

平成28年度石油産業体制等調査研究

国際原油市場を取り巻く環境と価格形成に影響を与える諸要因に関する調査報告書

平成29年2月

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

はじめに

石油・天然ガス等の化石燃料の大部分を輸入に依存している我が国にとって、エネルギー資源とりわけ石油の安定供給の確保は重要な政策課題である。その安定供給を図る上で、非常に重要な要素である原油価格は、2014年後半以降大幅に下落し、直近においても根強い供給過剰感が続いている状況である。一般的に原油価格の下落は、我が国をはじめとした石油輸入国・消費国にとって、原油輸入価格の低下を通じて交易条件が改善することで、家計の実質所得押し上げによる消費下支えや、生産コスト等低下に伴う企業収益改善・設備投資下支え等の効果が見込まれ、マクロ経済に好影響があるとされる。一方で、今回の原油価格低迷局面においては、産油国を含めた世界経済への悪影響や石油開発の停滞といったリスク面が特に注目され、金融市場の不安定化要因の一つとされるとともに、特に石油開発の停滞については、将来の供給不安や原油価格高騰に繋がる可能性も指摘されている。

本調査では、このような状況の下、原油価格の決定に影響を及ぼす諸要因や原油価格の変動により影響を受ける事項を詳細に調査するとともに、国際原油市場を取り巻く環境や諸要因について定期的な情報の整理と議論を行うことで、石油の安定供給確保に向けた我が国のエネルギー政策立案に資することを目的とする。

本報告の作成にあたっては、我が国を代表する国際原油市場の専門家からなる研究会を立ち上げ、合計7回の研究会を開催した。研究会はいわゆる「チャタムハウス・ルール」に基づいて行われたため、その議論の内容は本報告書中で個別には参照されないものの、本調査報告書を作成する上で大いに参考にさせて頂いた。この場を借りて、多忙なスケジュールの合間をぬって、研究会にご出席下さった以下の所外のメンバーの皆様に厚く御礼を申し上げる。

【研究会所外メンバー（50音順、敬称略）】

相澤 稔	三菱商事 天然ガス事業本部 米州天然ガス事業部長
小幡 健太郎	アストマックス株式会社 常務取締役
須藤 繁	帝京平成大学 現代ライフ学部 教授
野神 隆之	石油天然ガス・金属鉱物資源機構 調査部 担当審議役
本間 隆行	住友商事グローバルリサーチ株式会社 経済部 部長
峰岸 実	JX エネルギー株式会社 原油外航部 部長 兼原油外航部 原油グループマネージャー

Fareed Mohamedi The Rapidan Group, Chief Economist

Edward Morse Citi Research, Global Head – Commodities, Managing Director

なお、本調査報告書の内容は日本エネルギー経済研究所の責任の下に執筆・編集を行ったものであり、その中で示される見解および内容の誤謬などについては、いずれも日本エネルギー経済研究所の責任によるものであることを付言しておく。

本報告書が我が国のエネルギー政策立案の一助となることがあれば、望外の幸せである。

平成29年2月
一般財団法人日本エネルギー経済研究所

目次

第1章 原油の生産コストについて	1
1-1 在来型油田とシェールオイルの生産コスト	1
1-2 生産コスト別の原油の予測生産量・埋蔵量	7
1-3 生産中の既存油田の減退傾向・見通し	11
1-4 CAPEX（資本的支出・コスト）と OPEX（運用支出・コスト）の関係	15
第2章 原油価格と石油開発について	18
2-1 低油価と石油開発投資の関係、低油価環境下における検討プロセスと投資判断	18
2-2 投資決定から開発、生産までのプロセス及び期間	22
2-3 低油価環境下における米国シェール開発企業の動向・財務リスク	27
第3章 原油価格と石油需要について	32
3-1 原油価格の変動が石油需要に与える影響	32
3-2 原油価格の変動が石油関連企業や経済に与える影響	38
3-3 原油価格の急変動が石油需要や石油関連企業、経済に与える影響	43
第4章 原油価格と日本経済について	49
4-1 原油価格の下落が日本経済に与えるポジティブ/ネガティブな影響	49
4-2 2014 年後半以降の原油価格下落による日本経済、企業業績への影響	50
4-3 日本経済にとって、原油価格の下落はプラスかマイナスか	63
第5章 主要産油国動向について	66
5-1 石油輸出国機構（OPEC）、非 OPEC の原油生産調整に関するこれまでの動き・見通し	66
5-2 生産調整機能の担い手（サウジアラビアのスタンス変化、シェールオイルの価格弾力性）	72
5-3 原油価格下落が産油国（経済面、政治面、原油生産等）に与える影響	78
5-4 産油国がデフォルトに陥った場合の原油市場や日本の原油調達への影響	84
5-5 主要産油国におけるリスク動向	88
5-6 米国新大統領就任に伴う米国石油政策への影響	94
第6章 原油価格と金融要因について	104
6-1 金融緩和／金融収縮と原油価格の関係	104
6-2 株式市場・為替市場と原油価格の関係	108
6-3 原油市場への投資マネーの流入の影響	112
第7章 インプリケーション	120

第1章 原油の生産コストについて

本章では、在来型及び非在来型原油の生産コスト及び原油価格の変動による原油生産への影響を、国際エネルギー機関（International Energy Agency: IEA）や米エネルギー情報局（Energy Information Administration: EIA）の分析も利用して解説する。まず、生産コスト構成要素や主要供給源の生産コスト推計を概観する。次に、生産コスト別の原油の予測生産量・埋蔵量推計を整理する。そして既存油田の減退傾向・見通しを確認し、最後に石油開発における CAPEX（Capital Expenditure: 資本支出）と OPEX（Operating Expense: 操業費）の関係を扱う。

1-1 在来型油田とシェールオイルの生産コスト

1-1-1 生産コスト構成要素

在来型であれ非在来型であれ、原油の生産コストは、CAPEX、OPEX、生産者の利益に分類出来る（図表 1-1）。CAPEX は、地質調査や試掘井掘削といった探鉱費、生産井掘削や生産設備建設といった開発費に大別出来る。開発契約によっては、油田が発見された場合の発見ボーナスを政府に支払うこともある。OPEX には、生産に伴う費用、即ち燃料費、人件費、輸送費、設備維持費、現地管理費、諸税公課・ロイヤリティ（royalty）¹等が含まれる。開発契約によっては、政府に支払う生産ボーナスが含まれることもある。これらのコスト構成要素は、埋蔵量、生産性（一坑井あたりの生産量）、資機材価格、人件費、税制、開発契約条件によって大きく左右され、従って、生産コストも油田あるいは生産国によって様々である²。

¹ 鉱業権の原所有者（国、地方政府、国営石油会社、土地所有者等）が、鉱業権の付与、サービス契約、リース契約の締結に際し、地下資源の探鉱、生産に必要な費用を負担することなしに生産物に対して留保する取り分。（JX エネルギー「石油用語辞典」より転載）

² CAPEX・OPEX 別の生産コスト推計例は 1-4 で取り扱う。

図表 1-1 石油生産コスト構成要素

区分	段階	内訳
CAPEX	探鉱	物理探鉱・地質スタディ費
		掘削費（試掘・探掘）
		現地管理費
	開発	開発費（施設建設費、生産井掘削費）
		現地管理費
		借入金金利 （発見ボーナス）
OPEX	生産	生産操業費
		現地管理費
		（生産ボーナス）
		諸税公課、ロイヤリティ等
生産者の利益		

（出所）兼清賢介監修（2013）『石油・天然ガス開発のしくみ』（化学工業日報社）より日本エネルギー経済研究所作成

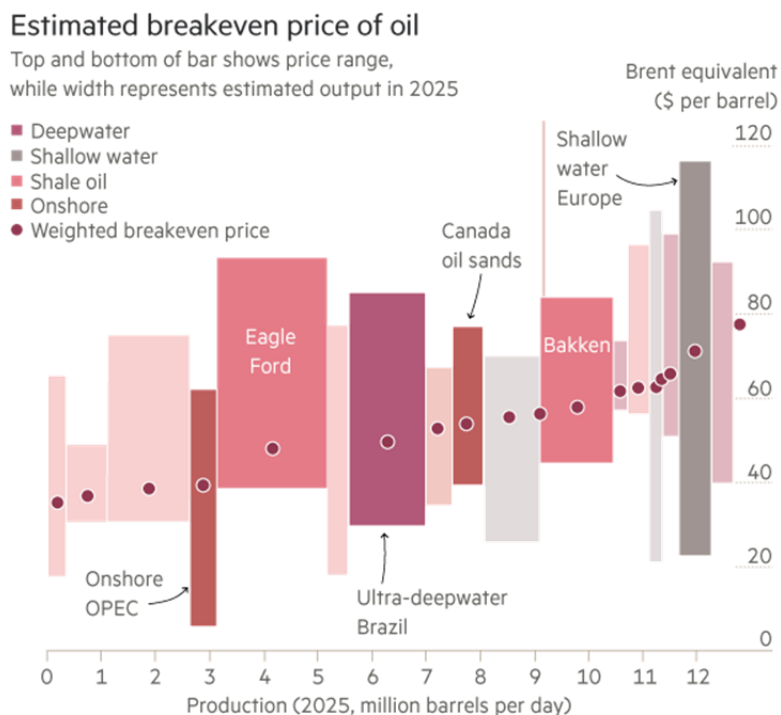
1-1-2 生産コスト推定例

油田の生産コストあるいは損益分岐点³は公式なものは存在せず、実際の推定コスト数値のみならず、対象となる油田や生産国も推定者や推定時期によって大きな相違がある。このような相違は、上述のとおり埋蔵量や生産性、更には想定される利益率といった前提条件の違いによって生じるものと考えられるが、このような前提条件は開示されないのが通常である。また、下記で述べる生産コストあるいは損益分岐点では、探鉱に成功し商業化された油田のみが想定されている。しかし、油田探鉱は非常にリスクの高いビジネスであり、商業生産に至る油田は僅かである。失敗に終わった油田探鉱にかかわるコストは以下の想定では含まれていない点を指摘しておく。

このような不確実性を念頭に置いた上で、損益分岐点の推定例を概観する。例えば、コンサルティング会社の Wood Mackenzie によると、2025 年時点の損益分岐点は OPEC の陸上油田（平均\$40/bbl 程度）から北海を中心とする欧州の浅海（平均\$70/bbl 程度）まで大きな差がある（図表 1-2）。また、各供給源でも損益分岐点は非常に大きなレンジになっている。注目点としてシェールオイルが必ずしも最も損益分岐点が高いとは限らないことを指摘出来る。図表 1-2 で言えば Eagle Ford や Bakken、また、近年大規模な投資が相次いでいる Permian といった米国の主要なシェールオイル供給源のうち、コスト競争力のある油井は 2015～2016 年の低油価状況においても利益を出しているものと推測出来る。

³ ここでは生産コストは生産者の利益が含まれていないが、損益分岐点では含まれているものと区別する。

図表 1-2 Wood Mackenzie による原油生産損益分岐点の想定

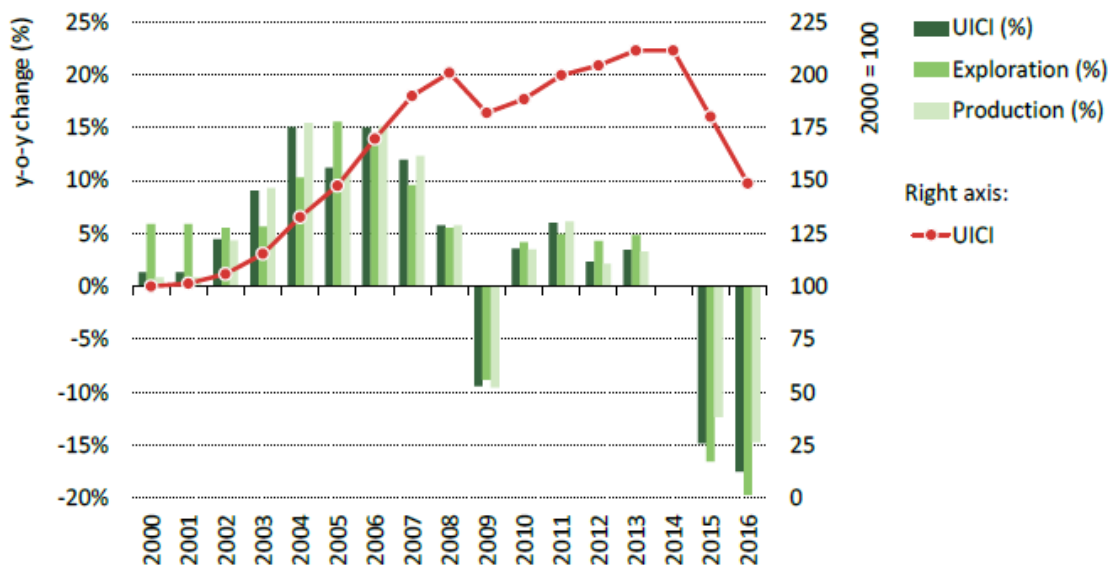


(出所) Wood Mackenzie (2016年8月時点。Financial Times 2016年8月9日より転載)

1-1-3 生産コストの変動要因

前節で示した推定された損益分岐点は2016年に公表されたものであるが、生産コストや損益分岐点は資機材価格変動、埋蔵量増減、技術革新、利益率等によって変動し得ることに留意する必要がある。例えば、IEAによると、石油・天然ガスの上流投資額(CAPEX)は2007年までは増加し続けているが、原油価格が急落した2009年や2014年以降は減少している(図表1-3)。投資額増減に合わせて上流投資コスト指数(Upstream Investment Cost Index: UICI)も変動していることが分かる。一般的に投資額が増加すればUICIも上昇する傾向がある。いずれにせよ、原油生産に必要な資機材の価格が変動すれば、同一の油田においても投資判断時期によって生産コストは変動し得る。

図表 1-3 石油・天然ガス上流投資コスト指数と投資額増減

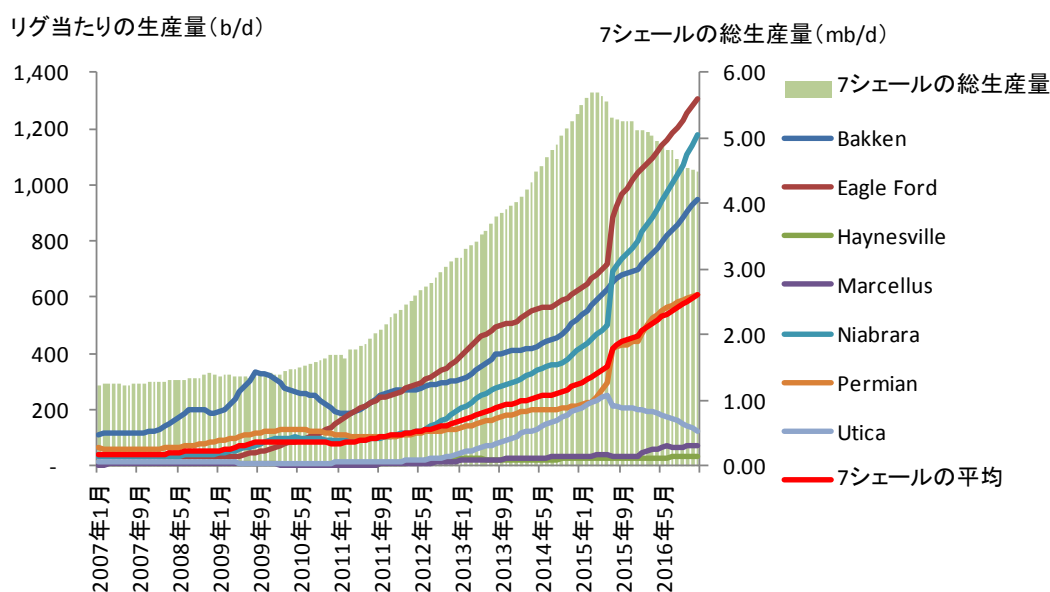


Note: y-o-y = year-on-year.

