

メジャー企業の石油・天然ガス上流事業戦略とその比較

計量分析ユニット

野口正義

要旨

- 各メジャー企業の石油・天然ガス上流事業戦略を比較すると、全企業に共通して低コスト化の徹底的な追求と天然ガスの重要性の認識が掲げられている。
- 一方で、今後の液分¹・天然ガス生産量のトレンドは、メジャー企業間で差がある。

メジャー企業各社の上流事業戦略の比較 概要

共通点	低コスト化の徹底的な追求 (具体的方法は各企業で異なる部分もある)	(具体例の一部) ・探鉱対象の地域的集約 (🌍🔍) ・事業資産のダイベストメントの実施 ・デジタル化等を通じた操業の効率化
	天然ガスの重要性の認識	・世界のエネルギー転換期において、低炭素な化石燃料である天然ガスが重要な役割を果たす。
相違点	個社別 液分・天然ガス生産量の変化トレンド (2020~2025年)	

- 低コスト化の徹底的な追求は他の上流事業者にも共通しうる対策と考えられる一方、生産量変化の方向性 (増産・減産・維持等) は個々の企業の事情や将来観等によって異なりうると考えられる。

1. はじめに

ネットゼロ社会への転換を志向する国際世論は日に日に過熱している。国際連合²によれば、130以上の国々がネットゼロ達成目標を設定または検討しているとされる。2021年10月には、大産油国サウジアラビアもネットゼロ目標を公表した。

¹ 一般に、液分 (Liquid) には原油やNGL等が含まれる。ただし、企業ごとにLiquidに含まれる対象が一部異なる。詳細は各企業の生産量に係る脚注を参照。

² <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition> (2021年12月閲覧)

ネットゼロ社会への転換を目指す世界的な流れのなか、石油・天然ガス上流事業者にも、この流れに対応した上流事業戦略が必要になる。ネットゼロ社会への転換を目指す流れのなかで低炭素・脱炭素技術に注目が集まっているが、世界の石油・天然ガス需要が直ちに無くなるわけではない。そのため、上流事業者による一定の石油・天然ガス供給が引き続き必要になる。ただし、上流事業の継続に際しては、従来と同様の事業展開を追求するだけでなく、上述の流れを反映させた戦略が求められるだろう。

しかし、事業環境の不確実性への対処という観点から、上流事業者の戦略策定には一定の困難がつきまとう。先述の国際世論に加え、各国の将来的な経済成長や低炭素技術の開発・普及など、石油・天然ガス需要に影響を及ぼしうる不確定要素は多い。このような不確定要素を反映してか、様々な機関の需要想定は、シナリオごとに大きな差がある。他方、供給側の事業者にとっては、需要の不確実性が大きいなかで、自社資産の座礁資産化³を避けつつマネタイズできるような事業の最適化が求められる。

そこで本稿では、上流事業戦略の参考例として、メジャー企業 5 社（Shell、bp、TotalEnergies、ExxonMobil、Chevron）の戦略を調査・比較した。メジャー企業は世界各地で上流事業を展開しており、ネットゼロ社会への転換に際して広範なリスクに晒されている。このような業界のリーディングカンパニーの戦略は、他の上流事業者等にとって参考にできる部分もあるだろう。

各社戦略を比較した結果、各メジャー企業の上流事業戦略において、低コスト化の徹底的な追求と天然ガスの重要性の認識が掲げられていた。一方で、今後の液分・天然ガス生産量のトレンドは、メジャー企業間で差があった。他の上流事業者等にとっては、最新技術の導入や厳格な投資基準を通じた低コスト化の方法は参考になる部分もあるだろう。一方で、生産量変化の方向性（増産・減産・維持等）には一般的な「正解」のようなものはなく、個々の企業の事情や将来観等も踏まえた事業戦略により方針が異なりうると考えられる。

以下本稿では、II 章で個社別に生産量・埋蔵量等の現状および今後の戦略を概観する。その後 III 章で、各社の戦略の比較を試みる。

³ IEA は座礁資産を「気候政策に起因する需要減少または価格低下によって、全操業期間を通じて投資が回収できない化石燃料インフラ」と定義している（IEA, 2021 *Net Zero by 2050*, p.102 脚注）。

II. メジャー各社の生産量・埋蔵量の現状と今後の戦略

本章では、メジャー各社の公表資料を参考にしながら、Shell、bp、TotalEnergies、ExxonMobil、Chevron の順に、生産量・埋蔵量の現状と今後の戦略を概観する。

(1) Shell

Shell は今後の中心的な事業対象領域・地域を設定したうえで、生産のガスシフトと低コスト化を進めながら上流事業を継続していく意向を示している。なお、2021年5月以前に公表された同社戦略は、その後内容が再検討されている可能性はあるが、本稿の記載は主に2021年5月以前に公表された戦略に基づいている。

①生産量・埋蔵量等の現状

2020年の液分・天然ガス生産量⁴の地域別内訳をみると、アジアと南北アメリカが主力生産地域となっている（図1）。さらに国別・資源別内訳をみると、液分は米国やブラジル、オマーンから、天然ガスは豪州や米国、マレーシアからの生産量が多い。なお、生産コスト削減をはじめとする操業の改善にも継続的に取り組んでいる。たとえば、2015～2020年のあいだに Unit Development Cost⁵（UDC）を▲51%、Unit Operating Cost⁶（UOC）を▲26%ずつ削減した。

2020年末時点の液分・天然ガス確認埋蔵量⁷（約9,124 Mboe）の地域別内訳をみると、こちらもアジアと南北アメリカが占める割合が大きい。液分・天然ガス比率は、51:49であった。

Cash CAPEX⁸合計額に占める Upstream セグメントへの投資割合は、2018～2020年にかけて約50%から約42%まで低下した。なお、Upstream と Integrated Gas⁹の2つのセグメント合計の投資割合は、約66%（2018年）から約65%（2020年）となっており、Upstream

⁴ 液分には原油と NGL、合成原油が含まれる。地域別日産量は、地域別年産量を年間日数で除して計算。天然ガス数量は同社が利用する係数を用いて液分数量に換算。

⁵ プロジェクトの資本費のうち Shell 権益比率分の金額を、Shell 権益比率分の生産量で除したものの。

⁶ 操業費のうち Shell 権益比率分の金額を、Shell 権益比率分の生産量で除したものの。

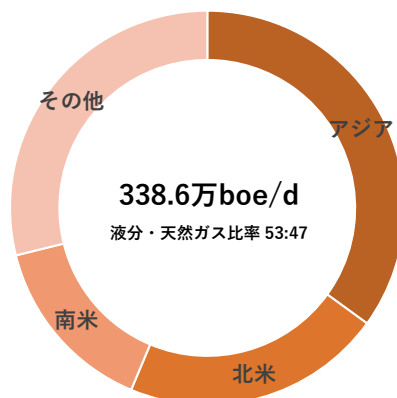
⁷ “ANNUAL REPORT AND ACCOUNTS 2020”にある Proved developed and undeveloped oil and gas reserves。

⁸ 同社公表資料では、“Cash capital expenditure comprises the following lines from the Consolidated Statement of Cash Flows: Capital expenditure, Investments in joint ventures and associates and Investments in equity securities”と定義されている。

⁹ Integrated Gas セグメントの事業内容には、LNG 活動、天然ガスの Gas to liquid 燃料及びその他製品への転換、新エネルギー事業に加えて、一部の液分・天然ガス生産・探鉱・開発・輸送インフラの操業も含まれる。

