模では、現在、新しい幹線パイプラインを誕生させる必要性は全く存在しない。ごくおおざっぱに言うなら、ヤマル半島からバイカルまでのガスパイプラインこそが、建設自体に多少なりとも合理性のある最後のパイプラインになるであろう。当会の見解では、ロシアにおける幹線パイプライン建設事業の見通しを評価するにあたっては、こうした点を考慮に入れなければならない。

ここで付け加えておきたいのであるが、独立系専門家たちは、当初より、ガスプロムにとっての「シベリアの力」の経済合理性に疑問を呈してきた。そうした疑問の理由は次のとおりである。

- a) チャヤンダ鉱床およびコヴィクタ鉱床は地質構造が複雑である。これらの場所の生産コストは、ヤマロ・ネネツ自治管区セノマニアン階ガスの生産コストの何倍にもなる。
- b) チャヤンダ産ガスはヘリウムを0.5%含有する。したがって、ヘリウムの点では、チャヤンダは世界クラスの原料基盤である。しかし、世界市場ではヘリウムはこれほどの量は必要とされていない。ただし、中国に貴重なリソースを「プレゼント」してしまうというのでは深謀遠慮に欠ける。この問題の唯一の解決策は、ガス生産の現場で、直接、窒素・ヘリウム分を分離して地層に戻すことである。まさにそのために、ガスプロムはチャヤンダに膜式ヘリウム分離設備を何基か建造したのである。今後は、この成分を、鉱床の地層のうちのいずれかを地下貯蔵エリアとして選んでそこに送り込むことになるであろう。この成分を利用できる可能性は予見可能な将来には存在しない。したがって、ビジネスの観点からは、チャヤンダの「ヘリウム」は損失しかもたらさない。コヴィクタ鉱床においては、ガス中のヘリウムはやや少なく、0.3%である。しかし、ここでもこの成分の分離・圧入・保管の設備建設は必要となる。
- c) 東シベリア産のガスは、メタンの重い同族体（エタンその他）を約7%含有している。この成分も輸出向け出荷の前に分離しなければならない。この目的のため、ガスプロムはアムール州に、処理能力年間420億 m^3 （おのおの70億 m^3 のライン計6本）の新しいガス精製工場を建設中である。第1期および第2期分の操業開始は2021年、フル稼働開始は2025年に予定されている。このアムール・ガス精製工場の建設費用（9,500億ルーブル）は「シベリアの力」の建設費（1兆1,000億ルーブル）に匹敵する。これらはいずれもガスプロムが2018年に発表した評価の数字である。

理解すべき点は、ガスプロムにしてみればガス精製工場の建設は強いられたものであったという。精製工場は、東シベリア産のガスを精製して販売可能なメタンにするためにまさしく不可欠である。ガスプロムがオレンブルグとアストラハンに持つ既存のガス精製工場も同じ任務を負っている。一方、ヤマロ・ネネツ

自治管区のガスプロムの鉱床群においては、今のところまだセノマニアン階ガスが生産されているため、ガス精製の必要は何もない。言い替えれば、ガスプロムにとって、アムール・ガス精製工場は、東シベリア・プロジェクト全体の採算性を低下させるファクターである。

鉱床開発とガス精製工場建設を含め、ガスプロムが中国向けガス回廊の建設に合計してどれだけ支出を行ったのか評価することはほぼ不可能である。したがって、「シベリアの力」の採算性のゆくえを評価することもまた不可能である。ただし、はっきりしているのは、このプロジェクトに対して行った設備投資をガスプロムが回収するには長い年月が必要だということである。

ガスプロムが、この採算性の点で疑問のあるプロジェクトに深く係わることになった理由は、無論、地政学的なものである。思い出していただきたいのだが、ロシアが中国向けガスの輸出交渉を開始したのは、輸出ルートにしても、ガスの価格にしても、いずれも 2000 年代中頃であった。そして、法的拘束力のある契約書が締結されたのは、周知のとおり 2014 年 5 月であった。そのわずか数週間前に、ロシアはクリミア半島を併合し、ウクライナ東部での戦闘が開始されている。これらの出来事がロシアと西側との関係悪化をもたらすことは十分に予見可能であった。こうした中、「シベリアの力」はロシアの力を誇示するものであった。それは、第 1 には欧州向け（「ロシアにはあなたたち以外にもガスの市場がある。しかも成長しつつある市場だ」）、そしてロシア国民向けである（驚くべきことに、この中国向けガスパイプラインの PR は、ロシア国営テレビチャンネルによっていまだに放映されている）。その一方、2014 年春の時点で、対中ガス交渉におけるモスクワの立場は弱まった。ロシア側にはこの契約がきわめて必要欠くべからざるものであったのに対し、中国側は急いでなどいなかったし、その後も急ぐ必要があるとは思われなかった。

中国が支払うロシア産ガス価格の計算式は商業秘密とされた。知られているのは、この価格が一定の石油製品バスケットの価格に連動している（9カ月のタイムラグをもって）ということだけである。西側アナリストが中国の税関データに基づくものとして発表したデータによれば、2020 年、中国に入るロシア産ガスはパイプラインで運ばれるガスのうちで最も安価であったそうである。中国向けにパイプラインでガス輸出を行っているその他の国とは、カザフスタン、ウズベキスタン、トルクメニスタン、ミャンマーである。これらの国々の中でも、2020 年の中国において、ロシアこそが最も安価なサプライヤーだったのである。

4.2. 「ノルドストリーム2」と制裁の影響

上述したように（4.1.参照）、「シベリアの力」ガスパイプラインは多くの点でクレムリンの政治的プロジェクトである。そして、ガスパイプライン「ノルドストリーム2」はといえば、これは 100%クレムリンの政治的プロジェクトである。

ロシアには、ソ連からの遺産として強力なガス輸送システムが存在している。欧州向けガス輸出パイプラインもその一環である。しかしながら、ソ連の崩壊によって、この輸出事業はすべてが第三国を経由するものとなった。中でもロシアのガス輸出のメインはウクライナ経由である。このことは常に多かれ少なかれロシアにとって厄介の種であり、その解決が模索されてきた。たとえば、2011～2012 年に、輸送能力が合わせて年間 550 億 m³ となる 2 本の「ノルドストリーム」ガスパイプラインが開通し、ロシアとドイツが直接結ばれることになった。ロシア産ガスを買付ける欧州諸国、なかでもドイツは、これらのプロジェクトに支持を与え続けてきた。ロシアとウクライナの間で繰り返し起こる「ガス争い」が欧州にとって大きなリスクと感じられたからである。しかしながら、2014 年、すなわち、多くの点でロシア現代史の分岐点となったこのきわめて重要な年にいたっても、ガス輸出のウクライナ経由への依存という問題はなくならなかった。2014 年の出来事ののちは、この依存からの脱却ということがクレムリンの最重要課題の一つ、ましてやガスプロムにとってはナンバーワンの課題となった。

このウクライナ経由問題の最終解決をめざして、2本の新しい海底ガスパイプライン、すなわち「トルコストリーム」（ロシアから黒海を経由してトルコに入る、年間輸送能力 630 億 m³）と「ノルドストリーム 2」（バルト海を経由してドイツに入る、年間輸送能力 550 億 m³）を開通させることが計画された。2014 年時点で有効であったガスプロムのウクライナ経由ガス輸出契約は 2019 年末で期限満了であった。ガスプロムはこの契約を延長しないこと、2020 年初頭からウクライナ経由の輸送を停止することを公式に発表した。新たな「ストリーム」群の開通時期が 2020 年より前ではならないという必要性はこれによって生じたのである。誰も隠そうとしないことであるが、新しい「ストリーム」によるガス供給を前提とする新規契約はひとつも締結されておらず、パイプライン建設の唯一の目的はウクライナ経由を回避することにあつた。

「ノルドストリーム 2」ガスパイプライン建設プロジェクトを担当するため、2010 年代の中頃に、Nord Stream 2 というオペレーター企業が設立された。2017 年、ガスプロムと外国出資者 5 社（ENGIE、OMV、Royal Dutch Shell、Uniper、Winterhshall）が合意し、この Nord Stream 2 はガスプロムの 100% 子会社となり、一方、外国企業側はガスパイプライン建設費用の 50%（当時の評価額で 9 億 5,000 万ユーロずつ、計 47 億 5,000 万ユーロ）の調達を担当することとなった。「ノルドストリーム 2」海底部分の敷設が開始されたのは 2018 年 9 月である。

このプロジェクトに対する EU 側の態度はかなりあいまいなものであつた（そして今もあいまいである）。EU は 2014 年のウクライナにおけるロシアの行動を厳しく非難して対ロ制裁を発動している。とはいえ、すでに述べたように、「ノルドストリーム 2」ガスパイプラインはウクライナ経済に直接的な脅威をもたらすものである。しかしながら、欧州側は新しいパイプラインの建設を許可し、同様に建設資金の融資も認められた。おそらく、ガスプロムが当該プロジェクト出資企業に対して有利な協力条件の提供を保証したため、欧州の外交上の利益は二の次になつたのであろう。

無論、安価なガスのために外交上の利益を売り渡すというのは、欧州各国政府間のコンセンサスであつたわけではない。たとえば、2018 年 12 月、欧州議会は当該プロジェクト実施の停止に関する決議を採択した。この決議では、プロジェクトは政治的なものであり、欧州の安全保障にとって脅威であるとされた。きわめて象徴的なのは、この同じ 12 月に、「ノルドストリーム 2」の建設作業に 2 隻目のパイプ敷設船が投入されたことである。ガスプロムは新しいパイプラインの開通を 2019 年末と見込んでいた。わずかに間に合わなかつたわけだ。

2019 年 12 月 20 日、当時のアメリカのトランプ大統領が「ノルドストリーム 2」の建設に従事する企業への制限事項導入を含む文書に署名した。これは、制裁対象の企業が保有する米国資産を完全に凍結し、それらの企業の代表者たちの米国への入国を禁ずるものであつた。この文書によれば、こうした措置をとった理由は「欧州のエネルギー安全保障確保」と「ロシアの攻勢の牽制」のためとのことである。そしてこのほぼ直後に、「ノルドストリーム 2」の最大の請負企業である Allseas（スイス）がパイプライン海底部分の建設を停止した。その時点で 160km（全体は 1,200km）分が未完であつた。ロシアにはこの部分を迅速に建造し終えることができるような自前のパイプ敷設企業が存在しなかつた。

2019 年 12 月 27 日、ガスプロムは、両当事者が相互に相手取って行った訴えに対してストックホルム商業会議所仲裁裁判所が 2018 年末に下した裁定にしたがい、ウクライナに 29 億ドルの支払いを行った。ガスプロムはこの裁定を不服としていたが結局認められなかつたわけである。2019 年 12 月 30 日には、2020～2024 年にロシア産ガスをウクライナ経由で輸送する旨の協定が調印された。2020 年の輸送量は 650 億 m³、2021～2024 年は毎年 400 億 m³ の水準とすることで合意が成立した（純粹に数字だけを見ても「ノルドストリーム 2」の開通が 2020 年末または 2021 年初頭と想定されていることがわかる）。ガスプロムはウクライナにこの分のガスの輸送料として総額 72 億ドルを支払うことになっている。

2020年、米国は「ノルドストリーム2」建設に関与した企業に対する制裁を強化し、結果的に、当該プロジェクトからは、保険会社と、そして「ノルドストリーム2」をメンテナンスする船舶とガスパイプライン自体の認証を手がけていた企業が離脱した。

2020年末、ロシアのパイプ敷設船「フォルトゥナ」号がガスパイプラインの建設作業を再開した。この船自体とそのオーナーはこれまで誰も知らなかったロシア企業であり、米国の制裁対象となっている。この船は認証を持っておらず、保険は存在しない。こうした状況にあつてこの船が作業実施に必要な許可を取得できたわけも、今ひとつはっきりしない。

2021年2月中頃の時点で、「ノルドストリーム2」の海底部分として残されているのは約140kmである。ガスプロムによれば、このガスパイプラインは本年中にも開通し、操業開始されうるとのことである。その一方、2021年1月、再度のユーロ債発行にあつて、ガスプロムは、「政治的圧力によって」当該プロジェクトが延期または中断される可能性も認めている。

「ノルドストリーム2」に関する総括として、次の3項目を特筆することができる。

1. ガスプロムは、2020年以降にウクライナ経由のガス輸出をとりやめるという課題を果たすことができなかった。ウクライナとの間で新たにガス輸送契約が結ばれたことを考えれば、いかなる代償を払っても「ノルドストリーム2」の開通を強行することにはさしたる意味はない。

2. 「ノルドストリーム2」ガスパイプラインは、当然ながら、相応の能力を有する供給用のパイプラインを必要としていた。そのようなパイプライン、より正確にはヤマロ・ネnetz自治管区からバルト海にいたる巨大なガス輸送回廊は、実際にすでに建設されている。ガスプロムはこの目的のために数十億ドルをつぎ込んできた。ここで最大の受益者となったのは、これまで何度も言及したゲンナジー・チムチェンコとアルカジー・ロテンベルグが支配権を握る建設企業である。ガスプロムの事業を請け負わせることによってプーチンの友人たちを裕福にするという観点からすれば、「ノルドストリーム2」プロジェクトはすでに成功裏に終了しているわけである。

3. 2020年8月、ロシアの大物野党政治家アレクセイ・ナヴァーリヌィが重篤な状態で病院に搬送された。その2日後、ナヴァーリヌィはベルリンのとある病院に移送された。2020年9月、ドイツ政府は、ドイツ連邦軍が行った調査の結果として、ナヴァーリヌィ毒殺未遂は化学兵器の一種である「ノヴィチョク」によるもので、これはロシアも加盟している化学兵器禁止条約に対する「重大な違反」であると発表した。その後まもなく、ドイツの専門家たちが出した結論を、化学兵器禁止国際機構も完全に肯定した。

2020年10月、「アレクセイ・ナヴァーリヌィ殺害の目的で化学兵器を使用した」として、EUはロシア保安組織の高官6人に対してと、ノヴィチョク開発にたずさわった研究所に対して制裁を発動した。ここで特に強調されたのは、ナヴァーリヌィ毒殺未遂にはロシア連邦保安庁が関与しており、当該事件は「大統領機関の同意のもと」でしか起こり得ないということであった。

結局、ナヴァーリヌィは治癒し、2021年1月、ロシアに帰国した。その直後に拘束され、翌日、裁判所の決定によって逮捕された。2021年2月初め、裁判所はナヴァーリヌィに禁固2年8カ月の有罪判決を言い渡した。審理の根拠となった事件は独立系専門家たちによれば完全な捏造であるとのことである。

これらの出来事は「ノルドストリーム2」プロジェクトに直接関係するものではない。とはいえ、これによって当該プロジェクトにおける欧州側ロビー勢力の立場が弱くなることは明らかである。2021年2月、EU内では、ナヴァーリヌィ事件に関連した新たな対ロ制裁の検討が始まっている。

(第一部は以上)

(第二部)

ロシアの LNG 生産と戦略、コロナ禍・制裁の影響

はじめに

ロシアのLNG生産部門は急成長しており、ロシア産LNGは既に世界の主要市場に供給されている。しかし、ロシアでのLNG関連の新規プロジェクトに係る最終投資決定（FID）の採択を困難にさせると同時に、稼働中のLNGプラントの経済性に否定的影響を及ぼす複数の要因が存在するのもまた事実である。この中でも特に重要なことは、生産者にとって不利なLNGの価格動向であり、コロナ禍であり、競争の激化である。

1. ロシア産LNGのプレゼンス

現時点でロシアでは、3つのLNGプラントが稼働している。具体的には、サハリン2の大規模プラント（2基のトレインで構成される年間生産能力1,080万t/年のプラント）、ヤマルLNG（3基のトレインで構成される年間生産能力1,650万tのプラント）、年間生産能力66万tの中規模プラント「クリオガス・ヴィソツク」、の3プラントである。2019年にこれら3プラントは合計で、前年の1,810万tを大きく上回る2,850万tのLNGを輸出した。その結果、ロシアは、マレーシアとナイジェリアを抜き、カタール、オーストラリア、米国に次ぐ世界第4位のLNG輸出国となった。

これら国内3プラントの立地は理想的なものとなっており、欧州市場においてもアジア市場においてもロシア産LNGは競争力を有することが可能となっている。具体的に言えば、バルト海沿岸のプラントは主として西側の市場をターゲットとしており、極東のプラントはアジア太平洋地域で大きな優位性を獲得している。さらに、北極圏のプラントは、供給エリアに柔軟に対応することが可能となっている。

各プラントの上記特性は、輸出相手国の顔ぶれにも反映されている（図表1～3参照）。Thomson Reutersのデータによれば、2019年にサハリン2のプラントで生産された960万tはすべてアジア太平洋諸国に供給されたが、主要な輸出相手国は日本で全体の60%を占めた。2020年1～8月期の同プラントからの輸出量は前年同期比3.3%増の630万tとなっている。相手国別の状況を見ると前年に引き続き日本が最も多く、全体の48%を占めた。ただ、中国のプレゼンスも強化されており¹⁾、2020年1～8月期の同国へのサハリン産LNGの供給量は前年同期の1.7倍に達した。その結果、同期のサハリン2産LNGの総輸出量に占める中国のシェアは35%に達した。

ヤマルLNGは2019年に定格生産能力を12%上回る、1,850万tのLNGを世界市場に供給した。内訳は、1,510万tが欧州向け、250万tがアジア向け、残りがその他のエリア向けとなっている。2020年に入ってから欧州がヤマル産LNGの主要な輸出先となっており、1～8月の総輸出量の80%を同エリアが占めた。しかし、アジア太平洋諸国への輸出量も増加傾向にあり、総輸出量に占める中国のシェアは前年同期の8%から13%に増加した。この傾向の背景には、ヤマルLNGが計画よりも1年前倒しで稼働を開始したという事実が存在する。長期契約に基づくLNGの輸出は当初計画されていた期日にならないと開始されないため、2019年のヤマル産LNGの輸出はほとんどすべてスポット契約に基づいて行われたが、欧州のスポット市場での利益率の方がアジアのスポット市場でのそれよりも高かったため、結果として欧州向けの輸出量が圧倒的に多くなった。

2019年に稼働を開始したクリオガス・ヴィソツクプラントは過去1年間に35万6,000tのLNGを輸出したが、その全量が欧州向けであった。2020年の最初の1～8月の同プラントのLNG出荷量は30万tで、その主たる需要家はリトアニアとフィンランドをはじめとするEU諸国であった。ロシアは、サハリン2（生産系列2本、総生産能力1,080万t）とヤマルLNG（生産系列3本、総生産能力1,650万t）という稼働中の2つの巨大LNG生産工場を擁し、LNG供給に係る世界ランキングにおいて8位の座を占めている。さらに、バルト海ではガスプロムがLNG船舶用燃料向けに利用される予定の小規模及び中規模のプロジェクトを展開している。すなわち、コンプレッサー・ステーション「ポルトヴァヤ」地区の工場、ならびにヴィソツク港におけるLNG生産・積替施設である。2018年総計によると、稼働中の工場から出荷されたLNGは前年の1,060万tに比べ1,860万tとなり、LNGの世界需要の6%を賄う形となった。このうち1,030万tがサハリン2によるもの、830万tがヤマルLNGで始動されたラインによるものとなっている。

コロナ禍にもかかわらず2020年1～8月期のロシアのLNG輸出量が前年同期をわずかに4%下回るだけの

1,780万 tであったという事実に、2020年にはクリオガス・ヴィソツクが初めて通年稼働するという事実やヤマルLNGでノヴァテク社独自の液化技術「北極の滝 (Arctic Cascade)」がまもなく稼働を開始するという事実を踏まえると、2020年通年のロシアのLNG輸出量は少なくとも前年並みの水準を維持するどえあろうと判断される。さらには、前年の数字を100万 t 程度上回る可能性もありうる。

2. 欧州市場における競争力

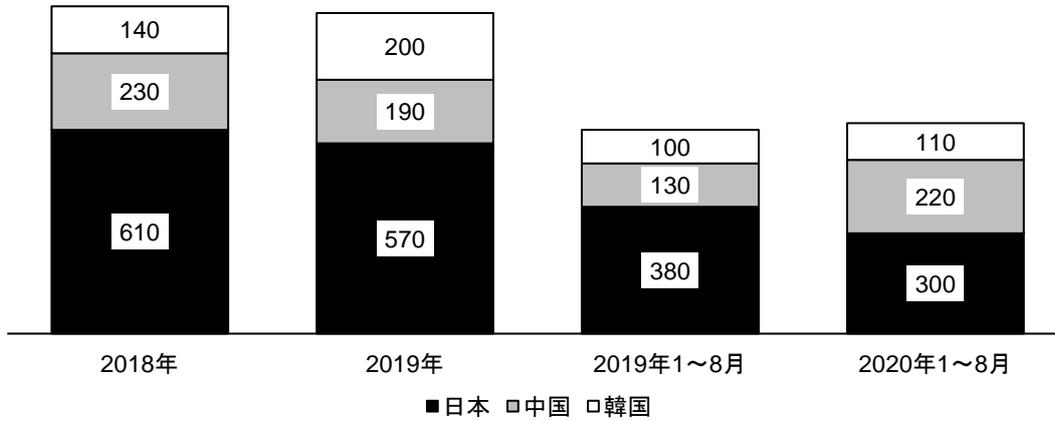
現在、ロシアで生産されるLNGの半分強が欧州市場に供給されている。具体的には、2019年は全体の54%、2020年1～8月期は53%が同市場に供給された（2020年全体で見ると48%が欧州向け）。このため、西方に供給されるロシア産LNGの競争力については特別な注意を払う必要がある。

まず注目する必要があるのは、ここ2年欧州のスポット市場ではガス価格が低迷しているが、そのような状況の中でもLNGに対する関心が顕著に高まっているという点である（図表4参照）。例えば、2018年時点では欧州のLNGの輸入量は5,400万 t（同年の欧州の天然ガスの総輸入量の22.5%に相当）で、LNGの受け入れターミナルの稼働率は31%であったが、2019年は輸入量が前年の1.6倍の8,900万 t にまで増加し、LNG受け入れインフラの稼働率も51%にまで上昇した。

さらに、欧州の天然ガス輸入量に占めるLNGの割合も、34%にまで上昇した。2020年1～8月期の欧州のLNG輸入量は前年同期比10%増の6,240万 t となっており、ターミナルの平均稼働率は54%に至っている。欧州市場における上記状況の恩恵を最も強く受けている生産国は、米国とロシアで、両国とも2019年に欧州市場へのLNGの輸出量を大幅に伸ばした。例えば、米国は輸出量を前年の4.6倍にまで増加させ、欧州のLNG市場において16%のシェアを獲得した。また、ロシアもヤマルLNGがフル稼働を開始したこともあって輸出量をほぼ3倍に増やし、シェアを17%にまで伸ばした。一方、カタールは輸出量こそ増やしたものの、欧州のLNG市場における同国のシェアは前年の31%から26%にまで低下した。

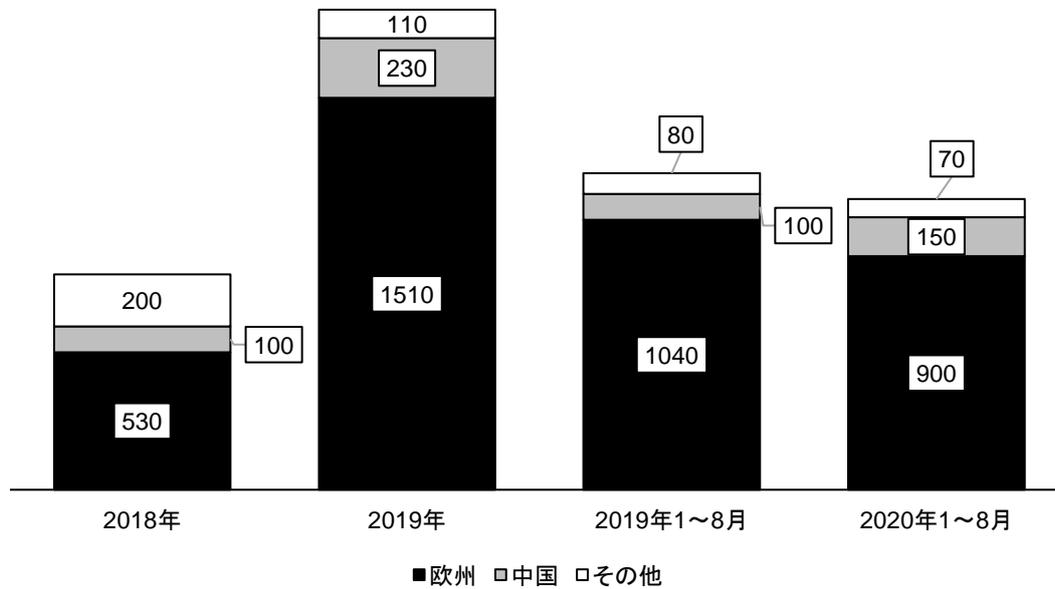
2020年の数字を見てみると、春から夏にかけ引き取りを拒否される事例が多発したにもかかわらず、米国産LNGが欧州市場でのプレゼンスをさらに強化したことがわかる。欧州市場への供給量は前年比で30%強増加し、欧州のLNGの総輸入量に占める米国のシェアは23%にまで上昇した。この背景には、欧州市場までの輸送コストを含めた米国産のLNGの総コストが前年よりも10%安い215ドル/1,000m³まで下落したという事実が存在する。この値は2019～2020年の欧州のスポット市場の価格を上回っているのだが、それでも、営業利益確保の観点からみると欧州市場は米国産LNGの輸出業者にとって魅力的な存在であったのだ。その他、米国産LNGの輸出業者は、米国のプラントとの間で締結された長期トーリング契約に盛り込まれている「Take or Pay」条項の制約を受けているという事実も看過できない。換言すれば、LNG輸出業者には、米国のプラントからLNGを引き取り、その後にLNGをより高く売れる市場（もしくは、損失を最小限に抑えられる市場）を探す輸出業者はプラントに対し液化設備使用料（1,000m³当たり約110ドル）を支払わねばならないのである。

図表1 サハリン2（ロシアLNGプラント別輸出货量、単位:万t）



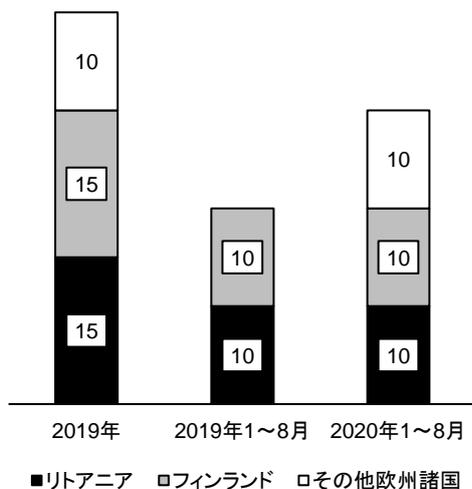
(出所) Thomson Reuters, VYGON Consulting

図表2 ヤマルLNG（ロシアLNGプラント別輸出货量、単位:万t）



(出所) Thomson Reuters, VYGON Consulting

図表3 「クリオツク・ヴィソツク」(単位:万t)



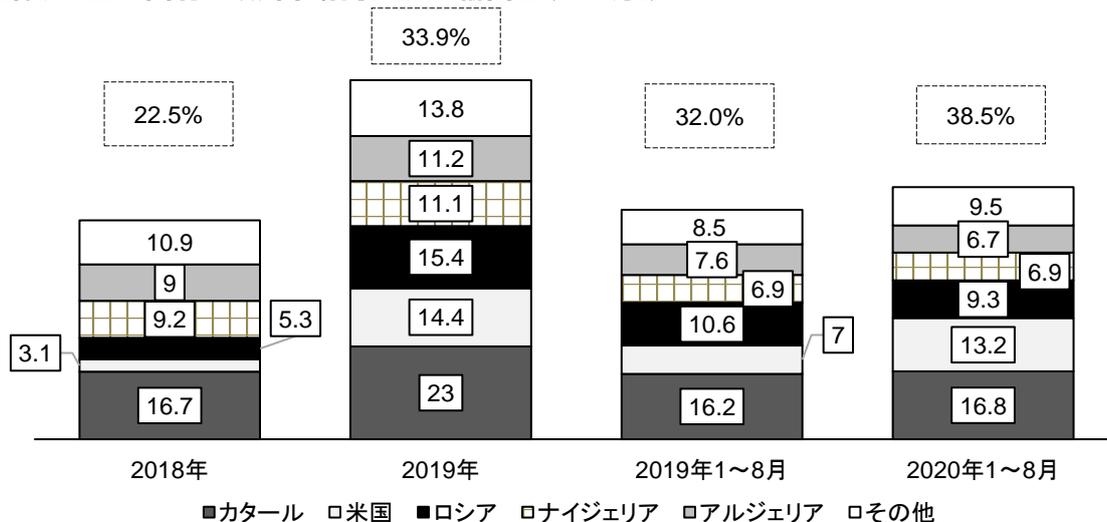
(出所) Thomson Reuters, VYGON Consulting

2020年に入ってから統計を見ると、春から夏にかけて、引き取り拒否の事例が多発したにもかかわらず、米国産LNGが欧州市場でのプレゼンスを強化し続けていることが見てとれる。本年1~8月期の欧州市場への供給量は前年同期のほぼ2倍に達し、欧州のガス輸入市場におけるシェアは21%に達した。その主因は、欧州への輸送コストを含めた米国産のLNGの価格が前年よりも11%下落し、2020年9月時点で1,000m³当たり213ドルにまで値下がりしたことにある。