(出所) IEA(2016). *World Energy Investment 2016*

また、可採埋蔵量が上方修正されたり、生産性を向上させる技術革新が起これば生産コストは当然ながら低下する。可採埋蔵量が上方修正されると、単一の油田からより長期間にわたって生産を継続することが期待出来る。従って、投資額当たりの生産効率が向上することで生産コストが低下する。可採埋蔵量の上方修正と密接な関係があるのが探鉱・開発・生産部門における技術革新である。これが顕著に現れているのが米国のシェールオイルであろう。EIAによると、主要7シェールにおけるリグ当たりの平均生産量は、2007年1月の39b/d (barrel per day) から2016年12月には609b/dに急増している。生産性向上とともにこれらのシェールからの総生産量も2007年1月の122万b/dから2015年3月には570万b/dに達した。それ以降は原油価格急落と投資減少に伴って生産量も減少したが、生産性自体は価格下落局面においても向上(生産コストが低下)し続けている(図表1-4)。

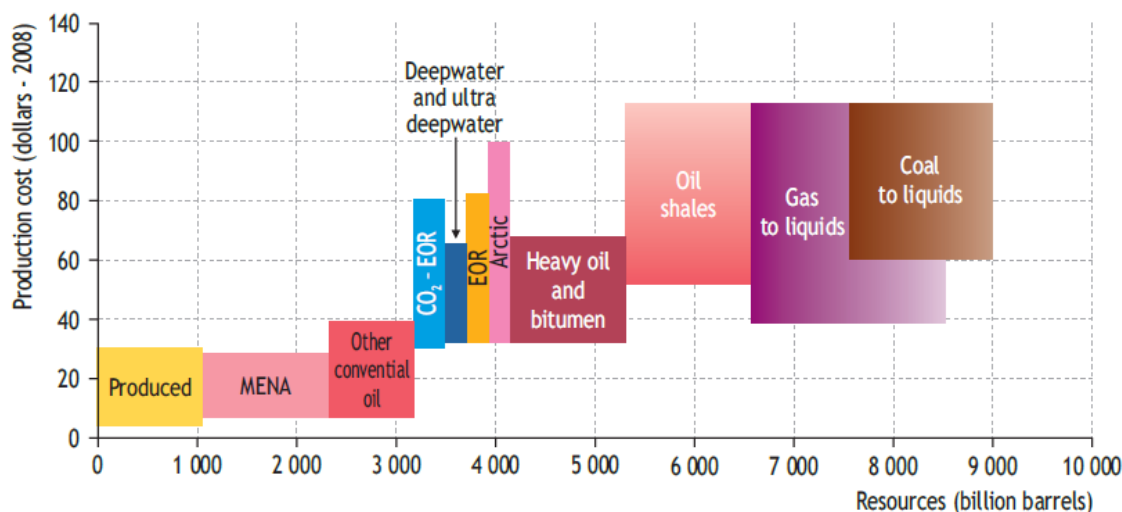
図表 1-4 米国の主要 7 シェールの石油生産性と生産量



(出所) EIA. *Drilling Productivity Report*

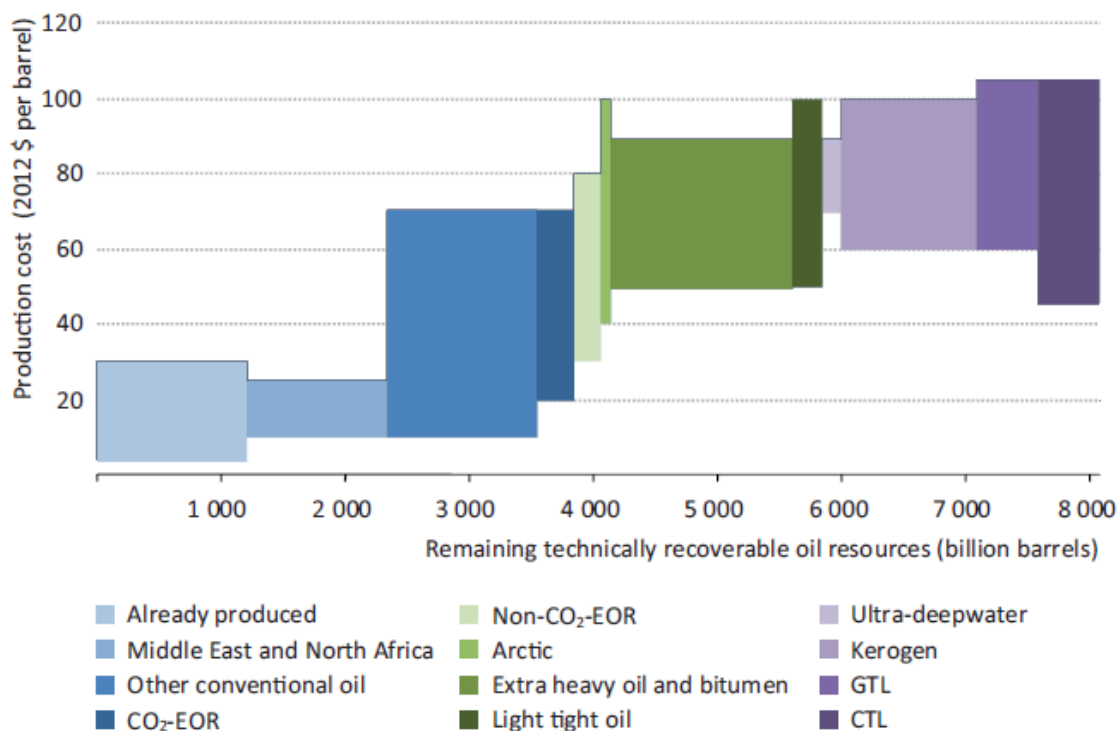
2008 年時点において IEA はシェールオイルの生産コストを\$50~110/bbl 程度と推定していた (図表 1-5)。しかし、2013 年になるとシェールオイル等の Light Tight Oil の生産コストは\$50~100/bbl 程度と推定されている (図表 1-6)。IEA はそれ以降同形式のグラフを公表していないが、図表 1-2 に示したとおり Wood Mackenzie によると Eagle Ford や Bakken といったシェールオイルの平均生産コストは\$50~60/bbl とされている。従って、生産性が向上するとともに、シェールオイル生産コストも低下してきたことが分かる。

図表 1-5 2008 年時点での原油等液体燃料の生産コスト



(出所) IEA(2008). *World Energy Outlook 2008*

図表 1-6 2013 年時点での原油等液体燃料の生産コスト



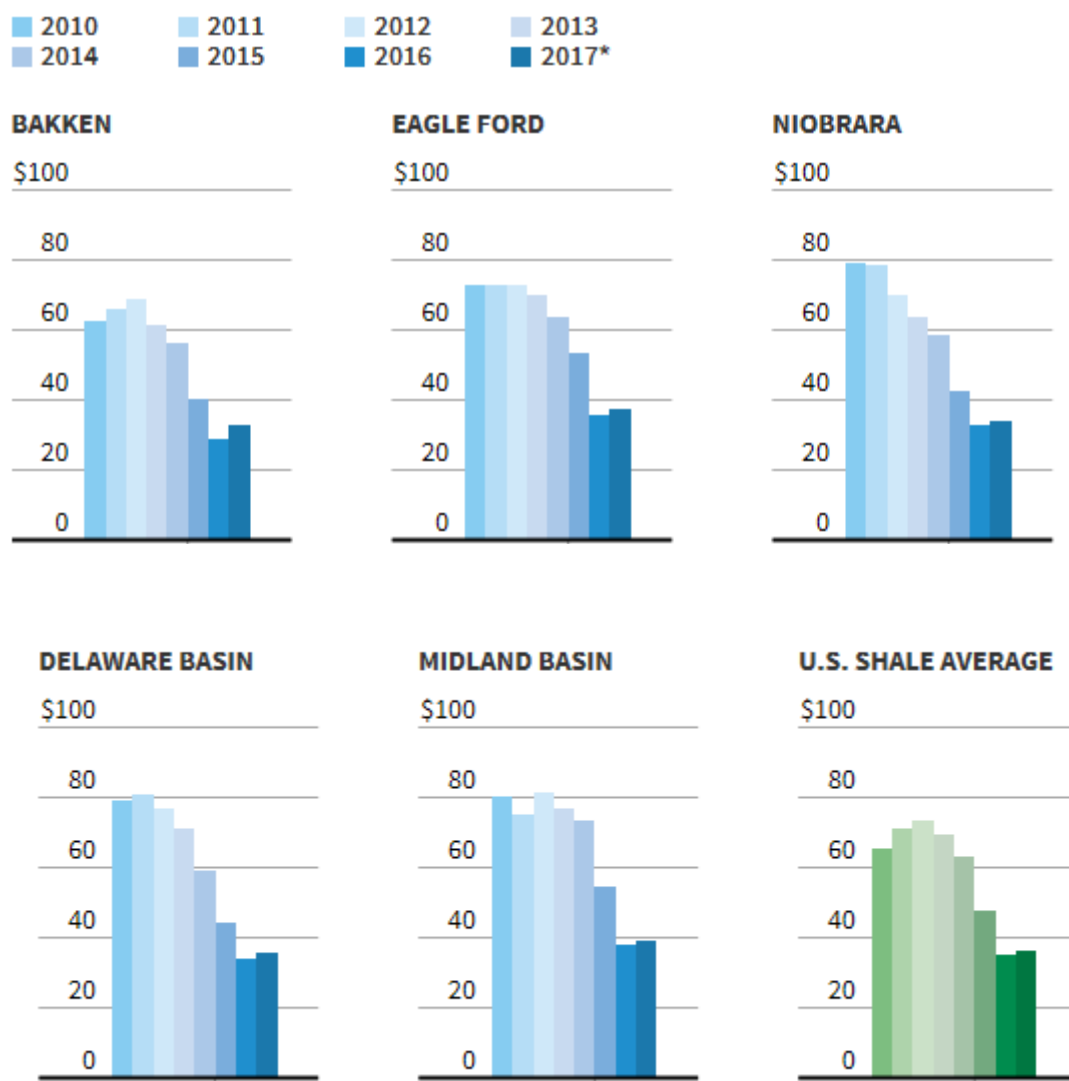
(出所) IEA(2013). *World Energy Outlook 2013*

コンサルティング会社の Rystad Energy もシェールオイル生産コスト低下の定量評価を行なっている。2017 年 2 月時点での評価によると、2012 年から 2016 年にかけて程度の差はあるものの調査対象である全てのシェールにおいて損益分岐点の低下が見られるが、2017 年に関しては上昇すると見られている⁴。Rystad Energy は掘削・仕上げ⁵コストの低下及び可採埋蔵量の増加がこのコスト低減をもたらしたが、油価上昇に伴って探鉱・開発が再び活発化することがコスト上昇につながると予測している (図表 1-7)。

⁴ “U.S. shale oil braces for the unfamiliar in 2017: inflation,” *Reuters*, February 17, 2017.

⁵ 掘削終了後、地層が露出している坑井に内枠をつけること (ケーシング)、ケーシングを貫いて生産層に達する孔を開けること (パーフォレーション)、ケーシング内でのパイプを設置すること (チュービング)、坑井からの油やガスの流れを制御するために坑口装置の最上部に取り付けられる装置 (クリスマスツリー) の設置等の作業。

図表 1-7 米国の主要シェールにおける石油生産損益分岐点の変化



(出所) Rystad Energy (2016年8月時点。Reuters 2017年2月17日より転載)

1-2 生産コスト別の原油の予測生産量・埋蔵量

1-2-1 IEA World Energy Outlook 2015 での分析

前節で示したように、石油生産コスト推定には多くの不透明さはあるものの、中東陸上油田の生産コストが最も低いことや、近年生産量増加が著しいシェールオイルの生産コストは相対的に高いものの足元では低下傾向にあることは確かであろう。それでは、原油価格が変動すると、生産コストが異なる供給源の生産量や埋蔵量はどのように変化するのであろうか。

IEA は World Energy Outlook (WEO) 2015 において、低油価シナリオ (Low Oil Price Scenario) を提示し、低油価による需給への影響を分析している⁶。それによると、WEO2015 の中で実質的な基準シナリオとされている New Policies Scenario では 2040 年にかけて油価が \$128/bbl に上昇していくのに対し、Low Oil Price Scenario では 2040 年時点でも \$85/bbl にとどまる (図表 1-8)。

図表 1-8 World Energy Outlook 2015 における原油 (IEA 平均輸入) 価格と供給量想定 (\$/bbl、実質価格)

年	New Policies Scenario					Low Oil Price Scenario				
	原油価格 (\$/bbl)	供給量 (100 万 b/d)				原油価格 (\$/bbl)	供給量 (100 万 b/d)			
		在来型	非在来型	NGL 他	合計		在来型	非在来型	NGL 他	合計
2020	80	67.3	10.9	17.6	95.9	50	68.4	10.6	18.0	97.0
2030	113	67.9	12.1	19.9	99.9	70	72.2	10.3	20.1	102.6
2040	128	66.8	14.5	22.2	103.5	85	72.8	12.4	21.9	107.2

(注) 四捨五入に各供給源供給量と合計欄の数値が合わないことがある。

(出所) IEA (2015). *World Energy Outlook 2015*

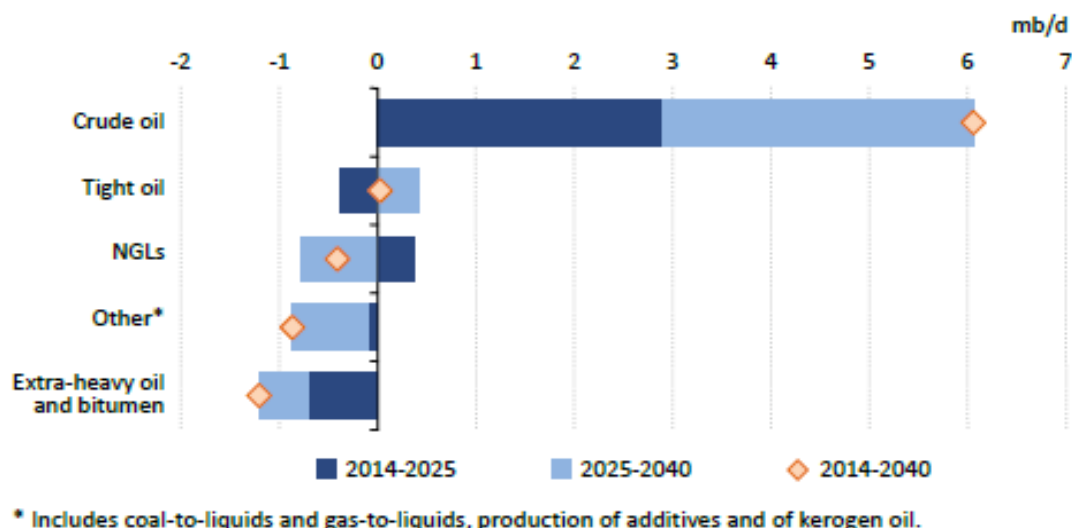
IEA は、Low Oil Price Scenario の前提として、相対的に低い GDP 成長率、より早期の燃料補助金廃止、非 OPEC 生産量 (特に米国シェールオイル) のより大きな増加、OPEC 市場シェア重視戦略の継続、石油からの燃料転換、といった条件を置いている。その結果、Low Oil Price Scenario における 2040 年の世界の石油需要は、New Policies Scenario よりも 4% (370 万 b/d) 多い 1 億 720 万 b/d となる。供給はこの需要に対応して増加するが、低価格であるために相対的に生産コストの高い非在来型石油のシェアが縮小、在来型石油のシェアが拡大することになる。具体的には、米国のシェールオイル等の非在来型石油 (図表 1-9 での Tight Oil 及び Extra-heavy oil and bitumen) 生産量は、2040 年時点で 1,240 万 b/d と、New Policies Scenario の場合よりも 210 万 b/d 少ない。但し、更なる生産性向上を見込み、Tight Oil の生産量が 2025 年以降に増加するとされていることは注意すべきである。一方、在来型石油生産量は、2040 年に 7,280 万 b/d と、New Policies Scenario の場合よりも 600 万 b/d 多い。非在来型石油生産量のシェアが高い非 OPEC 諸国の生産量は、2040 年時点で 4,920 万 b/d と、New Policies Scenario の場合よりも 200 万 b/d 低くなる。しかし、在来型石油生産量のシェアが高い OPEC 諸国は、2040 年に New Policies Scenario の場合よりも 560 万 b/d 多い 5,480 万 b/d を生産することになる。その結果、中東諸国を中心とする OPEC の市場シェアは 2014 年の 41% から 2040 年には 51% にまで拡大する。そのため、IEA は、一般的に低油価は需要家にとって好ましいものの、中東原油依存度の上昇によって地政学リスクが高まることを指摘している。

上記 Low Oil Price Scenario は、New Policies Scenario を基準とし、かつ、GDP 低成

⁶ WEO2016 では低油価シナリオは設定されていない。

長率等、上記で述べたような前提条件の下で行なった感度分析である。実際には、前提条件の一つである OPEC 市場シェア重視戦略は、2016 年 9 月の Algiers 会議及び同年 11 月の OPEC 総会で価格重視戦略に転換されている。前提条件が変化するとシナリオ実現の蓋然性は低下するが、相対的な生産コストの低さから OPEC 諸国の低価格への耐性が高い点では中長期的にも変化がないと考えられる。

図表 1-9 前提条件の油価を低く想定した場合に生じる生産量の変化



(出所) IEA(2015). *World Energy Outlook 2015*

1-2-2 EIA Annual Energy Outlook 2017 での分析

シェールオイルを中心とする米国のタイトオイル (Tight Oil) 生産が、その増産ポテンシャルの大きさや相対的な高コストに起因する価格感応性の高さによって、石油需給や価格の変動に大きな影響力を持つことは周知のとおりである。EIA の Annual Energy Outlook (AEO) 2017 では、油価変動及び資源量や探鉱・開発技術進展程度による米国の石油需給への影響を分析している。油価変動でのケース分けは、Low Oil Price ケース及び High Oil Price ケースであり、2050 年での想定価格は前者が\$43/bbl、後者が\$234/bbl である。資源量・技術進展程度によるケース分けは、High Oil and Gas Resource and Technology ケース及び Low Oil and Gas Resource and Technology ケースとなっており、2050 年での想定価格は前者が\$91/bbl、後者が\$125/bbl である⁷ (図表 1-10)。

AEO2017 での Reference ケースでは、米国の原油生産量は 2015 年の 942 万 b/d から 2050 年には 986 万 b/d に増加するとされている。油価のみを変化させた Low/High Oil

⁷ High Oil and Gas Resource and Technology ケースは、タイトオイルやシェールガスの可採埋蔵量及び原油生産性を Reference ケースより 50%増加させ、投資収益率を低下させ、現時点では未発見の資源量も織り込んだものである。一方、Low Oil and Gas Resources and Technology ケースでは、タイトオイルやシェールガスの可採埋蔵量及び原油生産性を Reference ケースより 50%低下させたものである。

Price ケースでは、低油価であれ高油価であれ 2050 年の生産量は Reference よりも減少する。生産量が伸びない主な原因として、Low Oil Price では需要の弱さが低価格による需要喚起効果を上回ること、High Oil Price では高価格によって石油からの燃料転換が増加することが挙げられている。一方、資源量・技術進展程度を加速させた High Oil and Gas Resource and Technology ケースでは、2050 年時点の価格想定が High Oil Price の半分以下であるにもかかわらず、同年の生産量は 1,724 万 b/d に達する。反対に資源量・技術進展が伸びない Low Oil and Gas Resource and Technology ケースでは、2050 年時点の価格想定が Reference ケースよりも高いにもかかわらず、同年の生産量は 576 万 b/d に減少する。従って、EIA は、単純な油価上昇よりも資源量・技術革新の方が、米国での石油生産量増加に寄与していると認識していることになる。