セグメント単体ほどは変化していない。

図 1 | 地域別液分・天然ガス生産量
(Shell, 2020年)



(出所) Shell, "ANNUAL REPORT AND ACCOUNTS 2020"より作成。

②今後の戦略¹⁰

Shell は、上流事業からのキャッシュフローが株主還元や低炭素投資の資金源になると捉えており、今後も上流事業を継続する意向を示している。とくに天然ガスは、世界のエネルギー転換において重要な役割を果たすという見解を示している。これは、天然ガスが発電部門（再生可能エネルギー発電の間欠性の補完）や電化が困難なセクターで利用されるエネルギー源であり、かつ全体的な炭素排出量の削減にも貢献しうるためである。

公表資料では同社の生産量目標値が明らかにはされていないものの、2030年には液分・天然ガス生産量のうち天然ガスの比率を55%以上に高めるとしている。一方、液分生産量は、2019年をピークとして、自然減退とダイベストメントを考慮したうえで2030年まで年▲1~2%程度のペースで減少するとしている。なお、2021年5月以前の資料では2030年までに操業現場における定期的フレアリングをなくすとしていたが、足許ではこの目標を2025年に繰り上げている¹¹。

また、2025年に向かって引き続き生産コストの低減にも努める。2025年には、2019年

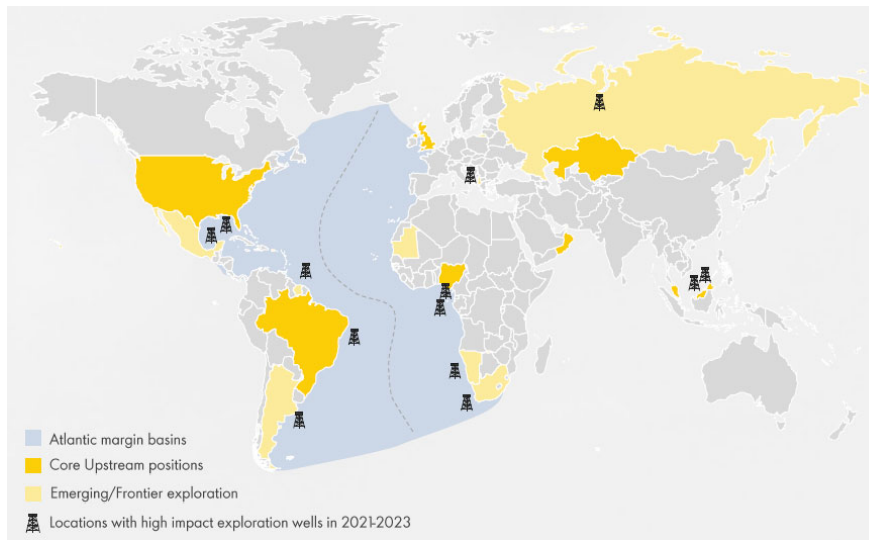
¹⁰ 本稿の記載は、主に2021年5月までに公表された上流事業戦略に基づく。戦略公表後の2021年5月、蘭ハーグの裁判所が「Shellの炭素削減目標は具体性が乏しく不十分であるため、追加的な削減目標をたてるべき」旨の判決を下した。これに対してVan Beurden CEOは「判決は、戦略の変更ではなく加速を意味する」という見解を示したが、9月にはコア・ポジションのひとつに位置付けていた米Permianのシェール資産を売却している。このような経緯から、現在は判決前に公表した戦略を再検討しつつある可能性は否定できない。しかし、判決後にまとまった戦略は公表されていない。

¹¹ <https://www.shell.com/inside-energy/zero-routine-flaring-by-2025.html>

比で UDC を最大▲10%、UOC を最大▲20%、OPEX（操業費）総額を▲20-30%それぞれ削減することを目指す。UDC を削減するために設備設計の簡素化、標準化、複製 (replication) するとともに、UOC を削減するためにデジタル化を進めるとした。

今後注力する事業対象として大水深とシェール、在来型原油・天然ガスの 3 つを挙げたうえで、それぞれに今後の事業のコア・ポジションとなる地域（計 9 地域）を設定した（図 2）。具体的な地域としては、大水深ではブラジルと米メキシコ湾岸が、シェールでは米 Permian（ただし、戦略公表後に売却）が、在来型では英国とナイジェリア、オマーン、カザフスタン、ブルネイ、マレーシアがコア・ポジションに指定されている。同社は、今後の Cash CAPEX の 80%以上をこれらコア・ポジションに集中投下する（とりわけ大水深事業に重点を置く）としている。また、新規探鉱については、2020 年代前半まではフロンティアにも魅力的な探鉱機会があったが、2025 年以降はリスク回避 (de-risking) のためフロンティアでの探鉱を実施しない方針を示した¹²。

図 2 | 上流探鉱プログラム図



(出所) Shell, "SHELL INSIGHTS: UPSTREAM STRATEGY"

新規事業地域の選定と同時に、厳格な投資基準の適用も目指している。2025 年以降の商品価格前提を Brent \$60/bbl、Henry Hub (HH) \$3/MBtu と置いたうえで、投資の基本条件としてハードルレート (IRR) が 18%以上かつ投資回収年が 2035 年以前であることとしている。公表資料から調べられた限りでは、メジャー企業のなかで特定の投資回収年次を開示しているのは Shell のみであった。また、独自の炭素コスト前提を設定し、これを事業経

¹² 同社の過去資料 "Brazil Shareholder visit 2016" p.15 では、Under-explored basins（十分に探査されていない堆積盆）を "Frontier" と位置付けている。

済性評価で潜在的なコストとして考慮するようにしている。

ダイベストメントについては、Lean ポジション（コア・ポジション以外の資産）から対象が選ばれる可能性を示唆している。

今後の投資額（Cash CAPEX）配分については、比重を Upstream 分野から Growth 分野（マーケティングや再エネ、エネルギーソリューション事業）へと徐々に移すとしている。今後の全社事業を Upstream、Transition（統合ガスや化学・製品事業）、Growth の 3 分野に分類したうえで、2020 年では約 42%であった Upstream 分野への投資配分を、2025 年までに 30~40%程度、2025 年以降は 25~30%にするとしている¹³。なお、同社は将来的に第三者 LNG の取扱量を増やす方針を示している。これは、フィードガス生産の上流投資や事業リスクを抑制しながら売上高をあげることに貢献すると考えられる。

(2) bp

bp は、生産の低コスト化を進めながら上流事業を継続する意向を示している。ただし、新規探鉱の対象地域を限定し、2030 年に向かって液分・生産量を順次減少させるとしている。なお、同社は Rosneft 株式の 19.75%を保有しているが、同社の生産量・排出量目標に Rosneft 分は含まれていない。

①生産量・埋蔵量等の現状

2020 年の液分・天然ガス生産量¹⁴は、Rosneft を除くと約 240 万 boe/d、Rosneft を含めると 347.3 万 boe/d であった（図 3）。Rosneft を含めた生産量の地域別内訳をみると、ロシアや北米などが主力生産地域となっている。さらに国別・資源別内訳をみると、液分では Rosneft 分や米メキシコ湾岸の大水深などから、天然ガスではトリニダード・トバゴや米国本土 48 州陸上、Rosneft 分などからの生産量が多かった。

2020 年末時点の液分・天然ガス確認埋蔵量¹⁵（約 17,982 Mboe）の地域別内訳をみると、ロシアが約 50%を占め、アジア（東部インドネシア除く）と米国がそれに続く。液分・天然ガス比率は 59:41 であった。