それでも、この数字はこれまで同様に欧州のスポット市場でのガス価格の水準を上回っているのだが(図表5参照)、営業利益の観点からみると欧州市場は米国産LNGにとって興味深い存在であり続けているのである。その他、米国産LNGを国際市場に供給している会社が、米国のLNGプラントとの間で締結した長期契約(トーリング契約)で規定された「Use or Pay」条項の制約を受けているという点も看過できない。

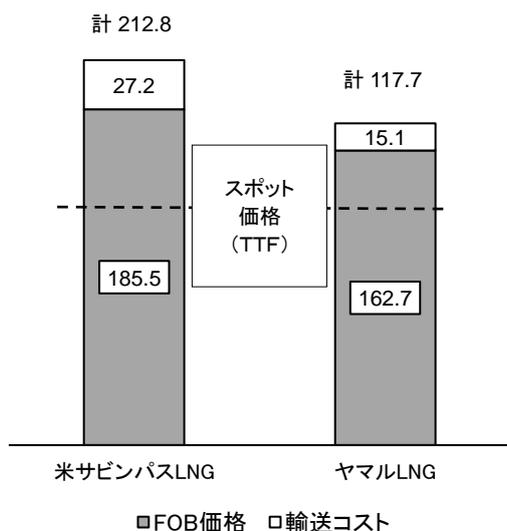
2020年のヤマルのLNGの供給コストの下落はこれより小さい1.5%であり、米国産LNGのケース同様に、2019年および2020年の欧州のスポット市場でのガスの価格水準を上回った。しかし、ここで注意する必要があるのは、2020年よりヤマル産のガスは長期契約の枠内で輸出されるようになったという事実である。長期契約で規定される価格は油価と連動しているため、通常、スポット市場の価格よりも高くなる。しかし、当会調査では、これが当てはまったのは2020年8月までであった。昨年3月の油価暴落により同年4月からは、ノヴァテクのガス価格が押し下げられたため、8月からは「ヤマルLNG」の契約価格はスポット市場を下回るようになった。ただ、2021年4月までに状況はおそらくLNG生産者に有利な方向にならされるであろう。ただし、価格差は2020年上半期と比較すると小さなものとなるであろう。

図表4 生産国別の欧州市場向けLNG輸出量 (100万t)



(注) グラフ上部の点線括弧内の%表示は、欧州のガス輸入量に占めるLNGの割合
 (出所) Thomson Reuters, VYGON Consulting

図表5 2019年および2020年9月の欧州向けLNG供給コスト (単位:ドル/1,000 m³)



(注) 点線はスポット価格の水準を示している。

(出所) EIA, VYGON Consulting

3. 価格と競争: リスク要因

2019年の1年間、さらには今年2020年の大半についても言えることだが、前代未聞ともいえる価格の急落がガス分野にとって最も特筆すべき出来事となった。もともとガスの価格は明確な季節性を有しており、暖房の季節が近づくにつれ上昇することが慣例化している。しかし、今回はその慣例に背き、アジア市場のスポット市場の平均月間価格は2018年9月の1,000 m³当たり410ドルをピークに下落し始め、2019年中旬にはここ3年で最低の水準である160ドル/1,000 m³にまで落ち込んだ。さらに、2018年初頭時点では135ドル/1,000 m³に達していたアジアプレミアム (欧州のガス市場とアジアのガス市場との間の価格差) がほぼゼロになった。その結果、ガスの供給先をアジアから欧州に切り替える生産者が続出した。さらに、2020年の春先からは新型コロナウイルスの流行が拡大しはじめ、ガス分野をめぐる状況はさらに悪化することになった。アジア市場のスポット価

格は引き続き下落し、5月には70ドル/1,000 m³という底値を記録した。そして、アジアプレミアムも当約20ドル/1,000 m³まで一気に「崩壊」した。

2019年を年間で振り返ってみると、スポット価格の下落につながる要因が複数出現した年だったといえる。例えば、同年には米国を中心に複数のLNGプラントが稼働を開始し、世界のLNG生産能力が2,300万 t/年増加した。また、複数の大規模LNGプラントが2019年に初めて通年操業を行うことになった。一方、需要はと言えば、比較的温暖な冬、経済成長の鈍化、ガス地下貯蔵設備での高い充填率、日本による原発運転再開政策の継続（電力需要が伸び悩む日本では、これは電力分野の化石燃料の消費量が減少することを意味する）といった様々な否定的要因が揃い、伸び悩んだ。その結果、ガスの供給過多傾向が顕著となり、生産者間の競争が激化することになった。そして、新型コロナの流行を受け、その傾向は2020年に入りさらに強まった。コロナ禍を受け世界の経済活動が沈滞化したためガス需要も減少し、IEAの予測によれば2020年の世界のガス需要は前年比で1,500億m³減少する可能性があるとされている。

その際、需要が最も落ち込むのは欧州諸国で、その減少幅は400億m³以上とされている。一方、アジア太平洋諸国のガス需要の減少は170億m³程度にとどまる見込みである。この状況を受け、ガス地下貯蔵設備の充填率は限界値に近づきつつある。このため、たとえば、欧州のガストレーダーは、ガスの地下貯蔵のためにウクライナ国内に所在する設備まで利用し始めている。

上記要因はLNGプロジェクトの経済性悪化に直結するほか、スポット価格と長期契約に基づく価格との差異の広がりを受け、油価と連動するLNGの長期売買契約が大幅に見直されることになるというリスクも生む。なお、現時点でも油価と連動する長期契約はLNGの国際取引の主流となっており、全体の約70%を占めている。

アジア太平洋地域を例にとれば、油価と連動する長期契約に基づくLNGの価格は2019年時点で、スポット市場の価格よりも平均で185ドル/1,000 m³高くなっていた。アジアの需要家たちの観点からみると、現在の状況は現行の長期契約の価格形成条件の見直しを念頭においた交渉を活性化する上での恰好の時期だといえる。

実際、2008年末から2009年初めにかけてスポット価格が長期契約に基づく価格よりも低くなった時に欧州の需要家たちがそのような交渉を積極的に行った、という前例が存在する。

そして、この脅威は、すでに明確な形をとりつつある。今のところ日本の需要家たちは、油価に連動する契約からスポット市場の価格を考慮した契約への移行を希望する意向を表明することとどまっているが、印「Petronet」はエクソンモービルと交渉を行い、オーストラリアのゴーゴン・プロジェクトのLNGに関する契約内容を変更させた。同社は、購入枠を増やすことを交換条件として液化料金を引き下げることに成功した。今後動き出す新プロジェクトに関する契約だけではなく、現行の締結済みの契約においても類似の現象が起こる可能性がある。

2020年初めから同9月時点に至るまで、新しい液化プラントの建設に関する最終的投資決定が全く採択されていないが（これは、ここ20年で初めてのことである）、このことはLNG生産者にとっては肯定的な材料だといえる。この結果、2025～2026年には新規に稼働を開始するLNGプラントの数が減少し、世界のLNG市場で現在観察されている供給過多傾向が解消され需給のバランスがとれるようになるためである。

4. ロシア新規案件の状況

ロシアでは3つのLNGプラントが稼働中であるが、今後、その数は増加していく。新型コロナが流行する以前の時点では、建設中の2つのプラントが2020年中に稼働を開始することになっていた。その一つがレニングラード州のコンプレッサー・ステーション「ポルトヴァヤ」をベースにする年間生産能力150万 tのプラントで、もう一つが年間生産能力95万 tのヤマルLNGの第4系列（トレイン）である。ちなみに、この第4系列では「北極の滝」と呼ばれるロシア独自の液化技術が初めて採用されることになっている。ただ8月になり、プロジェクトリーダーであるガスプロムはコンプレッサー・ステーション「ポルトヴァヤ」をベースとするプラントの稼働開始を2021年に延期することを発表している。

現在、ロシアでは少なくとも7つの新LNGプラント建設プロジェクトが様々な準備段階にある。具体化が最も進んでいるプロジェクトであるクリオガス・ヴィソツク（第2トレイン）、「LNGルスヒムアリヤンス」、アルクチックLNG 2、「オビLNG」、「極東LNG」、サハリン2プラントの第3トレイン、「ヤクーチャLNG」を図表

7に示す。列挙したプロジェクトの他、つい最近まで「ペチョラLNG」というプロジェクトについても検討が行われていたが、同プロジェクトを主導する会社は現在、LNGプラントを建設するよりも大規模なメタノール工場を建設する方が、自身が保有するガス資源のマネタイゼーションが容易になるとの考えに傾斜している。

クリオガス・ヴィソツク ノヴァテクとガスプロムバンクの合弁プロジェクトであるプラントは、バルト海に面したレニングラード州のヴェソツク港に所在する。現時点でのプラントの生産能力は66万t/年で、2019年春から出荷が開始されている。同プラントのLNGは、ロシア国内、バルト諸国、スカンジナビア諸国、北西ヨーロッパに供給されている他、LNG燃料バンカリング船への供給も行われている。その他、自動車用の燃料としても利用されている。ちなみに、ソフコムフロートは、自社のLNG燃料船団用の燃料として同プラントのLNGを利用する意向を示している。販路をさらに拡大するため、ノヴァテクはFluxys社との間に合弁企業を設立している。同合弁企業はドイツのロストック港において年間処理能力約30万tの中規模LNG積替えターミナル建設プロジェクトに取り組んでおり、プロジェクトの企画、資金調達、ターミナルの建設、管理・運営などを行うことになっている。同ターミナルは、クリオガス・ヴィソツクおよびその他のプラントで生産されるLNGを積んだ船舶を受け入れ、タンクローリーでLNGを欧州の需要家に届けることを予定している。その他、LNG燃料バンカリング船を利用しLNG燃料船にLNGを供給することも視野に入っている。

「LNGルスヒムアリヤンス」 このプロジェクトは、ガスプロムとシェルが5年以上にわたり検討を行ってきた「バルトLNG」建設プロジェクトに替わるプロジェクトとして、2019年春に登場した。このプロジェクトを主導しているのはガスプロムとルスガズドブィチャの2社で、有限会社「ルスヒムアリヤンス」という特別目的企業を設立し、レニングラード州のウスチ・ルガ海港付近に、年間処理能力450億m³のガス精製工場と年間生産能力1,300万tのLNGプラントで構成されるロシア最大級のガス精製コンプレックスを建設することが計画されている。投資総額は100億～120億ドルに達すると見積もられている。

ナディム・プル・タズ地区の複数の鉱床のヴァランギニアン階とアチモフ層でガスプロムが生産するエタンを多く含むガスが、ガス精製コンプレックスの原料として利用されることになる。このコンプレックスの第一期工事分は2023年下半期に、2期工事分は2024年末までに、それぞれ稼働を開始する予定である。ただし、ガス化学工場とLNGプラントで構成されるガス精製コンプレックスの同時建設は前例のない世界初の試みであるという事実、ならびに、ガスプロムにもルスガズドブィチャにもこの種のプロジェクトに関与した経験がないという事実を考慮すると、今発表されている稼働開始時期はあまりにも楽観的すぎるように思える。

アルクチクLNG2 この案件は、ノヴァテクの他に、トタル、CNPC、JOGMEC、三井物産が株主となっているプロジェクトで、ヤマロ・ネネツ自治管区のギダン半島に所在するウトレンネエ鉱床を資源基盤として、1基あたりのLNG年間生産能力660万tのトレイン3基と年間生産能力160万tの安定化ガスコンデンセート生産設備を建設するプロジェクトである。2019年9月になり、本プロジェクトに参画する企業は最終投資決定を採択した。設備投資額は213億ドルと評価されており、TechnipFMCとの間でEPC契約が締結された。

アルクチクLNG2用のタンカー船団はアイスクラス「ARC7」のタンカー21隻で構成されることになっているが、それらすべてがすでに発注済みとなっており、15隻はズヴェズダで、残り6隻は韓国のDSMEでそれぞれ建造される予定となっている。ここで特筆すべきは、当該のタンカー船団を管理・運営することを目的として、ノヴァテクがソフコムフロートと共に「現代的北極圏LNG海運（有限責任会社「SMART LNG）」という合弁企業を設立したという事実である。同合弁企業はロシア開発対外経済銀行グループならびにズヴェズダとの間で上記のLNG運搬船（タンカー）の建造に関する一連の協定を締結している。また、同時に同合弁企業は有限責任会社アルクチクLNG2との間で、アルクチクLNGプロジェクト用にそれらのタンカーを長期間にわたり使用することを念頭に置いた定期用船契約を締結している。アルクチクLNG2の第1トレインの稼働開始時期は2023年に設定されている。その後、第2トレインが2024年に、第3トレインが2026年にそれぞれ稼働を開始する予定となっている。ノヴァテク側の評価によれば、2020年第3四半期終了時点でのプロジェクトの作業の完成度は27%だったとされている。

さらに指摘しておく必要があるのは、このプロジェクトでは重力式基礎を導入した革新的な工法が採用されているという事実である。この工法の採用と国産の資機材を広範に利用するという方針の結果、このプロジェクトのLNG生産能力1 t当たりの設備投資額は大幅に低減される見込みとなっている。

「オビLNG」 北極圏のオビ湾で進行するこの案件は ノヴァテクにとってヤマルLNG、アルクチクLNGに次ぐ3番目のLNGプロジェクトである。年間生産能力250万 tのトレイン2基で構成される同プラントは、サベツタ港付近に建設されることになっている。また、同プラントの各トレインには、「ヤマルLNG」の第4トレインに適用されている「北極の滝」というロシア独自の深冷技術が全面的に採用されることになっている。

当初の計画では、同プラントの第1トレインは2020年末～2023年初めごろに稼働を開始し、その6～9カ月後に第2トレインも稼働を開始する予定となっていたが、2020年初夏に ノヴァテクは稼働開始時期の延期を発表した。現時点では、オビLNGが設計生産能力を達成するのは2024～2025年になると見込まれている。オビLNGプロジェクトの資源基盤になるのは、ヤマロ・ネネツ自治管区に所在するヴェルフネチウチェイスコエ鉱床とザパドノ・セヤヒンスコエ鉱床である。以前、ノヴァテクは、発注が集中している関係でズヴェズダでは対応が困難との判断から、オビLNGプロジェクト用のタンカー10隻の建造を韓国のDMEに発注する意向を示していた。しかし、稼働開始時期が延期されたことを受け同社はDMEへの発注数を6隻にまで減らし、それらをアルクチクLNG2プロジェクトに追加投入するという決定を採択した。オビLNGプロジェクト用のタンカーはおそらく「アルクチクLNG2」用のタンカーと同じ仕様となり、有限責任会社「SMART LNG（ノヴァテクソフコムフロート）」の合弁）経由でズヴェズダにその建造が発注されることになろう。

その他ノヴァテクの動き なお、複数のLNGプラントの建設の他、ノヴァテクは、関連インフラの整備事業にも取り組んでいる。そのうちのひとつとして、カムチャツカでのLNG積替え基地の建設プロジェクトを挙げることができる。同基地では当面ヤマルLNGから供給されるLNGをアイスクラスのタンカーから一般海域用タンカーへ積替える作業が実施されることになっているが、将来的には、ヤマル半島付近に建設される ノヴァテクの新プラントから供給されるLNGの積替えも実施することになっている。また、同プロジェクトは、カムチャツカ地方のガス化への貢献も視野に入れている。現在、同プロジェクトは建設を開始するために必要な様々な許可を取得する段階にあるが、年間処理能力1,100万 tの1期工事分が2022年に稼働を開始し、その後処理能力が2,200万 t/年にまで拡張される予定となっている。その他、ノヴァテクはムルマンスク州のウラ湾でも同様のプロジェクト、すなわち、浮き式のガス貯蔵設備2基を装備した年間処理能力2,000万 tの積替え基地を建設するというプロジェクトにも取り組んでいる。同積替え基地も2022年までに稼働を開始する予定となっている。それらの積替えターミナルが完成すれば、FOB条件でのLNGのスポット取引が可能となり（ヤマルではLNGの購入者がアイスクラスのタンカーを保有していないので、これは不可能である）、そのことがロシア産LNGの価格競争力と供給の柔軟性の向上に大きな貢献をすることになるであろうし、またFOB条件によるものを含め、長期契約の締結も可能となるであろう。

サハリン2(拡張プロジェクト) ガスプロムはこのプロジェクトに関し、2015年の段階ですでにシェルとの間で了解覚書を取り交わしており、2018年にはFEED（基本設計調査）を完了させている。ただ、2019年に予定されていた最終投資決定は現在に至るまで採択されていない。その主因は資源基盤が不十分なことにある。南キリンスコエ鉱床（サハリン3の対象鉱区で発見された鉱床）の開発は米国の対ロ制裁の影響で難渋している。また、2019年9月初めにサハリン1プロジェクトの権益保有者たちが（エクソンとロスネフチが主要な権益保有者）、自前のLNGプラントを建設することを決定したため、同プロジェクトからガスの供給を受けるという選択肢も消滅してしまった。

ちなみに、サハリン2の第3トレインが建設された場合に同トレイン用のタンカー船団をどのように確保するかという問題は、第1、第2トレインの時と同様にソフコムフロートのタンカーをチャーターするという形で解決されることになるであろう。現時点の計画では第3トレインは2026年に稼働を開始することになっているが、まだ資源基盤確保の見通しがたっていないことを勘案すると稼働開始時期が遅れる公算が高いと判断さ

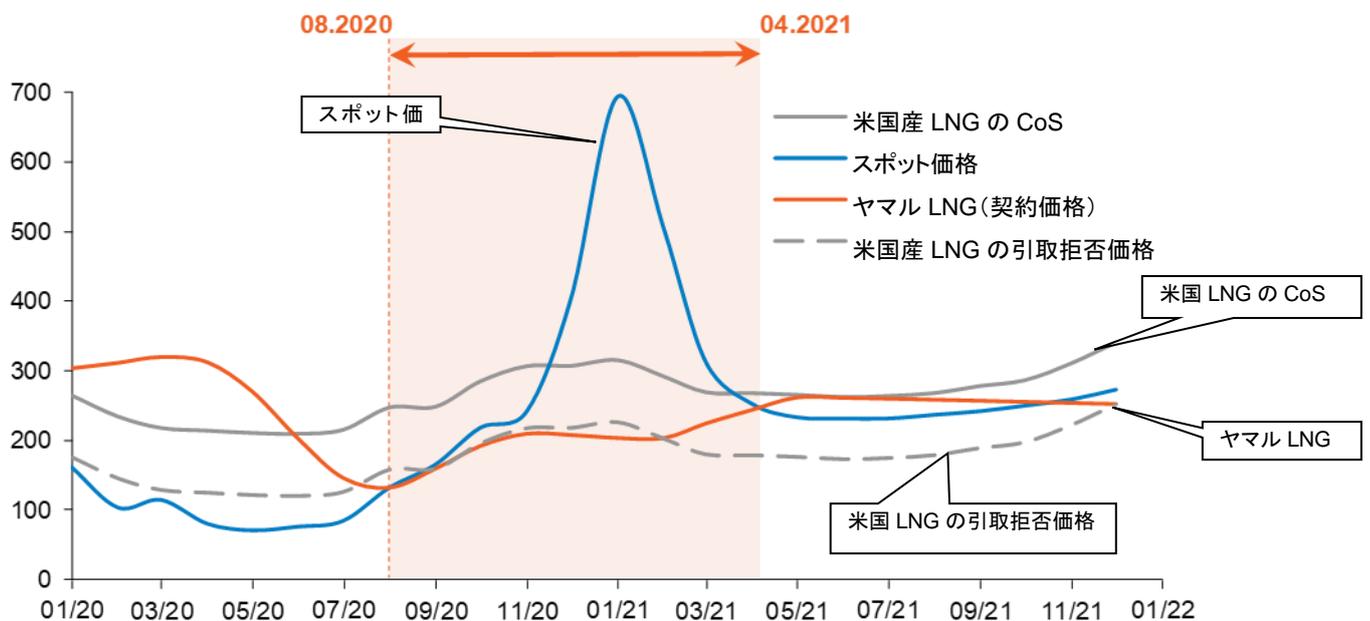
れる。

「極東LNG」 この案件は サハリン1の権益保有者たちが取り組んでいるプロジェクトで、年間生産能力620万tのLNGプラント、LNGの出荷用海港、およびそれに伴うガス輸送用インフラの建設が盛り込まれている。資源基盤となるのはサハリン1の対象となっているチャイヴォ、オドプトウ、アルクトウン・ダギの3鉱床での埋蔵量は合計で石油が3億700万t、ガスが4,850億m³と評価されている。

このプロジェクトに関連する作業は、権益を保有する各社がロシア極東地方でのLNGプラントの建設の妥当性を評価することを規定した了解覚書を取り交わした2013年2月に開始された。プラントは、ハバロフスク地方のデカストリ港付近に建設される予定となっている。事前評価によればプラントの建設費は98億ドルで、稼働開始時期は2027年に設定されている。

「ウラジオストクLNG」 このプロジェクトでは、当初計画にてまず年間生産能力1,000万tの第1期工事分の稼働を2019年に開始させ、また生産能力を1,500万t/年にまで増強する可能性も考えられていた。しかし、2015年になり、ガスプロムはサハリン2の拡張計画を優先し、ウラジオストクLNGプロジェクトの実現を延期することを発表した。2017年に同社は形を変えて当該プロジェクトを復活させ、船舶用燃料として利用されるLNGの供給を主目的とする年間生産能力150万tの中規模プラントを建設するという計画を発表した。ガスプロムはウラジオストクLNGプロジェクトの建設を2020年に開始する予定で、総工費は20億ドルに達すると見込まれている。プラントの資源基盤としては、イルクーツク、ヤクーチヤ、ならびに、サハリンのガス鉱床が想定されている。

図表6 アジア太平洋地域での価格指数(単位:ドル/1,000m³)



(出所) Thomson Reuters, VYGON Consulting

「ヤクーチヤLNG」この仮称で呼ばれているプロジェクトを主導しているのは「YaTEK」（ヤクーチヤ燃料エネルギー会社）である。ヤクーチヤに存在する複数のガス鉱床（スレドネヴィリユイスコエ、マスタフスコエ、トロンスコエ、ティムタイダフスコエ）が資源基盤として想定されている。現時点の「YaTEK」のガス生産量は年間17億m³にすぎないが、今後探査を進めることにより、年産量が200億m³まで増加することが見込まれている。プラントの生産能力は1,300万t/年に達する予定となっている。

現在、建設場所については2つの案が検討されている。1つ目は、ヤクーチヤの鉱床を起点として長さ1,300kmのパイプラインを敷設し、その目的地となるオホーツク海沿岸（ハバロフスク地方のアヤン集落）にプラントを建設するという案、もうひとつは、900kmのパイプラインを敷設し、その目的地となるティクシにプラントを建設するという案である。事前評価によれば、プロジェクトの総額は100億ドルに達することが見込まれている。現在、構想策定作業とプレFEEDが実施されているが、それらは2020年末に完了予定となっている。その後、FEED、計画文書の作成、必要な認可の取得といった作業が行われる予定であり、それらも2021年末までには完了の見込みである。そして、プラントの建設が開始され、2025年には1期工事分が稼働開始となる予定である。しかしながら、当会にはこのタイムスケジュールは楽観的すぎるように思える。現行法にしたがえば「YaTEK」はLNGを独自に輸出することができないという事実を考えればなおさらである。

ヴォストークオイルの動き 列挙したプロジェクトの他に、2020年10月にロスネフがヴォストークオイルプロジェクトの枠内で建設する意向を表明したLNGプラントについても言及しておく必要があるだろう。同社のセーチン社長が2020年10月22日にヴェローナで開催された第13回ユーラシア経済フォーラムの際に行ったプレゼンテーションによれば、ヴォストークオイルのプロジェクトの枠内でディクソン地区に建設される予定の海港「セヴェル」は、北極海航路経由で1億tの石油と5,000万tの石炭の他に3,500万～5,000万tのLNGを出荷することを念頭に置いている」とされている。ただ、LNGプラントの具体的な建設時期は今のところ明らかになっていない。当会評価では、その規模のプラントの建設には5～7年以上の期間が必要になると判断される。そして、投資額は250億～300億ドルに達する可能性がある。2020年11月にロスネフチの取締役会は、ヴォストークオイルのプロジェクトの権益の10%をコモディティ商社Trafigura Pte Ltdに売却することを承認したが、これまで石油を中心に取り扱ってきたTrafiguraがここ数年LNGに対する関心を強めていることを勘案すると、ロスネフチが同商社と共に将来建設される予定のプラントのLNGの販路についての検討をすでに開始している可能性も考えられる。

以上列挙したロシア国内での新プラント建設の動きを表にまとめた（図表7）。同表で示されている稼働開始年は、各社が公式に発表している数字をベースに当会が自らの分析に基づき然るべき修正を加えたものである。

図表7 ロシアの新LNGプロジェクトの稼働予定時期

プロジェクト	最新発表による稼働開始予定時期	当会分析に基づく稼働開始想定
クリオガス・ヴィソツク (第2トレイン)	2021年	4Q 2023年
LNGルスヒムアリヤンス	2023年4Q(第1トレイン)、 2024年4Q(第2トレイン)	2025年1Q(第1トレイン)、 2026年1Q(第2トレイン)
アルクチクLNG2	2023年(第1トレイン)、2024年(第2 トレイン)、2026年(第3トレイン)	2024年4Q(第1トレイン)、2025 年3Q(第2トレイン)、2026年1Q (第3トレイン)
オビLNG	2024年(第1トレイン)、 2025年(第2トレイン)	2024年1Q(第1トレイン)、 2025年3Q(第2トレイン)
極東LNG	2028年	2028年3Q

サハリン2(第3トレイン)	2026年	2030年以降
ヤクーチャLNG	2025年(第1トレイン)	2027年3Q(第1トレイン)
アルクテクLNG1	2027年	2027年(第1トレイン)、 2028年(第1トレイン)、 2029年(第1トレイン)
ヴォストークオイル	データなし	データなし

出所：各企業データ、VYGON Consulting

5. 制裁に伴うリスク

ロシアおよび同国の燃料エネルギーコンプレクスに対する様々な制裁が発動されてから5年間は、事実上、少なくとも文書上はLNG関連プロジェクトが制裁の対象として取り沙汰されることはなかった。しかし、2019年2月に米国の超党派の上院議員たちが議会に提出した「クレムリンの攻撃から米国の安全を防衛する2019年法」の草案（通称DASKA法案）の中に、ロシア国外でロシア企業が取り組むLNGプロジェクトに言及した一文が盛り込まれることになった。換言すれば、その結果、ロシア企業がロシア国外で取り組むLNGプロジェクトも制裁の対象になることとなった。具体的には、ルクオイルが権益の30%を保有するカメルーンのEtindeプロジェクト、ロスネフチとエクソンが共同で取り組んでいるモザンビークのプロジェクト、ガスプロムが参画を検討しているイランの複数のLNGプロジェクトなどが（それらのプロジェクトでは中小規模もしくは大規模プラントの建設が想定されている）制裁の対象になることになった。なお、ガスプロムのイランでのプロジェクトは、DASKA法案が提出される以前の段階ですすでに対イラン制裁の影響を受けており実現が危ぶまれていた。2019年末に米国上院の外交委員会は当該の法案を承認した。第46代米国大統領がDASKAに関連しどのような措置を講じるのかを予測するのは現時点では難しいが、同法がLNGプロジェクト、しかもロシア企業が外国で取り組んでいるプロジェクトにまで言及しているという事実自体、悪い兆候だといえる。何故なら、それは、ロシア国内で検討されているLNGプロジェクトも制裁の対象になる可能性を示唆している。対ロ制裁を意識して、LNGプロジェクトに取り組んでいるロシア企業はいずれもLNG関連技術および設備機器の国産化に向けた作業を加速させている。

図表8 ロシアのLNGプロジェクトにおける国産化案件例

	ヤマルLNG	アルクテクLNG2	「ルスヒムアリヤンス」
液化技術	EPC契約、 Air Products AP-C3MRTM テクノロジー(米国)	Linde MFCライセンスの購 入(第1冷却サイクルに大気を 使用)	EPCコントラクターを2020 年夏の終わりまでに選択 (Linde MFCテクノロジーの可 能性あり)
国産化	30%まで、「北極の滝」含む	70%程度、ムルマンスクで の重力式基礎建設を含む	国産化の可能性を検討中
技術パートナー	—	ロスコスモス、ロスアトム (注、ODK	—
タンカー	タンカー15隻、韓国の造船 所DSMEに発注	ソフコムフロートとの合併で タンカー17隻。 造船所はズヴェズダ	リースの可能性あり
国家支援、 資金調達	国民福祉基金(1,400億ル ーブル)、サベッタ港に700億 ルーブルが無償で拠出される	連邦プロジェクト「SMP」の 枠内で発展基金(ウトレニイタ ーミナル)(1,040億ルーブル)	VTB、VEB、ガスプロムバ ンク、国民福祉基金