図表 1-10 Annual Energy Outlook 2017 における原油 (WTI) 価格想定と米国の原油生産量

年	Low Oil Price	High Oil and Gas Resource and Technology	Reference	Low Oil and Gas Resource and Technology	High Oil Price
原油価格 (\$/bbl、実質価格)					
2020	25	66	69	70	146
2030	31	78	88	95	194
2040	38	88	103	115	220
2050	43	91	110	125	234
原油生産量 (100 万 b/d)					
2020	8.21	11.30	9.88	8.97	12.81
2030	7.39	13.32	10.54	7.98	12.21
2040	7.21	16.20	10.34	7.03	10.53
2050	7.21	17.24	9.86	5.76	9.33

(出所) EIA(2017). *Annual Energy Outlook 2017*

図表 1-11 AE02017 での米国石油生産量

(単位: 100 万 b/d)

ケース	油種	2015	2020	2030	2040	2050	増加率/年 (2015/2050)
Reference	タイトオイル	4.9	5.2	6.2	6.3	6.2	0.7%
	その他	4.5	4.7	4.4	4.0	3.6	-0.6%
High Oil Price	タイトオイル	4.9	8.2	7.3	6.4	5.6	0.4%
	その他	4.5	4.6	4.9	4.2	3.7	-0.6%
Low Oil Price	タイトオイル	4.9	3.8	3.7	4.0	4.3	-0.4%
	その他	4.5	4.4	3.7	3.2	2.9	-1.3%
High Oil and Gas Resource and Technology	タイトオイル	4.9	6.5	9.8	11.9	12.9	2.8%
	その他	4.5	4.8	5.0	5.0	4.4	-0.1%
Low Oil and Gas Resource and Technology	タイトオイル	4.9	4.7	4.3	3.3	2.7	-1.7%
	その他	4.5	4.3	3.7	3.8	3.1	-1.1%

(出所) EIA(2017). *Annual Energy Outlook 2017*

さらに、各ケースにおけるタイトオイルと在来型その他の生産量の見通しをみると、技

術革新が増産に貢献していることがわかる（図表 1-11）。Reference ケースでは、タイトオイルの生産量は 0.7%/年で増加し、2050 年には 620 万 b/d に達する。High Oil Price ケースでは、2050 年の生産量が 560 万 b/d と Reference ケースよりも少ないのに対し、High Oil and Gas Resource and Technology ケースでは 1,290 万 b/d にも増加する。タイトオイル増産に寄与するのは高価格よりも技術進展であることがより顕著に現れていると言える。

1-2-3 原油の予測埋蔵量

原油の予測埋蔵量は、価格、時間軸、技術進展程度、生産コスト水準等によって異なると考えられる。例えば、価格の高止まりが長期化し、技術進展が著しい場合には、上流事業採算性が向上することで上流投資インセンティブが高まり、埋蔵量の増加につながると言える。反対に、油価の低迷が続き、技術進展が進まない場合には、上流投資が滞り、埋蔵量も抑制される可能性がある。技術進展が著しいとはいえ、生産コスト水準が相対的に高いとされている米国のシェールオイルに関しては、価格の高止まりや低迷が長期化すれば埋蔵量の変動する可能性が高まると考えられる。

1-3 生産中の既存油田の減退傾向・見通し

1-3-1 生産期間と増進回収法

油田生産期間は、ピーク生産に達するまでの立ち上がり期間（build-up period）、生産量が安定するプラトー生産期間（plateau production period）、減退期間（declining period）に分類出来る。各期間の長短は、可採埋蔵量の大きさ、地質条件、増進回収法を利用するか否かといった生産方針等によって変化する。一般的には、可採埋蔵量が大きいほど生産期間は長くなる。増進回収法には、その手法によって三段階に分けられるが（詳細は第 2 章第 2 節で取り扱う）、これらの手法が成功すれば、生産期間の長期化が可能となる。どの増進回収法をどの程度利用するかには投資額、資金調達コスト、市況等の経済性が左右する。

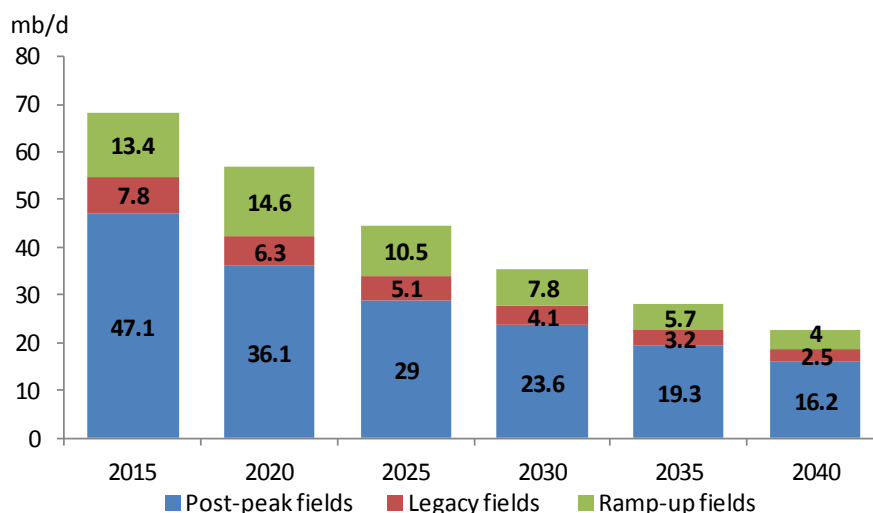
1-3-2 減衰率（decline rate）に関する IEA の分析

上記のように様々な条件によって生産量や生産期間は変化するものの、生産が開始された油田は、立ち上がり期間、プラトー期間を経て、減退期間にいずれ入るのは変わらない。油田単位でどの程度の速さで生産量が減少するのか、即ち減衰率をどのように見るのかは、原油生産見通しのみならず探鉱・開発投資額を検討する際に極めて重要である。

IEA の WEO2016 では、生産・開発段階によって油田を Post-peak fields（生産量がピークを過ぎた在来型油田）、Legacy fields（OPEC 生産枠等、地質条件以外での要因によ

って生産量がピークに達していない在来型油田)、Ramp-up fields (2000年以降に開発され生産量がピークに達していない在来型油田)、NGL、非在来型油田に分類し、生産量全体の50%超を占めるPost-peak fieldsについて減衰率を分析している。それによると、2015年時点のPost-peak fieldsでの世界平均減衰率は6.2%であるが、追加投資が行なわれなかった場合には9%に達したと推計されている。この減衰率は2015年単年での推計であるが、WEO2016では2040年までの減衰率を4.2%/年と想定し、Post-peak fieldsの生産量は2015年の4,710万b/dから2040年には1,620万b/dに減少すると予測している。Legacy fields及びRamp-up fieldsの2040年までの減衰率はそれぞれ4.4%/年及び4.7%/年に想定されており、2040年時点の生産量はそれぞれ250万b/d及び400万b/dにまで減少すると予測されている(図表1-12)。

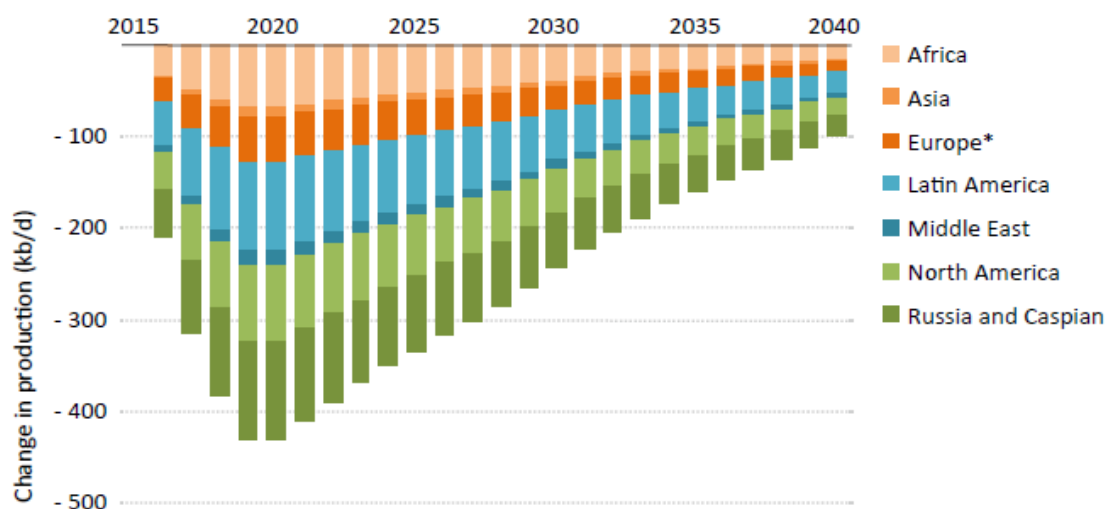
図表 1-12 既存油田の生産量減少



(出所) IEA(2016). *World Energy Outlook 2016*

但し、油価低迷を受けた2015年以降の上流投資削減が影響して、IEAはPost-peak fieldsの減衰率が追加投資を行なわない場合(即ち9%/年)に近づいていると指摘する。図表1-13に示すとおり、Post-peak fieldsの減衰量は2020年にかけて急激に増加、つまり、生産量が急激に減少している。低油価の影響による上流投資削減の程度が大きい北米のみならず、南米や旧ソ連での生産量減少が著しい。このように、上流投資の進展程度によって数年後の生産量が大きな影響を受けることが分かる。

図表 1-13 Post-peak fields の生産量減少

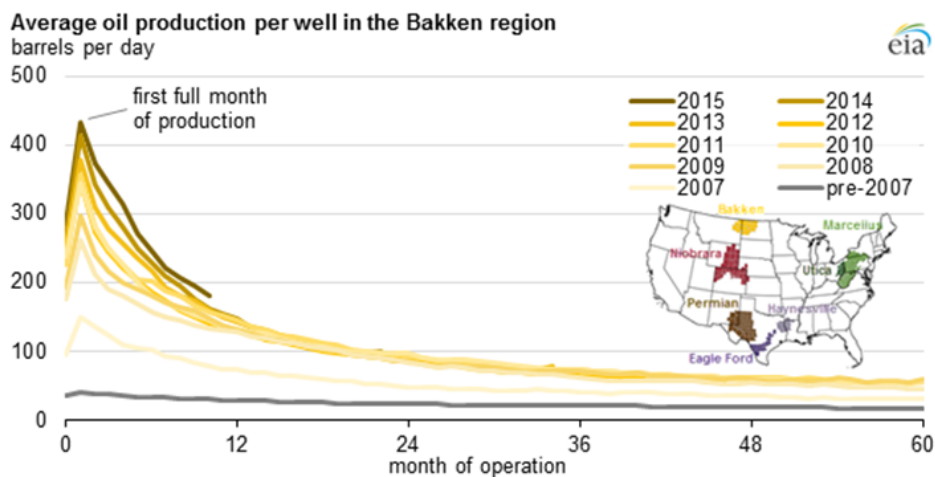
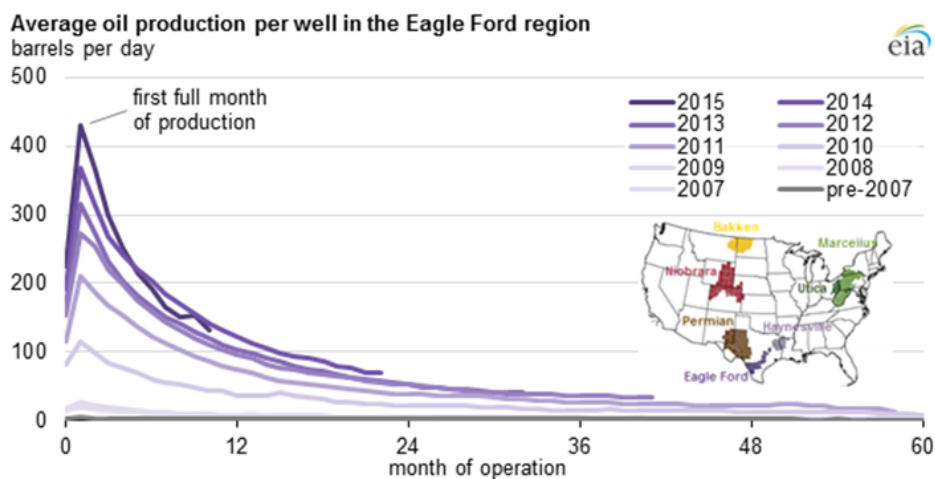
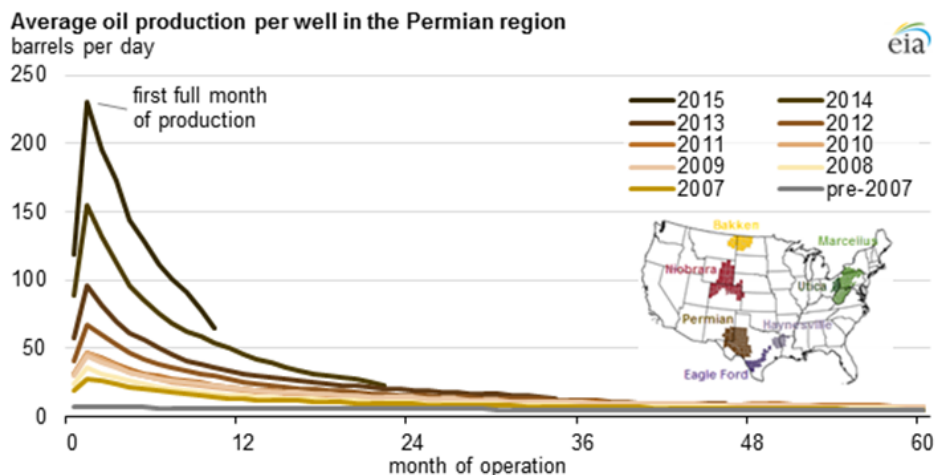


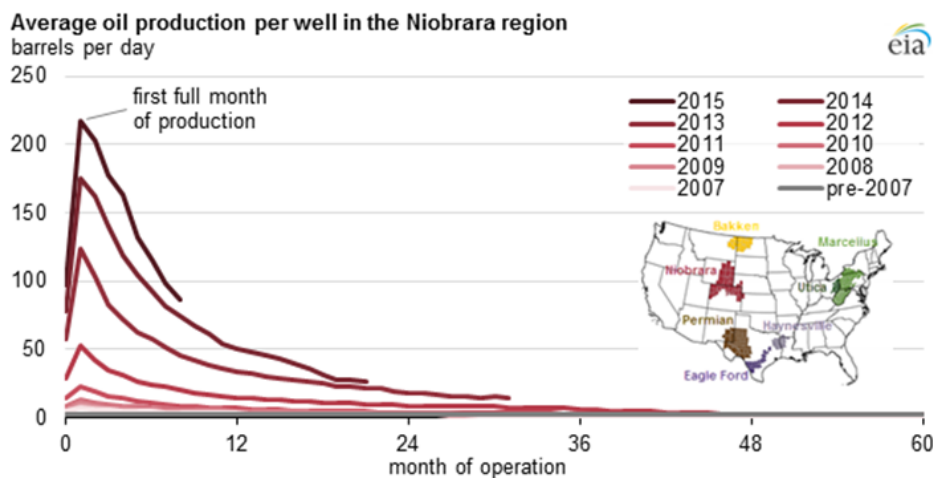
(出所) IEA(2016). *World Energy Outlook 2016*

1-3-3 シェールオイル生産の減衰率に関する EIA の分析

シェールオイル生産の減衰率は、在来型のそれよりも高いことが知られている。しかし、シェールオイル生産の減衰率の高さは、少なくとも近年においてはシェールオイル生産の地質的特質よりも早期にプラトー生産に達するための技術進歩や短期的なリターンを求める生産者の性向によるところも大きい。EIA によると、2015 年に生産を開始した主要なシェール (Permian、Eagle Ford、Bakken、Niobrara) における生産井では立ち上がり期間が短く、概ね生産開始 2 ヶ月後にはプラトーに達し、ほとんど間を置かず急激に減退している (図表 1-14)。このため、プラトーに達してから 1 年以内に生産量はほぼ 1/4 にまで減少している。しかし、シェールオイル生産の黎明期においてはプラトー生産が相対的に長期間継続していたこと、生産性自体は向上し続けていること、シェールオイルの生産量調整が比較的フレキシブルであることを考慮すると、近年における生産初期での生産量急増は、技術進歩とともに生産者の性向が反映されたと解釈するのが妥当であろう。