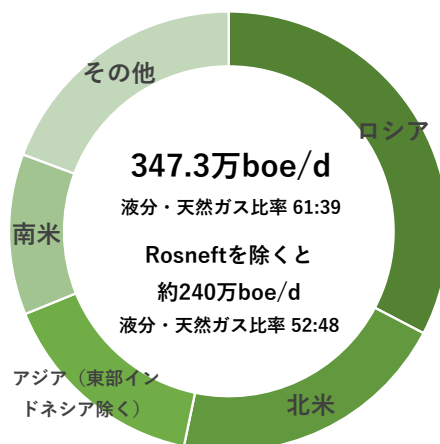
¹³ なお、Transition 分野への投資配分は、2020 年が約 43%、2025 年までが 35~40%、2025 年以降が 30~40%程度とされている。一方、Growth 分野への投資配分は、2020 年が約 16%、2025 年までが 25~30%、2025 年以降が 35~40%程度と徐々に比率が増える計画を示している。

¹⁴ 液分には原油、コンデンサート、ピチューメン及び NGL が含まれる。天然ガス数量は同社が用いる係数を用いて液分数量に換算。

¹⁵ “bp Annual Report and Form 20-F 2020”にある net estimated proved reserves。

Organic CAPEX（CAPEX 総額から買収等に係る支出を除いた額）に占める Upstream セグメントへの投資割合は、2018～2020 年にかけて約 78～79%とほぼ横ばいで推移した。

図 3 液分・天然ガス生産量
(bp、2020 年)



(出所) bp, “bp Annual Report and Form 20-F 2020”より作成。

②今後の戦略

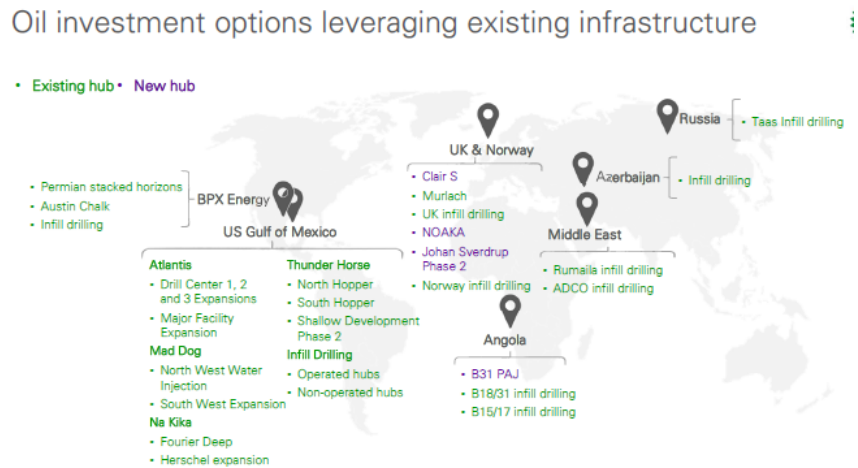
bp は、2050 年までの数十年間は世界の液分・ガス需要がある程度残ると想定し、上流事業を継続する意向を示している。同社は、上流事業を「低炭素エネルギー」及び「顧客の利便性・機動性向上」という 2 つの成長分野への移行に必要な資金源と捉えている。また、天然ガスは世界のエネルギー転換において重要な役割を果たすと考えている。

ただし、同社は液分・天然ガス生産量（Rosneft 除く）を 2030 年に向かって削減する計画である。2020 年には約 240 万 boe/d であった生産量を、2025 年には約 200 万 boe/d 以下まで、2030 年には約 150 万 boe/d 以下まで順次減少させる。Looney CEO は、2030 年に向かって生産量を削減する理由を三点挙げている。第一に、全社的な事業変革を目指すなか、「量より質」を重視する方針のもと、キャッシュフローとリターンをバランスよく成長させるため。第二に、低炭素事業に資本を再配置することで同社事業の脱炭素化・多様化を図り、リスクを軽減するため。第三に、2050 年ネットゼロに至る過程と整合性をとるためである。同社は、2050 年までに上流液分・ガス生産における炭素排出絶対量をネットゼロにすることを目指している。そのマイルストーンとして、2025 年には 2019 年比▲20%、2030 年には同比▲35～40%の削減目標を掲げている。なお、2025 年の生産量の液分・天然ガス比率は 50:50 程度を維持するよう努めるとしている。

単位生産量当たりのコスト（Unit production costs）の削減にも取り組み、2019年の\$6.84/boeを2025年には\$6/boe以下に抑えるとしている。コスト低減手法の例として、操業管理のデジタル化や保守点検の効率化、計画外操業停止時間の短縮などを挙げている。

新規投資については、未参入の国での新規探鉱は行わず、既存コア地域のハブ近傍での探鉱・開発に注力する方針を示した（図4、図5）。この方針の背景として、先行投資を新規事業でも活用できれば生産コストの低減が図れることや、上述の総生産量の削減につながることを挙げている。とくに液分事業においては、タイバック開発やインフィル掘削¹⁶等に焦点を当てる。探鉱投資はすでに減少傾向にあり、今後もこの傾向は続くだろうと予想している。

図4 | 液分事業の投資オプション

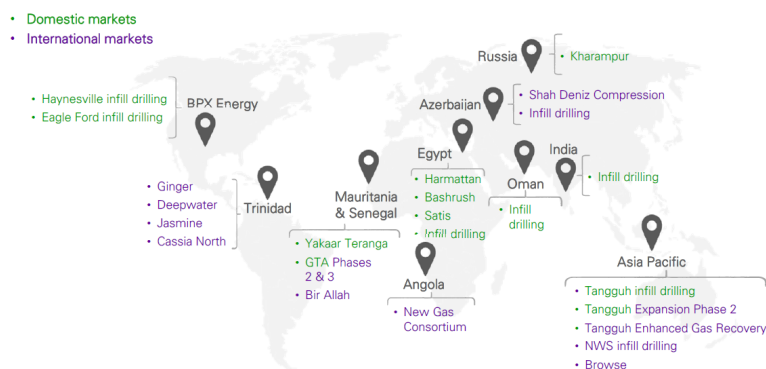


(出所) bp, “Resilient and focused hydrocarbons”

¹⁶ 生産中の油層からの生産能力を高めるために、新たに採取井を既存の採取井の間に掘削すること (<https://oilgas-info.jogmec.go.jp/termist/1000201/1000292.html>)。

図 5 | 天然ガス事業の投資オプション

High-grading the next phase of gas investment



(出所) bp, "Resilient and focused hydrocarbons"

回復力と競争力を備えた炭化水素事業が必要であるとし、厳格な投資基準の適用も目指している。2050年までの商品価格前提を Brent 平均\$55/bbl、HH 平均\$2.9/MBtu と置いたうえで、事業セクター固有のハードルレート（10～15%程度）を設定し、投資回収年限を液分上流は10年未満、天然ガス上流は15年未満としている。また、独自の炭素コスト前提を設定し、これを事業経済性評価においてコストの一部に含めるようにしている。経済性評価で考慮されるその他の項目としては、キャッシュフローのボラティリティなどがある。