出所：各企業データ、VYGON Consulting

注)大規模LNG設備の実験施設の建設が計画。

しかしながら、その一方で、他の大規模プロジェクト同様にLNGプロジェクトの場合も、所与の産業に相乗効果をもたらし、ロシア経済の成長を牽引する原動力となりうるという指摘がある。これに関して、Vygon consultingは、ノヴァテクがヤマル半島エリアで計画している複数のプロジェクトを具体例として取り上げ、検証を行っている。これに拠れば、ヤマル半島とギダン半島におけるノヴァテクの複数のLNGプロジェクトへの投資は他の産業分野の関連製品に対する需要の増加につながり、その結果、鉱工業生産の数値が押し上げられ地方政府ならびに中央政府の予算の収入も増え、さらには、資機材の広範な国産化の結果、相乗効果の範囲は大きく広がることになるとのことである。

そしてノヴァテクは、ヤマル半島エリアでのLNGプロジェクトの枠内で、国産化に関連する事業に関し、以下のような形で成果を出している。

- ・アトムエネルギーとの間で締結された、LNGプロジェクト用のポンプ、熱交換器、および、その他の機器の国内生産に関する協定
- ・GMSグループ（英語名はHMSグループ）との間で締結された、中型コンプレッサー関連機器の国内生産に関する戦略的パートナーシップと協業に関する協定
- ・ソフコムフロートとの間で締結された、海上輸送合弁企業（有限責任会社「SMART LNG」）の設立に関する協定
- ・西部ガス（日本）との合弁企業（貯蔵設備の建設を含む日本国内でのLNGの販売に関連する作業に従事する予定）、H-Energyとの合弁企業（インドおよびバングラデシュでのLNGの販売を行う予定）をはじめとする複数の合弁企業の設立に関する事前合意の達成
- ・ムルマンスク州のベロカメンカ村のコラ造船所での重力式基礎の建造
- ・ズヴェズダとの間で締結された、ARC 7クラスのLNG運搬用タンカー15隻とLNGを燃料とする砕氷船4隻の建造に関する契約
- ・カムチャツカとムルマンスクでのLNG積替え基地の建設

6. LNGの生産と輸送の際の環境保護に関連するファクター

どのLNGプロジェクトも、LNG産業分野で生じている変化への対応能力の点でも競争力を持つ必要がある。つまり、実現に必要な投資コスト面での競争力だけでなく、LNGの需要家にとって徐々に主要なファクターのひとつとなりつつあるカーボンフットプリントといった問題にも十分な注意を払う必要がある。実際、国際的に環境問題への意識が高まっていることを受け（世界の130カ国以上が、2050～2060年までにカーボンニュートラルを達成することを宣言している）、エネルギー担体の生産と輸送の際のCO₂排出量の抑制が焦眉の課題となっている。当然ながら、ロシアのエネルギー担体の輸出企業にも当該の課題が突き付けられている。LNG生産者のこの問題への対応力は、近い将来国際市場におけるそれら生産者の競争力を評価する上での主要なファクターのひとつとなるであろう。世界に目を転じてみると、CO₂排出量への対応に関する成功事例がすでに複数出現している。たとえば、国際メジャーのシェルは2019年中盤の時点で、GSエナジーと東京ガス向けに最初のカーボンフリーLNGを出荷することを発表していた。その後、シェルは他のアジアの需要家、すなわち中国のCNOOCとCPC Corporationとの間で同様の契約を締結し、成功事例を増やすことに成功している。

2020年10月にはTotalも、「クリーン」なLNGを初めて出荷することに成功している。オーストラリアのIchthys LNGから中国に向け出荷されたLNGのカーボンフットプリントは、2つのプロジェクト（中国北部の河北省での風力発電所建設プロジェクトとジンバブエの森林保護を目的とするKariba REDD+プログラム）への投資により獲得したVerified Carbon Standardの認証のおかげで帳消しされることになった。その他、環境問題への意識が高まる中での対応策として注目を浴びた事例として、2020年11月にQatar PetroleumがシンガポールのPavilion Energyとの間で締結したLNGの売買に関する10年契約を挙げることができる。同契約が注目を集めているのは、出荷されるLNGの各ロットにつき最先端技術を用いカーボンフットプリントを追跡することが規定されているという点である。より具体的に言えば、この契約では、各ロットにつき、井戸元から出荷港に至るまでの全プロセスの中で排出された温室効果ガスに関す

る報告書が添付されることになっている。ちなみに、シンガポールのPavilion Energyは、井戸元からLNGの出荷に至るまでの全プロセスにおいて排出された温室効果ガスの数量を算定する技術の開発と導入を行う生産者にしか、(LNG買い付けの)入札への参加を認めない意向を表明している。

ロシアの生産者について言えば、ノヴァテクは一定の対応が可能な技術をすでに有している。たとえば、同社のポーランドの現地法人である Novatek Green Energyは2020年12月に、「ドイツのロストックに所在するわが社のクリオGSは、欧州に所在する同社のGSの中で初めてカーボンニュートラルを達成した」との発表を行っている。ノヴァテクは温室効果ガスの排出量についての補償を目的とする一連のプロジェクトに取り組んでいるが、その中には発展途上国での風力発電所建設プロジェクトも含まれている。それらのプロジェクトの認証取得手続きは、国際基準Verified Carbon Standardに従い実施されている。

ノヴァテクのミヘリソン社長は、LNG Producer-Consumer Conference 2020という会議の際に脱炭素に関連する自社の今後の計画を発表したが、その中には水素エネルギー関連のプロジェクトも含まれている。たとえば、同社長は、「水素は、今後30~40年の間に重要なエネルギー担体となり世界のエネルギーバランスにおいて一定のシェアを獲得することになるであろう。ちなみに、現時点では天然ガスの水蒸気改質が水素を得るためのより安価な方法となっている。LNGの生産者たちは、水素という新しいエネルギー担体の市場の発展に対応しうる資金力、技術的・商業的能力を有している」と語っている。

現時点ですでにノヴァテクは水素の生産を行っているが、それらはすべて自家用となっている。ただ、同社は将来の需要増に備え自社の生産敷地内に外部需要家の水素の生産設備を建設することを検討しており、共同出資者として外部企業を当該のプロジェクトに誘致しようとしている。

ノヴァテクは自社の地球温暖化防止プログラムの枠内で、ヤマル半島にCO₂の貯蔵設備を建設することも検討している。ちなみに、同様のプロジェクトに取り組んでいる会社は他にもあり、たとえば、EquinorはSシェルおよびTotalと共同で地下貯蔵設備の建設に取り組もうとしている。3社が発表した計画によれば、CO₂の受け入れ処理施設ではCO₂はまず船舶から地上貯蔵庫に圧入され、そこからトロール・ガス鉱床の東方に所在する複数の圧入井を利用し、海底から1~2kmの深さに所在する貯留場所に海底パイプライン経由で届けられることになっている。さらに、サハリン2では、すでにカーボンフットプリント低減措置が実施されている。たとえば、2020年3月に中国(台湾)のCPC社は、同国で初めてカーボンニュートラルなLNGが受け入れターミナル「永安」に到着した、との発表を行っているが、当該のLNGを出荷したのは、サハリン2のプラントで、シンガポールのShell Eastern Tradingとの契約に基づきLNG運搬船「GRAND AN 4 A」号により中国に港に届けられた。その際、約6万4,000tのLNGが届けられたのだが、この際、LNGの生産とその最終需要家への納入までの間に24万tのCO₂が発生し、納入者はそれをカーボン・ニュートラル・メカニズムにより補償するのである。

7. ロシア連邦のエネルギー関連戦略文書における大規模LNGの位置づけ

2035年までの期間のロシア連邦エネルギー戦略が2020年6月9日付けのロシア連邦政府指令No.1523-rに基づき承認された。同戦略でロシア連邦のガス分野に課せられている諸課題の中には、LNGの生産と消費を発展させる(同戦略では、2035年までにロシアのLNG生産量を現在の2.4~3.4倍の水準にまで増加させることが想定されている)、中期的にロシアを世界でトップクラスのLNGの生産・輸出国にするといった、非常に野心的なものが含まれている。戦略では、当該の課題、目標を達成するためには以下に示す一連の措置を実現する必要があるとされている。

- ・ロシア連邦のガス分野全体の発展を念頭に置いた上で、LNGの生産、輸送、貯蔵、販売、利用の各部門の経済効率性が高くバランスのとれた発展を可能とするような法規基盤の整備を行うこと(税制上・関税上のインセンティブも含む)
- ・LNGの輸出のさらなる自由化と、世界市場でロシア産のパイプライン天然ガスとLNGが競合し国益が損なわれるという事態を回避するための規制メカニズムの構築を並行して実施すること

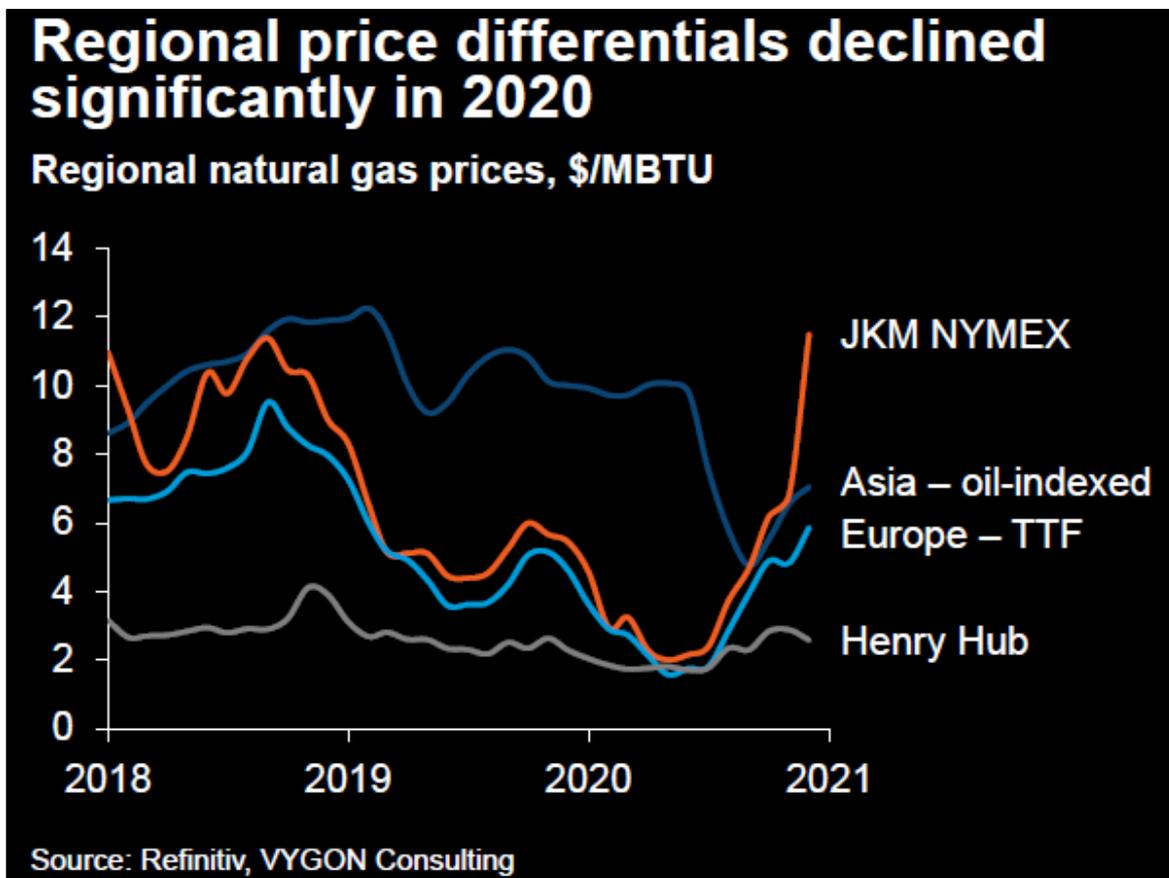
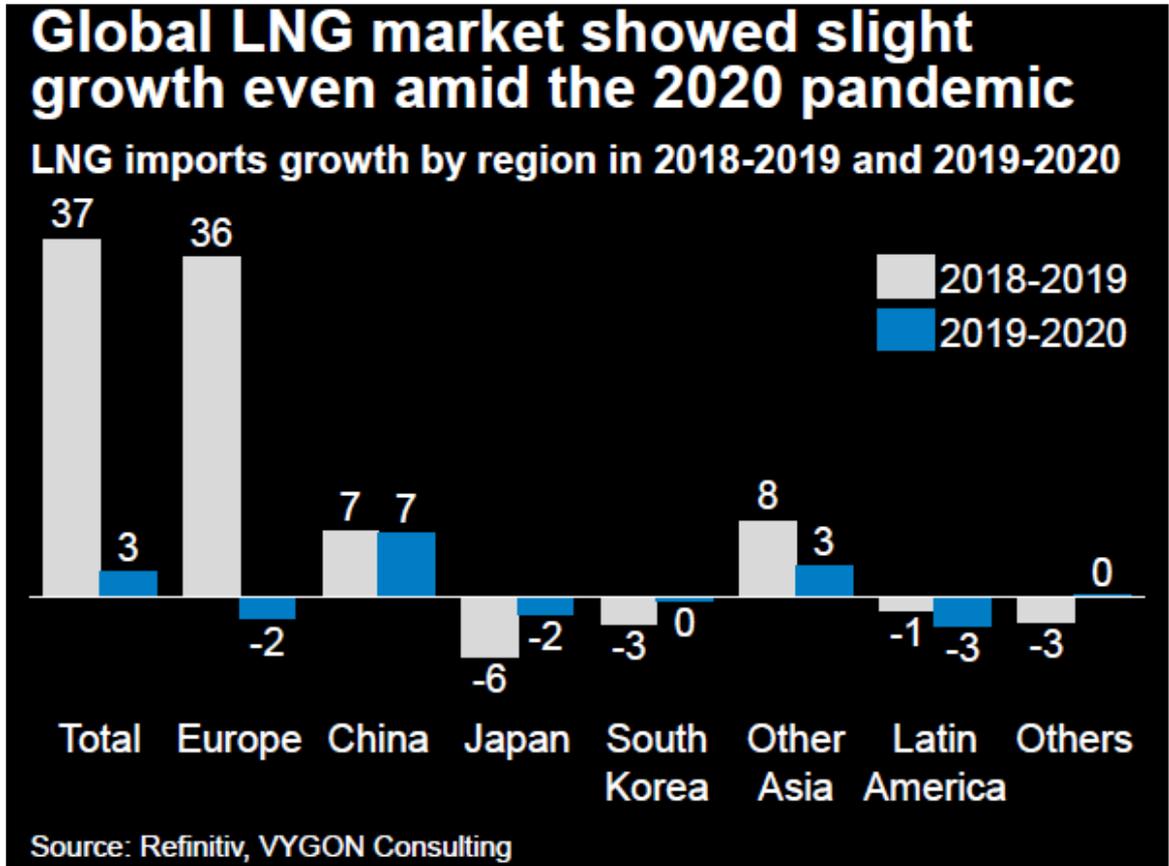
- ・官民パートナーシップをベースとした関連インフラ（港湾インフラ、輸送インフラ、電力関連インフラ）の近代化と新規建設
- ・ヤマル半島とギダン半島におけるLNG生産クラスターの構築
- ・ロシア連邦北極圏でのLNGの積替え、貯蔵、販売に特化したハブの構築と、カムチャツカとムルマンスクでのターミナル建設プロジェクトの実現

上記諸措置の中で最も注目されるのは、パイプラインガスとLNGとの競合を規制し、回避するメカニズムの構築である。何故なら、欧州の一部の市場では現時点ですでにロシア産のパイプラインガスとLNGが競合するという事態が生じているが、今のところロシアの監督機関はそれに関し何の措置も講じていないからである。ロシアのLNG生産量が増加するにつれ、同一の市場をターゲットとする複数のプロジェクト間で競争が激化する可能性がある。その際、政府はどのような対策を講じるのであろうか。おそらく、何の対策も打ち出せないのではと当会は考える。なぜならば、極東ではそうした前例が存在するからである。

同地では資源基盤に関するサハリン1とサハリン2の権益保有者間の交渉が難航しており、新LNGプラント建設プロジェクトが進展しないままとなっている。しかしながら、ロシア政府サイドは、この問題に関する自らの見解を今に至るまで明確に示していない。ガスプロムは、サハリン1のガスを同コンソーシアムが建設を計画しているプラントに供給するのか、あるいは、サハリン2の第3トレインに供給するのかという問題を解決するカギとして、国の保有する株式シェアを利用することを提案している。同社の考えでは、国益という観点からみた場合のサハリン2の第3トレイン建設プロジェクトの重要な優位性のひとつは、国が資本参加しているガスプロムの同プロジェクトにおける保有権益比率（50%+1株）が、サハリン1におけるロスネフチの保有権益比率（20%）に比べて高い点にある。同社はまた、新しいプラントを建設することを想定したサハリン1のプロジェクトよりも、サハリンエナジーの第3トレイン建設を想定したプロジェクトの方が計画通りの日程と予算内で実現される確率が高く、この既存プラントの拡張プロジェクトの方がよく練られており完成度が高いことも指摘している。このために、ガスプロムの考えでは、サハリンの諸プロジェクトによって生産されるガスの利用については、国内への供給と輸出を実施する最も効果的な経済スキームを考慮し、合意の上で決定を採択することが妥当である、ということになる。

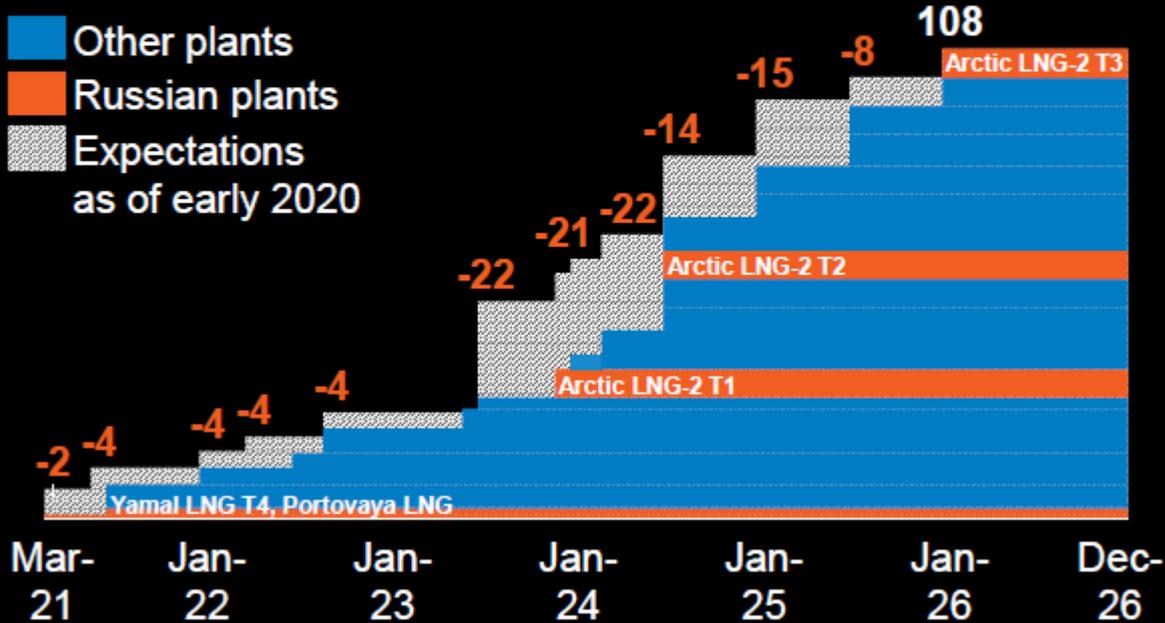
2035年までの期間のロシア連邦エネルギー戦略が掲げる諸指標のひとつとして、2024年と2035年のそれぞれのロシアのLNG生産量の範囲として4,500万～6,500万tと8,000万～1億4,000万tが示されている。当初各社が発表していた、オビLNG、アルクチクLNG2、ルスヒムアリヤンス、ならびに、計画中の中規模プラントなどの稼働開始予定時期を勘案すると、2024年時点でロシアのLNGの生産能力、すなわち生産量が、「戦略」記載の範囲に入る年間5,000万t程度に達する可能性はあったが、COVID-19を背景とする市況の悪化と建設作業の遅れの結果、いくつかのプロジェクトで完成時期が先送りされたことにより、2024年時点のロシアのLNGの年産水準は3,500万tにとどまる可能性が高いと当会は考える。

（以上）



Global pandemic caused a 1-year delay in the commissioning of LNG plants

Commissioning of LNG plants under construction, MTPA



Capacity utilization of Russian plants remained high in 2020

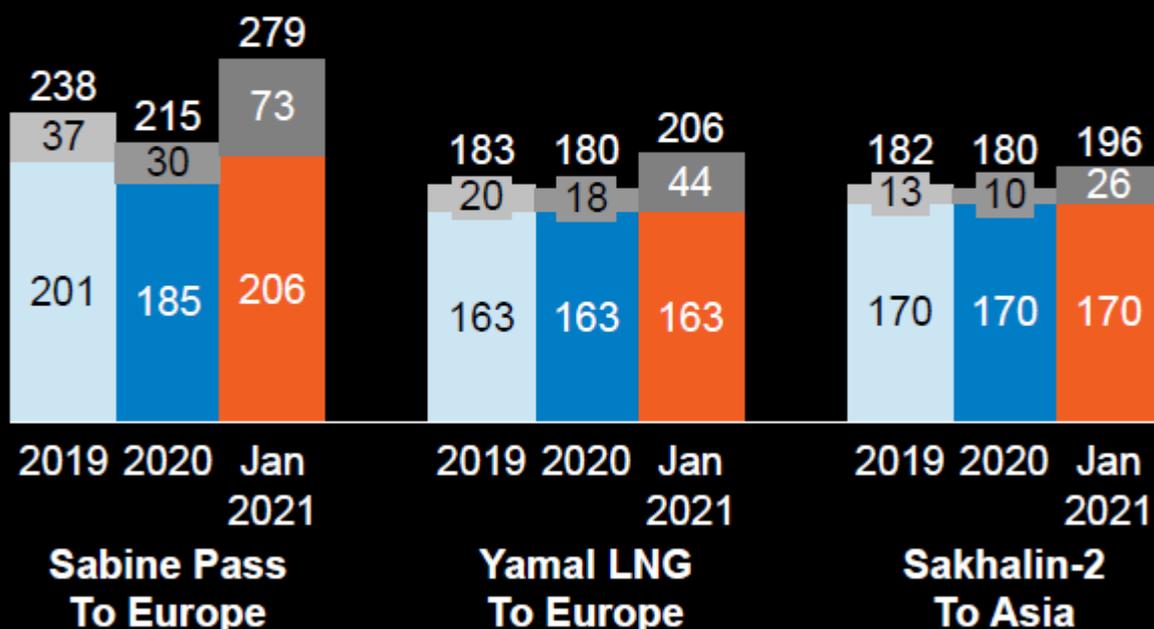
LNG capacity utilization in major exporting countries

	2019	2020
Qatar	100%	101%
Russia	103%	99%
Australia	92%	89%
US	104%	79%

Source: Refinitiv, VYGON Consulting

Russian LNG plants are competitive in both European and Asian markets

CoS of Russian and US LNG plants in 2019-2021, \$/1000 m³



Source: Refinitiv, VYGON Consulting

Main development directions of LNG industry are set out in key documents

Targets and objectives of the LNG market development

Targets of the Russian Energy Strategy

- By 2024 – exports of 45-65 MT
- By 2035 – exports of 80-140 MT

Objectives of the General Scheme for the development of the gas industry

- Increase the competitiveness of the Russian gas industry through diversification of gas supply sources
- Reduce the dependence of export sales on transit
- Create incentives for the socio-economic development of Russian regions and development of related industries
- Ensure the development of the shipping infrastructure of the Northern Sea Route

Source: VYGON Consulting

Delays in commissioning of plants may cause failure of the 2024 ES targets

Commissioning of LNG plants in Russia, MT



Global market share of Russian LNG may reach up to 22% by 2030

Share of Russian LNG in global production

Production scenario	2019	2020	2021	2025	2030
Expected plants	8.0%	8.5%	7.8%	8.8%	9.8%
+ with risk of delay	8.0%	8.5%	7.8%	10.8%	15.5%
+ with cancellation risk	8.0%	8.5%	7.8%	10.3%	16.9%

Share of Russian LNG in global demand

Expected plants	8.0%	8.5%	8.1%	9.1%	9.5%
+ with risk of delay	8.0%	8.5%	8.1%	12.0%	18.4%
+ with cancellation risk	8.0%	8.5%	8.1%	12.0%	21.6%

Source: VYGON Consulting

(第二部は以上)

(第三部)

パリ協定と気候変動問題に関するロシアの対応・ロシアからの見方

1. パリ協定:交渉プロセスの主な特徴および特異性

1.1 パリ協定:問題の経緯および主な特徴

2015年12月12日、パリでロシアを含む締約国は国連気候変動枠組条約（以下、「枠組条約」）第21回締約国会議（COP21）の総括に関する「パリ気候協定」を採択した。文書の正式なタイトルは「国連気候変動枠組条約に基づくパリ協定」（Paris Agreement under the United Nations Framework Convention on Climate Change）である。枠組条約のすべての締約国197カ国（国連加盟国193カ国、パレスチナ、ニウエ、クック諸島、EU）がこれを支持した。パリ協定は世界の温室効果ガス排出量の55%以上を占める55カ国が批准してから30日後に発効することを定めた規則を完全に遵守して、2016年11月4日に発効した。

1.2 問題の経緯: 国連気候変動枠組条約

気候変動問題に対する国際社会の最初の制度的対応は、1992年の国連気候変動枠組条約（Framework Convention on Climate Change, UNFCCC）の採択である。同条約はリオデジャネイロで開催された「地球サミット」で華々しく採択され、旧ソ連邦諸国や先進工業国のすべてを含む180カ国以上が署名した（現在の締約国は197カ国）。枠組条約は1994年3月21日に発効した（ロシアは1994年に枠組条約を批准）。

この条約の役割は、気候変動をめぐる各国の行動の共通の原則を確定させ、気候変動に係る国際協力の基本的な法的枠組と原則を確立することである。そうした枠組の1つがパリ協定の手続きと様式（モダリティ）に関する交渉過程において現在でも使用されている、以下のような国際的な構造である。

年に1回開催される枠組条約の締約国会議、および締約国会議に向けた準備作業のために年に2回以上開催される以下の2つの条約補助機関。

- ・科学上および技術上の助言に関する補助機関（Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice, SBSTA）－締約国会議に対して国別報告書や排出量登録の基準を改善するためのガイドラインも含め、科学、技術、方法論に関する助言を行う。

- ・実施補助機関（Subsidiary Body for Implementation, SBI）は、枠組条約の締約国が提出した国別報告書を分析するなど、同条約の規定を実施した場合の評価と修正を支援する。また、財務や事務上の問題も担当する。

この条約の目的は、「地球の気候体系のバランスに対する人間活動由来するガスの干渉を危険性がなくなるレベルで、大気中の温室効果ガスの安定した含有量を達成すること」である（枠組条約第2条）。このような安定化の数値目標として、枠組条約では2000年までに各国のCO₂排出量を1990年のレベルまで削減することが提案されている。この目標は条約の様々な条文に分散していて、履行監視メカニズムで補完されていないためにロシアを除く世界の主要国はいずれもこの目標を達成していない。

枠組条約に署名した国々は3つのカテゴリーに分類される。

- ・特別な排出制限の義務を負った附属書I国（経済協力開発機構加盟国および経済移行国）
- ・発展途上国および経済移行国を支援するために特別な財政的義務を負った附属書II諸国（経済協力開発機構（OECD）加盟国のみ）（環境にやさしい技術の開発および導入のための援助を含む）
- ・発展途上国

1.3 国連気候変動枠組条約に向けた京都議定書

1997年12月に京都で採択された国連気候変動枠組条約に向けた京都議定書は、同条約の諸規定を締約国の量的義務の面で発展させたものである。同議定書は、先進工業国および市場経済移行国に対して、6つの温室効果ガス（二酸化炭素、メタン、ハイドロフルオロカーボン、亜酸化窒素、六フッ化硫黄）からなるバスケット全体での排出削減数値目標を達成することを義務づけている。発展途上国として挙げられている国々（中国、インド、韓国など）はこの議定書に基づく義務を負っていない。