図表 1-14 米国主要シェールにおける一坑井あたりの生産量の変化





(出所) EIA

1-4 CAPEX（資本的支出・コスト）と OPEX（運用支出・コスト）の関係

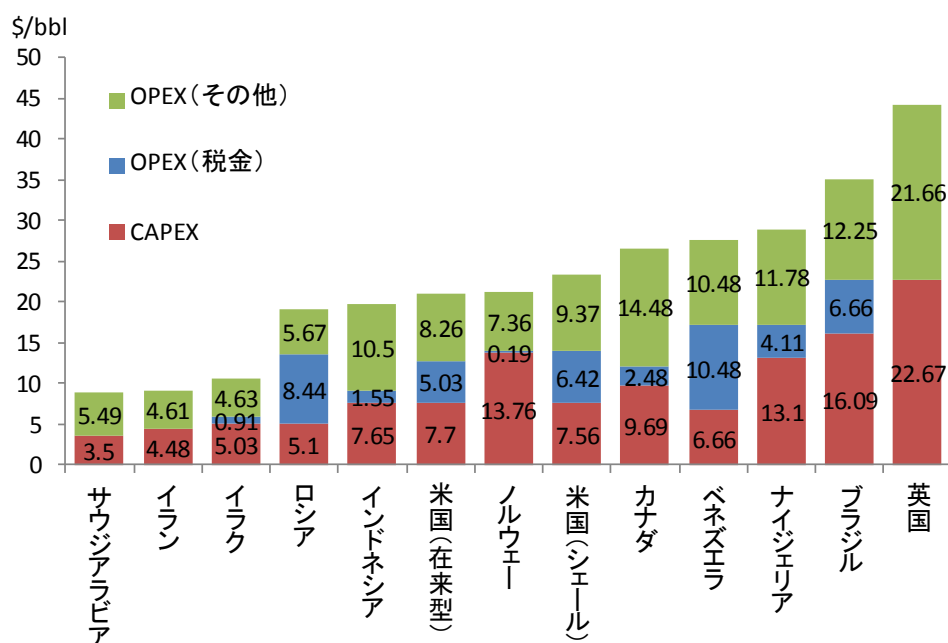
1-4-1 地域別傾向

Rystad Energy は 12 カ国の産油国について、CAPEX・OPEX 別のコストを提示している（図表 1-15）⁸。12 カ国中で最も生産コストが低いのはサウジアラビアの\$8.98/bbl、最も高いのは英国の\$44.33/bbl である。CAPEX、OPEX とも最も高いのは英国であるが、探鉱・開発事業そのものに課される税金はゼロである⁹。サウジアラビア、イラン、イラク、ロシアといった既存巨大油田からの生産が主である国々では相対的に CAPEX が低い。サウジアラビア、イラン、ノルウェーといった国々は石油探鉱・開発事業に関する税金がかからない一方、ベネズエラ（\$10.48/bbl）、ロシア（\$8.44/bbl）、ブラジル（\$6.66/bbl）といった国々は税率が比較的高い。税金と操業費を含めた OPEX 全体でも中東産油国が \$4~6/bbl 程度と最も低く、南米や英国が \$17~23/bbl 程度と最も高い。北米やロシアは \$12~14/bbl と中間レベルである。このように、合計の生産コストのみならず、構成要素別のコストも油田サイズや税制等によって大きく異なることが分かる。

⁸ この推計では、生産者の利益が含まれていない（損益分岐点推計ではない）点に注意が必要である。また、詳細は不明ながら、探鉱・開発事業そのものに課される税金のみが計上されており、法人税等は除外されていると推測される。従って、図表 1-15 での生産コストを上回れば採算が担保されるということではない。

⁹ 但し、法人税等の石油探鉱開発事業に直接かかわらない税金は発生する。

図表 1-15 主要生産国での原油生産コスト



(注) 上記コスト推計では、生産者の利益、法人税等の石油探鉱開発事業に直接かかわらない税金は除外されているものと推測される。

(出所) Rystad Energy (2016年4月時点。Wall Street Journal 2016年4月15日より作成。)

2014年央以降の油価下落局面において、最も削減されたのが CAPEX である。詳細は第2章で述べるが、このような投資額減少は、開発コスト低下¹⁰も寄与しているものの、基本的には油・ガス価低迷によって上流開発案件の経済性が悪化し、投資が削減されたことが大きい。このような投資削減の中心となったのが北米である。一方、生産コストが低く（低油価への耐性が高く）、2016年9月までは市場シェア拡大（増産）戦略を取っていた中東での削減は比較的軽微である。

1-4-2 米国シェールオイル事業者の低油価への対応

米国のシェールオイル生産コストは中東陸上油田よりも高く、低油価の影響を被り米国での CAPEX の削減程度が大きい。従って、生産コスト（損益分岐点）以下の価格でのシェールオイル販売を強いられている事業者も多いことが想定出来る。

生産者にとっては、油価が生産コスト（CAPEX、OPEX、生産者の利益）を下回ったとしても、操業に必要な OPEX が回収出来る限りは生産を続けるインセンティブがある。油価が生産コストを上回れば財務体質は改善し、生産休止・再開には追加コストが発生するからである。財務体質がメジャーや大規模独立系生産者に比べて脆弱な中小規模独立系生

¹⁰ 図表 1-3 で示したとおり、IEA の石油・天然ガス上流投資コスト指数は 2014 年の 200 超から 2016 年には 150 にまで下落している。

産者の場合、外部からの資金調達によって CAPEX 回収を先送りする形で生産を継続することが多い。シェールオイルの生産が原油価格の下落に対して、予想以上に持ちこたえて来たのも、この OPEX 資金が確保出来ているからという側面が大きい。

しかし、シェールオイル事業者が、CAPEX 回収を先送りし、操業を継続するにも限度がある。シェール生産コストが高く、開発事業者の財務体質が脆弱で、融資条件が厳しいといった条件が重なればなおのことである。実際に、米国では 2015 年初めから 142 の油田サービス会社および石油・天然ガス生産会社が倒産し、負債総額は\$620 億近くに上っていると報道されている¹¹。米国におけるシェールオイル生産量には、油価と生産コストの関係が最も大きな影響を及ぼすのは明らかであるが、短期的には財務体質の改善（借入金の返済）を優先させる生産者も存在する¹²ことから、油価上昇や生産コスト低減が短期的にはシェールオイル増産に結びつかない可能性があることに留意が必要である。米国シェールオイル生産者が低油価環境においてどのように資金調達や価格ヘッジをしているのかに関しては次章第 3 節で分析する。

¹¹ “Japanese Banks Expand to Ranks of World’s Biggest Energy Lenders,” *Bloomberg*, June 8, 2016

¹² “OPEC agreement bolsters US shale operators,” *Financial Times*, December 2, 2016

第2章 原油価格と石油開発について

本章では、原油価格と石油開発の関係について、米国シェールオイル開発動向も交えながら分析する。まず、低油価が石油開発にもたらす影響を地域別・企業別に概観する。次に、石油開発における投資決定から開発、生産までのプロセス、コスト、期間を確認する。さらに、低油価環境下における米国シェール開発企業の動向・財務リスクを分析する。

2-1 低油価と石油開発投資の関係、低油価環境下における検討プロセスと投資判断

2-1-1 石油開発投資のトレンド

前章で述べたとおり、2014年以降の低油価によって石油開発投資が減少している。Brent、WTI (West Texas Intermediate)、Dubai といった指標原油の年平均価格は、2014年の\$93~99/bbl から 47~48%下落し、2015年には\$49~52/bbl となった。2016年平均での Brent や WTI 価格は、2015年から更に 15%程度下落し、\$43~45/bbl 程度となっている。

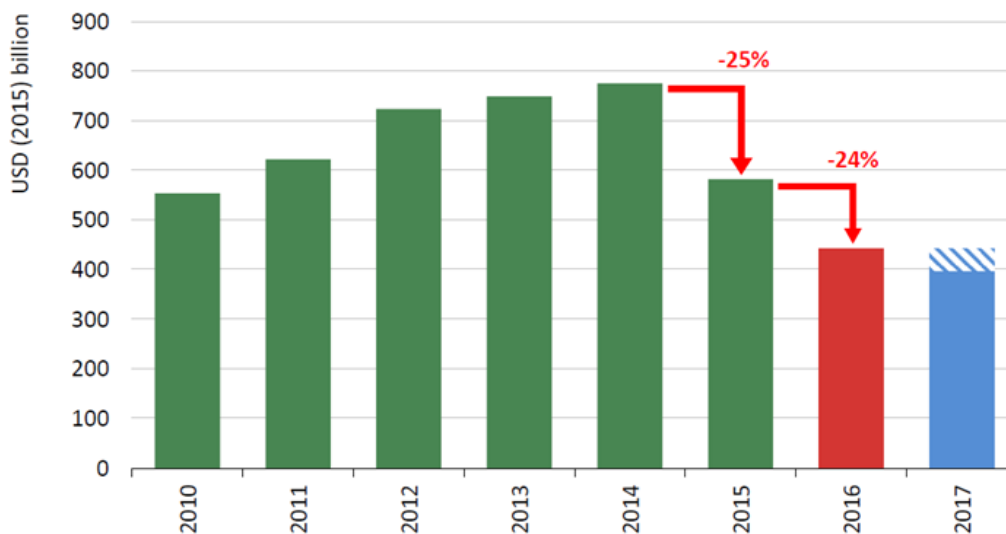
IEAによると、2015年の石油・天然ガス開発投資 (CAPEX) は前年比 25%減の\$5,830億であった。2016年のCAPEXはさらに 24%減少することが見込まれており、2017年も減少する可能性がある (図表 2-1)。油田での随伴ガス生産及びガス田での NGL (natural gas liquid)¹³生産があるため、石油と天然ガスの投資額を分けることは困難であるが、IEAは全体の 7割 (従って、2015年の場合では約\$4,100億) 程度が石油開発投資に振り向けられたと推測している¹⁴。

2000年以降の地域別CAPEXトレンドを見ると、北米での投資額が常に最も大きいことが分かる (図表 2-2)。特に 2010~2014年は顕著であり、当該時期での米国におけるシェールオイル増産を考慮すると、シェールオイル開発のためのCAPEXが急増したことが主な要因であると推測出来る。しかし、北米でのCAPEXは2014年以降に急減している。他地域での投資額が減少しているものの、北米ほどではないことから、油価低下に伴う世界的なCAPEX削減は北米が主導したものと判断出来る。

¹³ LPG、コンデンセート等、坑井を通じて地下から産出する天然ガスから分離・回収された液体炭化水素の総称。

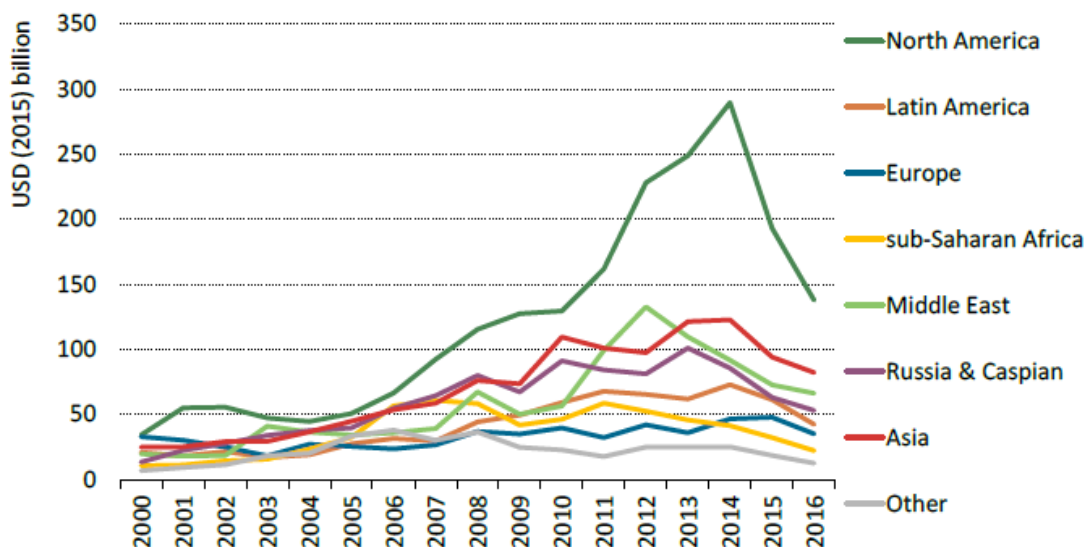
¹⁴ IEA(2016). *World Energy Investment 2016*, p70

図表 2-1 石油・天然ガス開発投資（CAPEX）の推移



(出所) IEA(2016). *World Energy Investment 2016*

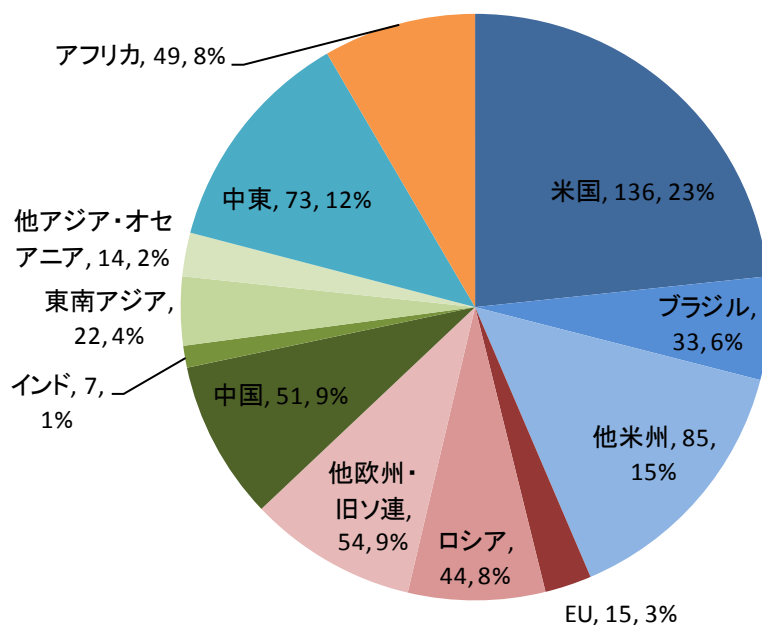
図表 2-2 地域別の石油・天然ガス開発投資（CAPEX）の推移



(出所) IEA(2016). *World Energy Investment 2016*

2015年時点での地域別石油・天然ガスCAPEXを見ると、米州（図表2-3の米国、ブラジル、他米州）が\$2,540億で最も多く、全体の44%を占める。次に多いのは欧州・旧ソ連（\$1,130億、シェア19%）で、アジア・オセアニア（\$940億、同16%）が続く。2015年時点で世界の原油生産量の32%を占めた中東でのCAPEXは\$730億で全体の12%を占めるに過ぎない。

図表 2-3 2015 年の地域別石油・天然ガス開発投資（CAPEX）額とシェア



表記: 国/地域名, 投資額(単位10億ドル), 世界に占めるシェア(%)

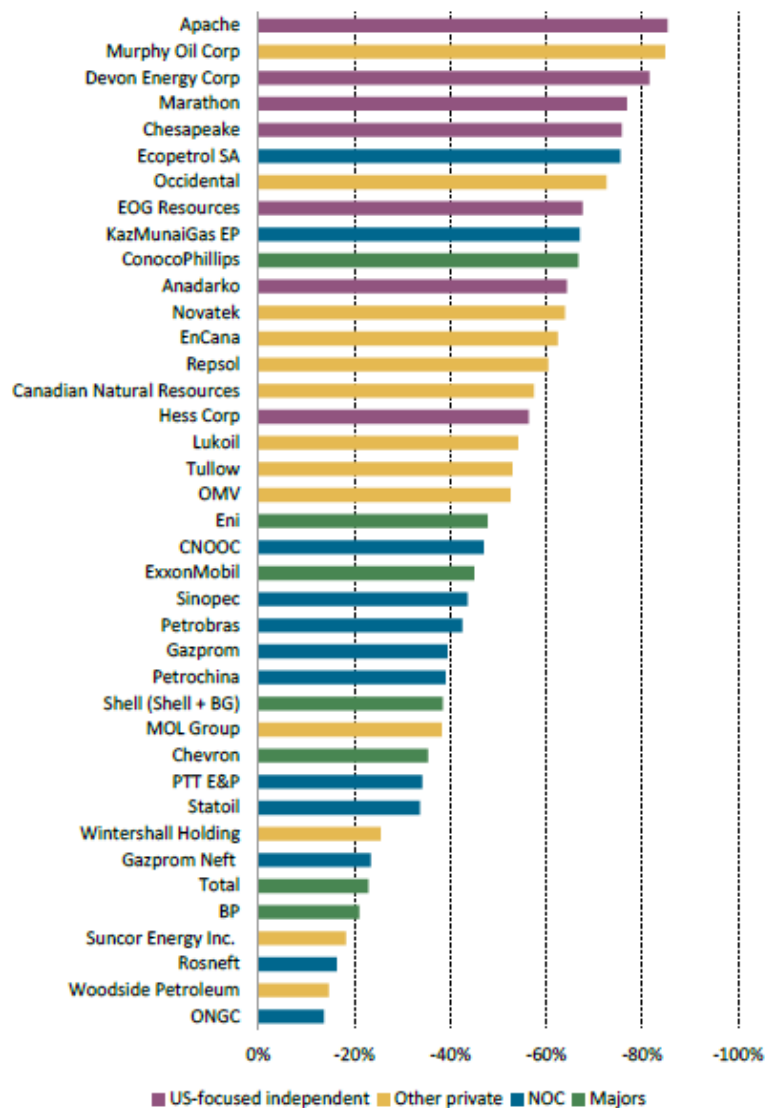
(出所) IEA(2016). *World Energy Investment 2016*

2-1-2 企業別動向

IEA が集計した 2014 年から 2016 年にかけての企業別 CAPEX 削減率をみると、削減率が高い企業には米国を中心に探鉱・開発を行なう独立系生産者（図表 2-4 における「US-focused independent」）が多く含まれる。2014 年時点における米国での上流事業投資額の 83%が独立系事業者で行なわれた¹⁵ことを考慮すると、独立系生産者の投資削減が北米での CAPEX 減少に大きく寄与していると判断出来る。

¹⁵ Ernst & Young(2015). *US oil and gas reserve study 2015*.
<http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-us-oil-and-gas-reserves-study-2015/%24FILE/EY-us-oil-and-gas-reserves-study-2015.pdf>

図表 2-4 企業別の石油・ガス開発 CAPEX 削減率 (2014~2016)



(出所) IEA(2016). *World Energy Investment 2016*

2-1-3 低油価環境下における投資判断

これまでの分析で、低油価によって最も大きく CAPEX を削減したのが北米であり、特に米国の独立系生産者がそれに寄与したことを明らかにした。これらの生産者にとっては、純粋に経済性の観点から既存・新規案件を問わず投資を削減したものと推測出来る。OPEC・非 OPEC に関係なく、低油価環境下では経済性が見込めない案件については投資を控えるという傾向が同じであるのは言うまでもない。しかし、生産コストや新規油田開発ペース等の違いから厳密な比較は難しいものの、2016 年秋まで市場シェア拡大戦略を取っていた OPEC に関しては、加盟国で程度の差はあれ投資額（特に OPEX）を出来るだけ削減せず、増産を維持するインセンティブが高かったと言える。また、国家財政におけ