また、今後の投資配分については、比重を Resilient hydrocarbons 分野（上流、精製、トレーディング事業を含む）から他の成長分野へと徐々に移すとしている。全社事業を Resilient hydrocarbons、Low carbon electricity and energy、Convenience and mobility、Other の4分野に分類したうえで、2019年では約15%であった Low carbon electricity and energy と Convenience and mobility への合計投資配分を、2030年には40%以上にするとしている。なお、同社の LNG 販売量には第三者 LNG が一部含まれる見込みであり、これはフィードガス開発の投資とリスクの抑制に貢献すると考えられる。

ダイベストメントの面では、2019～2025年に約60万 boe/d 分の資産を売却する意向を示している。とくに液分資産については、マージン率が低いものを売却対象として選ぶ。なお、2020年9月時点で、約20万 boe/d は売却済みであるとしている。

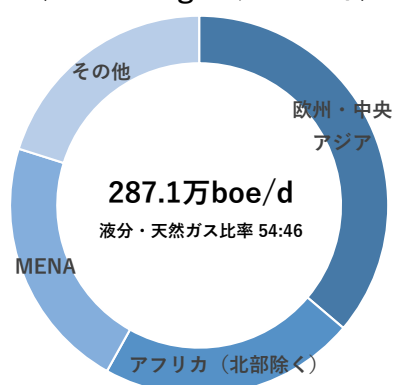
(3) TotalEnergies

TotalEnergies は、生産の低コスト化とガスシフトを進めつつ、総生産量を増産しながら上流事業を継続する意向を示している。

①生産量・埋蔵量等の現状

2020年の液分・天然ガス生産量¹⁷の地域別内訳をみると、欧州・中央アジアやアフリカ（北部除く）、中東及び北アフリカ地域（MENA）が主力生産地域となっている（図6）。さらに国別・資源別内訳をみると、液分ではUAEやアンゴラなどから、天然ガスではロシア、英国などからの生産量が多かった。

図6 | 液分・天然ガス生産量
(TotalEnergies、2020年)



(出所) TotalEnergies, "Factbook 2020"より作成。

2020年末の液分・天然ガス確認埋蔵量¹⁸（約 12,328 Mboe）の地域別内訳をみると、MENAとロシアが占める割合が相対的に大きい。液分・天然ガス比率は47:53であった。

同社の投資総額に占める Exploration & Production セグメントへの投資割合は、2018年の約 62%から 2020年には約 44%まで低下した。なお、Exploration & Production と Integrated Gas, Renewables & Power の2つのセグメント合計の投資割合は、約 85% (2018年) から約 84% (2020年) となっており、Exploration & Production セグメント単体ほどは変化していない。

②今後の戦略

TotalEnergies は、上流炭化水素事業を自社のエネルギー移行と株主還元のためのキャッシュフロー創出源とみなし、今後も継続する意向を示している。同社は天然ガスを「炭素排

¹⁷ Exploration & Production セグメント及び Integrated Gas, Renewables & Power (iGRP)セグメントにおける生産量。液分には、原油とピチューメン、コンデンセート、NGLを含む。

¹⁸ "Factbook 2020"にある Proved developed and undeveloped reserves。

出量が相対的に少なく、再生可能エネルギーの間欠性を補いながら世界のエネルギー移行期を支える重要なエネルギー源」と捉えている。ゆえに、エネルギー供給増大と低炭素化を目指すアジア諸国を中心に、今後数年間で LNG 需要が堅調に伸びると想定する。そして、同社の強力な資産ポートフォリオから、これらの需要に応える LNG 供給ができるとしている。

TotalEnergies の液分・天然ガス生産量は、同社の LNG 増産に牽引されるかたちで、2021～2026 年のあいだに年平均 3%のペースで増加するとしている。2021 年の液分・天然ガス想定生産量は約 285 万 boe/d であるため、年平均 3%のペースで増産するならば、2025 年の生産量は約 321 万 boe/d と試算できる（図 7）。同社は生産量のガスシフトを進め、2035 年までに生産量のうちの天然ガス比率を約 60%にすることを目指している。一方で、液分生産量は、市場のトレンドを追う形で今後 10 年の間にピークに達したのち、緩やかに減少するとしている。また、上流事業関連の排出量目標として、2030 年までに操業中の液分・天然ガス施設からのネット排出量（Scope 1+2）を 2015 年比で▲40%削減することを公表している。

単位生産量当たりのコストの削減にも取り組む。期近の目標では、2022 年の上流部門の OPEX を \$5/boe 程度に抑えるとしている。今後のコスト低減手法の例として、デジタル化等を挙げている。

新規投資においては、「低コスト」の基準を CAPEX+OPEX<\$20/boe、または税引後の break-even price<\$30/boe と定義したうえで、低コスト・低炭素の案件を優先的に取り組むとしている。商品価格前提を Brent \$50/bbl、HH \$2.5/MBtu と置き、液分事業の場合には 15%超のリターンを求めるとしている。また、独自の炭素コスト前提を設定し、これを事業経済性評価で考慮している。さらに、すべての新規事業の GHG emission intensity は、事業ポートフォリオの平均 intensity を下回っている必要があるとしている。

なお、2022～2025 年の全社的な投資は、約 50%を活動基盤の維持（主に液分上下流関連事業）に、残りの約 50%を成長分野に配分するとしている。成長分野への配分のうち、約半分は LNG を中心とした天然ガスに、残りの半分は再エネと電力を中心とした新エネルギーに振り向ける計画を示している。なお、同社の LNG 販売量には一定の第三者 LNG が含まれる見込みであり、これはフィードガス開発の投資とリスクの抑制に貢献すると考えられる。

ダイベストメント面では、期近の目標として 2020～2021 年に合計約 6.5 万 boe/d 分となる 12 個の資産を売却する意向を示した（図 8）。この売却プログラムは、技術コストや

排出原単位が高い資産に関する戦略に沿っているとされる。

図 7 | 液分・天然ガス生産量想定

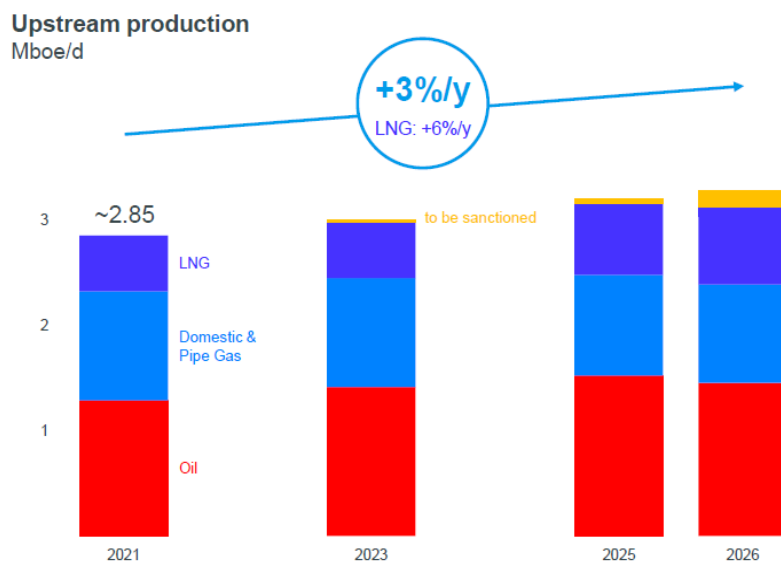


図 8 | 2020-2021年のダイベストメント活動



(4) ExxonMobil

ExxonMobil は、生産の低コスト化を進めつつ、上流事業を継続する意向を示している。ただし、生産量の増加より資産の質の向上を重視しており、2025年の液分・天然ガス