京都議定書は2005年2月16日に発効し、192の締約国が参加している。京都議定書のいわゆる「第1約束期間」には2008年から2012年までの参加国の義務が想定されていた。この期間に締約国は1990年比で以下の数値の排出量を削減しなければならなかった。

- ・米国およびカナダ－7%
- ・EU諸国－8%
- ・東欧諸国－6%
- ・日本－7%

ロシアとウクライナについては、第1約束期間の排出量は1990年の水準維持が定められた。

2001年3月、米国は京都議定書からの脱退を表明した。ロシア、日本、ニュージーランド、カナダは京都議定書の第2約束期間（2013年1月1日から2020年まで）への参加を拒否した。京都議定書の第1約束期間の義務に拘束された国々は、1990年のデータによれば、あらゆる発生源からの全世界の温室効果ガス排出量の49%に責任を負っていた。第1約束期間の前半（2010年のデータ）には、世界の温室効果ガス排出量の増加に伴い、世界全体の排出量に占める排出量削減義務の対象となっている附属書B国の割合は、米国とカナダを含めると35%、米国とカナダを除くと20%に減少した。第1約束期間の終了（2012年）までに、世界の温室効果ガス排出量（米国とカナダを除く）に占める排出削減義務を負った国の割合はすでに約19%になっていた。

京都議定書第1約束期間の全体的な成果について言えば、枠組条約の目的を達成し、気候に安全なレベルで排出量を安定化させるには、温室効果ガス排出削減は同議定書附属書B国の努力だけでは不十分であることを示している。

経済界が京都議定書に並々ならぬ関心を寄せたのは、それが市場調整メカニズム、いわゆる柔軟性メカニズムに基づいた、環境保護に関する初めての世界的な協定だったからである。それは以下によって構成される。

- ・国同士が相互に温室効果ガス排出枠を売買できる国家間排出枠取引（議定書第17条）。
- ・共同実施プロジェクト（Joint Implementation－JI、議定書第6条）－枠組条約の附属書1国のある国の領域内で全面的あるいは部分的に他の附属書1国の投資により温室効果ガスの排出量を削減するプロジェクト。
- ・クリーン開発メカニズム（Clean Development Mechanism－CDM、議定書第12条）－枠組条約の非附属書1国（通常は発展途上国）の領域で、全面的あるいは部分的に他の附属書1国の投資により、温室効果ガス排出量を削減するためのプロジェクト。

京都議定書批准段階での共同実施プロジェクトのメカニズムはロシアの実体経済部門（特に燃料エネルギー部門、冶金）の企業の間で大きな関心呼んだ。しかし、説明し難い理由から、ロシアでのプロジェクトの然るべき承認手続きの開始が他の国々よりも大幅に遅れてしまった。その結果、2009年のメ

カニズム始動時には、特に中国やインドの積極的な政策などにより、世界市場での排出削減需要はほぼ消滅してしまっていた。また、ズベルバンク（ロシア連邦貯蓄銀行）とロシア連邦経済発展省が導入した極めて複雑なプロジェクト承認手続きは、国際市場でのロシアのプロジェクト推進に深刻なブレーキとなった。その結果、当初はこの市場の潜在的リーダーの役割を担うと見られていたロシアは、10%のシェアさえも獲得できなかった。

1.4 パリ協定

パリ協定を策定する交渉委任状（マンデート）は、2011年にダーバン（南アフリカ）で開催された気候変動枠組条約締約国会議で採択され、締約国は2020年の枠組条約発効に向けて、「条約に基づいて法的効力を有し、すべての締約国に適用される議定書、その他の法的文書または合意された総括報告書を策定する」とのマンデートを以って、「強化された行動のためのダーバンプラットフォーム」（ADP）の特別作業部会を2015年までに設置することで合意した（第17回国連気候変動枠組条約締約国会議決定第1/CP.17号）。また、ADPは地球温暖化を2℃よりもはるかに低いレベルまで抑えるという目標について、2020年までに野心（約束）をめぐる溝を埋めるための方策を検討するよう委任された。

こうして、枠組条約および京都議定書の目標からの重要な逸脱が生じた。枠組条約と京都議定書が定量的な排出制限より先に深く踏み込まなかったのに対して、ADPは目標を全面的に変更した。これ以降、人類には世界の温度を制限するという課題が突き付けられたのである。

次のステップは2014年にリマ（ペルー）で開催された気候変動枠組条約締約国会議（COP20）であった。会議では「気候行動のためのリマ声明」が採択され、その中で交渉文書草案および提出・総括プロセス、予想されるNDC（国が決定する貢献）の要素が立案され、2020年までの野心（約束）も検討された。

パリ協定は、温室効果ガス排出の制限を盛り込んだ2020年には失効する京都議定書にとって代わることを企図したものである。パリ協定は形式上、第21回気候変動枠組条約締約国会議の法的拘束力のある関連決議とその附属書（協定の本文）からなるハイブリッドな文書（FCCC/CP/2015/L.9）である。

パリ協定は枠組的な性質のものであり、当初から、その諸規定がその後の交渉プロセスにおいて具体的な手順や様式（モダリティ）の形で運用されることが想定されていた。このプロセスの暫定的枠組がマラケシュでの第22回気候変動枠組条約締約国会議（2016年11月）で設定され、最終的にはカトヴィツェでの第24回気候変動枠組条約締約国会議（2018年12月）でこのプロセスが完了するはずであった。しかし、カトヴィツェでの交渉とその後の中間ラウンドでは、協定の多くの重要な手順やモダリティの問題を最終的に調整できなかった。パリ協定が未完成の枠組とみなされる所以である。

1.5 パリ協定の主な目的

協定がめざすべき主要な方向性とは、協定の条文（第2条）によれば、「持続可能な発展と貧困撲滅への取り組みという文脈において、気候変動の脅威に対する世界的な対応を強化することであり、それは以下の方法による。

- a) 世界的な平均気温上昇を産業革命以前に比べて2℃より十分低く保つとともに、温度上昇を1.5℃に抑える努力を追求すること。それが気候変動のリスクと影響を大幅に軽減するという認識を。
- b) 食料生産を脅威に晒さないようにしながら、気候変動の悪影響に適応する能力を向上させ、気候変動への抵抗力を高め、温室効果ガス排出量を低いレベルに抑えつつ、発展を促進する。
- c) 低排出型で、気候変動に対する抵抗力の強い発展のコースに資金の流れを適合させる。

世界的な平均気温上昇を産業革命以前に比べて 2℃より十分低く保つとともに、温度上昇を 1.5℃に抑える努力を継続するという協定の目標は、その条文によれば、いわゆる公平性の原則、共通でありながらも、差異化された責任とそれぞれの能力の原則に基づき、各国の異なる状況を考慮しながら実施されるものとする。

1.6 パリ協定の目的を達成するためのツール

パリ協定の締約国のために想定されている義務には、特に、以下が含まれる。

－排出削減、技術的再整備、気候変動への適応のための国別計画（パリ協定の用語では、いわゆる NDC 一国が決定する貢献）を採択し、5年ごとに上方修正する。

－大気中への CO₂ の排出を計画的に削減する。そのためには、2020 年までに脱炭素経済への移行（鉱工業は化石燃料を燃やしてはならず、したがって、温室効果ガス、特に二酸化炭素を大気中に排出してはならない）のための国家戦略を策定しなければならない。

－エネルギー効率、産業、建設、農業などの「グリーン」技術の国際交流を軌道に乗せる。

協定の条件に基づき、すべての国が NDC（国が決定する貢献）を提出しており、それは、いわゆる、より大きな野心度の原則（恒常的な「野心向上」の原則）に基づいて5年ごとに見直される。そのために提起されているのが5年サイクルでの NDC の立案、提出、実施である。各国が提出する「5 年計画」は、その都度、設定された課題や想定された施策について前回よりも野心的な内容になっていなければならない。

パリ協定の意味は国の約束という観点で見れば、なによりもまず、世界的な気候問題の解決に対する各国の自主的な貢献 (NDC) の原則にある。こうした貢献は「各国が自主的に決定する約束草案」(Intended Nationally Determined Contribution : INDC) と呼ばれる形で、会議の前日に 156 カ国が発表したもので、世界の排出量の 95%に相当する。しかし、貢献とは何か、という問題に対して先進国と発展途上国では解答が異なる。先進国にとっては排出量の絶対的な量的削減が貢献であるが、途上国には自由に選択する余地が与えられている。

協定第 4 条第 4 項ではこれを明確に定義している－「先進国である締約国は、経済全体において、絶対的排出削減目標を設定することにより、引き続き主導的な役割を果たし続けなければならない。発展途上国である締約国は、気候変動を防止する取り組みを継続して活発化していかねばならず、各国の様々な状況に照らして、経済全体の排出制限または削減目標に向けて時間の経過とともに移行することが求められる」

実際には、発展途上国にとっての貢献とは、全般的な成長を背景にした任意の相対的な削減と解釈することもできる： GDP 単位当たり、国民 1 人当たり、さらには、いわゆる「成り行き」(business as usual : BAU) のシナリオと比較した場合の排出係数の削減というものさえある。最後のものは、通常は、現実からかけ離れていて、排出量を最も高く設定するシナリオに基づいて算定される予測である。このようにして、内容的には異なるが、形式的には同一の構造とされる、事実上、「2つのトラック」というシステムが出来上がる。

タイプの異なる国々の貢献が同等でないことは一瞥すれば明らかであり、それが、時間が経つにつれて激しい意見対立の火種になることは協定採択の段階ですでに分かっていた。特に、先進国と発展途上国の分類が枠組条約の採択の時点、すなわち 1992 年から変わっていないことを考慮するなら、尚更である。その後の 30 年で世界の様相は一変した。たとえば、先進国と認定されている多くの国々（トル

コ、ロシア、ましてやウクライナ)と韓国、中国、サウジアラビアとの国民1人当たりのGDPをざっと比べてみれば、後者の国々を発展途上国に分類することには疑問符がつくだろう。

各国が自国の成果を記録する際に比較の対象とする基準年の選択という、以前には厳密に規定されていた問題についても同様の自由が与えられている。明確に規定された、誰にとっても唯一の基準年(1990年)を明記した京都議定書と比較して、協定は明確に後退している。このような無軌道な自由のために各国の貢献を比較することが困難になり、報告書を全体的に総括することが難しくなった。ある国々は自国の成果を「膨らませて」、文字通り何もないとこに温暖化に挑む「闘士」のイメージを作り上げることを可能にしている。

発展途上国にとっての協定のもう1つの新機軸は、彼らにとっての排出の「ピーク」は今後到来するというにしてもよい、ということである。これは発展途上国にとって唯一の量的な制限に関する項目であるが、その時期は2030年とも、「そうなった時」ともされている。現在すでに発展途上国が排出量の大部分を占め、その割合が不断增加していることを考慮するなら、15~20年先の状況は容易に予測できる。世界における排出総量は増加の一途を辿り、先進国が自国での排出削減に努力したとしても、それで発展途上国の排出増加分を埋め合わせることはできない。

このことは協定によって宣言された主要目標にも疑問を抱かせることになる。2100年までに産業革命(18世紀)以前に比した世界の気温の上昇を摂氏2度以下の範囲内で安定化させるという目標である。パリ締約国会議やその後の交渉ラウンドで多くの国々が主張して争った1.5°Cの制限については言うまでもない。

特に注目に値するのが、協定で定められた恒常的な「野心向上」の原則の具体化(operationalization)である。適切な評価を下すために、個々の国々のレベルにおいても、国際社会のレベルにおいても、各種施策のグローバルな総決算(いわゆるGlobal Stocktake)が行われる。その目的は、これらの施策がパリ協定で提示された課題—「世界的な気温上昇を産業革命以前に比べて2°Cより十分低く保つとともに、温度上昇を1.5°Cに抑える努力を追求する」を解決するためにたどるべきコースに沿っているかどうかを判定することである。このような総決算は2023年から5年に1度行うことが規定されている。この問題の進捗状況を追跡調査するために、協定では透明性を原則とする報告制度を定めている。これは、各国にとっては自国のNDCを立案し、提出し、実行する必要性を喚起し、法的拘束力を有するものである。

Global Stocktakeの手順については、パリ協定特別条項第14条に次のように記載されている。

「1. 本協定の締約国の会合として行動する枠組条約締約国会議は、本協定の課題および長期的な目標の達成に向けた全体としての進捗状況を評価するために、本協定の履行状況に関する総括(本協定において「世界全体としての実施状況の検討」と言う)を定期的に行う。締約国会議は、包括的および促進的な方法によって、気候変動の防止、適応ならびに実施および支援の手段を考慮しつつ、公平性および利用可能な最良の科学的知見に照らして、これを行う。

2. 本協定の締約国の会合として行動する枠組条約締約国会議は、本協定の締約国の会合として行動する枠組条約締約国会議が異なる決定を下さない限り、最初の世界全体としてのGlobal Stocktakeを2023年に行い、その後は5年ごとに行う。

3. 世界全体としての総括の結果は、各締約国が本協定の関連規定にしたがい、各国レベルで決定される自国の行動および支援を更新し、強化するに当たり、また、気候変動との闘いに係る行動のための国際協力を強化するに当たり、締約国にとっての情報基盤となる。

このような一連の文言は、協定の構文において締約国の取り組みと長期に及ぶ目標との間でのフィードバックメカニズムを保障する試みを的確に言い表したもので、それは一見すると、その性能と操作性を保障するこの法的構造のきわめて適切な要素のように受けとめられる。ただし、この条文で使用されている用語が曖昧で、実際には何について語っているのか、やや理解し難い部分もある。具体的に何を意味しているのか解説している記述が **Global Stocktake** に関するパリ締約国会議決定第 17 項の条文にある。そこでは次のように述べられている：「締約国会議は、予想される国ごとに決定する貢献の結果としての 2025 年および 2030 年の温室効果ガスの総排出レベルは、試算によれば、2°C という最も経費の少ないシナリオには収まらず、むしろ、2030 年には 55Gt と予測されるレベルになることについて、懸念をもって指摘する。その際、さらに、排出量を 40Gt 以下に削減することによって世界の平均気温の上昇を 2°C 以下に抑える、または下記の第 21 項に記載された特別報告書に定めるレベルまで削減することによって 1.5°C 以下に抑えるためには、今までよりもはるかに大きな排出削減の努力が必要であると認識している」。

この報告書によれば、決定第 21 項では次のような文言が採択された：「締約国会議は気候変動に関する政府間パネルを招請し、1.5°C の地球温暖化の影響およびそれに対応する世界での温室効果ガス排出の推移に関する特別報告書を 2018 年に提出するよう求めた」。

こうして、署名国は協定と決定を採択しておきながら、パリ協定の根幹を成す、約束の任意性という原則を自ら放棄したのである。地球の気温を制限するという協定の主要目標に対して自らの約束が不十分であると認めることで、締約国は事実上、この目標の人質になっている。これは事実上、締約国が自らの経済発展に対する制限の合法性を認めることを意味する。ただし、この制限は外から押し付けられたものであって、締約国同士が然るべき手順を踏んで合意したものではないだけでなく、締約国の正当な審査さえも受けていない計算に基づくものなのである。

1.7 交渉プロセスの主要なマイルストーン

パリ協定の手順およびモダリティ（様式）に関する主要な交渉ラウンドは以下の通りであった。

マラケシュにおける枠組条約締約国会議（COP22、2016 年 11 月 7 日～18 日）。この会議には、パリ協定発効の数日後に始まった第 1 回パリ協定締約国会合（CMA1）も含まれる。締約国は 2018 年までに作業を完了させるという決定、キャパシティブルディングに関するパリ委員会の運営に関する決定、協定第 9.5 条に基づいて報告されるべき情報を定義するプロセスの開始に関する決定など、パリ協定作業計画（PAWP）に関連する数多くの決定を採択した。その他の決定事項としては、ワルシャワ国際損失損害対策メカニズム（WIM）の 5 カ年作業計画の承認、ジェンダーに関するリマ作業計画の技術メカニズムの強化、継続・改善などが挙げられる。

今後の交渉プロセスの進展を決定づける重要な問題となったのは、パリ協定の手順およびモダリティ形成を 2018 年にカトヴィツェでの第 24 回枠組条約締約国会議（COP24）において完了させるという、マラケシュで採択された決定であった。このような厳しい「デッドライン」が設定されたのは、協定の迅速な発効を期待する昂揚感によるところが大きく、それがその後の締約国間の合意達成の可能性に対する過剰な期待を生んだ。このような状況は大規模な圧力攻勢の口実になった。その後、交渉担当者は様々な方面からの圧力に曝され、それが交渉過程で合意された文書の質や推敲の度合いにも否定的な影響を与えた。

フィジーを議長国として開催されたフィジー／ボンにおける枠組条約締約国会議（COP23、2017 年 11 月 6 日～17 日、ボン、ドイツ）。締約国会議（COP）は約束に対する野心を高めるための、いわゆる

「タラノア対話」をスタートさせ、いわゆる「実施のためのフィジーモメンタム」、協定の実施に対する監視の問題や2020年までの野心度（「引き上げられた約束」の採択）に重大な意義を与える決定を採択した。会議はパリ協定作業計画（PAWP）の作業終了に関する指針（ガイダンス）を提出し、締約国会議の次の会合で採択される決定を考慮して、適応基金がパリ協定に帰属することも決定した。また、締約国は地域コミュニティおよび先住民プラットフォーム、ワルシャワ国際メカニズム（WIM）執行委員会、財務常任委員会および適応基金に対して改めて指針を立案するか、または提示した。

この締約国会議は、事実上、Global Stocktake プロセスの最初のフェーズとなる「タラノア対話」のようなメカニズムを始動させたことでも注目に値する。しかも、このフェーズは2023年に予定されていたGlobal Stocktake に6年も先行してスタートした。ただし、締約国から追加の「引き上げられた」約束を取り付けるという役割はまったく同じである。

ボン（フィジー）会議では協定のモダリティおよび手順に関する交渉プロセスが予定されていた終了期限から大幅に遅れていることが明白になった。マラケシュの会議で人為的に設定された2018年というパリ協定の手順およびモダリティ形成完了期限を遵守するという問題に直面した交渉担当者たちは、会議のプロセスを加速するには、追加の交渉ラウンドを設けるしかないとの結論に達した。結局、枠組条約事務局は2018年に補助機関の会合を1回ではなく、2018年6月と9月の2回開催するという、手順違反を犯すことを選んだのである。

しかし、それでも問題の解決には至らなかった。バンコクでの2回目の会合が終了した時点における進捗状況が307ページに及ぶ草案に記録されていた。1回の会議だけで解決するにはあまりにも多くの問題が未調整のまま残されていた。これと平行して、「タラノア対話」に係る代表団に対しては引き上げられた約束を採択するよう圧力攻勢が続いた。このプロセスは「ロシアは今どこにいるのか」、「ロシアはどこに行きたいのか」、「そこに行くにはどうしたらいいのか」といった類の疑問をめぐって進展していた。それによって締約国は然るべく期待されたように振る舞うべきだという結論に追い込まれてしまった。こうして、自らの約束をより過酷な方向に見直すことになったのである。

カトヴィツェ（ポーランド）で開催された枠組条約締約国会議（COP24、2018年12月2日～14日）では、交渉に参加した締約国は前代未聞の圧力に曝されることになった。そこで主役を演じたのはアントニオ・グテーレス国連事務総長だった。このことは特筆に値する。なぜなら、それは国連事務局の役割の根本的な変化を意味するからである。国連事務局は国際問題解決の仲介人や調停者から、主権国家を事務局の意のままに動かす道具へと変貌したのである。アントニオ・グテーレスは交渉の冒頭で会議の基調を定め、締約国を前にして直ちに、何をやるべきかを指示した。グテーレスの演説の主たるメッセージは以下のようなものだった。

- ・科学は気候変動の試練に対してはるかに野心的な対応を求めている。
- ・パリ協定は必要な変革行動のための根拠を与えるものであり、カトヴィツェで発効されねばならない。
- ・「地球規模の気候のカオス」を防ぐための投資をすべき集団的な責任がある。
- ・気候変動対策は変革を迫る道筋を提示するが、それには政治的な意志と、より優れた先見性のあるリーダーシップが求められる。

「気候変動の試練に対してはるかに野心的な対応を求める科学」について、グテーレスが念頭に置いたのは、すでに述べた、会議の2カ月前に発表された気候変動に関する政府間パネルの特別報告書であった。だが、この文書に対する米国、ロシア、サウジアラビア、クウェートといった国々の態度は懐疑

的であった。そうしたことに無頓着なグテーレスのスタンスは不偏性と各方面へのバランスのとれた意見を表明することが立场上要求される国連のトップという役割に果たして相応しいものかどうかについては疑問を抱かざるを得ない。人為的に設定された交渉終了期限遵守違反についての懸念はここでは言い訳にはならない。

実際には、こうした懸念は的中し、国際交渉よりもはるかにコントロールしやすいプロセスにおいてさえも、人為的に設定された期限が最良の調整ツールたりえないというわかりきった事実が改めて確認されることになった。国連のフォーマットのように全世界規模の交渉においては、結論はほぼ 200 もの参加締約国に左右されるので、その不確実性のレベルはとてつもなく高く、人為的に設定される期限を当てにするアクターは交渉ラウンドが決裂するのを認めるか、または成功を装うかという、最もありそうな 2 つのシナリオに備えなければならない。

現実にはまさにそのような経過をたどった。交渉が中盤に差し掛かった頃には、目的が達せられないことははっきりしていた。アントニオ・グテーレス国連事務総長がラウンド終了の 3 日前にカトヴィツェに戻り、交渉に再び登場したが、それも無駄に終わった。「参加者が手ぶらで散会してしまったら、それは「不道徳」なだけでなく、「自殺行為」だ」—彼が感情に任せて参加者に言い放ったフレーズも何もたらさなかった。それよりもはるかに上手くいったのは、ある程度作成済みだった文書をまとめるという彼の戦術だった。これは後に「カトヴィツェ・パッケージ」とか、「パリ規則書」(ルールブック)と呼ばれたものである。こうした経緯もあって、多くの人々に会議は成功を収めたと言わしめたのであるが、会議のいくつかの重要な案件が未解決のまま残った。実のところ、これは誰も秘密にしていなかったことだが、総会でも指摘されたように「パリ規則書」は不完全であった。たとえばスイス代表団が演説でそのことに言及している。

カトヴィツェでパリ協定「規則書」は承認された。しかし、この文書は、実質的には、予想されたことではあったが、2020 年末までの具体的なディテール、数字、確認事項でびっしりと埋め尽くされた、いつもの「枠組」でしかなかった。2021 年にはこれをベースにしてパリ協定の新しい気候体制がスタートするはずだった(後に判明するように、この期限あまりにも楽観的にすぎた)。

2018 年 12 月 15 日、締約国会議はパリ協定作業計画の枠組でのカトヴィツェ決定シリーズであり、パリ協定の実質的な実施をアピールする、いわゆる、「気候パッケージ」を採択した。

主要な決定： 自らの決定 (FCCC/PA/CMA/2018/L.4) において締約国会議は、

- ・第 24 回枠組条約締約国会議 (COP24) および実施補助機関 (SBI) に送付されたパリ協定作業計画 (PAWP) に係る問題に関する決定草案を採択する、
- ・財務常任委員会 (SCF) および特別気候変動基金 (SCCF) がパリ協定に帰属することを確認する、
- ・財務常任委員会に対して、次回の締約国会議での検討・採択に向けて、財務メカニズムの運営を委嘱された機関および特別気候変動基金のためのガイダンス草案を作成するよう依頼する。

次回の年次締約国会議 (COP25) はブラジルで開催される予定だったが、ブラジル大統領に再選されたボルソナロ大統領のパリ協定に対するスタンスが懐疑的だったために開催地はサンティアゴ (チリ) に変更された。しかし、サンティアゴでも会議は開催されなかった。政治状況が不安定だったためにチリが開催を断ったからである。結局、会議の開催地としてマドリード (スペイン) が選ばれ、2019 年 12 月 2 日から 13 日まで開催された。

この会議はチリを議長国として開催され、パリ協定のすべてのモダリティについて合意する最後の交渉ラウンドとして計画されていた。ところが、そうはならなかった。それどころか、12 月 13 日 (金曜

日)の公式終了期限までに、2週間に及ぶ交渉の、ほぼすべての集中した作業が無に帰する瀬戸際であった。この会議の議事日程の、以下のような主要な交渉項目のどれも合意されていなかったのである。

- ・ 財政問題
- ・ ワルシャワ国際損失損害メカニズムの活動の見直し
- ・ パリ協定の枠組での各国の詳細な報告構成
- ・ 気候体系に対し、リスクのある人間活動由来の干渉を許さない、枠組条約の長期的目標の定期的な見直しへのアプローチ
- ・ 気候変動への対応措置の影響に関するフォーラムの5カ年作業計画

しかし、最も大きな問題となったのは、協定の新しい市場メカニズムに関する協定第6条のモダリティをめぐる締約国の一連の対立を調停できなかったことである。この問題はカトヴィツェで会議が開催された時(2018年)から合意されないままになっていたが、パリ協定の実施規則立案に関する文書パッケージの最も重要な要素であり、これが欠けていては、パッケージを十全なものともみなすことはできない。

結局、会議をもう2日間延期せざるを得なくなったが、2019年12月15日(日曜日)の最終会議で上記の問題に関する文書草案パッケージを締約国の最終合意に向けて提出することができた。この文書は、提出されたそのままの形では、中間的な性格にとどまらざるを得ないが、枠組条約およびパリ協定の旗印のもとで今後の交渉ラウンドでのベースとして活用されることになる。

したがって、「チリ、マドリード。行動する時」と題された総括文書は主として、政治的で、宣言のような性格のもので、「気候分野での早急で、野心的で、世界規模の行動」をアピールするものであった。そこには具体的な施策や約束は記されていない。たとえば、気候変動の「影響を緩和し、適応するための最大限可能な努力を保障するための」すべての締約国の野心を拡大する必要性について、気温上昇を産業革命以前に比べて2℃以内に抑え、1.5℃以上の温度上昇を許さないための努力をすることの「緊急の必要性」について言及している。

また、文書では発展途上国に対して毎年1,000億ドルを拠出する先進国の義務についても触れており、「適応と影響の緩和に向けた各国の取り組みを強化するために」発展途上国に対する「支援を早急に拡大する必要性」について言及している。スペインのテレサ・リベラ環境移行大臣の意見によれば、「(会議の)マンデートは明快だ。各国は2020年には今よりも野心的なNDC(気候変動対策において各国レベルで決定する貢献)を提示すべきである。なぜなら、それが科学と路上にいる人々の要求であり、より多く、より速く行うべき」なのである。

気候変動に関するマドリード会合の結果には国連事務総長も不満だった。アントニオ・グテーレスの発言によれば、会合の出席者は気候危機に打ち勝つために必要な決然とした行動を起こす機会を逃してしまった。しかし、彼は落胆することなく、国際社会に対してあきらめてはならないと呼びかけた。

「国際社会は気候変動を抑制し、その影響に適応し、発展途上国への財政支援に係る措置を講じる、より真剣な決意を示す重要な機会を逸してしまった」—会議の閉幕に際し、アントニオ・グテーレス国連事務総長はこのように述べた。各国は「引き上げられた」約束を引き受けることが期待されていた。それは、第1に、温室効果ガスの削減について、地球の平均気温の上昇を1.5℃以内に抑えるというパリ協定の目標を達成しうるような規模の約束であった。しかし、それが約束されることはなかった。

国連事務総長はマドリード会合の結果に落胆はしたものの、降参してはならないと呼びかけた—

「我々はあきらめてはならないし、私は後退するつもりはない」とグテーレスは語る－「2020年にすべての国々が、学者たちが語ったように、2050年までに「炭素中立」を達成し、1.5°C以上の温度上昇を許さないために必要な行動を起こす約束を引き受けなければならない。私はかつてないほど、これを達成する決意を固めている」－同国連事務総長はそう約束した。

そのためには、今のところ確認されていない試算によれば、2030年までに温室効果ガスを45%削減する必要があり、今世紀半ばまでに炭素排出量が、自然が吸収するCO₂の量を超えないようにしなければならない。今のところ、それは上昇するばかりであり、予測によれば、気温が3～4度上昇するかもしれない。そうなれば、地球は人間の生活に適さなくなってしまうことを意味する。

パリ協定の交渉プロセスはCOVID-19のパンデミックにより中断してしまった。最初に、通常はボンで開催されていた枠組条約やパリ協定の作業機関レベルの定期的な5月会合が中止になった。しかし、しばらくの間は、2020年11月にグラスゴーで予定されていた枠組条約締約国会議の定期会合(COP26)は開催できるだろうとの希望的観測があった。しかし、パンデミックの規模と、それがどれだけ長引くのか見通しが立たないため、主催者は会議を延期せざるを得なくなった。枠組条約締約国会議事務局は英国とそのパートナー国であるイタリアとともに新たな会議開催期間を2021年11月1日～12日と決定した。