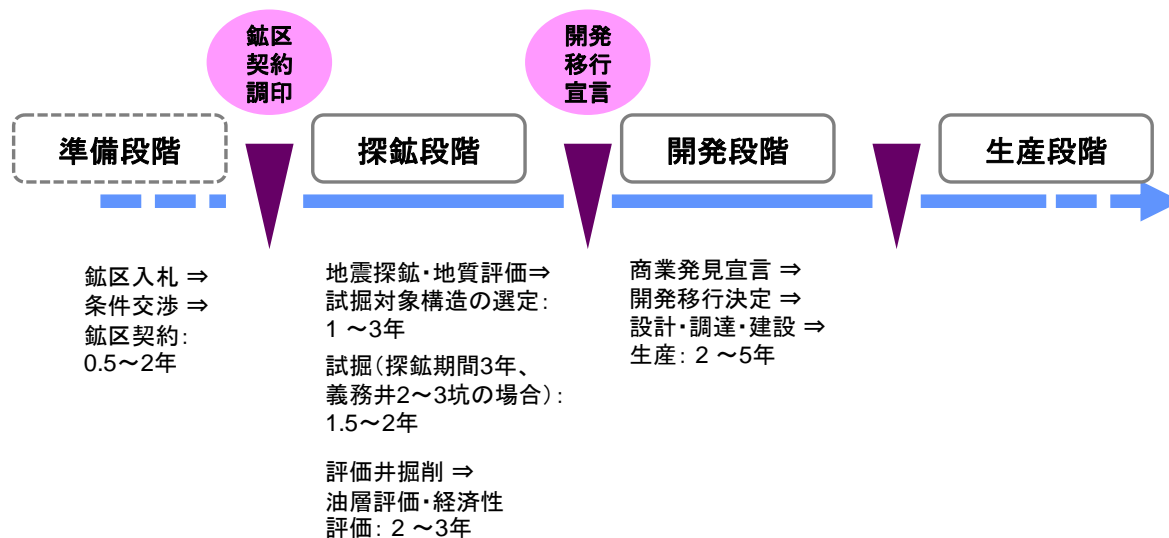
る石油販売の重要度が高ければ高いほど、OPEC・非 OPEC を問わず産油国は低油価であっても生産量を少なくとも維持する必要がある、OPEX を減らせないという場合もあるだろう。このように、低油価環境にあっても、市場戦略や国家財政の観点から生産量を維持あるいは増加させるべく、OPEX がそれほど減少しないこともあると考えられる。

2-2 投資決定から開発、生産までのプロセス及び期間

2-2-1 石油生産までのプロセス及び期間

石油生産までのプロセスは、一般的に、準備段階、探鉱段階、開発段階、生産段階に分類出来る。生産開始までの期間は契約条件、地理的条件、発見油田の規模、開発方式、許認可に要する期間、インフラ整備などにより異なるが、在来型原油の場合では一般に7年から15年程度を要する(図表 2-5、2-6)¹⁶。従って、2015年以降の上流開発投資低迷が2020年代に供給不足に陥るリスクは排除出来ず、安定した石油供給が確保できない可能性が懸念される。米国におけるシェールオイルの場合、インフラ設備等、原油を市場に送り届けるシステムが構築されている場合には、開発期間は在来型と比べて短いと言うことが出来る。

図表 2-5 石油開発のフロー



(注) 年数は在来型の場合を想定している。

(出所) 日本エネルギー経済研究所

¹⁶ ここでは商業化への条件が揃っている案件を想定しており、例えばパイプラインや輸出ターミナル等のインフラが整備されていない場合には、開発期間が長期化する可能性がある。

図表 2-6 石油開発に要する期間

作業内容	期間	
	在来型	米国シェール オイル
公開入札⇒条件交渉⇒鉱区契約	0.5～2年	2～3年
地震探鉱・地質評価作業⇒試掘対象構造の選定	1～3年	
試掘	1.5～2年	
評価井掘削⇒油層評価・経済性評価（FS）	2～3年	
商業発見宣言⇒開発移行決定⇒設計・調達・建設（EPC）⇒生産	2～5年	1.3～5年
合計	7～15年	3.3～8年

（出所）日本エネルギー経済研究所

（1）準備段階

この段階は、鉱区入札、探鉱・開発条件の交渉、及び鉱区契約が含まれる。鉱区の取得には、新規鉱区の取得と既存鉱区への参入の2つのアプローチがある。また上流権益の取得は、対象地域の地質ポテンシャル、事業リスクおよび経済性などの検討と、権益保有者との条件交渉を経て実現する。

- ① 鉱区権益へのアプローチは、産油国政府（石油省・国営石油会社等など）との直接交渉や、政府が実施する鉱区入札に参加して新規鉱区を取得する方法と、すでに事業が進んでいる鉱区の権益保有者から権益買収（ファームイン：Farm-in¹⁷）や上流資産の交換（スワップ）により鉱区権益を取得する方法がある。上流権益は探鉱・開発・生産の各フェーズで（政府ならびに他の権益保有者の許可を得て）共同事業者であれば第三者に譲渡することが可能である。
- ② 鉱区取得を狙う石油会社は、対象鉱区の石油埋蔵ポテンシャルについて、まず既存資料による広域的調査を行ってある程度の目安をつけ、さらに産油国政府や権益保有者が提供するデータの検討（データレビュー）により精度を上げた事前調査を実施する。ここでは地質ポテンシャルの検討に加え、事業リスクの評価、さらには探鉱・開発・生産という各作業から石油販売にいたる全体計画を想定し、経済性評価を行う。その結果、事業性があると判断されれば、直接交渉や入札などのアプローチに進み、鉱区契約の条件交渉がスタートする。
- ③ 主要条件に合意した段階で、基本合意書（Letter of Intent: LOI、Letter of Agreement: LOA、Heads of Agreements: HOAなどと称される）が締結され、さらに細部条件の交渉を経て本契約の締結に至る。この段階では政府との鉱区権に関する契約と共同事業者との契約（Joint Operating Agreement: JOA）の2つの基本契約が締結される。

¹⁷ 契約上の権利義務を譲り受けること。

鉦区へのアプローチから契約締結までに要する時間は、鉦区権益売却の形態によって異なり、数ヵ月から数年を要する。国際入札の場合は比較的早く決着がみられるが、交渉が行き詰まり、再入札から仕切り直すということもある。一方、すでに探鉦・開発・生産の段階にある権益の売却や資産交換（Asset Swap）では、1週間から48時間など極めて短期間での意思決定が求められるケースも多い。

（2）探鉦段階

探鉦段階とは、鉦区取得後に石油の有無を探索し、試掘に成功した場合、埋蔵量の推定と、それに基づく開発計画の立案とプロジェクト採算性の評価を行い、開発移行宣言が行われるまでの期間をいう。一つの油田が開発に移行しても契約上の探鉦期間が残っていれば探鉦期間は継続し、他の構造の探索が継続される。探鉦段階は地震探鉦、地質解釈、試掘という手順を踏んで石油の発見を目指す探鉦前期と、発見された油ガス田の探掘、追加震探などにより埋蔵量を評価し、開発計画試案を立案してプロジェクトの総合評価を行う探鉦後期に分かれる。鉦区契約では、通常、探鉦の期間、探鉦期間中に実施する物理探鉦や試掘などの作業義務、支出義務などが定められる。

（3）開発・生産段階

開発移行宣言を経て、油ガス田の建設を行い、生産開始にこぎつけるまでを開発段階という。油ガス層からの最適生産計画、生産井の掘削計画、生産関連施設の概念設計、建設スケジュールや経済性評価を網羅した開発計画について産油国政府の承認を得た後、開発作業に入る。

- ① 開発段階は、油ガス層からの最適生産計画、生産井の掘削計画の立案や生産設備の基本設計（Front End Engineering and Design: FEED）を実施し、資機材の調達や技術サービスを提供するサブコントラクターを決めるための入札を行うまでの開発前期と、実際に生産井の掘削や生産設備の建設を行う開発後期に分かれる。
- ② 油ガス田の規模が大きく、開発から生産までかなりの時間を要する場合、初めから油田全域を開発するのか、あるいは、まず油田の一部を早期に開発するのかという検討も行われる。開発作業の途中から生産を開始し、経済性を高める場合に採用するシステムを早期生産（Early Production）システムという。
- ③ 自噴による生産量が減少すると、増進回収法の導入を検討することになる。増進回収法には、抗井や生産システムの改善による一次回収、油層に物理的圧力を加えて増産を促す二次回収、地層や地層流体の性質を変えて増産を促す三次回収に分類出来る（図表 2-7）。どの増進回収法であれ、その導入には油価想定のもとで投資に見合った経済性があるか否かが重要である。

図表 2-7 増進回収法の例

一次回収（自墳原油）：抗井や生産システムの改善による方法
<ul style="list-style-type: none"> ・ 抗井刺激法 (Well stimulation)：熱処理、水圧破碎、クラベルパッキング ・ 生産井の効率化：水平・大偏距井 (Horizontal drilling)、追加 (Infill well drilling) ・ 抗井仕上げ方法の改善 (Intelligent well、Multi-stage completion) ・ フローラインや処理施設の能力向上・最適化 ・ ガスリフト採油 (Gas lift) ・ ポンプ採油 (Pumping) ・ 送油ライン昇圧 (送出用原油ポンプの設置)
二次回収：油層に物理的圧力を加えて増産を促す方法
<ul style="list-style-type: none"> ・ 水攻法 (Water flooding) ・ ガス圧入法 (Gas injection) ・ ガスサイクリング (Gas cycling)
三次回収：地層や地層流体の性質を変えて増産を促す方法
<ul style="list-style-type: none"> ・ 熱攻法 (Steam injection、In-situ combustion) ・ ミシブル攻法 (Miscible flooding: CO₂、N₂、LPG、アルコールなどの圧入) ・ ケミカル攻法 (Chemical flooding) ・ 微生物攻法 (Microbial EOR)

(出所) 兼清賢介監修 (2013)『石油・天然ガス開発のしくみ』(化学工業日報社)

2-2-2 鉱区契約と生産物の配分

鉱業権とは、鉱区の資源を探鉱・開発・生産・販売する排他的権利 (Working Interest) である。鉱業権の付与形態には、リース契約、ライセンス契約、利権契約 (Concession Agreement)、請負契約 (Service Contract、生産物分与契約を含む)、技術サービス契約、リスクサービス契約などがある。

(1) 鉱業権の付与と契約形態

米国やカナダでは鉱業権は土地所有権の一部と考えられ、Mineral Leasing Act 等に沿って石油会社と土地所有者の間で鉱業権のリース契約が締結される。ただし、土地所有権の及ばない海上鉱区は州政府や連邦政府が管理している。一方、他国では地下鉱物資源は国家に属すると考えられ、国家は鉱業法により石油会社に鉱業権を付与することが多い。国家が許可する鉱業権の付与には、地震探鉱・試掘に作業を限定する Exploration License、生産段階に限定する Production License などがある。

1970 年代に産油国による事業参加・石油会社国有化の動きが活発化するまで、メジャーをはじめとする石油会社が特権的地位を得る多くの利権契約 (Concession Agreement) が締結されていた。この時期の石油会社は、産油国にロイヤリティを支払う見返りに、制約を受けずに長期間にわたる石油開発・生産の排他的権利を有していた。しかし今日、アラブ首長国連邦 (United Arab Emirates: UAE) のアブダビ首長国など一部の例外を除き、産油国においてこの利権契約方式が導入されている事例はない。

請負契約とは、産油国が鉱業権を留保した上で、石油会社のリスク負担により作業を行わせ、生産に応じた報酬を与える方式である。その代表的形態が、1960年代にインドネシアが導入した生産物分与契約（Production Sharing Contract: PSC、PS契約）である。石油会社は、産油国政府の作業請負人として、必要資金を負担して石油開発を行う。この契約形態では、産油国が石油開発事業の運営にかかわる重要な決定権を握るとともに、石油会社から投資だけでなく技術移転のメリットなども享受することができる。また、事業不成功の場合、産油国にはリスクは発生しない。

この他、鉱業権とは切り離されて、油田の生産操業等サービスの提供分野を限定する技術サービス契約がある。この形態を他の取引とパッケージ化した契約が、イランにおけるバイバック（Buy Back）契約及びその改定版である Iran Petroleum Contract（IPC）である。この契約では、石油会社は作業請負人と位置付けられ、投資見合い分と報酬分として生産物を一定期間取得できる。

サービス契約と生産物分与契約との違いは、前者が原油価格の水準に関らず一定額の報酬を期待できるのに対し、後者は油価水準によってその報酬額が変動することである。また前者が開発対象の油田の埋蔵量を自社の財務諸表に計上できないのに対し、後者はその開発に要した費用に応じて開発対象の油田の埋蔵量を自社の財務諸表に計上することができるという違いがある。

（2）利権契約と生産物分与契約における生産物の配分

石油開発契約における生産物はおおむね図表 2-8 のように配分される。

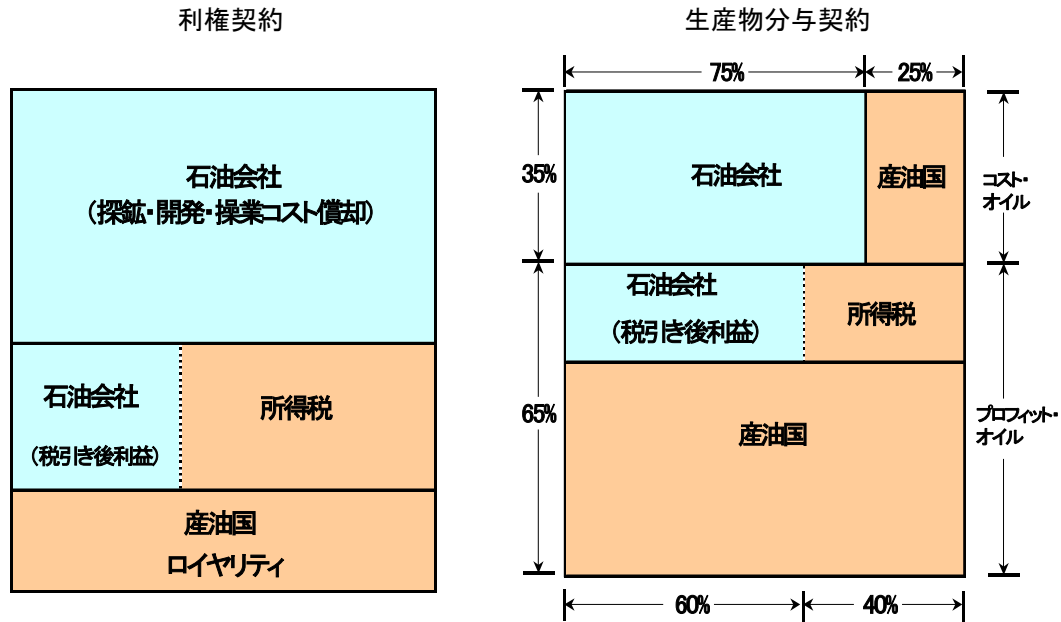
① 利権契約

産油国に対するロイヤリティと所得税を除いたものが石油会社の取り分となる。例えば、ロイヤリティ 20%、所得税 85%という利権条件の場合、まずロイヤリティ 20%が現物（In kind）や現金の形で差し引かれ、さらに経費控除後の税引き前利益に対して 85%の所得税を払う。残りが石油会社取り分（操業費＋探鉱開発コスト償却＋利益）となる。

② 生産物分与契約

石油会社は、生産物から探鉱・開発および操業コストを契約で規定された枠内で優先的に回収（Cost Recovery）するとともに、残りの生産物（Profit Oil：利益原油）を産油国と一定比率で分けあう。また、石油会社は利益原油から定められた所得税を産油国に支払う。なお、産油国が事業参加すれば、そのシェアに応じて産油国側にもコスト負担義務とコスト回収の権利が発生する。ロイヤリティや無償に近い価格での国内供給義務（Domestic Marketing Obligation: DMO）が課されるケース、契約調印時や生産開始時にボーナスの支払いが課されるケースもある。

図表 2-8 利権契約・生産物分与契約の概念図



(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

(3) 税制

産油国や契約により課税内容は異なる。産油国が徴収する税金の種類には、ロイヤリティ、所得税 (Petroleum Income Tax)、金利課税、送金税、輸出税 (Export Duty)、輸入税 (Import Duty)、等がある。同一国の生産物分与契約でもロイヤリティが課されるケースや、免税となるケースなど様々なパターンがある。探鉱・開発・生産に関連する資機材を海外から輸入する場合、通常、輸入関税は免除される。

2-3 低油価環境下における米国シェール開発企業の動向・財務リスク

2-3-1 米国石油・天然ガス開発産業構造とシェール開発

米国では極めて多数の石油・天然ガス生産者が存在し、世界で最も競争的な探鉱・開発・生産活動が行なわれている。生産者数のうち、大多数を占めるのが比較的小規模な独立系企業であり、それらの業界団体である Independent Petroleum Association of America (IPAA) によると、米国には約 9,000 の小規模な独立系生産者¹⁸が存在し、米国の石油生産量の 54%、天然ガス生産量の 85%を生産している¹⁹。

また、全米で最大の独立系生産者 31 社で構成する American Exploration & Production

¹⁸ IPAA では、独立系企業を石油・天然ガス販売額が\$500 万以下もしくは原油精製量が 75,000b/d 以下の生産者と定義している。

¹⁹ IPAA、<http://www.ipaa.org/about/independent-producers> 生産量シェアがどの年におけるものかは不明である。

Council (AXPC) によると、当該 31 社で米国の石油生産量の 26%、天然ガス生産量の 28% を生産している²⁰。これら 31 社の中には、Anadarko、Chesapeake、EOG Resources といったシェール開発大手も含まれている。