生産量は2021年とほぼ同等になると見込んでいる。

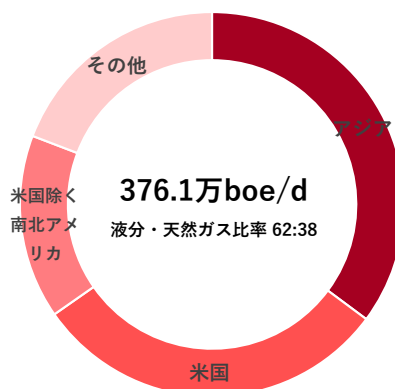
①生産量・埋蔵量等の現状

2020年の液分・天然ガス生産量¹⁹の地域別内訳をみると、アジア²⁰と南北アメリカが主力生産地域となっている（図9）。とくに米国は液分・ガスともに一国で他の地域と比肩する生産量を誇っており、同国の貢献は非常に大きいと言える。

2020年末の液分・天然ガス確認埋蔵量（約15,211 Mboe）の地域別内訳をみると、アジアと米国で全体の約8割を占めている。液分・天然ガス比率は58:42であった。

同社のCAPEXに占めるUpstreamセグメント²¹への投資割合は、2018～2020年にかけて約78%から約68%まで低下している。同期間において、Downstreamセグメントが13%から20%に、Chemicalセグメントが9%から13%に伸長した。ただし、2020年は市況悪化によりCAPEX総額が縮小しており、Upstreamの減額分が両部門にそのまま振り向けられたわけではない。

図9 | 液分・天然ガス生産量
(ExxonMobil、2020年)



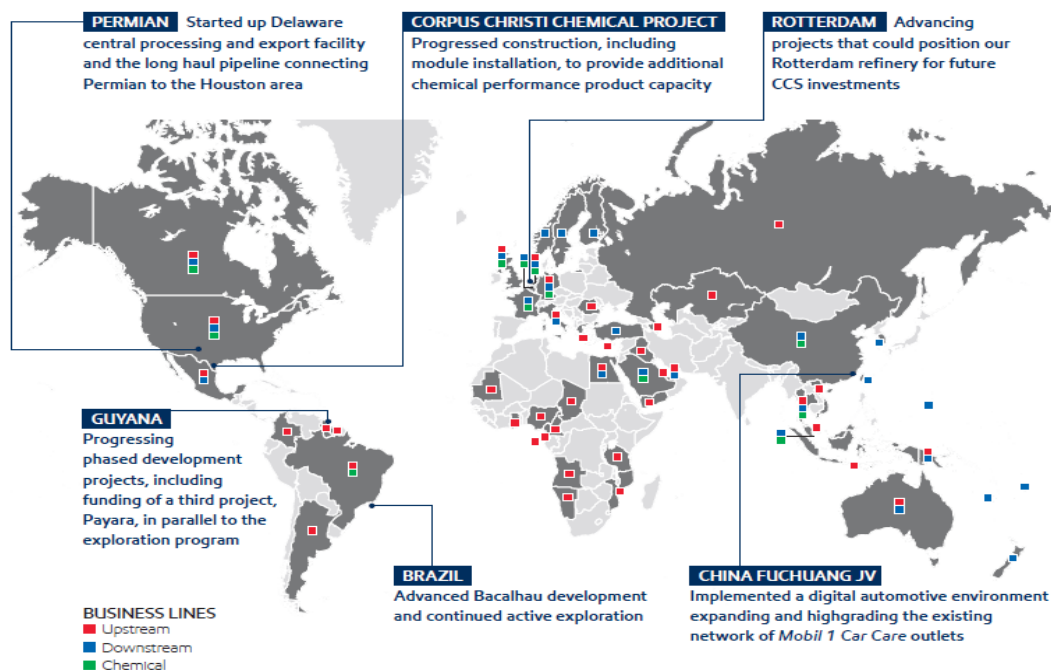
(出所) ExxonMobil, "2020 Annual Report"より作成。

¹⁹ 液分には原油、NGL、ピチューメン及び合成原油を含む。

²⁰ "2020 annual report" p.16の地域別 principal ongoing activities がある Asia の国として、アゼルバイジャン、インドネシア、イラク、カザフスタン、マレーシア、カタール、ロシア、タイ、UAE が挙げられている。

²¹ 原油及び天然ガスの探鉱・生産に係るセグメント。

図 10 | 主要事業の所在地



(出所) ExxonMobil, “2020 Annual Report”。

②今後の戦略

ExxonMobil は、上流事業を今後も継続する意向を示している。同社は、IEA や IPCC の想定を考慮しても 2040 年時点で石油・天然ガスは依然として重要なエネルギー源であり、需要を充たすには上流事業への多額の新規投資が必要であると分析している。天然ガスについては、発電・産業用に利用されている石炭を低排出燃料に移行させるうえで重要な役割を果たすと指摘する。そして、同社の大規模かつ多様な事業資産ポートフォリオによって、今後の需要に対応するとしている。

ただし、2025 年の液分・天然ガス生産量目標は、2021 年の想定生産量(約 370 万 boe/d)とほぼ同等とした。生産量を据え置く背景としては、量の増加よりも、コストの低さ等のポートフォリオ競争力の強化に主眼を置くためとしている。一方で、2020 年 12 月には上流事業の GHG 排出削減目標を公表している。具体的な削減方法の例としては、リークの検出・修復機能の強化や施設設計の改善等が挙げられている。

生産コストの削減にも取り組む。 コスト低減手法の例として、デジタル化がある。実例として、同社ウェブサイト²²には Permian 油田におけるビッグデータの活用が取り上げられ

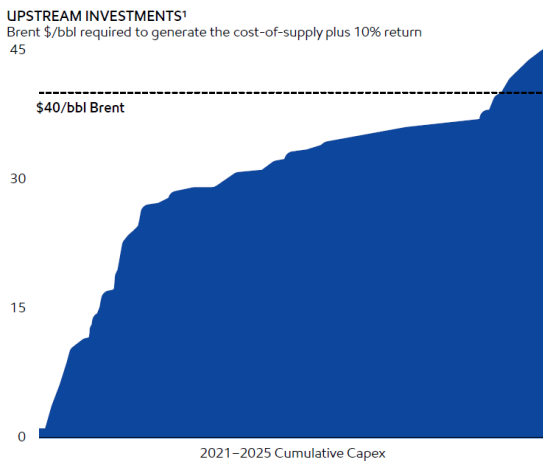
²²<https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-innovation/Digital-technologies>

ている。油田に広範に設置したセンサーで生産状況データを集めて、パフォーマンスの最適化やワークフローの自動化に活かすことにより、コスト削減や増産等が可能になるとしている。

新規投資は、低コストの液分と LNG に注力するとしている。 地域としては、ハイリターンかつ GHG intensity の低さが期待できる、ガイアナ-スリナムの液分事業やブラジルの大水深事業等に注力するとしている。新規事業では、供給コスト (cost-of-supply) を Brent \$40/bbl 未満に抑えることを目標とし、上流投資の約 90%は Brent \leq \$35/bbl でも 10%超のリターンを生み出せるようにするとしている (図 11)。これらの結果、2025 年の液分・天然ガス生産量の約 40%は、2020 年以降に生産開始した事業から供給されると想定する。そして、生産量水準は 2021 年と同等であっても、営業キャッシュフローは最大 20%程度増加するとしている (図 12)。