2. パリ協定とロシアの気候政策

2016年4月14日付けロシア連邦政府命令第670-r号に基づき、2016年4月22日、ロシア政府を代表してA.G.フロポーニン副首相(当時)がパリ協定に署名した。

最終的に、ロシアのパリ協定への参加手続きは2019年9月21日付けロシア連邦政府決定第1228号「気候に関するパリ協定へのロシアの参加について」にしたがって行われた。これについては、2019年9月23日に開かれたロシア政府会議でメドヴェージェフ首相(当時)が公式に発表した。形式的には、この文書の署名と発表は第74回国連総会の際にニューヨークで開催された国連気候サミットに合わせて行われた。

ロシアがパリ協定に参加したことによって、気候政策の点で、国内に根本的に新しい状況が生じたわけではない。気候政策は長年にわたって存在してきたし、後述の文書によって規制されてきたからである。

2.1. ロシア連邦の気候政策

気候ドクトリンは2009年12月17日付けロシア連邦大統領命令第861-rp号「ロシア連邦の気候ドクトリンについて」で承認された。命令の主要な役割は気候変動の条件下においてロシア連邦の安全で持続可能な発展に向けた協調のとれた行動の実施である。

ドクトリンは気候変動を21世紀における最も重要な国際問題の1つと捉える。それは、科学的な問題の枠を超えて、ロシア連邦の持続可能な発展の環境、経済、社会的な側面を網羅する総合的で、学際的な問題である。

同文書には、数十年間にわたって観察されてきた地球温暖化の凄まじいスピードに対する深い憂慮が滲んでいる。人間の経済活動、主として化石燃料を燃焼させてきた結果として温室効果ガスの排出を伴う活動が気候に著しい影響を与えており、現代科学はそれを確認するきわめて説得力のある根拠を示し

ていると述べている。

ロシア連邦の気候政策の主要課題として、同文書では以下が挙げられている。

・ロシア連邦の気候政策の情報科学基盤の強化および発展。これには、気候システムの状態、気候への影響、現在および将来の気候変動ならびにその影響に関する情報の十全性と正確性を保障する、ロシア連邦の科学技術およびテクノロジー・ポテンシャルの全面的な強化が含まれる。

- ・気候変動に適応する迅速かつ長期にわたる対策の策定および実施
- ・気候に対する人間活動由来の影響を緩和する迅速かつ長期にわたる対策の策定および実施
- ・気候変動およびその関連問題に対処するための国際社会の取り組みへの参加。

ドクトリンで特記しているように、「諸外国と比較して、ロシア連邦地域の気候変動と、その環境、経済および住民への影響は実に多様で、規模が並外れている。それはロシアの領土面積が広大で、自然条件が地域によって多種多様であることの当然の帰結である」。文書に署名した日の特別記者会見で、ロシア連邦大統領補佐官（当時）であったドヴォルコヴィチが表明したように、「気候ドクトリンに反映されているロシアの学者らの意見によれば、気候変動に対する人間の影響の度合いを算定するのは難しく、明確ではない。気候変動の大部分は地球規模での長い年月にわたるトレンドによるものであり、我々が何をしようと、自然な理由で何らかの変化が続いていくだろう。したがって、我々は対策を講じなければならない」。

気候ドクトリンのような概念や方針を説明する国家文書でのこのような問題設定は、気候問題に関連する分野での具体的な政策および措置の策定および実施のための全般的な根拠を与える。

2.2 ドクトリンを実行するための措置

2009年12月17日付ロシア連邦大統領命令第861-рp号「ロシア連邦の気候ドクトリンについて」を実施するために、2020年までの期間におけるロシア連邦気候ドクトリン実行総合計画が策定された。

2011年4月25日、ロシア連邦政府は命令第730-r号で総合計画を承認した。同命令は、連邦執行権力機関に対して、この命令で承認された計画を実施する義務を課すものであるが、それに際しては、ロシア連邦政府が設定した当該機関の最大限の職員数、所定の活動分野での権限行使のために連邦予算で計上された支出金の範囲内で計画を実施するよう定めている。さらに、命令では地域別の政策も想定している。ロシア連邦構成主体国家権力機関に対しては、社会経済発展地域プログラムを立案する際には総合計画を参考にしよう勧告している。

同計画の実施責任者にロシア連邦天然資源環境省が任命され、それ以来、同省は毎年、気候ドクトリン実行総合計画の履行状況を報告している。

実際の進捗状況から明らかなように、ロシア地域は気候ドクトリンの実行にきわめて積極的に取り組んできた。特に、図1ではサハリン州を例にして作業を紹介する。

図1 サハリン州の例



それとともに、気候ドクトリンを実行するに伴い、地域が直面する様々な課題が明らかになった。そのうち、最も重要な問題は以下の通りである。

- ・財源の不足
- ・国家権力諸機関の間での気候政策に対する権利と責任の不統一
- ・連邦レベルでの法規的基盤の欠如
- ・気候政策における地域当局の不明確な権限

図2には気候ドクトリンの実行に伴う問題を明らかにするために行った地域のアンケート調査の結果を示す。図にはそれぞれの問題の重みや、それらの問題が指摘された具体的な地域を表示する。

図2 ロシア諸地域が抱える課題



気候ドクトリンの進展に向けてもう1つの重要なステップが見られた。ロシアの歴史上初めて温室効果ガス排出削減に向けた国家目標が設定されたのである。2013年9月30日、プーチン大統領は大統領令「温室効果ガス排出削減について」に署名した。この大統領令にしたがい、ロシア政府は2020年までに温室効果ガスの排出レベルを1990年のレベルから75%にまで削減することを課せられた。この目標は見事に達成された。

2.3 ロシア連邦によるパリ協定実施計画

パリ協定に署名した直後（批准するまでに）に明らかになったのは、パリ協定とその詳細な規則を実施するには、現行の戦略文書を修正したり、気候変動に関する国家政策を定めた新しい文書を起案したり、ロシアにおける温室効果ガス排出削減の規制モデルを立案する作業など、実に様々な施策を実施しなければならないということである。

そのため、2016年11月3日付ロシア連邦政府命令第2344-r号により温室効果ガス国家規制の改善措置の実施およびパリ協定批准準備に係る計画（以下、「計画」）が承認された。

計画に含まれるのは、ロシアの社会経済発展総合予測および採用された戦略計画文書を考慮したマクロ経済評価、パリ協定批准の社会経済的影響の評価を内容とする諸々の措置である。計画で取り上げられた主な対策は以下の通りである。

- ・パリ協定批准の社会経済的影響の評価

- ・ロシア連邦の気候政策を実施する作業を調整する連邦執行権力機関の選定
- ・パリ協定特別作業部会（APA）のメンバーとしての作業の枠内でのパリ協定実施に関する決定の立案
- ・パリ協定批准に関する連邦法案の策定およびロシア連邦政府への上程
- ・2030年までの温室効果ガス排出削減に関するロシア連邦大統領令草案の策定
- ・ロシア連邦大統領命令によって設定された2030年までの温室効果ガス排出削減量を保障する措置計画の策定
- ・2009年12月17日付ロシア連邦大統領命令第861-rp号「ロシア連邦気候ドクトリンについて」によって承認されたロシア連邦気候ドクトリン、および2011年4月25日付ロシア連邦政府命令第730-r号で承認された2020年までの期間におけるロシア連邦気候ドクトリン実行総合計画の変更案の立案
- ・2050年までの温室効果ガス低排出型発展の長期戦略の策定
- ・森林伐採および森林の劣化の結果としての温室効果ガス排出の削減、森林の炭素蓄積量の維持、持続可能な管理および増加のための措置の強化に向けた計画案の策定
- ・ロシアにおける温室効果ガス排出削減の国家規制モデルの立案
- ・連邦法「温室効果ガス排出の国家規制について」の草案の策定
- ・気候の望ましくない変動の影響に対する国家適応計画の立案
- ・1987年9月16日にモントリオールで採択された、オゾン層を破壊する物質に関するモントリオール議定書の規制対象ではない温室効果ガスの発生源からの人間活動由来の排出量および吸収源による除去量を評価するロシアのシステムの改善
- ・枠組条約締約国会議決定1/CP.19の第2b)項に基づき、ロシア連邦に通告された自国レベルで決定する貢献（森林の吸収能力を考慮して2030年までに1990年比で70～75%まで削減）（パリ協定批准に関する連邦法が採択された場合に、パリ協定の会合として機能する締約国会議で採択されたガイドライン文書に基づく）の修正に関する提案の立案
- ・気候変動の影響への適応および緩和に向けて発展途上国を支援するための枠組条約財務プログラムへの参加に関する提案の立案。

この計画の各項目を実行する際には紆余曲折があった。それによって計画を策定する時点で具体的な課題の将来的な展望を予測することの難しさが明らかになり、同時に、気候政策のような、ロシア経済にとって敏感な分野で国民的なコンセンサスを形成するプロセスの特異性も浮き彫りになった。

たとえば、計画で想定されていたパリ協定批准の社会経済的影響の評価は、ロシア連邦天然資源環境省の声明から判断すると、実施されているはずである。しかし、この調査のテキストが世論の討議に委ねられなかったことから、こうした隠蔽の主な動機として同省が発注した調査作業の質に何らかの問題があったのではないかと、専門家や実業界から当然と思われる批判を浴びることになってしまった。

ロシア連邦の気候政策実施作業の調整を行う連邦執行権力機関の選定も計画に盛り込まれてはいたが、今に至っても行われていない。気候政策を策定し、実施する機能はロシア連邦天然資源環境省やロシア連邦経済発展省を始めとする様々な省庁の間に分散している。ロシアでこうした問題を調整するために、気候変動問題省庁間委員会が存在していた2000年代初頭の経験は現在のところ、求められていない。

計画の、「パリ協定批准に関するロシア連邦法案を立案し、ロシア連邦政府に上程する」というスタンスは意義を失ってしまった。連邦法によって批准された京都議定書とは異なり、パリ協定には別の手順が策定された。それがロシア連邦政府決定であった。こうした手法の動機については後述する。

2030年までの温室効果ガス削減に関するロシア連邦大統領令草案の立案について言えば、この作業は現在も続いている

ロシア連邦気候ドクトリン修正案の立案作業が専門家のレベルで行われていたが、協議の結果、採択済の文書はその質において現代の気候アジェンダに対応していることが確認され、それを変更することは現時点では喫緊の課題ではない。

2050年までの温室効果ガス低排出型の長期発展戦略に関する提案および気候の望ましくない変動の影響への適応計画に関する提案はロシア連邦経済発展省によって策定されたが、現在、これらの提案は議論の段階にある（この戦略の詳細については後述を参照）。

森林伐採および森林の劣化の結果としての温室効果ガス排出の削減、森林の炭素蓄積量の維持、持続可能な管理および増加のための措置の強化に向けた計画案の策定は現在のところ、まだ完了していない。

計画のすべての項目の中で最も論議を呼んだのはロシア連邦における温室効果ガス排出削減の国家規制モデルの立案と連邦法「温室効果ガス排出の国家規制について」の草案の策定であった（この論議の特殊性については後述する）。

1987年9月16日にモントリオールで採択された、オゾン層を破壊する物質に関するモントリオール議定書の規制対象ではない温室効果ガスの発生源からの人間活動由来の排出量および吸収源による除去量を評価するロシアのシステムの改善が行われた。特に、排出量の国家管理および内部報告作成の必要上、ロシア連邦における温室効果ガス排出量のモニタリング、報告および検査システムの構築コンセプトが承認された（2015年4月22日付ロシア連邦政府命令第716-r号）（以下、「コンセプト」）。コンセプトの内容としては、国内で温室効果ガスのモニタリングを実施する組織の義務を定めた法規文書、組織および地域権力機関による温室効果ガス排出量の定量測定のための方法論的指示・要領書、温室効果ガス排出に関する報告書の内容に対する統一した要求を立案し、採択しなければならないといった提案を盛り込む。コンセプトでは3つの実施段階が想定された。

第1段階（2015～2016年）： 以下のための法規的基準、方法論的、制度的基盤の構築：

- ・ロシア連邦における温室効果ガス排出量モニタリング、報告および検査システム導入および稼働
- ・年間15万t（CO₂換算）以上の温室効果ガスを直接排出する巨大鉱工業・電力組織および企業による2016年以降の温室効果ガス排出量に関する年次統計報告書
- ・ロシア連邦構成主体における排出量の確認および複数のパイロット地域でのデータの確認
- ・国家支援メカニズムの活用を想定するプロジェクトの評価（検査）、そうしたプロジェクト実施の結果としての温室効果ガス排出削減に関する報告書（情報）の検査および証明を行う、独立系認定監査組織群の形成

第2段階（2017～2018年）： エネルギー起源の温室効果ガスの間接的排出を考慮した、温室効果ガス排出量のモニタリング、報告および検査システムの他の経済セクターおよび組織（以下を含む）への導入

- ・年間5万t（CO₂換算）以上の温室効果ガスを排出するすべての組織
- ・航空輸送、鉄道輸送を行うすべての団体ならびに海洋および河川輸送を行う組織。

第3段階 (2019～2020年) : 今後の展望を見据えた、ロシア連邦における温室効果ガス排出量のモニタリング、報告および検査システムのさらなる改善に関する決定の採択。

コンセプトに記載され、モニタリングと報告システムの稼働に必要な規準文書および方法論的文書のうち、現時点では以下が発行済みとなっている。

- ・気候変動に関する政府間パネルの勧告をベースにして作成された、ロシア連邦構成主体における温室効果ガス排出量の自発的総決算の実施に関する方法論勧告書 (2015年4月16日付ロシア連邦天然資源環境省命令第15-r号により承認)
- ・ロシア連邦で事業、その他の活動を行う組織による、温室効果ガス排出量の定量測定に関する方法論的指示・要領書 (2015年6月30日付ロシア連邦天然資源環境省命令第300号により承認)
- ・エネルギー起源の温室効果ガスの間接的排出量の定量測定に関する方法論的指示書 (2017年6月29日付ロシア連邦天然資源環境省命令第330号により承認)
- ・温室効果ガス吸収量の定量測定に関する方法論的指示書 (2017年6月30日付ロシア連邦天然資源環境省命令第20-r号により承認)。

上記の方法論的文書は方法論勧告の性格を持つもので、ロシアの主要な経済・産業分野で温室効果ガス排出量を算定するための方法論的基盤となるものである。個々の組織の温室効果ガス排出に関する必須報告メカニズムおよび国家温室効果ガス排出モニタリングシステムの稼働を保障する法規的文書はまだ存在しない。概括すれば、このシステムが存在しないことが、事実上、あらゆる炭素規制モデルを実施する上での最も重大な障害になっている。

気候変動の影響への適応および緩和に向けて発展途上国を支援するための枠組条約財務プログラムへの参加に関する提案の立案は順調に行われた。この作業の成果として、グリーン気候基金の予算にロシアが自発的な目的別拠出を行う決定が採択された。2019年12月14日付ロシア連邦政府命令第3034-r号はロシア連邦が気候変動の影響を克服しようとする発展途上国を支援する国際的な取り組みに参加することを定めている。その目的のために、ロシア連邦が連邦予算の予算支出金から自発的な目的別拠出金1,000万米ドルを国連気候変動枠組条約によって設立されたグリーン気候基金に支払うことが決定された。その内訳は以下の通りである。

- ・400万米ドル—2020年
- ・300万米ドル—2021年
- ・300万米ドル—2022年。

地球規模の気候変動の影響を克服しようとする発展途上国へのより大きな規模の支援がロシアによって2015年に設立された「国連開発計画 (UNDP) —ロシア」信託基金の枠組で行われている。この基金の予算は3,500万米ドルである。基金のプロジェクトのうちで最も規模が大きいのは予算が750万米ドルの「太平洋地域の小島嶼発展途上国における自然災害に対する安定性の向上」プロジェクトである。地球温暖化の影響に対して熱帯諸島の脆弱性が高いことに鑑みこうした支出には優先権が与えられている。

2.4 ロシアのエネルギー安全保障ドクトリン

2019年5月13日にプーチン大統領が発したロシア連邦大統領令第216号によって承認されたロシア連邦エネルギー安全保障ドクトリンでは、ロシアの燃料エネルギー分野における気候アジェンダのリスクが極めて体系的に分析されており、気候政策の観点でとても興味深い。ドクトリンは国家安全保障分

野の戦略的計画文書であり、そこにはロシアのエネルギー安全保障に対する公式見解が反映されている。ドクトリンにはロシアの国家安全戦略、2030年までの期間におけるロシアの経済安全戦略、ロシアの科学技術発展戦略、2025年までの期間およびそれ以降の期間における産業安全分野のロシアの国家政策の基本、その他の国家安全保障分野の戦略計画文書の諸規定が具体的に展開されている。

エネルギー安全保障とは、ドクトリンに記載された定義によれば、国の経済および国民がエネルギー分野の国家安全に対する脅威から保護されている状態であり、それに際してはロシア連邦法令で規定された消費者への燃料・エネルギー供給に対する要求の履行、そして、ロシア連邦の輸出契約および国際的責務の履行が保障されている状態を意味する。

ドクトリンでは国家安全、国の社会経済発展およびロシアの予算体系の歳入の形成に果たしている燃料エネルギー部門の主要な役割に対するロシアのエネルギー産業の貢献が指摘されている。そして、エネルギー産業の根幹を成しているのが燃料エネルギー部門である。

世界のエネルギー産業におけるロシアの役割について、文書では「わが国は炭化水素原料の埋蔵量、エネルギー資源の生産量および輸出量、原子力技術の発展、利用および輸出において世界のリーダーの一角を占めている」と定義されている。ロシアは自らの国益、資源・知的ポテンシャルに立脚し、国連総会で定められた持続可能な発展の目的を達成する必要性に鑑み、国際エネルギー安全保障に対する貢献を果たしていると指摘されている。ロシアの国際エネルギー安全保障への本格的参加に対する障害となっているのは、ロシアに対して諸外国が採っている制約的な性格の措置である。

ドクトリンはロシアのエネルギー安全保障にとっての3つのタイプの否定的な要因を指摘する。

- ・エネルギー安全への脅威—ロシアのエネルギー産業に損害をもたらす可能性を生み出す条件および要素の総体
- ・エネルギー安全面の試練—世界エネルギー産業発展のための新しい刺激またはその発展の新しい方向性を生み出すが、一方でエネルギー安全への脅威になりかねない条件および要素の総体
- ・エネルギー安全分野でのリスク—エネルギー安全面での試練が脅威に転化する可能性、エネルギー安全への脅威の顕在化、またはエネルギー安全状態への否定的影響をもたらすその他の状況の発生。それはエネルギー安全主体が行動を起こすか、起こさないかに左右される。

それとともに、ドクトリンでは気候政策の実施および「グリーン経済」への早急な移行に向けた国際的な取り組みを推進することがロシアのエネルギー安全への外交政策上の試練として表明されている（ドクトリン第9項）。ドクトリン第10項でこの試練について説明されている。

「ロシア連邦は気候変動に対処するための国際的な取り組みを支持し、この分野ですべての国々と協力する用意がある。ロシア連邦は国際気候政策が国民の生活の質の向上、環境保護および合理的な天然資源利用と関連する国益に適う程度においてこの政策に参加している。同時に、ロシアは気候変動および環境保護の問題を偏った立場で判断したり、エネルギー資源生産国の利益を侵害したり、エネルギーへの全般的なアクセスの保証、クリーンな炭化水素エネルギー技術の発展といった持続可能な発展の視点を無視したりすることは容認しない」。

ドクトリンではどのような国際的な気候問題の取り組みや枠組を念頭に置いているのだろうか？現時点でそれは3つある。国連気候変動枠組条約（UNFCCC）、京都議定書、そしてパリ協定である。脅威について言えば、それは枠組条約には一切見当たらない。最も一般的な用語で書かれており、いかなる問題も起きようがない。もちろん、京都議定書にもない。ロシアは2012年に京都議定書の義務から離脱しており、議定書そのものが2020年には失効するからである。その京都議定書に代わるべきパ

リ協定に対しては、ドクトリンのすべての規定が直接的な関係を有している。すでに上記で分析した、世界的な規模で化石燃料の利用を放棄することに向けたこの枠組の発展ベクトルのことを考えれば、当然である。この協定は形式的には、気候に関する協定であるが、実際には主として経済や大規模なエネルギー産業に関する協定であって、協定はエネルギー産業の未来に疑問を投げかけている。この協定が発信するシグナルについて、多くの人々はそれが伝統的なエネルギーに対する有罪判決であり、再生可能エネルギーへの移行に向けた明快な指令であると解釈している。世界に向けてエネルギー需要を満たす新しい歪んだスキームが提示されている。その根底には常識や財源の節約といった発想はなく、過剰なコストばかりが目立つ。その一方で、このスキームの妥当性は十分には証明されていない。

こうした考え方が気候アジェンダにおけるドクトリンの重要性を物語っている。このことが、分析的な意味で、ドクトリンをこの分野におけるロシア最強のドキュメントたらしめている所以である。それはまさにこの分野で生じているロシアの燃料エネルギー部門にとっての脅威とは何かを解明したドキュメントなのである。ドクトリンを読めば、それがパリ協定のような地政学的な構造の中でロシアに分け与えられた場所がどのようなものであるか、的確に評価していると確信できる。実際に、直接、間接を問わず、気候アジェンダやパリ協定に言及しているドクトリンの条項の多さには目を見張るものがある。

特に、気候アジェンダに直接関係するのが、第 11 条で言及しているエネルギー安全に対する下記のような対外経済上、外交上の脅威である。

- a) ロシアにとって伝統的なエネルギー市場の縮小および新規エネルギー市場への参入の難しさ
- b) ロシアの燃料エネルギー部門とロシア経済全体に損害を与える目的で、諸外国が契約・法律メカニズム、国際法メカニズムおよび金融メカニズムを駆使すること。

上記の項は温室効果ガス削減の優先性が肥大化するに伴って、ロシア連邦にとっての伝統的な国外エネルギー市場（特にヨーロッパ市場）が縮小する見通しを意味するだけではない。この項では、気候アジェンダの脅威の対象をロシア連邦の燃料エネルギー部門からロシア経済全体へと拡大している。そのことは、ロシア経済の中でエネルギーを大量に消費する第一次産業が大勢を占めていることを考慮するならば、まったく正しいと言わざるを得ない。

これと関連して、特に注目には値するのは下記のドクトリン第 11 条のその次の項で、エネルギー安全の対外経済上、外交上の脅威について言及している箇所である。

- c) エネルギーの世界市場において、気候・環境政策を実施していることやエネルギー資源の輸入源の多様化を口実にすることなどにより、エネルギー産業分野の国際法令規制を変更することによってロシアの燃料エネルギー部門組織を差別すること

この項目の重要性いくら強調しても足りないが、それは個々の国々や全世界レベルでエネルギーバランスから化石燃料を排除し、伝統的な燃料エネルギー部門分野への融資から撤退させる目的で金融機関への圧力を強化し、エネルギーを大量に消費するロシア製品の輸出に損害を与える炭素税や「炭素」貿易障壁を導入するなどの多くの取り組みに対して当然の懸念を反映したものである。

ドクトリンでは脅威を列挙する以外に、脅威が実現した場合の影響に関する記述（ドクトリン第 21 条）も見られる。それらのうち、気候アジェンダに直接、関係するのは以下の通りである。

- ・燃料エネルギー部門組織を含めた組織、およびロシア経済諸分野の正常な機能の破壊
- ・代替燃料・エネルギー供給手段の手配およびエネルギー資源備蓄のための消費者負担の増加

- ・燃料エネルギー部門の製品およびエネルギー産業分野におけるサービスの価格（料金）の上昇
- ・燃料エネルギー部門組織の財務安定性の低下および活動停止
- ・燃料エネルギー部門分野への投資額の減少
- ・燃料エネルギー部門組織からのロシア連邦予算システムへの税金、関税、その他の納付金の減少
- ・エネルギー安全への脅威が実現した場合の影響に対処するための追加予算の必要性

こうした悪影響をもたらすのは、パリ協定の枠組の好ましからざる方向への進展や、パリ協定のロシアへの直接的な適用だけではない。それらに劣らぬ（ときにはもっと深刻な）リスクとなるのは、拙劣な国内気候政策が燃料エネルギー部門組織の財務安定性に対する危機を、住民にとっては将来的な料金値上げを、もたらすという脅威である。そのような施策としては、たとえば、2016年にロシア連邦政府内でそのためのロビー活動が行われた、東シベリアを脱炭素ゾーンに転換しようという取り組みが挙げられる。それは、結局、ロシア・エネルギー省が堅固な姿勢を貫いたおかげで否決されて決着した。ロシア専門筋の見解では、まさにそうした取り組みがあったからこそ、ドクトリン第17条が書かれたのである。第17条では、国内のエネルギー安全上の試練および脅威に伴う、エネルギー安全分野でのリスクについて記述されている。こうしたリスクとして以下が挙げられている。

- ・税金、関税、その他の納付金の高騰の結果としての燃料エネルギー部門組織の過剰な財政負担
- ・燃料エネルギー部門で事業を行う場合における環境安全保障に関する過剰な要求、こうした要求を履行する場合の燃料エネルギー部門組織の費用の増加

ドクトリンではこのようなリスクの特定にとどまらず、エネルギー安全保障分野での国家管理の改善を扱う条項で、具体的な課題を設定しつつ、リスクを回避（ヘッジ）する方法を提起している。第25条にはそのような方法として以下が挙げられている。

- ・エネルギー産業インフラおよび施設の安全で、信頼性の高い、持続可能な機能を保障する法的基盤の改善
- ・燃料エネルギー部門組織に対する財政負担の最適化および投資の誘致を可能にするための、エネルギー産業分野における税務および法規制面での透明性の確保

エネルギー安全保障への外部からの試練および脅威によるリスクをドクトリン（第14条）がどのように理解しているかもなかなか興味深い。そうした脅威としては以下が列挙されている。

- ・新しい技術の開発および炭化水素原料の埋蔵量の商業的利用といった、世界のエネルギー産業の動向に対するロシアの燃料エネルギー部門組織の鈍い反応
- ・ロシアの燃料エネルギー部門組織に対する諸外国およびその連合組織からの差別を予期し、対抗するメカニズムの効果が不十分であること。

交渉プロセスの経験、および気候アジェンダの枠内で形成されつつある傾向から判断して、上記2つのリスクがすでに現実のものとなっていることは明らかである。特に、世界の気候アジェンダの動向に対するロシアの燃料エネルギー部門組織の鈍い反応といった問題はすでにロシアの燃料エネルギー部門に少なからぬ問題を惹き起こしている。

このような問題を解決する方向性がドクトリン第24条に示されている。この条文で挙げられているエネルギー安全保障に係る活動の主要な方向性にはたとえば以下のようなものがある。

- ・ロシアの燃料エネルギー部門およびエネルギー部門機材製造企業の利益の国際法上の保護、その製

品、技術およびサービスの輸出に対する支援

こうした方向性を発展させたものとして、ロシアの燃料エネルギー部門組織の利益の国際法上の保護およびその製品の輸出に対する支援に係る課題について、個別の条文（第 28 条）を設けている。こうした課題にはたとえば以下のようなものがある

- ・製品、技術およびサービスの輸出を行い、国際プロジェクトの実施に参加するロシアの燃料エネルギー部門組織に対する、国際エネルギー市場での差別への対抗措置
- ・世界エネルギー市場の持続可能な機能を保障することを目的に、外交ツールならびに主要な分野別国際組織および世界エネルギー市場の参加者と連携するメカニズムの改善。

ロシア連邦エネルギー安全ドクトリンはロシア連邦国家安全保障分野の戦略計画文書であり、ロシア専門筋の見解では、世界気候アジェンダおよびパリ協定の枠組において、すでに発生し、存在しているロシアの燃料エネルギー部門および国全体にとってのリスク、試練および脅威の全般的な特徴についてきわめて明快な概要を提示している。これらの問題の性質から明確に浮かび上がってくるのは、世界気候アジェンダの構築においても、近い将来および中期的な将来におけるその抜本的な改編の可能性においても、ロシアのリーダーシップの兆候が一切見られないことである。これはパリ協定の地政学的な構造におけるロシアの立場を示すものである。すなわちここでは、ロシアは自らを差し置いて設定された優先事項および規則の枠内での非友好的な作用の潜在的な対象とされているのである。ドクトリンで明文化されたリスク回避（ヘッジング）の方針は、それが執行権力機関によって適切に受け入れられた場合には、当該分野におけるロシアの利益を保護するための有力で、現実的、かつ生産性のある政策になりうる。

2.5 ロシアの低炭素発展戦略

2020 年 3 月末、ロシア連邦経済発展省は 2050 年までのロシア連邦の温室効果ガス低排出型長期発展戦略草案を策定し、各省庁および実業界に同意を求めて送付した。