一方、石油メジャー²¹のシェアは比較的限定的であり、2015 年の米国における石油生産量の 12%、天然ガスの 9% を占めるに過ぎない²²。ExxonMobil によるシェール開発大手 XTO Energy の買収 (2010 年) はあったものの、全体としてメジャーはシェール開発に遅れを取ってきた。メジャーはこれまで高度な技術力を要する LNG、大水深、オイルサンド、北極海など大規模かつ長期間にわたる開発案件に注力してきた。シェール開発に関しては、坑井の寿命が短く短期間で多数の坑井を掘削する必要があること、資産売買においては意思決定の速さが重要とされている。一般的に独立系生産者と比較して意思決定が遅いメジャーは、良好な資産を取得するチャンスが限られているとみて、比較的、開発の遅れている米国外でのシェール事業の機会を模索してきた。しかし、油価低迷、地質的制約、開発サービス企業・人材の不足、開発規制等により米国外でのシェール開発の困難さが顕著になり、急成長する米国シェール事業を目の当たりにして、近年では米国外のシェール開発から撤退し、米国内のシェール資産を取得する例も見られる。しかし、全体として独立系生産者が米国におけるシェール開発の中心である構造に変化はない。

2-3-2 低油価環境下における米国シェール開発

米国のシェール開発では独立系生産者の役割が重要であるが、2014 年半ば以降の油価下落によって、これらの企業は非常に大きな打撃を受けた。独立系生産者の経営状況が悪化するに伴い、これらの事業者の資金調達面の課題が指摘されている。

シェール開発は初期投資額が小さいが、生産量維持のためには新たな掘削や水圧破砕が必要で、長期間にわたって投資を継続する必要がある。また、一般的に独立系事業者はメジャーに比べて資金力が脆弱である。従って、米国におけるシェール開発には、特に外部からの資金調達及び価格ヘッジが重要となっている。

(1) 資金調達

新規油・ガス田に投資するための資金は、自社キャッシュフローで賄う方法、及び、新株発行、債券発行、銀行借入れ、資産売却といった外部から調達する方法がある。JOGMEC によると、シェールオイル開発企業 120 社の投資額は 2012 年の約\$1,200 億から 2014 年

²⁰ AXPC、http://www.axpc.us/about_profile.html

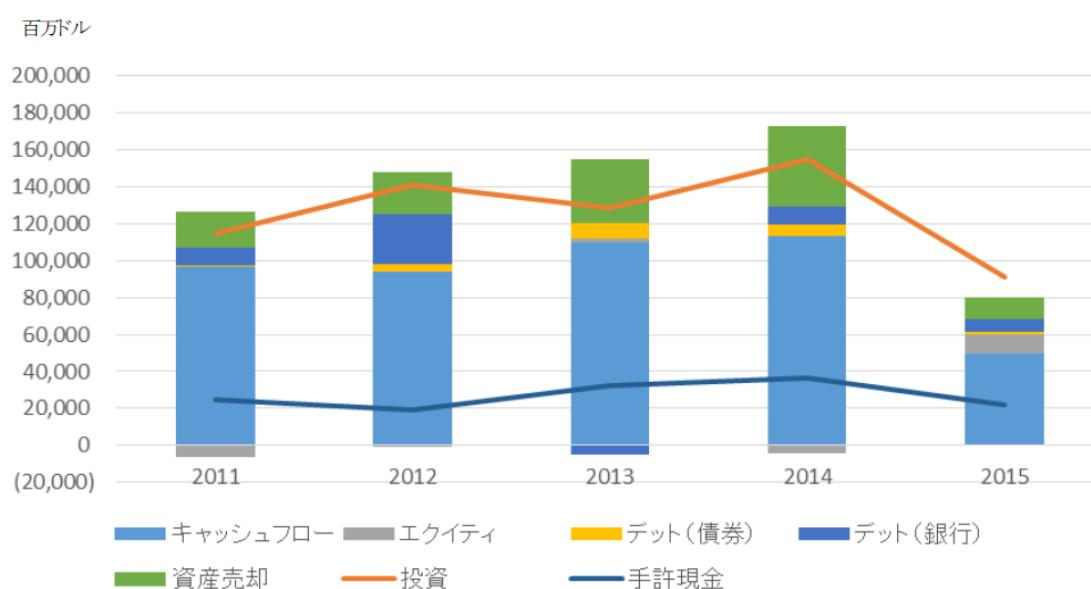
小規模独立系生産者の場合と同様に、生産量シェアがどの年におけるものかは不明である。

²¹ ここでは ExxonMobil、Shell、BP、Chevron、Total の 5 社とする。

²² 各社 Annual Report から集計した。

には約\$1,500億に増加したが、2015年には約\$900億に急減した²³。いずれの年においても、投資額は自己資金を上回ったため、外部からの資金調達が行なわれている。資金調達方法としては、資産売却が全体の最も大きな割合を占め、借入れや新株発行が続いている（図表 2-9）。但し、資金調達方法は企業規模によって異なる。時価総額\$100億以上の大規模生産者が自社キャッシュフローによって投資の大半が賄われているのに対し、時価総額\$20億未満の小規模生産者は銀行借入れ、新株発行、資産売却といったあらゆる手段で外部からの資金調達を行なっている。従って、低油価環境下での資金調達に苦慮しているのは特に小規模生産者であると推測出来る。

図表 2-9 シェールオイル開発企業の資金調達動向



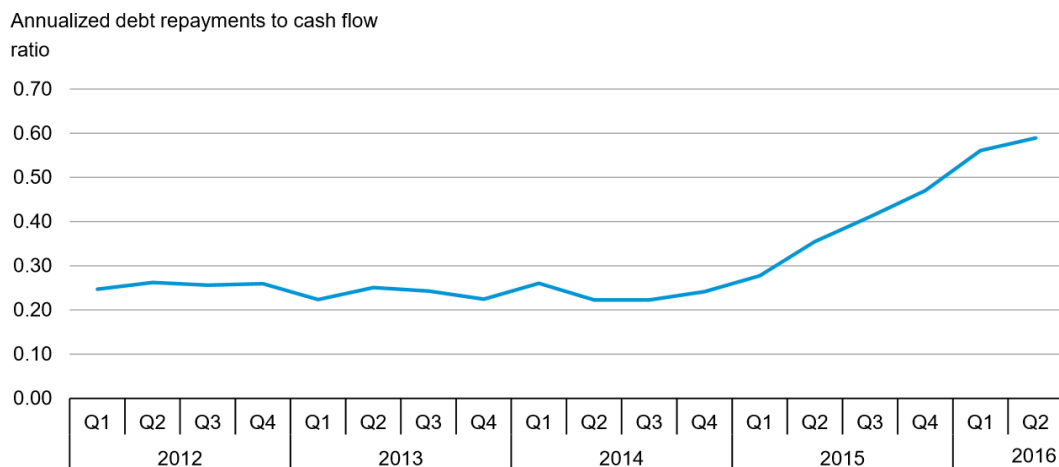
(出所) 古藤 (2016)

EIA もシェール開発企業の財務分析を行っており、ここでも小規模生産者の資金調達が困難になっていると指摘されている²⁴。銀行借入れについては、格付け機関による投資格付けが借り入れ条件を左右するが、シェール開発に従事する事業者の多くが小規模のため、投資不適格に分類されることも多いとされている。これらシェール開発企業が保有する油ガス田生産事業によるキャッシュフロー中の債務返済額 (Debt servicing payment) の比率は、原油価格が下落するにつれて上昇してきた。2016年第2四半期には当該比率が0.6に達しており、キャッシュフローの6割を債務返済に充当するという事態になっている (図表 2-10)。

²³ 古藤太平 (2016) 「米国シェールオイル企業の財務動向」、JOGMEC HP、2016年4月21日
https://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/7/7736/1604_e_us_shale.pdf

²⁴ EIA(2016). “Financial Review of the Global Oil and Natural Gas Industry: Second-quarter 2016,”
https://www.eia.gov/finance/review/pdf/financial_q22016.pdf

図表 2-10 操業キャッシュフローに対する債務返済額の比率



(出所) EIA

低油価による石油開発事業者の財務状況の悪化は、金融機関にとっても不良債権や貸倒れ増加のリスクとして影響を与える。前述したとおり、米国では多くのシェールオイル事業者が倒産し、多額の負債を抱えることになった²⁵。米国の生産者数は 9,000 を超えており、油ガス田資産の売買は日常的に行なわれていることから、これらの倒産や負債によって米国でのシェールオイル・ガス生産は壊滅的な打撃を受けてはいない。しかし、シェール生産者の財務体質の悪化は、油価が上昇してもキャッシュは負債削減に充当され、上流投資が増加しない可能性があることを示唆している。

(2) 価格ヘッジ

シェールに限らず生産者は将来の油価を想定して投資判断を行なう。油価下落リスクを回避するために、生産者は先物取引を利用して価格ヘッジをする²⁶ことが一般的である。米国では、そのような先物取引は米国商品先物取引委員会 (U.S. Commodity Futures Trading Commission: CFTC) に当業者 (Commercial: 物理的に石油を売買する事業者) 取引として報告される。

図表 2-11 は 2014 年以降のニューヨーク・マーカンタイル取引所 (New York Mercantile Exchange: NYMEX) ・WTI 先物取引における当業者ネット・ショート・ポジション²⁷の推移を表したものである。概ね、価格上昇時にはネット・ショート・ポジションが拡大し、

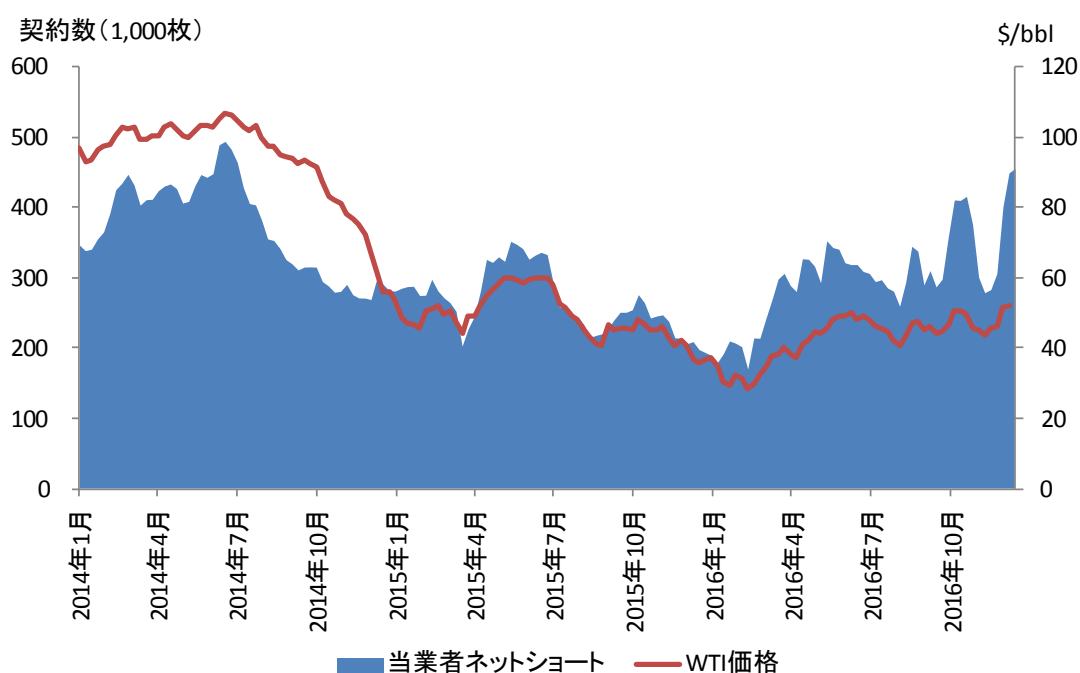
²⁵ 2015 年の米国・石油ガス事業者の倒産や負債については p.17 に既述

²⁶ 即ち、生産者は売りの先物契約を立て、生産した原油を売却する際に当該先物契約を買い戻すことで、価格が下落していた (現物取引で損失を出した) としても、先物取引での利益により現物取引での損失を相殺することが出来る。

²⁷ ロング (買い) ポジションからショート (売り) ポジションを差し引いたもの。WTI 先物における当業者取引の場合、差し引いたポジションはショートであることから、ネット・ショート・ポジションとして売買傾向が表される。

価格下落時には縮小する傾向がある。2014年夏以降の価格下落時には当業者ネット・ショート・ポジションは約49万枚（2014年6月）から約16万枚（2016年1月）にまで縮小した。WTI価格の回復とともにネット・ショート・ポジションも拡大し、2016年12月時点では約45万枚にまで拡大している。当業者には生産者のみならず、製油所や航空会社といった需要家も含まれるが、この傾向は当業者全体に占める生産者の割合が大きいことを示している。JOGMECによると、キャッシュフローを早期に確定させるニーズが高く、ヘッジが金融機関からの資金調達条件となっていることから、企業規模が小さいほど自社生産量に対するヘッジの割合が高い²⁸。

図表 2-11 WTI 先物契約における当業者ネット・ショート・ポジション



(出所) CFTC

2016年9月のOPEC臨時総会、11月のOPEC総会、12月のOPEC・非OPEC閣僚会議を経て、OPEC・非OPECの協調減産が15年振りに決定され、原油価格は上昇基調に転じた。WTI価格は2014年夏までの\$100/bbl程度には遠く及ばないにもかかわらず、当業者のネット・ショート・ポジションが2014年夏の水準にまで戻っていることは、生産者による増産意欲の現れと解釈するのが妥当であろう。但し、前述のとおり、生産者によっては債務返済を優先する場合もあることに留意する必要がある。今後の米国での石油生産回復には、油価水準と、第1章で述べたような生産コストの変動、生産者の上流投資性向といった要因の関係が影響すると考えられる。

²⁸ 古藤（2016）前掲論文

第3章 原油価格と石油需要について

本章では、原油価格の変動が世界及び日本の石油需要に及ぼす影響について定量的な分析を行う。また、原油価格の変動による石油企業や経済への影響も考察する。

3-1 原油価格の変動が石油需要に与える影響

3-1-1 原油価格の変動が世界の石油需要に与える影響

本項では、原油価格が世界の石油需要に及ぼしていた影響程度を、価格弾性値（価格が1%変化したときに石油需要が何%変化するか²⁹）として評価する。価格弾性値は、世界の石油需要及び原油価格での自然対数同士で回帰分析することによって推計される。

回帰分析の結果、推計された実質原油価格の係数の和は-0.03、原油価格ボラティリティの係数の和は-0.01となった。この係数の和が推計期間（2005年第1四半期～2016年第1四半期）における石油需要のそれぞれの要因に対する長期弾性値³⁰を表している。つまり、実質原油価格が1%高い状態が継続すると世界の石油需要は0.03%少なくなり、原油価格ボラティリティが1%大きい状態が継続すると石油需要は0.01%少なくなることを意味する。

そして、これらの長期弾性値に基づいて、2014年以降の原油価格の変化が世界の石油需要にどの程度の影響を及ぼしうるかを見積もった。ただし、この時期の原油価格の変化は極めて大きいことから、計算精度を確保するために厳密な定義に基づき対数変化率で計算した。2014年第1四半期から2016年第1四半期までの実質原油価格の対数変化率は-116%であった。これにより世界の石油需要は、対数変化率で3.7%（ $= -116\% \times -0.03$ ）、すなわち、約350万b/d（通常の変化率で3.7%）押し上げられることになる³¹。一方、原油価格ボラティリティは対数変化率で122%拡大したため、石油需要は、対数変化率で-1.3%（ $= 122\% \times -0.01$ ）、すなわち約120万b/d（通常の変化率で1.3%）下押しされるがわかった。

分析方法として、石油需要は、原油価格以外の要因の影響も受けるため、価格弾性値のより正しい評価をすべく、重回帰分析を用いた³²。石油需要を規定する原油価格以外の重

²⁹ 厳密には通常の変化率 $X^*/X-1$ ではなく対数変化率 $\ln X^*/X$ での話である。変化率が小さい場合は、通常の変化率と対数変化率はほとんど同じ値となる。

³⁰ 例えば、石油需要の短期価格弾性値とは、価格が1%上昇したときの即時的な石油需要の減少率（%）である。同様に長期価格弾性値とは、価格が1%高い状態が継続したときの最終的な石油需要の減少率（%）を指す。

³¹ 2014年第1四半期と2016年第1四半期の2時点単純比較に基づき計算。その間のパスは考慮していない。

³² 独立変数が1個の時を単回帰分析、複数個（2個以上）の時を重回帰分析という。回帰分析においては、適切な影響要因を含めることで、結果の精度が向上する。

要な要因としては、経済規模や趨勢的な変化(エネルギー利用効率や他燃料への転換など)が挙げられる。また、本調査の趣旨を鑑み、原油価格の急変動が石油需要に及ぼす影響程度も見積もった。

具体的な回帰分析モデルのスペックは以下のとおりである³³。

被説明変数:

世界の石油需要 (季節調整³⁴済み)

説明変数:

定数項

実質原油価格³⁵

実質 GDP (G20。季節調整済み)

原油価格ボラティリティ (過去 12 か月の標準偏差[月次ベース]。G20 の GDP デフレーターで除したもの)

タイムトレンド (趨勢的な変化の代理変数。1 四半期ごとに 1 増加)

推計期間:

2005 年第 1 四半期～2016 年第 1 四半期 (四半期ベース)

なお、推計期間中に、2008 年第 3、4 四半期はリーマンショック後の急激な石油需要の減少、2011 年第 2 四半期はリビア内戦など (6 月には IEA が備蓄の放出をした) や東日本大震災後の世界のサプライチェーン障害によるとみられる石油需要減があったため、ダミー変数を説明変数に加えた³⁶。また、原油価格が石油需要に及ぼす影響は、必ずしも即時的なものに限られないことから、影響の時間遅れ (ラグ) を見込んだ推計とするのが適当である。ここでは、実質原油価格と原油価格ボラティリティについてはアーモンラグ (Almon lag)³⁷を仮定し、時間遅れを伴った影響についても考慮した。