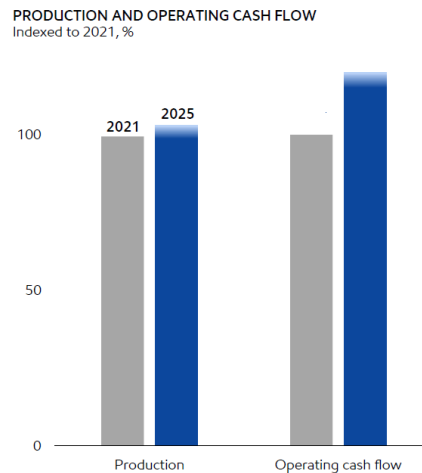
ダイベストメント面では、価値が相対的に小さい北米のドライガス資産の保有量を最大 50%程度減らすとしている。 なお、ドライガスとは、生産時にコンデンセートや液分の随伴量がほとんどない天然ガスを指す²³。

図 11 | リターン>10%を生むBrent水準
ごとの累計投資額



(出所) ExxonMobil, "2021 INVESTOR DAY"

図 12 | 2025年における生産量・営業キャッシュフローの対2021年比率



(出所) Exxon Mobil, "2021 INVESTOR DAY"

(5) Chevron

Chevron は、低コスト化を進めつつ、増産しながら上流事業を継続する意向を示してい

²³https://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/dry_gas.aspx

る。

①生産量・埋蔵量等の現状

2020年の液分・天然ガス生産量²⁴の地域別内訳をみると、米国やアジア、オセアニアが主力生産地域となっている（図13）。さらに国別・資源別内訳をみると、液分では米国やカザフスタンなどから、天然ガスでは豪州や米国などからの生産量が多かった（図14）。

図13 | 液分・天然ガス生産量
(Chevron、2020年)

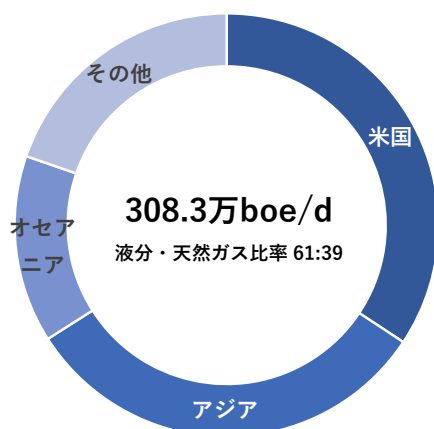
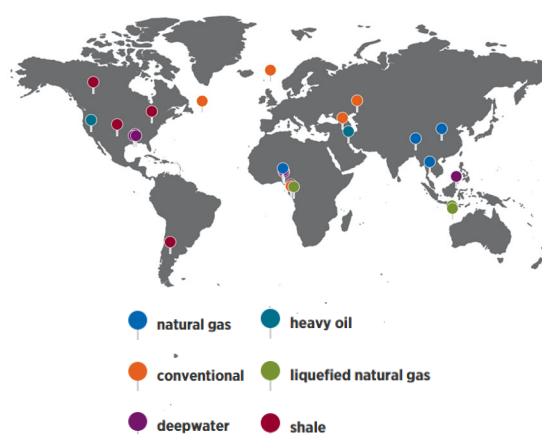


図14 | 主要事業の所在地



(出所) Chevron, "2020 supplement to the annual report" (出所) Chevronのウェブサイト。

より作成。

2020年末時点の確認埋蔵量（約11,134 Mboe）の地域別内訳をみると、米国とアジアの割合が大きい。液分・天然ガス比率は55:45であった。

同社のCAPEXに占めるUpstreamセグメント²⁵への投資割合は、2018～2020年にかけて約88%から約81%まで低下している。同セグメントには、LNG関連事業等、液分・天然ガスの探鉱・開発以外の事業内容も含まれる。一方で、同期間にDownstreamセグメントへの投資割合が約6%上昇している。ただし、2020年はCAPEX総額が縮小しており、Upstreamの減額分がそのままDownstreamに振り向けられたわけではない。

²⁴ 液分には、原油、コンデンセート、NGL及び合成原油を含む。

²⁵ 主な事業内容は、原油及び天然ガスの探鉱・開発・生産・輸送、LNGの液化・輸送・気化、原油の国際パイプライン経由の輸送、天然ガスの処理・輸送・貯蔵・販売、GTLプラントの操業が含まれる。

なお、Chevron は 2020 年中に Noble Energy を買収して確認埋蔵量や未開発資源量を追加し、事業ポートフォリオの強化を図っている。この買収を通じて、同社は米 Denver-Julesburg Basin (DJ 盆地) や Permian の非在来型ポジション、地中海東部 (イスラエル等) 資産などのポジションを高めた。

②今後の戦略

Chevron は自社の上流事業ポートフォリオを将来の成長の基盤を提供しうる存在と捉え、今後も上流事業を継続する。Michael Wirth CEO は 2021 年 3 月、「現在から 10~20 年後の世界の石油・天然ガス需要は、足許の需要を上回るだろう」と述べ、同社は低炭素の石油・天然ガスを供給する会社を目指すとしている。また、Wirth CEO は同月の業界イベントで「天然ガスは来たる低炭素経済において重要な役割を果たす」という見解を示した²⁶。

液分・天然ガス生産量は、足許から 2025 年にかけて増産トレンドを辿ると想定している。公表資料を調べた限りでは、2025 年の明確な生産量目標値は見当たらなかった (ただし、\$50/bbl 下という条件付きで図 15 の生産量見込グラフが公表されている)。2025 年までの全社的な増産は、主に米 Permian の増産や他の非在来型資源の増産、FGP/WPMP (カザフスタンの液分開発事業) のランプアップによって支えられるとしている。Chevron は今後 4 年間の上流投資の 3 分の 2 を、6 つの資産 (米 DJ 盆地、米 Permian、米メキシコ湾岸、東部地中海、カザフスタン、豪 LNG) に集中させる。一方、2021 年 10 月に GHG 削減目標を公表し、上流事業については 2028 年までの Upstream Carbon Intensity²⁷ (UCI) の削減目標値を示した。目標値の達成方法としては、低 UCI 事業の優先開発や掘削リグ等の機器の動力の転換、定期的なフレアリングの削減等が挙げられている。

生産コストの削減にも取り組む。具体的な方法の例として、操業管理のデジタル化や掘削・生産技術の改良を挙げている。

投資基準では、ショート・サイクル事業²⁸向け投資の比率を高めることを明示しているのが特徴的である (図 16)。ショート・サイクル事業を重視する背景として、市況変化に対応し、より低い実行リスクでより競争力のある予見可能なりターンを実現するためとしている。実際に、2021 年の上流投資の約 60%はショート・サイクル事業に振り向けられている。

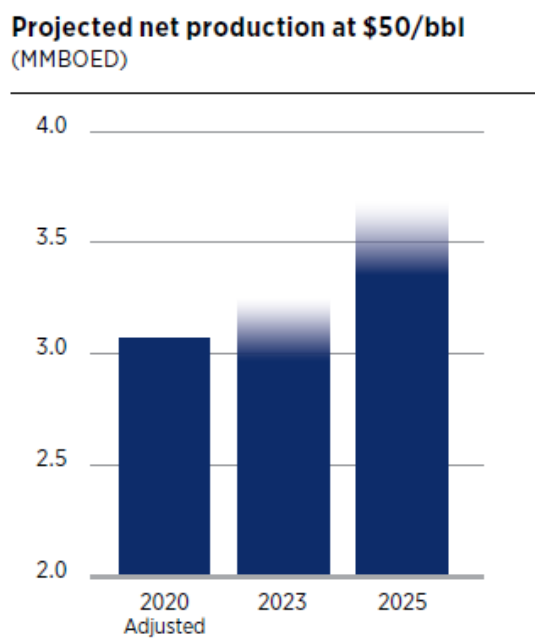
²⁶ <https://innovateenergynow.com/resources/ceraweek-recap>