戦略草案の主要な特徴について言えば、草案は排出量削減の国家目標をある程度強化し、排出削減に向けて企業の経済的刺激策を始動させることを提案している。基本的なシナリオは GDP 中の炭素強度を 2030 年までに 9%、2050 年までに 48%（2017 年比）低減し、温室効果ガス排出量を 2030 年までに 3 分の 1（1990 年比）に削減することを提起している。戦略の強化シナリオによって 21 世紀半ばまでに経済の炭素中立が可能になる。

戦略草案では 4 つの発展シナリオ（基本的シナリオ、強化シナリオ、慣性的シナリオ、国家支援のないシナリオ）が検討されている。

基本的シナリオは、「エネルギー効率の大幅な向上（中略）、森林の再生バランスの十全な確保、森林保護面積の拡大、皆伐の大幅削減」などを想定している。シナリオでは住宅部門、鉱工業、燃料エネルギー部門、運輸分野での措置、国家炭素規制制度の導入、エネルギーバランスにおける再生可能エネルギーや原子力発電所の割合の増加が想定されている。最後の措置は経済を成長させながら温室効果ガスを削減することを可能にする。

このようにして、2017 年から 2030 年まではこれらの対策を考慮しても温室効果ガスの排出量は 15 億 7,800 万 t から 20 億 7,700 万 t（CO₂ 換算）まで若干増えるが、2030 年以降は減少に転じ、2050 年までに 19 億 9,300 万 t まで減少すると予想されている。GDP 中の炭素強度は徐々に減少し、2030 年までに 9%、2050 年までに 48%（2017 年比）低減する。

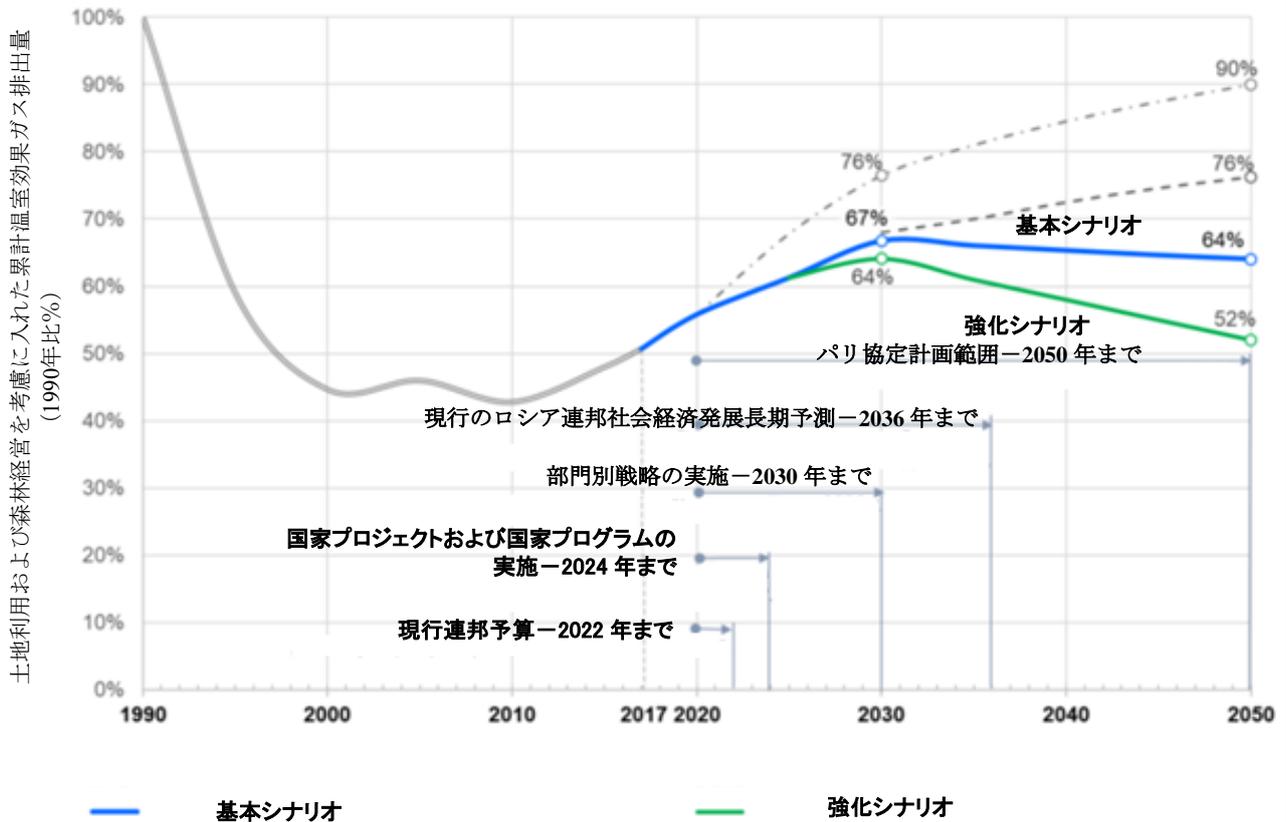
これに替わる「強化」シナリオでは特に再生可能エネルギーの割合の増加、森林保護と並んで、CO₂の捕捉、貯蔵および処理技術の発展が想定されている。このシナリオでは21世紀半ばから21世紀末までに炭素中立の達成が想定されている。シナリオの記述内容を表1に記載する。

表1 ロシアの低炭素型発展戦略プロジェクトのシナリオ概要

シナリオ		概要
1	基本的シナリオ	2030年までに達成されるエネルギー効率の成長率は、すべての経済部門での大規模な省エネ・省資源技術導入、抜本的なエネルギーロス削減に係る新しい対策の採用によって実現される。森林の皆伐が大幅に削減され、森林保護はレベル2の宇宙モニタリング区域に拡大される。
2	強化シナリオ	基本的シナリオに加えて、生産される商品、エネルギー、役務およびサービスの炭素強度低減対策が採用される。温室効果ガス国家規制が導入され、再生可能エネルギーによる発電量が増加し、運輸、諸部門の製造プロセスでの大規模な電化、デジタル化が行われ、炭酸ガスの捕捉、貯蔵および処理技術が導入される。森林の皆伐が禁止され、森林保護はレベル1、2の宇宙モニタリング区域に拡大される。
3	惰性シナリオ	エネルギー効率および技術ベース更新の速度は国家プロジェクト実施時に、利用可能な最良の技術(Best Available Technique - BAT)の導入およびエネルギー産業の近代化によって達成されたレベルを維持する。
4	国家支援策なしのシナリオ	経済および技術ベースのエネルギー強度が現状のレベルで維持される。利用可能な最善の技術の導入およびエネルギー産業の近代化の放棄や、大規模な森林利用がリスク要因となる。

全体として、ロシアにおける温室効果ガス排出量は低炭素型発展戦略プロジェクトの各シナリオに応じて以下のような推移を辿る（図3参照）

図3 低炭素型発展戦略プロジェクトのシナリオ：ロシアにおける温室効果ガス排出見通し



この文書では2030年におけるロシア連邦での新たな温室効果ガス排出削減目標も提示されている(近い将来、ロシアがその目標を立法化し、パリ協定締約国として国連に提案するかもしれない) – 2030年までに1990年比でマイナス33%。

この数字は森林による吸収を考慮したものである。ロシア連邦がパリ協定承認に向けて2015年に提示した、前回の2030年での目標値が1990年比でマイナス25%であり、現在ではロシア連邦は1990年比でマイナス50%のレベル(同じく森林によるCO₂吸収を含む)にあることを指摘しておく。

2.6 2022年までのロシアによる気候変動適応に係る国家計画

2022年までの期間におけるロシア連邦の気候変動適応国家計画はロシア連邦経済発展省によって策定され、2019年12月25日付ロシア連邦政府令第3183-r「2022年までの期間における気候変動適応第1段階施策国家計画の承認について」によって承認された。

この承認済の国家計画は、経済および国民が気候変動に適応する施策の第1段階であり、気候変動適応への国家的アプローチの構築に向けた制度的、組織的、方法論的施策を含む。計画によって、気候変動の影響に対するロシア国民、経済および自然施設の脆弱性を緩和し、気候変動による好ましい可能性を利用するために連邦、地域執行権力機関が実施する経済的・社会的性質の施策が定められている。

計画の前文では、ロシアにとって予想される気候変動の主な否定的な影響として、健康リスク、ある地域における旱魃の頻発、悪化および長期化のリスク、他の地域での過剰な降水量および水害のリスク、森林火災の危険性の悪化、永久凍土の劣化、生態系バランスの破壊、ある生物種による他の生物種の排斥、感染症の流行、暖かい季節におけるエアコン使用による電力使用料の増加、などが列挙されている。

その一方で、ロシア連邦にとって、予想される気候変動の肯定的な影響として、暖房使用期におけるエネルギー消費量の減少、氷の状況の改善（それに伴う北極海における貨物輸送条件の改善）、大陸棚へのアクセス、農作物栽培地帯の土壌構成の改善および拡大、畜産業の効率向上、北方林の生産性の向上などが指摘される。

計画そのものは4つの部分から構成される。

- ・ロシア経済への気候変動リスク
- ・3年間の連邦施策リスト
- ・省庁別の経済分野別適応計画の立案対策
- ・地域計画立案の強化

ロシア経済の気候変動への適応の第1段階では、2022年までに一連の組織的・法規上の施策の実施を目指しており、3つの主要要素で構成される。

- 1) 組織上、法規的、方法論的、情報・科学的支援を含む連邦レベルの要素
- 2) 気候に左右される経済分野（燃料エネルギー部門、農業、運輸、建設、住宅公共事業、自然利用分野）における省庁別適応計画の承認を想定した分野別要素
- 3) 地域的要素。その枠内ではロシア連邦構成主体の戦略計画文書が確認され、地域適応計画が承認される。

直近の3年間における第1段階では、経済発展省は、分野別計画および地域別計画の立案に関する提言を含め、方法論的基盤の構築に注力していく方針である。経済発展省は施策や資金需要の概要を把握し、地域でどのような施策が計画されているか、そのうちのどのような施策にすでに資金が手当てされているかといった全体像を把握することを計画している。

計画では、2020年末までにロシア連邦の標準的な「気候安全パスポート」を作成することを予定している。パスポートでは現在の気候トレンドと未来の気候トレンドを分析する。

それをベースにして各地域が独自の「パスポート」を作成することが考えられている。連邦構成主体に対しては、気候変動適応対策に取り組み、2020年までに独自の地域計画を承認するよう勧告されている。連邦構成主体は毎年、ロシア経済発展省に対して施策の実施状況に関する報告書を提出しなければならない。ロシア天然資源環境省、ロシア連邦水文気象環境監視局（ロスギドロメト）、その他の省庁がすでに2020年末までに「ロシア連邦構成主体領土の気候安全標準パスポート」を作成することが計画されている。

計画のもう1つの項目として、2021年までに気候適応目標指標を策定することが挙げられる。同年、経済発展省は気候保険などの気候適応のための経済的・財政的ツールに関する報告書を作成し、ロシア連邦政府に提出しなければならない。2022年末までに経済発展省は実施された施策の効果を分析し、資金調達を含めた具体的なプロジェクト、地域別および分野別計画のデータを採り入れた第2段階の施策の策定を開始する。

国家計画実施の枠内での2020年の経済発展省の優先課題は以下の通りである。

- ・自然利用・環境保護問題政府委員会に附属する個別の気候変動適応問題作業グループの結成に関する提案、ならびに気候変動適応分野における連邦執行権力機関および連邦構成主体機関の権限を確定する法規文書の立案

- ・連邦、分野別、地域別の適応目標を達成するための目標数値指標体系の決定、ならびに気候リスク評価、および分野別、地域別、企業別気候変動適応計画立案に関する方法論的勧告の承認。

実施される施策の効果および十全性の評価を含めた国家計画実施の総括が 2025 年までの期間における気候変動適応第 2 段階の準備に向けた基礎になるとされる。計画立案者の意図から判断すると、適応第 2 段階の内容を構成するのは、様々な経済分野、林業、農業、自然保護、保健などにおける具体的な施策である。

計画には、連邦レベルでの適切な組織的・法的体制の構築、2021 年末までの分野別計画の策定、それとともに作業への情報・科学支援に係る幅広い行動も盛り込まれている。特に、重要とされるのは、脆弱性の分析や適応シナリオ各種を含む「ロシア連邦領内における気候変動およびその影響に関する第 3 次評価報告書」の 2022 年末までの作成が計画に含まれていることである。この報告書は 2023～2025 年およびそれ以降における第 2 段階の主要作業の科学的な基礎となるべきものである。総じていえば、パリ協定採択直後にこの計画が承認されたことは、国内で気候問題や本格的で長期にわたる施策の必要性への理解が進んでいることを示している。

3. ロシアのエネルギー産業にとってのパリ協定とそのリスク

ロシア経済は燃料原料の埋蔵量レベルおよびエネルギー資源再生量において世界のエネルギー空間のリーダーの一角を占める。2019 年の実績で世界の石油および天然ガス生産量に占めるロシア連邦のシェアはそれぞれ 12.7%、17.0%であった。

ロシア国民経済においてエネルギー部門は連邦国家予算形成の主要要素の 1 つである。ロシアの連邦予算執行に関する 2019 年のデータによれば、総歳入内訳に占める、石油ガス部門の割合は 39.25%で、絶対額としては 7 兆 9,243 億ルーブルであった。また、エネルギー商品の輸出はロシアの対外経済政策の基盤を成している。2019 年の実績で、ロシアの輸出構成に占める燃料エネルギー商品の割合は 62.1%であった。

「2035 年までの期間におけるロシア連邦のエネルギー戦略」に基づき、国際舞台におけるロシアの燃料エネルギー部門発展の主要課題のひとつとして、ロシアの燃料エネルギー資源の輸出構成に占めるアジア太平洋地域の割合を拡大することを挙げることができる。2024 年までにロシアのエネルギー輸出に占める同市場の割合は 40%になり、2035 年には 50%に達する見込みである。

中国経済の成長率を考慮するなら、エネルギー産業における中国との貿易・経済協力を発展させることが上記の計画値を達成する根拠となる。現時点で、中国領内での炭化水素燃料の確認埋蔵量は国内におけるエネルギー資源に対して形成される需要を十全に満たすことはできない。2019 年の実績では、中国は天然ガス需要の 43.1%、原油需要の 72.5%を輸入によって賄っている。2011～2014 年において、ロシアの輸出総量に占める燃料エネルギー商品の割合は 70%を超えていた。ロシアのエネルギー部門に対して制裁が科された後、エネルギー資源の割合は 2015 年に 7%、2019 年にさらに 5%減少した。しかし、2017 年になると、この数字は増加傾向に戻り、2019 年末には 62%になった。

この点を考慮すると、パリ協定のすべてのリスクはロシアの燃料エネルギー部門にとっては切実であり、ロシア経済全体にとっても相当深刻で、それが国の予算にも波及する。そうしたリスクのうち特筆すべきものを以下に挙げる。

- ・国内および国際レベルで炭素税が導入されるリスク
- ・パリ協定がもたらす石油、石炭、ガス分野でのアップストリーム案件からの資金流出傾向

- ・ 2030年以降の期間にロシアがパリ協定による過剰な義務（約束）を引き受けるリスク
- ・ ロシアの燃料資源の主要消費国がパリ協定の義務（約束）を厳格化するリスク

3.1 炭素税

パリ協定の条文には炭素税は見当たらない。気候に関する国連パリ枠組条約締約国会議決定第137項に「炭素価格の設定（カーボンプライシング）、（本質的には税金）..を含む排出削減活動促進の役割」との言及があるだけである。しかも、この項は第V章（「非締約国利害関係者」）に入っており、協定締約国の義務とは何の関係もない。

パリ枠組条約締約国会議終了後、数年にわたってロビイストがパリ協定の正式なモダリティとして、ということは、拘束力のある世界の規準として、この税金を導入すべく、行動を展開している。具体的には協定の条文から、ロビイストが税金導入のために選んだのは第6.8項（協定の非市場メカニズム）であった。この項は現在、交渉の過程で具体化されつつある。

結局、この問題の条文は一切変更されることなく、カトヴィツェでの枠組条約締約国会議で合意された、今後検討すべきドラフトである「パリ協定第6条第8項で言及された非市場アプローチの枠組での作業プログラム」に加えられた。ただし、この条文の文書中のステータスはきわめて高く、冒頭の「原則」の章ですぐに言及され、下記のように記述されている。

非市場アプローチ：

i) 市場アプローチに依存せず、単位を移転しない支払いの形式で、影響緩和策のための国内施策インセンティブを保障できる」。

すでにパリ協定を採択しようとする段階で、炭素税を協定のモダリティに加えるのではないかとこの深刻なリスクについて予測されたことがある。現在の状況はまさにその予測を裏付けるものとなった。こうした税金そのものは通常、発展途上国で気候プロジェクト実現のための支援ツールとして提起されるが、多くの専門家によって、炭素強度が高い製品を産出する国にとっては過剰な財政負担となり、採算の取れない代替エネルギープロジェクトに不当に下駄を履かせ、伝統的なエネルギー産業を差別するツールであると正しく評価されている。炭素税を導入し、後に撤回した国々（オーストラリア、ニュージーランド）の例は、このツールが温室効果ガス排出削減にはさほど効かないが、特別な緩和策を導入したくらいでは解消しきれないほど、多くの問題を生むことを確信させる。2014年に米国議会の炭素税問題に関する特別公聴会で炭素税導入の影響の詳細な分析が公表されたが、それによれば、この税金はたとえわずかの税率であっても、国民にとっても、国民経済全体にとっても一連の否定的な問題をもたらすことが明らかとなっている。そうした問題には以下がある。

- ・ 化石燃料コストの上昇
- ・ 商品製造、サービスコストの上昇
- ・ 価格の高騰、国民の実質収入の減少
- ・ 固定資産の再生コストの上昇
- ・ 投資収益の低下
- ・ 投資の削減
- ・ 実体経済部門での生産削減

世界的なレベルについて言えば、1 t (CO₂換算) 当たり 20 ドルというまったく穏当な税率でも、世界全体で徴収される金額は年間 800 億ドルに達し、徴収者（その役割はどう見ても、世界銀行が狙っている）の利益は、国連のプロジェクトオペレータの基準では 80 億から 100 億ドル（つまり、株主資本利益率は年間 48~58%）になる。そして、このレベルは国際的な開発機関にとっては、決して標準的とは言えないが、上限には程遠い。たとえば、著名な経済学者で、2001 年のノーベル賞受賞者（世界銀行チーフエコノミストを兼任していた）のジョセフ・スティグリッツは炭素税の税率を 1 t (CO₂換算) 当たり 50~100 ドルとするよう提案している。2018 年のカトヴィツェでの枠組条約締約国会議で、国連気候変動に関する政府間パネル (IPCC) がさらに高い炭素税の税率を提案した。IPCC の評価によれば、地球温暖化を 1.5°C 以下に抑えるには、各国政府は 2030 年までに炭酸ガス排出量 1 t 当たり 135~5,500 ドルという実効炭素価格を導入しなければならない。つまり、現在の世界全体の排出量には年間 5 兆 4,000 億~220 兆ドルの税金が課されることになる。

炭素税推進のアイデアは COVID-19 のパンデミックでさえも葬り去ることはできなかった。最近、このテーマに一石を投じたのは 8 月初めに広く喧伝された「コロナウィルスは恐ろしい。しかし、気候変動はもっとひどいかもかもしれない」と題したビル・ゲイツの声明だった。ゲイツは気候変動が数十年後にもたらす被害は、現在のコロナウィルス感染症による被害に劣らないだろうと予言し、問題解決の普遍的な手段として 1 t (CO₂換算) 当たり 100 ドルの炭素税を提起している。ゲイツが提案した税率でロシアに突き付けられるかもしれない現時点の請求書は、ロシア全体の排出量から割り出すと、年間 2,100 億ドルになる。一方、IPCC の税率では 2,830 億ドルから 11 兆ドルになるが、これはロシアの経済規模に見合わない過重な負担であると評価できる。

ロシアの石油ガス会社が、ゲイツが提案する税率、およびそれよりも低い、一例として、ロシア天然資源環境省が提案する税率 (1 t (CO₂換算) 当たり 15 ドル) による炭素税の導入によって被るであろう直接的な損失を表 2 に記載する。たとえば 1 t 当たりの税率 100 ドルの場合におけるガスプロムの損失は、同社の主要な市場であるヨーロッパへのガス輸出で得られる純収入総額を上回る。

表2 異なる炭素税率ごとに予想されるロシアの主要石油ガス会社の財政的損失額

企業名	1t(CO ₂)当たり \$15 の場合の負担	1t(CO ₂)当たり \$100 の場合の負担
ロスネフチ	13 億ドル(年間)	86 億ドル(年間)
ガスプロム	15 億ドル(年間)	100 億ドル(年間)
スルグトネフチェガス	3億 6,500 万ドル(年間)	24 億ドル(年間)
ガスプロムネフチ	3億 6,000 万ドル(年間)	24 億ドル(年間)
タネフチ	1億 8,000 万ドル(年間)	12 億ドル(年間)
ノヴァテク	1億 5,700 万ドル(年間)	11 億ドル(年間)
ルスネフチ	6,300 万ドル(年間)	4億 2,000 万ドル(年間)
イルクーツク石油会社	6,000 万ドル(年間)	4億ドル(年間)

出所: 当会調査

そのほか、この税金が導入された場合の間接的な損失も考慮する必要がある。それは再生可能エネルギーに与えられる追加的な優先性という形で現れ、それによって炭素燃料の需要（ひいては価格の）低下を引き起こすことになる。このような事態の進展はロシアの燃料エネルギー会社にとっては深刻極まりないリスクであり、このような税金導入の取り組みがロシアのエネルギービジネスにとってきわめて危険であると評価されるのは想像に難くない。

3.2 パリ協定がもたらす石油、石炭、ガス分野でのアップストリームプロジェクトからの資金流出傾向

減多に引用されることはないが、パリ協定の目的の1つは「低排出型で、気候変動に抵抗する発展へと向かう方向に資金の流れを合わせること」（第2条第1c項）である。このような記述は事実上、世界の金融システムを気候上の優先順位に基づいて全面的に再編することを意味する。気候上の優先順位については、多くの人々はそれを伝統的な燃料および発電の形態を全面的に拒否することと解釈している。

2015年末、パリ枠組条約締約国会議の終了直後に、多くの専門家は会議の結果をビジネス業界に対する、まずは石炭エネルギー産業を拒否せよとの合図と解釈した。多くの金融機関がこの合図を聞き入れた。とりわけ、ノルウェーやスウェーデンの年金基金、ロックフェラー財団が石炭プロジェクトから資金を引き上げることを表明した。もちろん、こうした行動の動機は様々であろう。近年、EU諸国ではガスが石炭に取って代わろうとしている現状があり、ノルウェーがヨーロッパのガス消費市場における自らのシェアを維持しようとする動きをここに見出すことは別に難しくはない。しかし、2016年のボンでの枠組条約締約国会議では、石炭産業のみならず、ガスエネルギー産業に対してもさらに厳しいスタンスが採られていることが明らかになった。

国際エネルギー機関（IEA）は、地球の温度を安定させるために、世界のエネルギー産業における温室効果ガス排出を10分の1に削減しなければならないが、鉱工業界や運輸業界は全部で10～15%だけ「縮小」すれば十分であるとの試算を公表した。現在、上記部門各々が総排出量に占める割合がほぼ同等であるにもかかわらず、である。しかも、石炭火力発電所の閉鎖などの措置を講じることが、地球規模の排出量削減に向けて将来的に貢献するとの予測が公然と語られている。IEAはこの貢献度を自らが必要だと考えている総削減量の9%のレベルと評価している。

ガス業界に直接向けられたアクションとして象徴的だったのは、ボンでの枠組条約締約国会議（2017年11月）の一環として行われた、「燃料ガスクリーンエネルギーの未来への道、または危険な気候変動への道？」と題された催しであった。この催しでは、マンチェスター大学の英国人学者ケヴィン・アンダーソンとジョン・ブロデリックが発表を行った。彼らの見解では、ヨーロッパが炭化水素燃料を使える時間はあと9年間しかなく、それ以上使い続ければ、地球の破滅は避けられないというのである。消費削減のシナリオを選んだとしても、2035年にはヨーロッパはエネルギー由来の排出量を95%削減しなければならない。

ガスプロジェクトに融資する銀行に対して敵対的な姿勢を見せているのは「フレンズ・オブ・アース」（FoE）、グリーンピース、「シエラクラブ」などの非政府系組織（NGO）である。特に、「シエラクラブ」は「化石燃料財務報告書」（Fossil Fuel Finance Report Card）を作成し、石炭および石炭発電、油砂（オイルサンド）、北極海大陸棚での石油採掘（エクストリームオイル）などの、いわゆる「エクストリーム燃料品目」に融資を行う世界的な金融機関の活動を追跡調査している。最近では、液化天然ガス（LNG）もリストに加わったが、これはガス業界関係者にとっては悪いニュースとなった。

化石燃料関連プロジェクトの融資条件が悪化したのである。欧州復興開発銀行が2019年に行った調

査で指摘されているように、2015年以降の実績では、平均的な確認埋蔵量の化石燃料を扱う会社にとって与信費用が16ベースポイント高くなっていることが分かった。それは平均的な融資の総借入費用が150万米ドル高くなることを意味する。

この活動の大筋の方向性は「燃料は地中にとどめるべき」というスローガンに表れている。しかも、どの燃料が、どの国の地中にあるべきかを巡って熱い論争が戦わされている。特に、雑誌「ネイチャー」(2015年1月号)に掲載されたクリストファー・マクグレイドとポール・イーキンスの論文でのこのテーマの論考は関心を呼んだ。その論考では、数理モデルをベースにして、地中に燃料を残す課題が燃料の種類別、地域別に詳しく述べられている。注目すべきは、開発せずに埋蔵量を残すべく、その負担を国家間で分担することをこの著者らが主張していることである。たとえば、米国のガスについては4%程度を地中に残すことと提案しているのに対し、旧ソ連邦については50%という、かけ離れた数字が提案されている。中東諸国については61%、中国およびインドには63%とされている。ロシアに対して比較的甘い数字が提示されていると考えた人は、個別に立てられている「北極域」の項を見るといい。そこでは埋蔵量100%をそっくりそのまま地中に残すよう提案がなされている。そしてこのことを、ロシアのガス採掘計画が北極圏を地理的に何よりも重視している事実とともに考えれば、ロシアがどういう警戒感を抱くか良く分かるだろう。

3.3 2030年以降の期間にロシアがパリ協定による過剰な義務(約束)を引き受けるリスク

これらのリスクは、いわゆる Global Stocktake という、強制的に負わされる約束を引き受けることに関係するもので、地球の気温を産業革命以前よりも2℃高いレベルで安定化させるというパリ協定の目的に適合させることを想定したものである。Global Stocktake の手順は、NDC(自国が決定する貢献)を、より大きな約束の原則(恒常的な「野心向上」の原則)に基づき、5年毎に見直すことを想定している。パリ枠組条約締約国会議で公表された試算によれば、地球の気温を(産業革命以前よりも)2℃高いレベルで安定させるためには、世界の排出量を最低でも3分の2(2030年までのNDCで宣言された総排出量を600億tから400億t(CO₂換算)まで)に削減しなければならない。この課題がロシアに比例配分されると、ロシア経済が破綻しかねない46~50%の削減となり、それに応じれば、企業や火力発電所が閉鎖され、予想もつかない社会経済的な影響が出るだろう。

カトヴィツェでの枠組条約締約国会議で浮き彫りになった傾向は、一連の国々と環境NGOの世界目標の転換、つまり、2℃のリミットを放棄し、1.5℃のリミットに移行する(すなわち、現在の温度に比べて上昇リミットに0.4℃の差がある)ことを目指す闘いと言える。歴史的経験から言えば、この目標は2℃よりもさらに物議をかもしそうである。しかし、これは世界的な目標としてきわめて強力で推進されている。世界における温室効果ガス排出削減について具体的な数字を示す根拠ある試算はまだ行われていない。広く世論に公開された唯一の試算が2018年に公表された、上記の国連気候変動に関する政府間パネル(IPCC)の特別報告だった。この報告では、温暖化を1.5℃のレベルに制限することは物理学の法則上、技術的に可能ではあるが、それには二酸化炭素の世界的排出量を2030年までに2010年比で45%削減し、2050年までに0にしなければならない。

まさにこの数字をマドリードでの枠組条約締約国会議でしつこく言い立てたのがアントニオ・グテーレスであった。グテーレスは2030年までに世界の温室効果ガス排出量を45%削減すべきだと主張する。

ロシアにとっては、2030年までに排出量を2010年比で45%削減することになる1.5℃というゴールは、排出量を1990年比で23~25%のレベルまで削減することを意味する。この場合、問題は損失評価のみにとどまらない。こうしたシナリオは、ロシアの規模とその気候の特異性を考慮するなら、国の経