推計結果は以下のとおりである。図表 3-1 は石油需要の回帰分析による推計値と実績値を示す。

³³ データ出所は、世界の石油需要が米国 EIA の *Short-Term Energy Outlook*, October 2016、G20 実質 GDP 及び GDP デフレーターが OECD.Stat、名目原油価格が国際通貨基金 (International Monetary Fund: IMF) の *International Financial Statistics*, September 2016 となる。

³⁴ 例えば、石油需要は春・秋に比べて暖房需要の高まる冬に多くなるなど周期的な変動がある。その季節的な要因を元データから取り除くことを季節調整と言う。

³⁵ (名目) 価格を GDP デフレーターで除し一般物価の影響を取り除いたもの

³⁶ ダミー変数とは、数量的に示せない質的 (qualitative) な変数であり、該当する場合は 1、該当しなければ 0 の値をとる。ここでは、ダミー変数を加えることで、増加トレンドにある石油需要において何らかの理由によって減少した際の動きを説明することが可能となる。

³⁷ 代表的なラグモデルの 1 つ。ラグ影響が多項式に従う。他の主なものとして、ラグ影響が指数的に減少するコイックラグやラグ影響の滑らかな変化を想定するシラーラグなどがある。

log 世界の石油需要 = -5.80

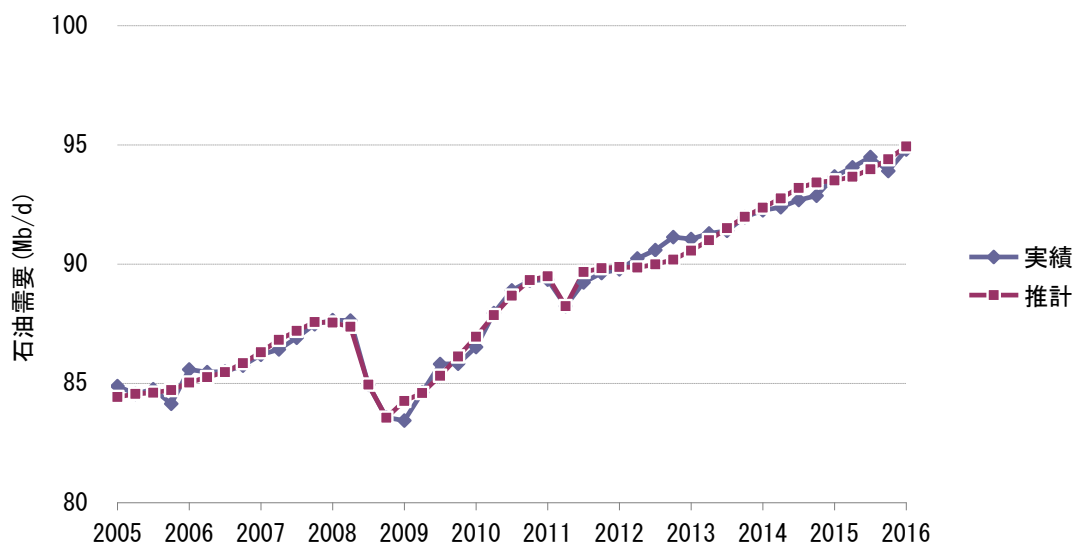
$$\begin{aligned}
 & -0.0033 \cdot \log \text{ 実質原油価格 } 1 \text{ 期前} \\
 & -0.0048 \cdot \log \text{ 実質原油価格 } 2 \text{ 期前} \\
 & -0.0057 \cdot \log \text{ 実質原油価格 } 3 \text{ 期前} \\
 & -0.0060 \cdot \log \text{ 実質原油価格 } 4 \text{ 期前} \\
 & -0.0055 \cdot \log \text{ 実質原油価格 } 5 \text{ 期前} \\
 & -0.0043 \cdot \log \text{ 実質原油価格 } 6 \text{ 期前} \\
 & -0.0025 \cdot \log \text{ 実質原油価格 } 7 \text{ 期前} \\
 & -0.0014 \cdot \log \text{ 原油価格ボラティリティ} \\
 & -0.0017 \cdot \log \text{ 原油価格ボラティリティ } 1 \text{ 期前} \\
 & -0.0019 \cdot \log \text{ 原油価格ボラティリティ } 2 \text{ 期前} \\
 & -0.0019 \cdot \log \text{ 原油価格ボラティリティ } 3 \text{ 期前} \\
 & -0.0017 \cdot \log \text{ 原油価格ボラティリティ } 4 \text{ 期前} \\
 & -0.0013 \cdot \log \text{ 原油価格ボラティリティ } 5 \text{ 期前} \\
 & -0.0008 \cdot \log \text{ 原油価格ボラティリティ } 6 \text{ 期前} \\
 & +0.57 \cdot \log \text{ 実質 GDP} \\
 & -0.0016 \cdot \text{タイムトレンド} \\
 & -0.023 \cdot \text{2008 年第 3、4 四半期ダミー} \\
 & -0.015 \cdot \text{2011 年第 2 四半期ダミー}
 \end{aligned}$$

係数の和=-0.03

係数の和=-0.01

$R^2 = 0.988$ 、標準誤差= 0.037、ダービン・ワトソン比= 1.39

図表 3-1 世界の石油需要の実績値と推計値



(注) 季節調整済み

(出所) 日本エネルギー経済研究所

Box1: 非弾力的な石油需要の原油価格弾性値

上記の実質原油価格の弾性値-0.03 をかなり(絶対値が)小さいと感じる向きもあろう。確かに、他の財から思い起こされる値と比べるとこれは小さめであるかもしれない。ただし、一般に、石油需要は価格に対してかなり非弾力的(価格弾性値の絶対値が単に1より小さいだけではなく0に近い)とされている。これは、エネルギーが必需品の性格が濃く、その需要は派生需要であるためである。

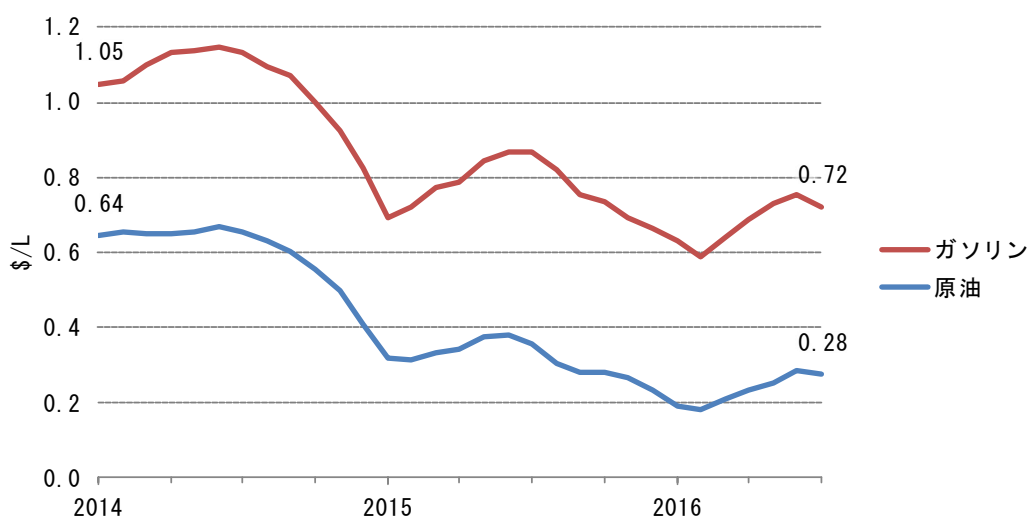
また、この価格弾性値が原油価格に対して計測したものであることにも注意が必要である。石油需要の原油価格に対する弾性値は、石油需要の石油製品(エンドユーザー)価格弾性値と石油製品価格の原油価格弾性値に分解することができる。

$$\frac{\Delta \text{石油需要}}{\Delta \text{原油価格}} = \frac{\Delta \text{石油製品価格}}{\Delta \text{原油価格}} \times \frac{\Delta \text{石油需要}}{\Delta \text{石油製品価格}}$$

石油需要の原油価格弾性値 = 石油製品価格の原油価格弾性値
× 石油需要の石油製品価格弾性値

そして、石油製品価格の原油価格弾性値は、精製・流通マージンや税金・補助金などのため通常1より小さい。例えば、2014年1月から2016年7月までの期間におけるIEA加盟主要国のガソリン小売価格の原油価格に対する弾性値は0.48であったと計算される(図表3-2)。その分、原油価格弾性値は石油製品価格弾性値よりも小さくなる。

図表 3-2 IEA 加盟主要国の原油輸入平均価格とガソリン小売平均価格



(出所) International Energy Agency. *Monthly Oil Statistics*, September 2016

3-1-2 原油価格の変動が日本の石油需要に与える影響

(1) 石油需要に与える影響

原油価格の下落がもたらす日本の石油需要への短期的な影響について、日本エネルギー経済研究所の短期需給エネルギー見通しに用いる計量経済型のエネルギー需給予測モデルを使って、定量的に推計した。このモデルは、連立方程式体系として、同時決定的に経済諸変数の動きを規定するような経済関係式と、経済諸変数の動きによって決まるエネルギー需給関係式から成り立っている。このモデルを利用することで、経済とエネルギーの因果関係を総合的かつ整合的に考慮しつつ、原油価格がもたらす日本の石油需要への影響を定量化することができる。ここでは、「基準シナリオ」³⁸よりも原油価格が\$10/bbl 下落した場合の影響を考察する。

エネルギーの多くを海外からの輸入に依存する我が国にとって、原油価格の下落はエネルギー輸入コストの節減を通じ経済に好影響をもたらす。原油価格の\$10/bbl下落により、2017年度の経済成長は0.1%増加する（図表3-3）。経済の拡大を通じ、一次エネルギー国内供給は年間0.3%増加する。このうち石油需要は0.8%増加、原油価格の下落を通じて天然ガス価格も低廉化することにより、天然ガスもわずかに増加する。

図表3-3 原油価格の変動が日本のエネルギー需要に与える影響

	実績	見通し			対前年度増減率			基準比	
		基準シナリオ		\$10/bbl安	基準シナリオ		\$10/bbl安		
		FY2015	FY2016	FY2017	FY2015	FY2016	FY2017	FY2015	FY2017
エネルギー	一次エネルギー国内供給(Mtoe)	470.3	469.5	468.0	469.6	-1.5%	-0.2%	-0.3%	0.3%
	石油(100万kl)	211.4	208.4	201.9	203.5	-2.6%	-1.4%	-3.1%	0.8%
	天然ガス(LNG換算100万t)	87.0	84.8	79.0	79.0	-4.9%	-2.6%	-6.8%	0.0%
	石炭(100万t)	190.1	190.5	190.9	191.0	0.1%	0.2%	0.2%	0.1%
	最終エネルギー消費(Mtoe)	315.7	315.5	313.7	315.2	-1.1%	-0.1%	-0.6%	0.5%
	燃料油販売量(100万kl)	180.5	176.6	172.4	173.9	-1.2%	-2.2%	-2.4%	0.9%
価格	原油CIF価格(\$/bbl)	49	48	58	48	-45.2%	-2.2%	21.9%	-17.2%
	LNG CIF価格(\$/t)	452	344	419	355	-43.3%	-24.0%	21.9%	-15.3%
経済	実質GDP(2011年価格兆円)	517.2	523.4	528.5	529.1	1.3%	1.2%	1.0%	0.1%

(出所) 日本エネルギー経済研究所

一次エネルギー価格の下落は二次エネルギー価格にも波及する（図表3-4）。2017年度の燃料油販売量は「基準シナリオ」よりも0.9%増加する。油種別にみると、ガソリン価格などの下落によって輸送需要が増加する影響からガソリン販売は0.9%、軽油販売は0.5%、ジェット燃料は0.7%とそれぞれ増加する。また、経済拡大により石油化学工業の生産活動が活発になり、ナフサは0.4%増加する。民生部門や電力部門では、他燃料との相対価格の変化により燃料転換のペースが鈍化し、灯油は1.5%、A重油は1.2%、BC重油は2.9%増加する。

³⁸ 基準シナリオでは、国内外のエネルギー需給構造にかかる趨勢が継続することが想定されている。原油輸入価格は\$58/bblと想定している。

図表 3-4 原油価格の変動が燃料油販売に与える影響

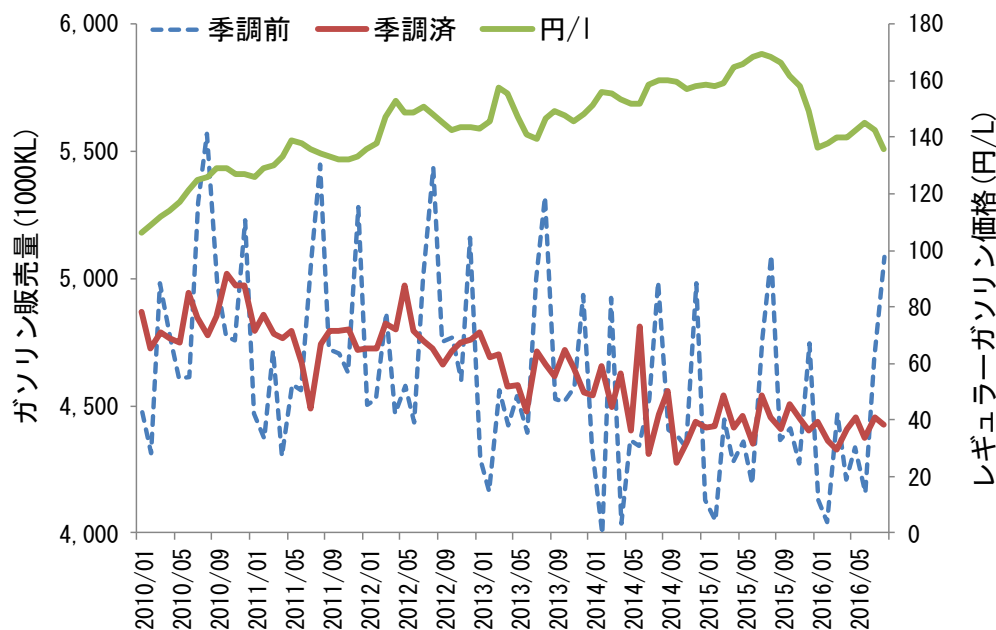
	見通し				対前年度増減率			基準比
	基準シナリオ		\$10/bbl安		基準シナリオ			\$10/bbl安
	FY2015	FY2016	FY2017	FY2017	FY2015	FY2016	FY2017	FY2017
燃料油販売量(100万kl)	180.5	176.6	172.4	173.9	-1.2%	-2.2%	-2.4%	0.9%
ガソリン	53.1	52.7	51.4	51.9	0.3%	-0.8%	-2.4%	0.9%
ナフサ	46.2	44.4	44.5	44.7	5.3%	-4.0%	0.3%	0.4%
ジェット燃料油	5.5	5.2	5.2	5.3	3.1%	-4.8%	0.2%	0.7%
灯油	15.9	16.2	15.5	15.8	-4.3%	1.6%	-4.1%	1.5%
軽油	33.6	33.3	33.0	33.1	0.1%	-0.8%	-1.1%	0.5%
A重油	11.9	11.9	11.6	11.7	-3.6%	0.3%	-2.5%	1.2%
B・C重油	14.2	12.9	11.2	11.5	-20.7%	-9.7%	-13.2%	2.9%
LPG販売量(100万t)	14.7	14.3	14.2	14.3	-4.5%	-2.6%	-0.9%	1.0%

(出所) 日本エネルギー経済研究所

(2) ガソリン需要に与える影響

日本の石油需要のおよそ5割は運輸部門が占めており、その中でも需要が多いのがガソリンである。次に、ガソリン価格が下落したことによるガソリン販売量への影響について推計する。

図表 3-5 日本のガソリン販売量とガソリン価格の推移



(注) 季調前ガソリン販売量は経済産業省「資源・エネルギー統計月報」、季調後ガソリン販売量は、季調前ガソリン販売量の中から季節変動による変動部分を取り除いて算出したものである。

(出所) 日本エネルギー経済研究所

日本の2015年度のガソリン販売量は、5,313万kl、前年度比0.3%増であった。増加に

転じたのは5年ぶりのこととなる。レギュラーガソリンの平均価格は、原油価格の下落の影響を受けて2015年度平均130.7円/lとなり、2014年度平均157.2円/lから16.9%低下した。季節習性を排除したガソリン販売量とガソリン価格の推移をみると、ガソリン価格が下落し始めた2015年にかけてガソリン販売量がわずかに増加している（図表3-5）。

しかしながら、この推移だけではガソリン価格下落によるガソリン販売量の影響を推定することはできない。そこで、2001年第1四半期から2016年第2四半期におけるデータを用いて、ガソリン販売量を被説明変数、所得、価格、気温を説明変数として、回帰分析を行った。その結果は以下のとおりである。

$$\begin{aligned} \log(\text{ガソリン販売量季調後}) = & \\ & -3.06713 + 0.524596 * \log(\text{実質民間消費支出}) - 0.050312 * \log(\text{実質ガソリン価格}) \\ & + 0.637294 * \log(\text{一期前ガソリン販売量季調後}) + 0.0000093 * \text{冷房度日} - 0.000001 * \text{暖房度日} \\ & - 0.001595 * \text{タイムトレンド} \end{aligned}$$

決定係数 = 0.8245

標準偏差 = 0.020

ダービンワトソン比 = 2.614

この求めた回帰式より、ガソリン販売量の短期価格弾力性は-0.05、長期価格弾力性は-0.14（ $-0.050312 / (1 - 0.637294)$ ）となる。2014年度から2015年度にかけてガソリン価格は、17%下落した。この長期価格弾力性に基つけば、ガソリン価格が17%安い状態が続くと、ガソリン販売量の増加影響は以下の式によって求まる。

$$\text{長期価格弾力性} - 0.14 \times \text{ガソリン価格 2014} \sim \text{2015 年度の下落率} (-17\%) = 2.3\%$$

すなわち、ガソリン価格が17%安い状態が続くと、ガソリン販売量は2.3%増加する。

3-2 原油価格の変動が石油関連企業や経済に与える影響

3-2-1 原油価格の変動が石油関連企業に与える影響

原油価格は、石油関連企業の業績を左右するため、経営戦略を検討する際の重要な要因の一つである。ここでは、原油価格上昇時及び下落時における石油企業への影響を概略し、近年の原油価格下落による石油企業への影響事例も示す。

石油産業は資本集約的な産業であり、中長期的な投資計画が必要である。特に、石油の探鉱・開発・生産といった上流部門における投資では、原油価格によって経済性が判断されることから、その影響度は大きい。原油価格が高い時は採算が取れるプロジェクトが増

えるため石油開発部門への投資は拡大する。逆に、下落時にはキャッシュフローの維持と財務悪化の抑制が優先されるため投資計画が見直され、生産・開発計画の遅延や中止が増える。前章で述べられたように、近年、上流部門への投資額（CAPEX）は減少が続いた。石油メジャーも慎重な財務戦略をとっており、図表 3-6 に示すとおり、2014～16 年にかけての CAPEX は減少した。株主への配当を優先することに加え、低油価環境に対応すべく、事業効率化のためコスト削減が迫られ、探鉱投資への減額や先送りを行ったためであった。2017 年のメジャーの投資動向では、低油価の状況で控えられていた最終投資決定が再開するとみられている一方で、投資には慎重な姿勢をみせている³⁹。その中で、ExxonMobil は、投資効率を重視しつつ、2017 年は投資額を 4 年ぶりに増やすことを発表した⁴⁰。

図表 3-6 メジャーの CAPEX

(単位：\$10 億)

	2014	2015	2016	2017(推定値)
Chevron	40.3	34.0	22.4	19.8
ExxonMobil	38.5	31.1	19.3	22.0
Shell	37.3	28.9	27.0	25.0
Total	26.4	23.0	18.3	16-17
BP	22.9	18.7	16.0	16-17

(出所) 2014、15 年は各社 Annual Report、2016、17 年は“Majors Still Cautious On Capex,” *Petroleum Intelligence Weekly*, 13 February, 2017. “BP’s balancing act falters as Total steams ahead,” *Petroleum Argus*, 10 February 2017.