²⁷ UCI には、原油生産、天然ガス生産、フレア及びメタンの排出集約度が含まれている。それぞれの計算式は同社『climate change resilience』p.61 に記されている。(<https://www.chevron.com/-/media/chevron/sustainability/documents/2021-climate-change-resilience-report.pdf>)

²⁸ ショート・サイクル事業の具体的な投資回収年限については、公表資料中に定義が見当たらなかった。

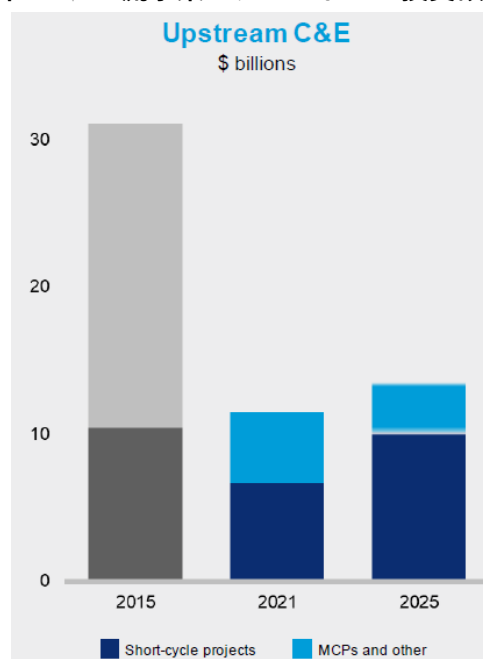
ショート・サイクル事業向け投資の割合を増やすとともに、長期サイクルかつ多額投資の事業（MCP; Major Capital Projects）を厳選することで、2025年にはショート・サイクル事業の比率が投資額の約75%に達するとしている。なお、社内では原油・天然ガス価格と炭素価格の長期想定も行っているが、競争上の理由からこれらの水準は非開示としている。

図 15 | 液分・ガス生産量想定（\$50/bbl下）



（出所）Chevron, “2020 supplement to the annual report”

図 16 | 上流事業セグメントへの投資額



（出所）Chevron, “2021 Virtual Chevron Investor Day”

*グラフにない2016~2020年の投資は、低油価やCOVID-19危機への対応等を背景として、上流部門のみならず総額で縮小トレンドにあった。

III. 各社の戦略の比較

本章では、前章で概観した5社の上流事業戦略を比較し、共通点と相違点を検討する。ただし、各社の公表情報では指標の種類や定義等が必ずしも揃っていないため、単純な横並び比較は難しい。そのなかでも、低コスト化の徹底的な追求と天然ガスの重要性の認識は全企業が共通して掲げた内容であった。一方で、将来的な生産量のトレンドは企業間で相違があった。




(1)低コスト化の徹底的な追求は全企業に共通

液分・ガス上流事業環境の不確実性が高まる中、事業の低コスト化を追求するという方向

性は各企業間に共通している。一般に、事業を低コスト化できれば、商品価格が下落した場合や炭素コストが高騰した場合でも、相対的に多くのキャッシュインフローを生める。多くのキャッシュインフローが生めれば、座礁資産化を防ぎやすくなるとともに、再投資や配当の原資を確保しやすくなる。上流事業において、低コスト化の追求自体は目新しいことではない。ただし、現在はネットゼロ社会の志向により事業環境の不確実性が高まっているうえに、上流事業から得られるキャッシュを「低炭素投資拡大に向けた資金源」と位置付ける企業も多い。ゆえに、事業の低コスト化はいっそう重要な課題として浮かび上がっていると言えるだろう。

また、複数の企業が新規投資方針のひとつとして明示した「投資回収期間の限定・短縮」を達成するためにも、低コスト化が重要な役割を果たす。一般に、投資回収期間を早めるためには、収入を多く・早く獲得しながらコストを減らす必要がある。そのため、低コスト化が順調に進めば、投資回収期間を短くできる可能性が高まる。ただし、将来の不確実性が高いコスト項目の例として、炭素コストがある。公表資料から抽出できた炭素コスト前提には、後年になるにつれて水準が上昇傾向をたどる、または水準は一定だが後年にはより高い水準での感度分析を併せて行うという特徴がみられた(図 17)。この炭素コスト前提の先高なプロファイルが、そもそも投資回収期間の限定・短縮を志向する遠因のひとつになっているとも考えられる。

図 17 | 炭素コスト前提

		2021	2025	2030	2040	2050	備考
	\$/tCO ₂	N.A.	N.A.	5~110	N.A.	>100	国によって範囲内の適用値が異なる
	\$/tCO ₂	50	50	100	200	250	Central caseの値
	\$/tCO ₂	40	40	40	40	40	>\$40/tCO ₂ の場合は当該時価を適用 2030年以降は\$100/tCO ₂ でも感度分析

(出所) 各社公表資料より作成。

* ExxonMobilは前提情報が見当たらず。Chevronは非開示。

具体的なコスト削減方法は企業ごとに違いもあるが、保有資産の事業活動や新規投資、ダイベストメントを通じて、様々な低コスト化が図られている。保有資産の事業活動におけるコスト削減方法として多くの企業が挙げていたのは、デジタル化の推進である。なお、デジタル化以外では、設備設計の簡素化や高効率化、計画外操業停止時間の短縮などの方法があった。

新規投資方針として Shell と bp が明示した新規探鉱対象の地域的集約も、低コスト化につながる側面がある。新規探鉱を既存事業地域に集約すれば、新規事業でも過去の投資資産

(既存の生産・輸送設備や現地バックオフィス機能等)が共有できる可能性がある。また、Shell の”de-risking”という言葉にあるように、知見が乏しい地域よりも既存事業近傍の方では探鉱が不調に終わるリスクが小さいならば、同一生産量の達成に必要な投資額を節減しやすいと考えられる。

さらに、ダイベストメントも事業ポートフォリオの平均コスト低減に資する側面がある。各社の公表資料では将来的なダイベストメント関連の情報量は限定的であるが、各資産の利益率を対象資産の選定基準のひとつとして考慮する傾向がみられる (bp の液分資産や ExxonMobil の北米ドライガス資産に関する言及等)。資産の利益率の低さには、単位生産量あたりコスト水準の高さも影響していると考えられる。事業ポートフォリオのなかで相対的に利益率の低い資産を売却できれば、平均利益率の向上につながるだろう。

(2) 「エネルギー転換期において天然ガスは重要」という考え方は全企業に共通

すべてのメジャー企業が「世界のエネルギー転換期において天然ガスが重要な役割を果たす」という考えを示している。この考え方の背景として、天然ガスは化石燃料のなかでは炭素排出量が少ないため、石炭の代替燃料や再生可能エネルギー発電の間欠性を補完する発電燃料として有力な候補であることなどが挙げられている。

各社の公表資料を調べた限りでは、欧州系の Shell と bp、TotalEnergies の生産量における天然ガス比率の将来目標が抽出できた。なかでも、Shell と TotalEnergies は生産量の重心を天然ガスに移すことを明示している (図 18)。ただし、各社の目標値はそれぞれ達成年度が異なるため、ガスシフトの急進さを一概に比べることは難しい。