済発展と相容れないだけでなく、事実上、国の存立をも脅かしかねない。

上述の状況は、地球上のすべての国が「横並びで」排出を削減するという楽観的なシナリオに基づくものである。実際には、このシナリオが実現することはない。なぜなら、パリ協定では発展途上国（中国を含む）には絶対的な排出削減の義務（約束）がないからである。まさにこれらの国々が世界の排出量の3分の2を占めていることを考えるなら、2℃のリミットという課題遂行のために排出削減を要求することは、たとえ削減量が200億tであったとしても、先進国にとっては、温室効果ガス排出の全面停止を意味する。相応の排出削減要求を課すことになる1.5℃のリミットについてはなおさらである。ロシアの燃料エネルギー分野にとってこれがどれほどのリスクかは明らかであろう。

3.4 ロシアの燃料資源の主要消費国がパリ協定の約束を厳格化するリスク

このリスクは、前段で記述されたリスクとその由来を同じくする。手続き上で言えば、これらのリスクは上述の Global Stocktake から生じるものである。したがって、ロシアのエネルギー資源の潜在的な消費国のいずれかがパリ協定のより野心的な約束を引き受けた場合には、不可避免的にその国の化石燃料の使用が減少する。それによって、ロシアのエネルギー資源供給者にとっては納入量削減のリスクが生じることになる。

ロシアの燃料企業にとっての現実的なリスクは、パリ協定の枠内で絶対的な国別排出削減体制が適用されている国々（米国のパリ協定脱退に伴い、ロシアの会社のパートナーとなっているのは、まず EU 諸国と日本である）においてのみ生じる。公式に発展途上国とみなされている国々（たとえば、中国、インド、韓国）は Global Stocktake の手順による絶対的な国別排出削減の何らかの義務（約束）を負うリスクには直面していない。これと全く同じことが、トルコのようなロシアの重要なエネルギーパートナーについても言える。トルコは公式に先進国と認められ、気候変動枠組条約附属書1国であるのみならず、経済協力開発機構（OECD）の加盟国でもある。それにもかかわらず、パリ協定の約束を引き受ける過程で自主性の原則を適用し、BAU（成り行き）比21%減を自らに課したのである。

したがって、発展途上国とみなされる（あるいはそれと同等の約束しか引き受けていない）国々に関しては、ロシアの燃料企業がパリ協定による義務（約束）体制の厳格化に伴う深刻なリスクを負うことはないだろう。事態がより深刻なのは先進国、特に EU 諸国である。ウルズラ・フォン・デア・ライエン欧州委員会委員長が発表した EU 指導部の最新のメッセージはセンセーションを巻き起こした。フォン・デア・ライエン氏は欧州連合に対して新しい目標—2030年までに温室効果ガス排出を1990年比40%ではなく、55%削減する新しい目標—を突き付けたのである。これによって、「ヨーロッパ・グリーン・ディール」の目標の枠内で、欧州連合加盟国にはパリ協定による EU の約束よりも高い、新しいゴールが設定されたのである。

コロナウィルス感染症（COVID-19）の流行がまだ終息しない状況で EU が発表した、コストのかかる「温暖化との闘い」への熱狂ぶりは、EU 加盟国すべてに好意的に受け止められたわけではなかった。特に、ポーランド、チェコ、ルーマニアは疫病後の経済再建のために、せめて1年間、延期することを主張した。しかし、結局のところ、決定は採択された。それについては様々にコメントすることは可能だろう。しかし、はっきりしていることは、EU 諸国で炭化水素の消費が減ることは避けられないということである。このことはロシアのエネルギー輸出業者にとっては多大なリスクとなる。

4. ロシアの気候政策に関する国内論議の特徴

気候政策に関するロシアの国内論議には数十年の歴史がある。それが始まったのは 1960 年代で、当時、気候学の分野で世界のリーダーの一角を占めていたソ連は気候変動の問題に注目した。パリ協定に関する気候政策をめぐる議論は、全体としては3つの主要な方向で展開されてきたし、現在もそのように展開している。

- ・科学的な根拠に関する専門家コミュニティでの議論
- ・ロシアがパリ協定に参加する条件についての政治的な議論
- ・国内気候政策および炭素規制の構成要素ならびに施策に関する実業界での議論

パリ協定の科学的な根拠に関する専門家コミュニティでの議論は 2001 年から続いている京都議定書の科学的根拠に関する議論の継続である。当時、大統領の決定により、この案件はロシア科学アカデミーでの検討に委ねられた。ロシア科学アカデミーでは、この目的のために会長直轄の学術評議会・セミナーが設置された。評議会は頻繁に会議や討論の場を設け、そこで主だった学者や実務家の意見が聴取されたが、保守的な見解が中心であり、京都議定書には「科学的根拠はない」との結論に達した。こうした意見は政府当局にも伝えられたが、議定書は政治的な動機により批准へと向かうこととなった。ロシアの批准に関する声明ではそのことが率直に述べられている。「ロシア連邦は、議定書によってロシア連邦に課される義務がロシア連邦の経済的、社会的発展にとって深刻な影響を有することに留意する。これに伴い、批准に関する決定は、国際協力の発展に向けた議定書の意義を考慮し、また、ロシア連邦が参加するとの条件においてのみ議定書が発効することを考慮することを含め、あらゆる要因を慎重に分析した後に採択された。」と。そして、科学アカデミーにおける気候変動問題への保守的な態度は、パリ協定をめぐる対応が課題となった際にも変わることなく発揮されたのである。

4.1 ロシアがパリ協定に参加する条件についての政治的議論

この議論は、第1に、上述した、ロシアのパリ協定参加に伴う経済的・地政学的性質のリスクに関係するもので、ロシア上下院、ロシア連邦社会院を始めとする、様々な政治的な議論の場で展開された。この議論にはロシアの有力な専門家、様々なレベルの議員、連邦省庁の代表者、実業界や主要企業の幹部が参加した。最も注目を集めた主な議題は以下の通りである。

- ・炭素税
- ・パリ協定により石油・ガス・石炭企業が外国の資金限にアクセスしづらくなったこと
- ・2030年までの期間におけるパリ協定による Global Stocktake とロシアの約束（義務）の厳格化
- ・パリ協定の約束（義務）によってロシアの燃料資源の主要消費者の伝統的なエネルギー源への需要が低下すること

その他、議論の方向性を形成したのは、ロシアの森林による CO₂ 吸収量をいかに正確に算出できるのか、である。ロシアで開発された手法では、ロシアの森林の吸収力は同様の森林被覆率を有する近隣諸国よりも、相当に低く評価される結果となる。このような状況は満足すべきものとはいえない。国際応用システム分析研究所（2ASA、ルクセンブルク、オーストリア）、国立環境研究所（NIES、つくば、日本）、環境科学研究所（Centre d'Etudes-Orme des Merisiers、パリ、フランス）で開発された代替アプローチについて議論された。このアプローチによる評価では、ロシアの森林による CO₂ の吸収量はロシアの排出量に匹敵するとされる。

国際的に重要な一連の事件もこの議論に大きく影響した。とりわけ、ロシアにとって衝撃的であった下記の事件である。

ー トランプ米大統領（当時）による 2017 年 6 月に発表したパリ協定からの米国の脱退

ー ブラジル大統領に選出されたボルソナロ大統領が 2018 年 12 月に発表したパリ協定からのブラジルの脱退、およびパリ協定について再交渉するとの提案（ブラジルが、パリ協定において先進国と同様の約束を引き受けている唯一の発展途上国であることと関連する）

ー トルコが自らのステータスに応じて課された先進国の義務（約束）を拒否し、「成り行き」（BAU）シナリオに対応する）途上国のタイプの義務を選んだこと。

議論の参加者たちの間に立場のばらつきがあることは予想されたことであった。最も攻撃的な立場をとったのは国際環境 NGO（WWF、グリーンピース）のロシア支部など、リベラル派の代表者たちであった。リベラル派は、気候分野での取り組みが不十分であるとして常にロシア当局を非難する傾向が強い。より抑制的（保守的）な立場をとったのはロシア科学アカデミーなどの専門家コミュニティであった。彼らは決定の採択に当たってバランスのとれたアプローチに留意し、発生するリスクを十分に考慮するよう呼びかけた。議員団は総じて現在の事態の深刻さと関連したリスクに理解を示した。

実業界に関して言えば、その立場は各々の商業的な利害の境界線によって分断されている。パリ協定の迅速な批准を最も積極的に主張したのは、パリ協定に関連したリスクの影響が全くないか、パリ協定が作り出す状況で得をすることを期待した企業や連合団体であった。特に、そのような組織としては、アルミ大手のルサル、あるいは有限責任会社「ヘヴェル」など再生可能エネルギービジネスに関係する企業が挙げられる。

燃料部門や伝統的なエネルギー産業の企業は強い警戒心を示した。ビジネス団体について言えば、最も積極的に迅速な批准を求めたのは、パリ協定関連のリスクの影響を受けにくい中堅企業の連合体である実業ロシアで、彼らにとってはパリ協定に関係するリスクは非常に少ない、

ロシア産業家・企業家同盟、ロシア商工会議所などの組織はより保守的なアプローチを示した。最も深刻な懸念を表明したのはロシア石油ガス産業家同盟、エネルギー生産者協会などの産業分野別連合だった。これらの連合は政府首脳に対して拙速な対応を控え、協定のモダリティに関する交渉の決着を待つよう訴えた。何らかの決定を下す前に、枠組全体を評価するためである。これにはそれなりのロジックがあった。パリ協定のすべての手順とモダリティの合意に関する締約国会議の交渉が長引けば、ロシアには批准問題を 2020 年以前に審議しないことの正当な口実ができる。そのほかにも、2014 年以降に西側諸国からロシアに対して科された経済制裁のために自国の約束の履行が難しくなっていたことを考慮し、この約束の緩和を模索する可能性も残される。

しかし、ロシアはこのチャンスを活かすことも、パリ協定のモダリティに関する交渉の決着を待つこともなかった。国内議論が（下院を経る）通常の手続きによって迅速に批准できるとの希望を抱かせるものではなかったため、ロシア連邦政府は 2019 年 9 月 21 日付決定第 1228 号「パリ協定の受諾について」を発表、政府が先んじて方針を定める行動をとった。政治的には、批准しないことこそがリスクと映ったのであろう。

なお、パリ協定の枠内で発生するリスクを回避しようとする思惑は、上記決定に記載されている 2 つの重要な但し書きに表れている。

・ロシア連邦は、森林およびその他の生態系の吸収能力の維持および強化の重要性、ならびに、パリ協定のメカニズムを行使する場合も含めて、この能力を最大限に考慮する。

・ロシア連邦は枠組条約締約国の持続可能な社会経済発展に対する障壁を設けるための道具としてパリ協定およびそのメカニズムを利用することは容認できないものとみなす。

この但し書きは包括的なものではないが、それでも、国内議論で述べられた懸念の核心部分を反映しており、ロシアのパリ協定参加問題に関する将来の条件交渉過程で一定の役割を果たすだろう。

4.2 気候変動対策および炭素規制施策に関する実業界での議論

気候変動対策に関する法規やその他の文書は様々あるが、それがロシアの実業界に顕著な拒否反応を引き起こすことはなかった。そのなかで明らかな例外となったのは、連邦法案「温室効果ガス排出の国家規制および関連法令の修正について」および、東シベリアを脱炭素ゾーンとするプロジェクトであった。

連邦法案「温室効果ガス排出の国家規制および関連法令の修正について」はロシア経済発展省が立案し、その後2年にわたり論議されている。法案に対して積極的に反対を表明したのは、ロシア産業家・企業家同盟とロシア商工会議所、産業分野別連合団体であった。法案に賛意を表明した唯一のビジネス団体は実業ロシアであった。

実業界の法案反対意見の要点は下記の通りである。

－企業間の温室効果ガス排出量割当配分の方法および基準の立案を含め、企業への強制割当に関する権限が経済発展省に付与されている。

－「過剰排出」（設定された割当量について）に対する罰金を企業から徴収する権限が経済発展省に付与されている。

－罰金で得られた資金を処分する権限が経済発展省に付与されている（そのために経済発展省のもとの基金の設置が提案されている）。

このように、経済発展省が企業に科される罰金の多寡に直接利害関係を持つことになるため、排出量の割当（許可）配分における客観性が失われてしまう、との懸念が実業界にはある。

規制者が自分の裁量で、温室効果ガス排出削減の過剰な課題を企業に課す広範な権限を得ることになるため、汚職の機会が生じるという問題も考えられる。

そのほか、ビジネス団体がロシアの実体経済全体にとって破壊的に作用するものと捉えているのが炭素税を導入する動きである。上記法案の解説メモに温室効果ガス排出削減の主要方針として炭素税が掲げられていた。法案について国内で展開された議論はロシア産業家・企業家同盟理事会の内部でさえも分裂を生んだ。理事会の大勢を占める法案への否定的なスタンスに対して反対意見を唱えたのはチュバイス氏とデリパスカ氏であった。両名は炭素税について積極的にロビー活動を行っており、二人の意見では、炭素税導入は不可欠とされる。

ロシア産業家・企業家同盟は、気候アジェンダに対して十分責任をもって対処してきたし、現在も対処しており、そのことは、特に、パリ協定へのロシアの参加支持に表れていることを指摘しておかねばならない。同時に、法案で提案されている厳しい施策がロシア産業家・企業家同盟理事会に名を連ねる実体経済部門の企業の代表者の理解を得られていないのも事実である。ロシア産業家・企業家同盟理事会には以下のロシアの大手製造企業代表者が含まれている： アレクサンドル・アブラモフ（Evrax plc 会長）、アンドレイ・グーリエフ（フォスアルゴ社長）、イーゴリ・ジュージン（メチェル会長）、ウラジーミル・リシン（ノヴォリペツク冶金コンビナート会長）、ドミトリー・マゼピン（ウラルヒム会長）、

アレクセイ・モルダシヨフ（セヴェルスターリ会長）、ドミトリー・プムピャンスキー（TMK 会長）、ヴィクトル・ラシニコフ（マグニトゴルスク冶金コンビナート会長）などである。上記の企業家が率いる企業には現行の法律でも、排出削減へのインセンティブが十分にある。これは現行の 2014 年 7 月 21 日付ロシア連邦法第 219-FZ 号「利用可能な最良の技術について」を指す。この法律によれば、企業は廃棄物と排出物の生成を最小限にする技術を導入しなければならない。

利用可能な最良の技術（BAT）に移行することによって、現行の評価では、国内の環境に対する作用を 75～80%低減することができ、それに応じて温室効果ガス排出量も削減される。この法律では、BAT の導入を拒否した場合に厳しい経済制裁を科すことを定めており、実際のところ、企業が温室効果ガス排出を削減するにはこの技術を導入する以外にないことを指摘しておかねばならない。このことを踏まえて新法案を検討してみれば、BAT に関する法律ですでに罰金の対象とされているものと同じ違反に対して、さらに新しい罰金を科すことが提案されているということになる。

石油企業のロジックはさらに分かりやすい。そうした会社の幹部もロシア産業家・企業家同盟理事会に名を連ねている（たとえば、ヴァギット・アレクペロフ（ルクオイル社長）、ウラジーミル・ボグダノフ（スルグトネフチェガス社長）、ミハイル・グツェリエフ（ルスネフチ会長）、アレクサンドル・デューコフ（ガस्पロムネフチ会長））。

石油企業にとって、BAT を促進する法律以外にも、ほかの重要な動機づけとなる法令がある。2012 年 11 月 8 日付ロシア連邦政府決定第 1148 号によって導入された随伴石油ガス（よく知られているように、石油産業における温室効果ガスの主要排出源である）の排出削減基準である。BAT に関する法律と同様に、こうした基準の有効性は過剰な排出に対する厳しい制裁の存在により担保される。政府決定では、基準値を超える随伴石油ガスの燃焼に対しては累進的係数の罰金を定めている。この基準が適用された結果、世界の随伴石油ガス燃焼主要国のワーストランキングに入っていたロシアが随伴石油ガス回収で世界のリーダー国の仲間入りを果たした。現在、随伴石油ガスの平均回収率は 95%の目標指標に近く、この目標を超えた会社もいくつかある。この分野でのロシアの成功については、世界銀行からも評価を得ている。したがって、新しいロシア連邦法案にしたがって、同じ違反に対して追加の罰金を導入することについて、石油産業の代表は十分な根拠に基づき、これを過剰な措置と断じ、さらに BAT に関する法律による罰金も考慮するなら、企業にとっては破壊的な措置でしかないと判断したことになる。

上述の法案についてロシア商工会議所も同様の立場をとった。商工会議所の評議会メンバーはロシア産業家・企業家同盟のメンバーも名を連ねている。さらに、ロシア商工会議所で大きな比重を占めているのは重工業などの実体経済部門の企業が多数存在する地域を含む、地方商工会議所の幹部たちである。パリ協定そのものに関して言えば、ロシア商工会議所ではパリ協定が経済にとってはリスクがあることも理解しており、ロシアがパリ協定に参加せざるを得ない政治状況であることも認識しているといった発言があった。したがって、ロシア商工会議所の委員会レベルでの討議では、締約国会議でのすべての手順やモダリティに関する交渉が完全に決着するまで、パリ協定の批准（受諾）期日を先延ばしにする可能性が議論された。

ロシアのパリ協定参加に関する実業ロシアの立場、特に温室効果ガス排出の国家規制に関する新しい法律を常に支持する点について言えば、この団体のロジックを理解するのはそう難しいことではない。新しい法案は実業ロシアに加盟する中堅企業の利害にはあまり関係がない。保守的な立場をとる経済団体からすれば、こうした実業ロシアの態度は、「流行りのタイムリーな話題に便乗して、メディアの歓心も買い、大手スポンサーの興味も惹こうという願望」、あるいは「中堅企業の利益を擁護するというルーチンワークが新聞の見出しになりにくい。マスコミにとっては大会社の利益を攻撃するテーマの方がはるかに魅力的。この機会を活用して自らの発言力を高めようとしているのでは」などと勘繰られる

対象となっている。

新しい法案についての議論は実業界の垣根を飛び越えて、ロシア上下院といった議会プラットフォームにも及んだ。実業界や専門家コミュニティの代表者たちとの長く、激しい論争の末に、経済発展省は何度か法案の文言を修正し、徐々に人気のない施策の記述を削除していった。しかし、法案の最終案には、温室効果ガス排出削減の自国目標の不履行の可能性が判明する場合に、ロシア連邦政府がこうした施策をトップダウンで押し通す余地が残されている。実業界全体としてはこのような提言は不要だと一貫して主張している。なぜなら、ロシアの産業界やエネルギー産業では温室効果ガス排出量の増加は観察されていない、排出量はむしろ減少していると主張しているからである。温室効果ガス排出量の増加を否定できない唯一の経済分野は廃棄物処理分野であるが、上記の法案では、この分野は明確な理由がないまま、対象として記載されていない。議論の全般的な方向性としては、実業界全体の意見を考慮して、企業が実施してきた温室効果ガス削減対策をベースとして、これに更なるインセンティブを加える形へと収斂していこうと考える。

東シベリアを脱炭素ゾーンにするプロジェクトは、パリでの枠組条約締約国会議が終了した直後の2016年2月19日に、クラスノヤルスク経済フォーラムでデリパスカ氏が提起したものである。この提案の要点は東シベリアにいわゆる脱炭素ゾーンを設置し、石炭発電を放棄して、ほかのエネルギー源を使用するというものである。これを促進する施策として、デリパスカはCO₂排出量1t当たり15ドルの「炭素」税を導入することを提案したもので、この取り組みとパリでの枠組条約締約国会議の結果とを連動させ、将来的に税率を高くすることを見込んでいる。しかし、同フォーラムではこの提案は支持を得ることはできなかった。デリパスカに異を唱えたトゥレーエフ・ケメロヴォ州知事は、ロシアのCO₂総排出量に占める石炭発電の割合は約7%で、シベリアに限れば、5%に過ぎないと強調した。「炭素」税を導入すれば、数十もの炭鉱や露天掘り鉱山が閉鎖され、数万人の雇用が失われ、関連分野にも危機をもたらすと指摘した。さらに、この税金の導入によって、石炭生産地域の経済状況の悪化を招く。なぜなら、石炭産業が地域予算に多額の税金を納付しており、その地域予算から住民の保健、教育、社会支援などに資金が投入されているからである。

それに加えて、この取り組みは技術的な側面からの検討が十分になされていない。よく知られているように、シベリアでは発電量に占める水力発電の割合は40%しかなく、残りの60%は石炭による火力発電所が占める。脱炭素エネルギー源による石炭熱併給発電所の代替案は、太陽光や風力発電に関してはそれを利用する可能性についての計算違いをしているという点で技術的な裏付けがないほか、エネルギー（電力）供給も、またシベリアの気候では特に重要な熱供給も、持続可能な形で行うことを保障するものではない。

最後に、プロジェクトの回収率と資金調達の問題がある。規模の点でいえば、提案されているのはシベリアに25GWの「脱炭素」発電所を建設するというメガプロジェクトである。シベリアにおける再生可能エネルギー源の価格やその発電所を操業する難しさを考えれば、プロジェクトの回収期間が125年ほどになる可能性は十分にある。それほど大規模で、それほど長い回収期間のプロジェクトのための巨額な資金をどこから調達するのかという問題は十分に検討されていなかった。連邦レベルにこの議論が届いた際、最も厳しい立場をとったのはエネルギー省である。地域経済、そして地域でのエネルギー供給の観点から、デリパスカ案は社会に破壊的な影響を及ぼすと判断し、より穏当な政策の実現を考えるべきとの見解を示した。

5. ロシアおよび日本企業にとってのパリ協定第6条の可能性

パリ協定の市場メカニズムに係る状況はそれほど単純ではない。それは多くの点において、このメカニズムがかなり以前から存在する京都議定書の市場メカニズムをベースにして構築され、複雑な構成になっていることと無縁ではない。京都議定書のメカニズムは「柔軟性メカニズム」とも呼ばれた。その「柔軟性」は、各国および各団体が、議定書の義務を履行するために下記のような様々なアプローチを駆使することができる、という点に表れている。

- 1) 自主的に排出を削減
- 2) 外国市場で（企業向け）、または他国から（国家向け）排出削減量を購入

一般的には、議定書の枠内で排出削減の約束を引き受けた国に対しては、外国に譲渡された自国の排出割当の単位ごとに報告する厳格な義務が定められていた（国家間の割当取引メカニズムの枠内－議定書第12条）。これらの国々の企業に対しては、同様のタイプの約束を有する他の国で削減量を購入することが許可された（いわゆる、共同実施プロジェクトメカニズム－議定書第6条）。

しかし、報告の透明性を保障するために、購入が許可されたのは、特別に手続きされた共同実施プロジェクト（JI Projects）の枠内で発生する排出削減量のみであった。その際、プロジェクトの所有者から購入者に排出削減量が1 t 譲渡される毎に、同時に国別割当量のうちの1 t が売手の居住国から買手の居住国に移転される。

こうして、移転される国別割当量も、売却される「プロジェクトの」削減量も把握できる簡略で透明性のある計算システムが構築された。こうして、すべてのレベルでの取引の対象となるのが、国別割当の収支でカウントされる削減量のみであることがこのシステムによって保証される。国別割当にカウントされない「プロジェクト」削減量の移転は除外された。それによって、JI メカニズムは世界の排出量の全体的な削減のための現実的な動機付け要因となった。

しかし、パリ協定を策定する段階で、参加者たちは削減量取引に参加し、新しい炭素市場で収入を得たいという中国や発展途上国の要望を考慮せざるを得なくなった。もっとも、こうした要望は、これらの国々に国別削減量に関する約束がないという事実と折り合いがつかないはずのものである。そのため、これらの国々が売却する削減量をどのように計算するのかという問題が生じた。これらの国々には排出量の絶対的な制限がなかったため、収入を得るために残された唯一の可能性は「プロジェクト削減枠」を売ることであった。

しかし、ここで問題が生じた。国内の排出量が増加している国の「プロジェクト」削減量をどのように評価すべきか？ このことは、何よりも国別（したがって、世界の）排出削減を促進するためのものであるはずの市場メカニズムの意義を損ねることにはならないだろうか？

これらのすべての疑問に対する答えを京都議定書のメカニズムの立案者たちは見つけることができなかった。結局、存在しない排出割当を現実と関連付けることなく、プロジェクト由来の削減量を売却することを発展途上国に許可することで決着した。新しいメカニズムはクリーン開発メカニズム（CDM）と命名された。これを導入する全般的な動機付けは「行動を通じた学習」（Learning by Doing）と名付けられた。つまり、削減義務のない国々は排出削減プロジェクトで収入を得て、スキルや、これらのプロジェクトの技術を身につけることが想定された。これによって、これらの国々は、絶対的な排出制限の制度を習得し、その制度の下でこうしたプロジェクトをうまく実施できるようになるだろう。しかし、世界全体での排出削減の目標はなおざりにされてしまった。

パリ協定の新しいメカニズムを構築する過程で、先進国はこの否定的な経験を繰り返してはならない

と決意した。発展途上国による学習（Learning）のフェーズはすでに終了したというのが主要な見方であった。そのため、3つの市場メカニズムが存在した京都議定書と異なり、パリ協定には市場メカニズムは2つしかない。第6.2条のメカニズム（国家間排出量取引—京都議定書第17条に相当）および第6.4条のメカニズム（プロジェクト削減量取引—京都議定書第6条〔共同実施（JI）プロジェクト〕に相当）である。プロジェクトメカニズムに関する第6.4条に、メカニズムの目的の1つとして、世界の排出量の全般的削減の保障を定めたd項が含まれているのは偶然ではない。排出量が増加しつつある国の個々のプロジェクトでこのような削減が保障できるものではないことは明白である。

このメカニズムにおける削減のステータスを最終的に確定するために、第6条に第6.5項が追加された。第6.4項のメカニズムを適用した結果である排出削減量を、削減量購入者の居住国のNDC（自国が決定する貢献）にカウントすることを確認するものである。つまり、第6条の内容から明確になっていることは、先進国のNDCにカウントされる削減量（いわゆる国際的に移転される緩和措置—ITMO）は、同じ約束（義務）を課せられた国でしか入手できないということである。排出量が制限されていない国からの削減量は、この目的には使えない。つまり、このツールには互換性がないと言ってもよいだろう。パリ協定に関する交渉の場でロシア、日本、EU諸国、ウクライナ、その他のプロセス参加国は第6条のメカニズムのこうした解釈を主張したのである。

この解釈によって、新たに形成される市場における主要な売手と買手を明確にすることができた。もし協定第6条のロジックにしたがって、国別制限という義務（約束）を有する先進国のリストを分析した場合、それらの国々のうち、第6.4条のメカニズムでの主要な削減量供給者になるのはロシアとウクライナであることが分かるだろう。それ以外の日本やEU諸国などの先進国は排出削減の能力はあるものの、これらの国々の削減単位価格は、ロシアやウクライナよりもはるかに高い。

したがって、市場メカニズムの詳細についての交渉におけるロシアの伝統的な立場は、プロジェクト由来の削減量の潜在的な売手として自らの利益を追求することに帰する。中国を含む発展途上国にとってはそのような状況は気に入らず、自分たちのツールを売却可能カテゴリーに含めさせ、第6.4項のメカニズムをCDMのようなものに変えさせるために集団で圧力攻勢をかけたのである。議論は途上国の主張に押されることなく進んだものの、第6.2項、第6.4項に関する交渉結果をまとめた非公式文書（第6.2項、第6.4項に関するドラフト）は様々な矛盾や課題を抱えることとなった。

特に、下記のような点が注目を集めた。

- ・新しい市場に商品として緩和（排出削減量）だけでなく、いわゆる相乗便益（co-benefits）があると認められる対策も導入され得る
- ・個々の発展途上国における行動計画や経済多様化計画、国家戦略や改革のように無形の事物を商品と認めようとする試み。このようなスキームの定量的評価のために「排出回避」（emissions avoidance）のような商品が導入される
- ・世界の諸地域別の販売割当を導入し、地理的に同等な排出削減量購入を要求
- ・CDMすべて—京都議定書の枠内で登録されたプロジェクトすべてを新しいメカニズムへ移行

しかしながら、新しい市場メカニズムの構造はいまだ明確とは言い難い。なぜなら、これらに関する文書がまだ最終的に合意されていないからである。カトヴィツェでも、マドリードの会合でも合意には至らなかった。しかし、いくつかの事項はカトヴィツェでの文書である程度は確定されている。カトヴィツェで作成された枠組条約締約国会議の決議書草案「パリ協定第6条第2項に定める共同アプローチ

に対するガイドラインについて」には、「保証と制限」という章が設けられている。その意味は、削減量売却の過程にできる限り多くの障壁を設けるということである。こうした障壁のリストには、特に、以下のオプションが含まれている。

- ・ ITMO 移転の制限
- ・ 自国の NDC 達成のために ITMO を利用することは国内行動への追加であると認定する
- ・ NDC に対して ITMO を利用することに対する最大限の制限
- ・ ITMO を NDC のある時期から別の時期へ移転することを禁止する要求