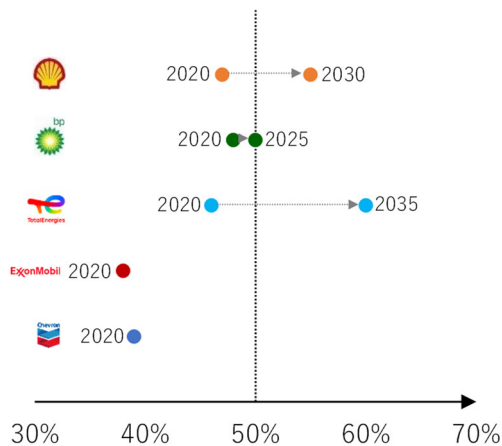
(3) 液分・天然ガス生産量の変化率 (2020~2025 年) は企業間に差

一方、各社の戦略における相違点としては、液分・天然ガス生産量の変化率 (2020~2025 年) が挙げられる (図 19)。Shell は公表資料に目標値が見当たらなかったが、他の 4 社の液分・天然ガス生産量の変化率をみると、ExxonMobil がほぼフラット、TotalEnergies と Chevron がともに 2020 年から 2025 年にかけて 10%超の増産を目指すのに対して、bp は ▲15%超もの減産を想定している。ただし、bp の減産の主因が、同社が世界の化石燃料市場の規模を他社より極端に小さく想定しているためであるとは考え難い。bp、TotalEnergies、IEA (ExxonMobil と Chevron が公表資料で引用) の化石燃料 1 次消費想定を比べても、bp の想定が他機関より極端に小さいわけではない。

この生産量変化率の差を生む考え方の「違い」を正確に特定することは困難であるが、ひ

とつの要因として、bp が液分・天然ガス需要や事業経済性が下振れするような事態の生起確率を他社より大きく捉えている可能性を想像できる。先の図 17 の通り、bp の炭素コスト前提のプロファイルは他企業の前提より相対的に先高になっている。この炭素コストプロファイルは、bp が炭素排出につながる事業の「危険性」をより大きく捉えていることを示唆しているかもしれない。また、bp の 2020 年末時点の確認埋蔵量はメジャー5社のなかで最大である一方、先述の通り Looney CEO は「低炭素事業に資本を再配置することで事業の脱炭素化・多様化を図り、リスクを軽減する」と述べている。

図 18 | 液分・天然ガス生産量における天然ガス比率の実績と目標



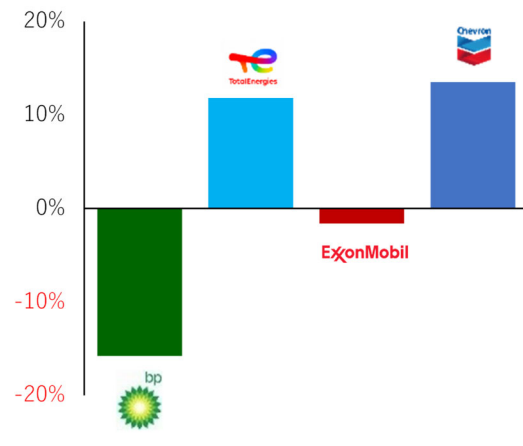
(出所) 各社公表資料より作成。

*Shellの2030年値は目標幅 (>55%) の最低ライン。

*bpはRosneft分除く。

*ExxonMobilとChevronは目標比率が見当たらず。

図 19 | 液分・天然ガス生産量変化率 (2020年~2025年)



(出所) 各社公表資料より作成。

*Chevronについては、前出の図 15 から 2025 年の生産量を約 350 万 boe/d と目算したうえで、変化率を算出。

IV. 結語

以上でみてきたように、ネットゼロ社会への移行に伴う事業環境の不確実性への対処として、メジャー企業各社の今後の戦略では、低コスト化の徹底的な追求と天然ガスの重要性の認識は全企業が掲げた内容であった。一方で、将来的な生産量のトレンドは企業間で差があった。

このなかで、徹底した低コスト化の追求はメジャー企業以外の上流事業者にも共通しうる対策だろう。生産の低コスト化は、需要減少や商品価格急落など事業環境の「悪化」に対する耐久力を高めるうえで、もっとも確からしい方策のひとつと考えられる。メジャー企業が掲げる保有資産の操業改善方法や厳格な投資基準も、他の上流事業者にとって参考にて

きる部分もあるかもしれない。

他方で、生産量変化率の方向性（増産・減産・維持等）については一般的な「正解」のよ
うなものではなく、個々の企業の事情や将来観等により方針が異なりうると考えられる。メジ
ャー企業間でも方針に差があるように、自社の事業・資産構成や主要な市場の需要状況を踏
まえながら判断する必要があるだろう。なお、上述の通りすべてのメジャー企業が今後の天
然ガスの重要性を主張しているが、「液分の方が天然ガスより炭素排出係数が高いから」と
いう理由のみで液分資産を優先的に整理・売却するわけではなく、各事業の経済性の優劣を
冷静に検討している点は注目に値するだろう²⁹。

世界の石油・天然ガス需要が短期的に激減するとは考え難いものの、今後もネットゼロ社
会に向けた国内外の議論や低炭素技術の開発は続いていく。また、Shell に対する判決のよ
うな、予期せぬ外部要因が生じる恐れもある。メジャー企業をはじめとする上流事業者が、
事業環境の変化にあわせてどのような事業戦略を打ち出し、それらを実現していくのか、引
き続き注視したい。

以上

²⁹ たとえば、ガスシフトを目指す TotalEnergies も、ブラジルの Mero やウガンダの Lake Albert といった低コスト・
低 GHG 排出の液分プロジェクトに参画している。

参考にした各社公表資料

機関名	資料名
Shell	<ul style="list-style-type: none"> ・ STRATEGY DAY 2021 PRESENTATION, TRANSCRIPT ・ SUSTAINABILITY REPORT 2020 ・ SHELL ENERGY TRANSITION STRATEGY ・ ANNUAL REPORT AND ACCOUNTS 2020 ・ SHELL INSIGHTS: UPSTREAM STRATEGY ・ Shell LNG Outlook 2021
bp	<ul style="list-style-type: none"> ・ Second quarter 2020 financial results and strategy presentation ・ BP sets ambition for net zero by 2050, fundamentally changing organisation to deliver ・ From International Oil Company to Integrated Energy Company: bp sets out strategy for decade of delivery towards net zero ambition ・ Resilient and focused hydrocarbons ・ bp capital markets days ・ bp Annual Report and Form 20-F 2020 ・ BP plc 112th Annual General Meeting: Webcast Transcript ・ bp sustainability report 2020
TotalEnergies	<ul style="list-style-type: none"> ・ Universal Registration Document 2020 including the Annual Financial Report ・ Factbook 2020 ・ Total Energies Energy Outlook 2021 ・ Strategy and Outlook, Transcript
ExxonMobil	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2021 INVESTOR DAY, webcast ・ Energy & Carbon Summary ・ 2020 Annual Report
Chevron	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2021 Virtual Chevron Investor Day ・ 2021 Virtual Chevron Investor Day Edited Transcript: Part I ・ 2021 Virtual Chevron Investor Day Edited Transcript: Part II ・ 2020 annual report ・ 2020 supplement to the annual report ・ Energy Transition Spotlight ・ Climate Change Resilience