決議書草案とともに、「パリ協定第 6 条第 2 項に定める共同アプローチに対するガイドライン」が立案され、その一部が合意された。その中で、ITMO の概念に、排出削減と並んで、上述した「適応行動および／または経済多様化計画の結果としての影響の緩和による付随的なメリット」が加えられた。そのほか、「ガイドライン」草案にはメカニズムへの参加を求める締約国に対する重要な要求について記載されている。そうした締約国は下記の義務を負う。

- a) パリ協定の締約国である
- b) NDC を準備し、移転し、維持
- c) その他の参加締約国による ITMO の使用を承認
- d) ITMO の使用許可を得る

「ガイドライン」草案で ITMO の概念が拡張されたことにより、排出削減と現実には関係のない「バーチャルな」ITMO が発生することが予想される。こうした事態を防止するための方策も練られてはいるが、これは ITMO 取引に「償却」という概念を組み込むことで成り立っており、かなり複雑なプロセスを必要とする。これだけでは、「バーチャルな」ITMO の発生による削減単位価格の低下は避けられず、義務を課せられない一部途上国が潤うのみで、ロシア企業にとっての魅力は大きいものではなくなってしまふ懸念が残る。

こうした背景があるため、ITMO 市場は供給過多、つまりは「買手市場」になると予想される。需要については、以下のように予想される。

5.1 EU、米国、日本での需要予測

EU については、欧州環境庁のデータを使って 2019 年末に行った試算では、EU は 2020 年に向けて計画した排出削減目標の達成に自信を見せていたことが分かる。20%の温室効果ガス排出削減を想定したこの目標は超過達成されるであろう。2030 年の目標については、つい最近まで、未達成の削減量が 1990 年比で 4%になり、その分は第 6 条のツールを輸入することでカバーでき、その量は CO₂ 換算で 1 億 6,000 万 t と予想された。ただし、2020~2030 年の期間においては、欧州連合域内排出量取引制度 (EUETS) での供給削減の手段として予想されたのは、パリ協定のメカニズムの枠内でのプロジェクト削減量輸入に対する新しい、きわめて厳しい制限であった。

しかし、コロナ禍がこれを修正することになった。EU 域内のすべての産業由来の発生源や運輸部門での排出量が激減し、それが排出削減需要の低下につながった。特に、石油精製企業の排出量をアップストリームプロジェクトでの削減量で補償しようという EU の取り組みが打撃を被った。2019 年に立ち上げられたこの取り組みは、油田で達成された排出削減量をヨーロッパの石油精製企業が購入すること

を想定したものであった。いわゆるアップストリーム排出削減（upstream emission reductions – UER）である。石油精製部門の低迷とそれに呼応する排出量の減少によって、EU 域内における UER 需要は事実上、消滅してしまった。

最終的に状況を変えたのは、フォン・デア・ライエン欧州委員会委員長が 2020 年 9 月 16 日に発表した EU 指導部の最新のメッセージ「連合の状態」（State of the Union）であった。欧州連合に対して新しい目標—2030 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比 40%ではなく、55%削減する新しい目標が提示されたのである。つまり、EU 諸国で 2030 年までに追加して削減すべき排出量は当初計画の 1990 年比で 20%が 35%まで増えて、つまり、75%になったのである。

こうした課題を履行するには、追加の排出削減量をパリ協定の枠内の外国市場で購入することが必要になると予測される。この量を評価することは現時点ではきわめて難しい。しかし、その量は CO₂ 換算で 2～3 億 t 以上と見られている。つまり、EU の総需要は 5 億 t に増加すると予測される。

米国については、バイデン新政権下で考えられる需要について言えば、米国が引き受ける排出削減に関する約束（義務）次第である。なぜなら、この約束は増大すると推測するに足る有力な根拠があるからだ。民主党政権下の米国にとっては、2025 年までに自国の毎年の排出量を 2005 年比で 25%以上削減するという現有の約束は不十分なように思われる。米国は EU の例に倣うかもしれない。いずれにせよ、当面は予測が難しいと言わざるを得ない。

もう 1 つの大口需要家である日本について、その需要は 1 億 6,000 万 t（CO₂ 換算）と見込まれるが、パリ協定のメカニズムの枠内での削減量輸入に日本が将来的にどの程度のレベルで参入するかについて、与党や実業界にコンセンサスがないために、不確実な点が多々ある。しかし、複数の石炭熱併給発電所の新設計画といった情報もあり、この量が増加する可能性も想定され得る。

5.2 日ロ協力の可能性

さて、ロシアとの間ではどのような協力が考えられるだろうか。日ロ間でパリ協定の市場メカニズムでの協力を発展させる可能性は大いにあり得る。京都議定書の時代には相互連携のポジティブな経験を積み重ね、両国は共同実施（JI）プロジェクトを数多く手がけてきた。

「プロジェクト」削減量の購入という観点からは、第 6.4 項のメカニズムの枠内における日本側にとっての利点がロシアに存在するということを指摘しなければならない。それは、まず何よりも、ITMO というツールそのものの質である。世界の排出量削減を現実的に保障する、正味の削減量をロシアにおいて購入することが可能なのである。これほどの質の ITMO は中国でも、ほかの発展途上国でも入手することはできない。したがって、真に地球の気候改善を支援するプレーヤーとしてのイメージ作りに関心のある企業にとっては、利益が見込める行動となるだろう。ロシアには、たとえば、エネルギー効率、再生可能エネルギー、油田における随伴石油ガスの回収など、最も信頼性の高いタイプのプロジェクトを実現する大きなポテンシャルがある。

また、植林、管理の行き届いた森林、火災からの森林の保護といったプロジェクトも軽視してはならない。このようなプロジェクトは、気候の観点でのポジティブ・イメージの要素だけでなく、生物圏の健全化、大気中の酸素の保全問題の解決に少なからぬ貢献を果たしている。このようなプロジェクトはパリ協定のメカニズムの枠内でも、それ以外の、たとえば、国際民間航空機関（ICAO）の枠内で設立された航空排出量取引（CORSIA「国際民間航空のためのカーボン・オフセットおよび削減」）の枠内でも実現可能である。

最後に、日本で設立されたユニークなメカニズムがある。それがパリ協定の枠外で機能する二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism（JCM））である。実際には、JCMは京都議定書のプロジェクトメカニズムと同類（JI/CDM）で、削減量の購入に関心のある締約国が、削減量が発生するプロジェクトに出資／共同出資するメカニズムである。JCMのプロジェクトによって日本は2030年までにCO₂換算で1億tを購入する予定である。そのうち、第1回目の削減単位の日本への移転はすでに2016年5月に完了している。JCMでは、削減量を売却することによって設備購入費用を一部補填できるため、日本の企業から見れば、日本の設備購入の経済的魅力を高めるものである。それによって1つのプロジェクトで経済的要素と環境的要素とを両立させることができる。

もっとも現時点ではロシアはJCMメカニズムにおける日本のパートナーになってはいない。このようなパートナーシップを構築しようという試みはあったが、結果を出すには至らなかった。ロシアで最近内閣が交代したことで、問題で日本側との協議が再開されるのではないかと期待がある。

したがって、パリ協定の市場メカニズムの枠組で共同行動の準備を始めるために、そのモダリティに関する交渉の決着を待つ必要はない。このような協力を構築するための交渉の第一歩として下記を提案することができる。

- ・温室効果ガス排出削減「パリ」プロジェクトの日ロパイロットポートフォリオの形成
- ・「パリ」プロジェクトのパイロットポートフォリオの先行マーケティング、そのプロジェクトのための日本における潜在的な削減量購入者のリサーチ
- ・特に極東地域での植林および管理の行き届いた森林などでの日ロ共同案件に係る協議
- ・ICAO/CORSIAシステムの枠内での露日協力に関する協議
- ・JCMスキームでの可能な露日協力に関する協議の再開。

こうした作業をコーディネートする土台として、気候分野における協力に関する合同作業部会を設立することが考えられる。

(以上)

章末参考:ロシアにおけるパリ協定批准に係る施策実施・協定実現に向けた今後の行動計画

http://static.government.ru/media/files/PUoh4c5Tsaxzhj97F6VNt5FNG9qKflrT.pdf				
No.	施策名称	文書形態	履行期限	執行責任者
1	「パリ協定」批准の社会的・経済的影響の評価	ロシア連邦政府への報告書	2018年 10月	経済発展省 天然資源環境省 水文気象環境監視局(ロスギドロメト)
2	ロシア連邦の気候政策実施作業を調整する連邦執行権力機関の決定	ロシア連邦政府命令草案	2017年4月	天然資源環境省 ロスギドロメト 林野庁 外務省 経済発展省
3	「パリ協定」特別作業部会(APA)のメンバーとしての作業の枠内でのパリ協定実施に関する決議書の立案	APA 決定	2016~2018年	ロスギドロメト 外務省 天然資源環境省 経済発展省
4	「パリ協定」批准に関する連邦法草案の立案およびロシア連邦政府への上程	連邦法草案	2019年12月	天然資源環境省 外務省 経済発展省 エネルギー省 農業省 産業商務省
5 ⁵	2030年までの温室効果ガス排出削減に関するロシア連邦大統領令草案の立案	ロシア連邦大統領令草案	2017年7月	天然資源環境省 外務省 経済発展省 エネルギー省 農業省 運輸省 産業商務省
6	ロシア連邦大統領令で設定された2030年までの温室効果ガス排出量を保障するため施策計画の立案	ロシア連邦政府命令草案	2017年12月	邦経済発展省 天然資源環境省 外務省 エネルギー省 農業省 運輸省 産業商務省
7	2009年12月17日付ロシア連邦大統領命令第861-rp号で承認されたロシア連邦気候ドクトリンへの修正提案の立案、2011年4月25日付ロシア連邦政府命令第730-r号で承認された2020年までの期間におけるロシア連邦気候ドクトリン実行総合計画	ロシア連邦政府命令草案	2018年11月	天然資源環境省 ロスギドロメト 関係連邦執行権力機関
8	2050年までの温室効果ガス低排出型長期発展戦略の策定	ロシア連邦政府命令草案	2020年7月	経済発展省 天然資源環境省 ロスギドロメト) 運輸省
9	森林伐採および森林の劣化の結果としての温室効果ガス排出の削減、森林の炭素蓄積量の維持、持続可能な管理および増加のための措置の強化に向けた計画案の策定	ロシア連邦政府命令草案	2017年7月	天然資源環境省 林野庁

10	ロシア連邦における温室効果ガス排出削減の国家規制モデルの立案	ロシア連邦政府への報告書	2017年12月	経済発展省 天然資源環境省 エネルギー省 産業商務省 運輸省 農業省
11	連邦法「温室効果ガス排出の国家規制について」の草案の策定	連邦法草案	2018年6月	経済発展省 天然資源環境省 エネルギー省 産業商務省 運輸省
12	気候の望ましくない変動の影響に対する国家適応計画の立案	ロシア連邦政府命令草案	2018年7月	天然資源環境省 ロスギドロメト 経済発展省 運輸省 エネルギー省 農業省 保健衛生省
13	1987年9月16日にモントリオールで採択された、オゾン層を破壊する物質に関するモントリオール議定書で規制されていない温室効果ガスの発生源からの人間活動由来の排出量および吸収源による除去量を評価するロシアのシステムの改善	ロシア連邦政府決定草案	2018年2月	天然資源環境省 ロスギドロメト 経済発展省
14	枠組条約締約国会議決定1/CP.19の第2b)項に基づき、ロシア連邦に通告された自国レベルで決定する貢献(森林の吸収能力を考慮したうえで2030年までに1990年比で70~75%まで削減)(パリ協定批准に関する連邦法が採択された場合に、パリ協定の会合として機能する枠組条約締約国会議で採択されたガイドライン文書に基づく)の修正に関する提案の立案	ロシア連邦政府への報告書	2020年、ただし、ガイドライン文書の承認後	天然資源環境省 ロスギドロメト 経済発展省 関係連邦執行権力機関
15	気候変動の影響への適応および緩和に向けて発展途上国を支援するための枠組条約財務プログラムへの参加に関する提案の立案	ロシア連邦政府命令草案	2016年12月	外務省 財務省 天然資源環境省 ロスギドロメト

(第三部は以上)

巻末参考資料

当会実施事業「国際的水素サプライチェーンの構築と日本の水素技術」に関する事後レポート

はじめに

2021年3月11日（木）、当会は日本ロシア・中央アジア・エネルギー産業協力ウェビナー「国際的水素サプライチェーンの構築と日本の水素技術」を実施した。当会は例年、ロシア・中央アジア現地で石油・天然ガスなど、エネルギーに関わる日本の技術を紹介する事業を実施しており、そのテーマは、例えば石炭の高度利用、廃棄物処理など、現地側のニーズに合わせて決めてきた。しかし、コロナ禍の現状にあって令和2年度には現地訪問すること自体が出来ず、事業はオンライン形態をとらざるを得なかった。そこで逆にその利点を生かし、局地ではなくグローバルなニーズに対応するテーマを選び、ロシア等、産油・産ガス国全体を含む広い地域への情報発信を図る方針とした。この結果、脱炭素化の潮流に世界での注目が集まっていることを踏まえ、水素技術をテーマとして採択することとなった。

本ウェビナーには、川崎重工業、日揮ホールディングス、千代田化工建設及び清水建設の4社からそれぞれの代表者が登壇し、各社の取り組みについてプレゼンテーションを実施した。この水素の利活用技術に関する日本の先端的取り組みへのロシア・中央アジア諸国の関心は高く、当初想定以上の視聴参加があり、非常に盛況なイベントとなった。以下、本ウェビナーの概要及びプログラム、またその実施結果について、報告する。

ウェビナー概要

当会は日本の水素利活用技術をロシア及び他 CIS 諸国に広く紹介することを目的としたウェビナー「国際的水素サプライチェーンの構築と日本の水素技術」を開催した。ウェビナーには、液化水素の製造及びその国際物流チェーンを築くべく実証事業を実施している川崎重工業、CO₂フリーの水素キャリアとしてのアンモニアの製造及び利用拡大を目指す日揮ホールディングス、同じく水素キャリアとしてメチルシクロヘキサン（MCH）を用いた水素の輸送・貯蔵技術を開発している千代田化工建設、そして再生可能エネルギーを活用した水素製造・貯蔵を基礎とする建造物での水素循環システムの構築を目指す清水建設から、それぞれ各社を代表するエンジニアが登壇し、各社の技術を紹介した。世界が環境に対する危機意識を共有し、脱炭素への取り組みを積極化させる中、日本政府も2020年10月、「2050年カーボンニュートラル」を目指すことを宣言した。脱炭素社会の実現は産業界にとって非常に挑戦的な課題であり、日本企業はその一環として、水素社会の実現に向けて積極的に取り組み始めており、関連技術への関心は非常に高まっている。こうした日本での技術開発状況は、世界でも注目が高まっており、既にオーストラリアなど一部外国と協力した国際的な実証事業も実施されている。

今回のウェビナーを実施した結果、日本の水素利活用技術に関するロシア及びその他 CIS 諸国の関心は非常に高いことが今回のウェビナーで明らかになった。ウェビナーへの登録者数は当初の想定を超えて900名近くへと達した（873名）。このため、Zoomだけでなく、YouTubeでも並行してライブ配信を行う形式で本事業を実施した。ロシアからは、ガスプロム（及び関連子会社）、ノヴァテク、ルクオイル、ロスアトム（及び関連子会社）、シブール、タトネフチ、ザルベジネフチ、インテル RAO、SUEK、イルクーツク石油など主要なエネルギー・資源関連企業関係者が視聴参加し、その他 CIS 諸国からも例えばカザフスタンからはカズムナイガスやカザトムプロムといった大手企業関係者が視聴参加した。

また、ウェビナー当日も各登壇者のプレゼンに常時250～300名以上の参加者が視聴参加し（当日の最大視聴者数は310名）、多くの参加者から各社の水素利活用技術に関したコメントや質問が寄せられた。質問の内容は、水素製造や貯蔵、水素製造に関するエネルギー源、石炭など既存資源の利用方法、再生可能エネルギー分野での日ロ協力の可能性、また水素運搬に関わる様々な

課題など、多岐にわたるものであった。なお、水素関連技術については日本企業の関心も高かったところ、別途日本語版の配信も YouTube 上にて実施した。こちらには 146 名の視聴登録があった。

現状、水素利活用技術の開発に関わる日本企業は、その技術確立のための実証事業への取り組みに集中しており、ロシア及びその他 CIS 諸国とすぐにこの分野で協力関係を築くことのできる準備ができていない。しかしながら、今回登壇した各社は、水素製造に関わる膨大な資源を有するロシア及び CIS 地域のポテンシャルを感じるとともに、水素関連技術での日ロ協力、あるいは日本・中央アジア協力に向けた将来への「種まき」ができたのではないかと考える。なお、今回ウェビナーの周知に関しては現地広報を行ったほか、ロシア・その他 CIS 諸国の政府機関、ビジネス団体、大学研究機関からも周知協力を得られたことを付け加えておきたい。

以下では、登壇各社の報告概要、そして事業実施後に現地視聴者から回答を得たアンケート結果を紹介しておく。

「国際的水素サプライチェーンの構築と日本の水素技術」プログラム

時間(モスクワ時間)	プログラム
10:00~10:05	開会挨拶 輪島 実樹 (一社)ロシアNIS貿易会 ロシアNIS経済研究所 部長
10:05~12:45	各社プレゼンテーション
10:05~10:35	① 川崎重工業(株) 角田 俊也氏 (水素チェーン開発センター) テーマ: 国際水素サプライチェーンの実現に向けた川崎重工業の取り組み
10:35~10:45	質疑応答
10:45~11:15	② 日揮ホールディングス(株) 甲斐 元崇氏 (サステナビリティ協創部) テーマ: Aiming for Realization of CO2 free Ammonia Supply Chain
11:15~11:25	質疑応答
11:25~11:55	③ 千代田化工建設(株) 池田 修氏 (水素チェーン事業推進部) テーマ: Our Approach toward the Commercialization of SPERA Hydrogen (LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier)
11:55~12:05	質疑応答
12:05~12:35	④ 清水建設(株) 瀬川 裕太氏 (技術研究所) テーマ: Introduction of Hydrogen Utilization System to the Real Buildings
12:35~12:45	質疑応答
12:45	閉会挨拶 輪島 実樹 (一社)ロシアNIS貿易会 ロシアNIS経済研究所 部長

登壇各社の報告概要

川崎重工業 海外で安価な資源からクリーンな水素を安全にかつ大量に生産し、液化して、日本に輸送できるよう取組んでいる。水素源には安価で未利用の資源である褐炭を用い、CCSを組み合わせることで、クリーンな水素製造を可能とする。また将来的には、同じインフラを活用し、再生可能エネルギー由来の水素の輸送にも移行することが可能である。水素の輸送キャリアは、液化水素、有機ハイドライド、アンモニア等、様々なキャリアが検討されているが、当社は液化水素が最も有力なキャリアであると考えている。

水素の利用用途としては、すでに利用されている半導体製造や、石油精製に加え、FCVでの利用が今後増えてゆき、将来的には分散型の水素発電や、大規模な水素発電に利用されるものと考えている。このビジョンを実現するために、オーストラリアと日本の間に国際的な水素サプライチェーンを構築するためのパイロット実証プロジェクトを、パートナーと協力して進めており、現在実証の最終段階となっている。

極低音である液化水素の貯蔵技術として、高性能断熱技術を採用し、LNGと同等な長期貯蔵性能を実現できる。液化水素は毒性がなく、大気に放出しても人体や環境に影響を与えることはない。また高純度であり、蒸発後に燃料電池に直接供給することができるため、エネルギーを必要としている輸入国において、脱水素や精製工程に追加のエネルギー消費を必要としないというメリットがある。アンモニアや有機ヒドライドで輸送した場合、エネルギーを必要としている国でさらにエネルギーを加えて脱水素、生成を行う必要があるため、利用国でのエネルギー効率という観点からは、液化水素が最も効率的であると考えている。

日揮ホールディングス CO₂ フリーアンモニアサプライチェーンについては、再生可能エネルギーから生産された電力を基に、水の電気分解にて水素を製造し、そこからアンモニアを合成、というスキームで作られたアンモニアをグリーンアンモニアと称している。次に化石燃料由来、主に天然ガスになるが、そちらを改質、もしくはガス化したものからアンモニアを製造し、そのプロセスで出てきたCO₂を貯留、もしくは有効利用するスキームで作られたものをブルーアンモニアと呼称している。このグリーン、ブルー双方ともに、クリーンな燃料としてのアンモニアとなる。これを日本のようなエネルギー輸入国がグリーンエネルギーとして、特に発電利用することを見込んでいる。それ以外にもガスタービンやボイラー、燃料電池での活用、さらにはマリニフェューエル、船舶用燃料としても注目されている。

アンモニアのエネルギーキャリアとしての特徴や優位性については以下の通りとなる。まず、大規模輸送における効率の良さ、それから、すでにアンモニアのサプライチェーンというものは技術的にも確立していることが挙げられる。2015年時点でアンモニアの国際市場での生産量は1億8000万トン、その10%程度が国際取引の中で大規模輸送されており、サプライチェーン自体は構築されている。

ブルーアンモニアの製造については、米国においてアンモニアを作る過程で出てくるCO₂を有効利用しようというビジネスを成立させるためのスキームとして実際に取組みを進めている。グリーンアンモニアの製造については、風力など再生可能エネルギーから作られるアンモニア合成研究および実証事業を展開している。

千代田化工建設 水素サプライチェーンを築いていく上で、いかに効率的に水素を供給側から需要側へ運んでいくのか、ここを起点に当社はソリューション開発に取り組んだ。結果、当者はトルエンというガソリンの一部である液体を使って水素を運ぶ技術を開発した。仕組みとしては、水素源側で作った水素ガスをトルエンと反応させて、メチルシクロヘキサン(MCH)という別の液体に転化する。この液体化した、MCHになった水素を、供給側から需要地に運び、この液体から水素を、脱水素プロセスを通して水素を取り出すという流れとなる。

取り出した水素はエネルギーや産業、もしくは分散型需要向けに供給して、そのあと残ったトルエンはまた供給側へ戻すことになる。そして、そのトルエンと水素を再び反応させることにより、トルエンは水素キャリアとして供給側と需要側の間を循環、つまりリサイクルされる形で再利用されることになる。こういう仕組みを繰り返すことによって、水素を安定的に供給することができるようになる。

基本的にこれらは、既存技術の組み合わせでできている。ただし、この中での技術的ブレークスルーは、液体から水素を取り出す際に効率的に取り出すための触媒がキーとなる。当社の研究

開発センターはその触媒開発に成功し、このシステムが初めてサプライチェーンとして機能することになったという状況にある。なお、この液体自身はメチルシクロヘキサンという非常に長い名前であるため、より社会に親しみを持ってもらえるよう、当社は SPERA 水素と名付けております。SPERA はラテン語で hope、望みという意味です。当社としてはこの技術が社会にいち早く役に立てるようにと、そう言った願いをこの名称に込めた。

清水建設 当社は再エネの余剰電力を有効利用できる水素利用システムを産業技術総合研究所（AIST）と共同で開発した。この中で開発されたのが、建物利用に使いやすい新たな水素吸蔵合金である。水素製造装置など、各装置は当社開発の Smart BEMS によって適切に運用される。現在、このシステムを福島県郡山市に設置し、運用している。

当社システムでは、水素は日中、太陽光発電の余剰電力を用いて製造し、夜間や雨天のような太陽光発電から水素を製造できない時間帯については、水素を水素吸蔵合金から取り出し、燃料電池によって発電する。今後はメガソーラーや洋上風力など外部で製造した水素を輸送し、貯蔵してこのシステムで利用することも検討している。

当社は建物のエネルギー運用に関して実績がある。建物の需要や各装置の発電量を監視しながらエネルギーを最適管理する Smart BEMS、ビルディング・エナジー・マネジメントシステムを自社開発している。これに産総研の保有する水素吸蔵合金に関する知識を掛け合わせることで、技術のイノベーションを起こすべく「清水建設－産総研ゼロエミッション・水素タウン連携研究室」を立ち上げ、2016年より共同研究を開始した。開発した水素システムの概要について、コンセプトは太陽光発電などの再エネのうち、建物で直接利用できる分は直接利用し、余剰分に関しては、短期少量は蓄電池、長期間大量に貯蔵する場合は水電解装置によって水素を製造し、合金タンクに貯蔵、燃料電池によって発電するシステムとなる。これらの各装置は BEMS によって自動で運転計画の立案、運転の開始、出力の変更、停止が実行される。このシステムは Hydro Q-BiC と呼称している。今後の具体的な展開先としては、2021年4月竣工予定の当社北陸支店への導入が決定しており、これを地域初の ZEB とすることを目指している。

現地視聴者向けアンケート結果

ウェビナー実施後に行った WEB アンケートには 107 名からの回答があった。まず、ウェビナー全体の評価については、5 つの回答（非常に良い、良い、どちらとも言えない、悪い、非常に悪い）から 1 つを選択する形で実施したところ、「非常に良い」が 72%、「良い」が 27.1%、「どちらとも言えない」が 0.9%と、かなりの高評価を得た。実際、再配信を求める声も多くあり、アーカイブ配信を実施したところ、1500 回近く視聴されたことを確認した。

次に、登壇各社のプレゼンテーションに関する視聴者の関心は以下の通りである。これは複数回答方式で実施し、以下表 1 内にある「回答率」は回答者全体に対する割合は示している。もう一つの表 2 は、水素技術分野にて日本企業とどのような協力を望むのか、という問いへの回答を整理して取りまとめたものである。この設問は自由回答にて実施した。燃料電池やグリーン水素開発に関わる技術協力や技術移転、関連する日本製品や装置の輸入といった日本側の寄与度の大きい協力だけでなく、ブルー水素の製造を想定した案件での共同プロジェクトなども列挙されている。

なお、今回以降に、同様のウェビナーを実施する場合には水素関連技術でどのような分野の話が聞きたいかについても問うたところ、「水素貯蔵及び貯蔵タンク開発」、「コークス工場での水素製造技術」、「水素電池関連技術や車両への応用」、「アンモニアの利用拡大について」、「原子力エネルギーの水素製造への利用」、「日本の脱炭素戦略／各社の企業レベルでの対策」といった回答があがった。

表1:登壇企業の事業及び技術への関心

企業名	回答率	回答数
川崎重工業	78.6%	81
日揮ホールディングス	55.3%	57
千代田化工建設	62.1%	64
清水建設	50.5%	52

(出所) 当会アンケート

表2:水素技術分野における日本企業との協力希望案件

アンケートで回答のあった協力提案事例
<p>1) 天然ガスから水素、メタノール、アンモニアを生産現場や港湾インフラで製造し、そこから輸送可能な製品を世界市場に送り出すプロセスは、北極圏以北の油田を開発・展開しているロシアの石油・ガス会社にとって大きな関心事。この設計・建設には、多額の資本支出が必要であり、それを最適化するべく以下の動きに注目している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 極北の気候・自然条件での運用に適した標準的なプロジェクトモデルの開発 ② 経済的に最適化された GPP 部品の製造スキーム、設置場所への運輸スキームとそのルート ③ ロシアの石油・ガスプロジェクトへの日本企業の投資参画(ガス採掘とその後の水素・メタノール・アンモニアの生産) ④ GPP などで活躍する人材の育成 <p>2) ロシアにおけるグリーン水素プロジェクトの技術協力</p> <p>3) ロシアへの燃料電池・触媒技術の移転</p> <p>4) サハリンにおける共同水素プロジェクトの準備と実施 * サハリン州では、カーボンニュートラルの実現に向けて、温室効果ガス排出量や炭素ユニット取扱いに関する実験を実施中、また水素燃料電池を搭載した旅客列車プロジェクトを検討しているほか、地域経済の他のセクターでの水素利用、地元大学での研究・教育プログラム、輸出生産施設の設立なども検討とのこと。</p> <p>5) 水素活用分野におけるコンプレッサー機器・装置の活用についての協力に関心。</p> <p>6) EPC 契約の共同実施。また主要な燃料・エネルギー企業トップレベルでの日ロ協議の実施(水素エネルギー開発に関する課題調整)。</p> <p>7) ロシア極東において、日本の技術・投資を活用した水素プロジェクトを実施し、日本への水素輸出を目指す。</p> <p>8) 鉄鋼生産における水素の利用、脱炭素化案件</p> <p>9) 水素活用分野における日本製機器や装置の輸入</p>

(出所) 当会アンケート

(以上)

令和2年度「産油国等連携強化促進
事業費補助金（石油天然ガス権益・
安定供給の確保に向けた資源国と
の関係強化支援事業のうち中東等
産油・産ガス国投資等促進事業（ロ
シア等産油・産ガス国投資等促進事
業）」

2020年ロシアのエネルギー産業動向： 石油ガス、LNG、気候変動

2021年3月発行

編集・発行

一般社団法人ロシアNIS貿易会
ロシアNIS経済研究所
東京都中央区新川1-2-12
電話（03）3551-6218

©禁無断転載