原油価格の変動は、石油関連企業の権益等の資産の評価額にも響いてくる。原油価格上昇時には資産価値の評価も上がるが、下落時にはその逆である。但し、資産評価が下がる時は、吸収・合併（M&A）や資産譲渡の好機とも言える。原油安が続くと、キャッシュフローや収益確保のため、資金繰りに喘ぐ石油企業は資産（ポートフォリオ）を整理し、収益性の低い資産やノンコア資産を処理することで生き残りをかける。石油・ガス資産の M&A で合意を困難にしているのが資産を売る側と買う側での評価額の違いである。原油価格のボラティリティ（volatility）が高いためその見通しが難しいことが背景にある。今回、原油価格が想定以上に長く低迷したため、2016 年上半期の M&A は、前年同期と比べるとかなり少なかったが⁴¹、2016 年後半にかけてようやく原油価格の見通しが堅くなり、第 4 四半期には \$590 億もの M&A が成立した⁴²。

³⁹ “Majors eye development activity drive,” *Petroleum Argus*, 20 January 2017

⁴⁰ 「エクソンモービル、17 年投資額 14%増 4 年ぶり増加」日本経済新聞、2017 年 2 月 1 日

⁴¹ 2015 年上半期の石油・ガス産業における M&A は、金額で見ると \$1,586 億であったが、2016 年上半期は \$857 億であった。(Deloitte (2016). *Oil & Gas Mergers and Acquisitions Report – Mid-year 2016: Looking for a restart*. P.1)

⁴² “Big Oil M&A Gets Back to Business,” *Petroleum Intelligence Weekly*, January 16, 2017.

概して、石油関連企業は原油価格の変動に影響を受けるが、その事業形態 - 上流、石油サービス、下流 - によって影響は異なる。特に、今回の原油安によって甚大な影響を受けたのは上流事業に携わる企業であった。上流事業者にとって、原油価格の上昇は、低油価環境では経済性があわなかった高コスト事業も可能になるため、生産活動が促進され、収益を押し上げることができる。しかし、原油価格が下落すると財務状況が悪化する。上流事業では固定費用が大きいいため、計画時よりも原油価格が低下すれば、損失が嵩むことになる。このため、原油安の時には、上流企業の株価は低下する傾向がみられる。メジャーのように上流から下流までを保有する一貫操業体制企業も、本来は上流開発からの収益が大きいいため、低油価の時は財務状況が悪化する。

石油上流企業の戦略変更に伴い、その実務を請け負う石油サービス企業が受ける影響も大きい。今回の原油価格下落では、上流活動の停滞によるしわ寄せを受け、稀に見る不況に陥った。リグの需要は減り、開発・生産プロセスの効率化や技術開発による生産性の向上、人員削減等、上流事業者以上のコスト削減努力が求められた。

一方、精製・輸送・販売を行う下流事業者にとって、同じ原油価格の変動でも、石油上流企業とは異なる影響を受ける。精製事業者は原油価格の変動をそのまま同程度で石油製品価格には転嫁しないため、石油製品価格の振れ幅は原油価格よりも抑えられる。石油製品価格が政府によって統制されていれば硬直性は一層高まる。従って、石油下流企業にとって、油価の上昇は原料コストの上昇を意味し、精製マージンが圧迫される。この時、石油需要も伸び悩むことから、原油高は下流事業者にとって朗報ではない。逆に、油価下落時には精製マージンが拡大し、石油需要の増加も期待され、原油安のメリットを享受できるといえる⁴³。

最後に、石油関連企業にとって、原油価格の変動は、投資先である産油国のリスクにも関わってくる。例えば、原油価格の上昇は、産油国に多額のオイルマネーをもたらシバーゲニングパワーを高め、資源ナショナリズムの高揚につながる事が考えられる。他方、原油価格の下落は、産油国の財政悪化を招き、社会保障等が削減されれば、国民の不満は募り、政治・社会的不安が高まるといえる。

3-2-2 原油価格の変動が世界経済に与える影響

経済活動の基礎的物資である原油の価格変動は、少なくとも短期的には石油関連企業だけでなく経済全体に影響を与える。その影響は原油の純輸入国か輸出国かでも異なる。例えば日本のような純輸入国では、原油価格の上昇は、生産者（財・サービスを生産する個

⁴³ 但し、日本の元売り企業が2015年に経験したように、低油価によって在庫として積み上がっている原油の価値が目減りし、在庫評価損が計上されることもあるため、低油価が必ずしも石油下流事業者にとってメリットばかりではないことに留意する必要がある。

人・企業)にとって売上の減少やコストの上昇につながり、仮に石油の直接消費量が少ない業種であっても、影響は広範囲に及ぶ。また、純輸入国の消費者側からすれば、原油価格上昇は財・サービス価格の上昇や賃金の減少につながるため、実質購買力が低下し、貯蓄の減少や財・サービスの購入を控えるようになる。原油価格が下落した場合は、これとは逆の現象が考えられる。原油輸入国の生産者にとって、原油価格の下落は生産コストの低下を促し、投資や収益の拡大につながる。消費者にとっては、賃金上昇によって実質購買力が上昇し、貯蓄の増加、財・サービスの購入を拡大する。一方、サウジアラビアのような原油純輸出国では、原油価格が上昇した場合、純輸入国とは逆に輸出金額が増加するため、国内企業の利益や賃金の上昇をもたらす好景気となるが、原油価格の下落は、経済の停滞・悪化を招くと考えられる。

ひと言に原油価格の変動といっても、その変動をもたらした要因によって経済への影響は異なるということが議論されている。このことを定量的な分析によって論じた研究について以下に整理する⁴⁴。

European Central Bank (ECB) (2016) は、2014 年半ば以降の 2 年間の原油価格下落要因について、2015 年前半までは供給過剰によるものであったが、2015 年後半以降は、需要が伸び悩んだためであり、それらは経済へ異なる影響をもたらしたと報告している⁴⁵。2015 年前半の供給過剰による原油価格下落は、産油国から石油消費国への所得再分配、及び、エネルギーコストの低下による利益拡大によって石油消費国で投資が刺激されたことによって、世界経済に対しポジティブな影響をもたらした。しかし、2015 年下半期の需要に起因する原油価格の下落は、石油輸入国が受ける恩恵よりも、需要低迷による世界経済へのネガティブな影響がポジティブな効果を相殺したと論じている。

ECB は、モデル推計を行い、供給過剰による原油価格 10%の下落は、世界の GDP を 0.1~0.2%の増加させる一方、需要低迷による原油価格 10%の下落は、世界の GDP を 0.2%以上減少させるとの結果を導いた。これは、同じ原油価格下落であっても、供給もしくは需要のどちらが要因となるかによって、世界経済への影響は大きく異なってくることを示している。

Peersman and Robays (2011) は、先進 11 カ国 (米国、日本、スイス、フランス、ドイツ、イタリア、スペイン、英国、カナダ、豪州、ノルウェー) を対象に、1986 年第 1 四半期から 2010 年第 4 四半期までのデータを用いて、原油価格の変動による各国のマク

⁴⁴ World Bank のエコノミストらがまとめた報告書 (John Baffes et al (2015). *The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Research*. World Bank Group Policy Research Note March 2015.) の中で触れられている一部の論文も参照。

⁴⁵ European Central Bank (2016). "Box 1 Global implications of low oil prices," *Economic Bulletin*, Issue 4/2016. Pp.29-32.

口経済への影響を比較した⁴⁶。原油価格の上昇をもたらす3つの要因 - ①石油供給減少(産油国の紛争や輸出制限による供給途絶等)、②経済成長による石油需要増加(例えば中国やインドにみられた需要増加)、③実需ではない供給懸念や投機的な理由による石油需要増加 - に関して分析が行われた。対象国の原油の生産量や輸出入状況だけでなく、他のエネルギー源への輸入依存度も考慮されている。

彼らの分析では、同じ原油価格の上昇であっても、油価上昇要因及びその国のエネルギー事情に応じて、経済への影響が異なることが示された。「①石油供給減少」による原油価格の上昇は、原油及び他のエネルギーも輸入する国(フランス、イタリア、米国、日本、スイス)の経済活動には長期的にネガティブな影響をもたらすが、原油輸出国(ノルウェー及びカナダ)のGDPは長期に亘って上昇した。但し、原油輸入国であっても他のエネルギーを輸出する国(例えば豪州)のGDPへのネガティブな影響は限定的であった。しかし、「②経済成長による石油需要増加」による原油価格の上昇は、原油の輸出入のポジションや他のエネルギーへの輸入依存度は関係なく、短期的にはGDPが上昇するものの(好景気による石油需要増加であることから、本来の経済活動が活発であったため)、その後長期的にはGDPは低下する傾向がみられた。「③実需には基づかない石油需要増加」による原油価格の上昇は、ほとんどの国でGDPへのネガティブな影響がみられた。

Fuekiら(2016)は、世界を対象に2014年から2016年の原油価格の変動要因と、原油価格の変動が世界経済に及ぼす影響について研究した⁴⁷。原油価格に変動をもたらす要因として、①実際の(realized)原油供給変動、②実際の原油需要変動、③予想される(expected)将来の原油需要変動(例:経済成長予測に伴う変化)、④将来の原油供給変動(例:米国原油在庫変動)、⑤金融要因(例:非当業者のネットポジションの変更)、⑥原油価格特有の変動(例:原油市場における投資家のリスク許容度の変化)を挙げ、原油価格と世界経済に与える影響について分析を行った。

結果として、これら6つの要因のうち、特に④将来の原油供給変動が原油価格変動をもたらす重要な要因であることがわかった。また、2014年以降の原油価格下落について、2014年1月から2015年1月にかけての下落は④将来の原油供給変動が要因であったのに対し、2015年6月から2016年2月にかけての下落では将来及び実際の原油需要変動(②と③)が主要な要因であったことを明らかにした。さらに彼らの推計では、原油供給の拡大が見込まれる状況で原油価格が下落した場合、一時的に世界経済(生産活動)を押し下げるが、ほぼ1年後には、世界経済(生産活動)は上昇すると説明している。これは、原

⁴⁶ Gert Peersman and Ine Van Robays (2011). "Cross-country differences in the effects of oil shocks," *Energy Economics* 34(2012), Pp.1532-1547.

⁴⁷ Takuji Fueki, Hiroka Higashi, Naoto Higashio, Jouchi Nakajima, Shinsuke Ohyama and Yoichiro Tamanyu (2016). "Identifying Oil Price Shocks and Their Consequences: Role of Expectations and Financial Factors in the Crude Oil Market." *Bank of Japan Working Paper Series*, No. 16-E-17, November 2016

油輸入国における実質所得の増加と生産コストの減少を通して、世界経済に好影響を与えるためとしている。この研究でも、原油価格の変動が世界経済に及ぼす影響は、原油価格の変動をもたらす要因によって異なると結論付けている。

これらの研究では、原油価格の変動が、上昇・下落だけではなく、供給・需要事由どちらに起因するかを把握することが、経済への影響を分析するうえで重要だということを示唆している。例えば、需要要因で原油価格が低下する場合は、原油需要が弱いということの意味しており、経済活動の停滞を反映して原油需要が減少する場合である。そのため、原油価格が下落したとしても、経済活動そのものが縮小しているため、原油価格の低下は経済に負の影響をもたらす。一方、供給要因で原油価格が低下する場合は、需要以上の原油供給があるということの意味しており、原油を安価に購入することができ、安価に購入した分だけ他の消費・投資に振り向けることで、経済は成長すると考えられる。また、前述のとおり、原油の純輸入国か純輸出国でも影響は異なることに注意する必要がある。そのため、経済への影響を分析する際には、適切な経済状況と対象国を選択して分析することが正確性を向上する上で重要だと考えられる。

3-3 原油価格の急変動が石油需要や石油関連企業、経済に与える影響

3-3-1 原油価格の急変動が石油需要や石油企業に与えた影響

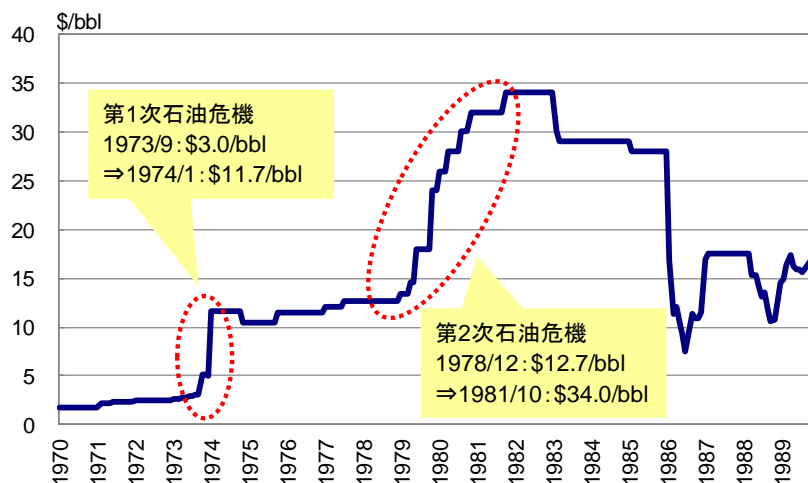
本項では、原油価格が急変動した事例として、2度の石油危機（オイルショック）を取り上げる。この時の石油需要や石油企業への影響について整理し、現代において何らかの理由によって原油価格が急変動した場合の影響を類推する。

まず2度の石油危機が生じた時の原油価格（Arabian Light 価格）の推移を振り返る（図表3-7）。第1次石油危機（1973年10月～1974年8月）は、1973年10月第4次中東戦争勃発を契機に、アラブ石油輸出国機構が原油供給削減を行い、湾岸産油6カ国が原油公示価格を21%引き上げたために生じた。1970年代初めは概ね\$2/bblで推移していた原油価格は、1973年9月\$3.0/bblから1974年1月には\$11.7/bblへと4カ月で3.9倍に高騰した。第2次石油危機（1978年10月～1982年4月）では、1979年1月イラン革命によって世界の石油供給の10%を占めていた同国の石油生産が中断し、石油需給が逼迫し、油価高騰を招いた⁴⁸。またOPECが1979年から段階的に値上げを実施したことに加え、各国が自由裁量でプレミアムを上積みできるようになったことも価格を引き上げた。原油価格は、1978年12月\$12.7/bblから1981年10月\$34.0/bblへと2.7倍、\$20/bbl以上も上昇した。

⁴⁸ イランでは、1978年10月に反政府デモが激化し、石油労働者のスト突入により同年12月原油輸出が全面的に停止していた。

このような石油価格の上昇は、中東の石油に依存していた世界経済を苦境に陥れた。原油価格の上昇によって、様々な製品やサービスの価格等が高騰し、これが企業の足かせとなり業績は悪化、経済は停滞した。世界経済の実質 GDP 成長率は、第 1 次石油危機の時、1973 年 6.4%から 1974 年 2.3%へ、第 2 次石油危機の時は 1979 年 4.1%から 1981 年には 1.8%へと落ち込んだ。日本も高度経済成長期の産業発展とともに、エネルギー消費構造は石油中心へと変化していたため、経済や国民生活への影響は甚大であった。但し、第 2 次石油危機の時は、第 1 次石油危機の教訓を活かした政策が迅速に発動されたため、その影響は長引かずに事態の收拾が図られた。日本の GDP 成長率は、1979 年 4.0%から 1980 年には 1.1%へと一旦落ち込むものの、1981 年には 4.2%へと浮上した。

図表 3-7 Arabian Light 価格の推移 (1970 年 1 月～1989 年 12 月)



(注) 価格決定方式は時期により異なる。

(出所) 経済産業省のデータに基づいて日本エネルギー経済研究所作成

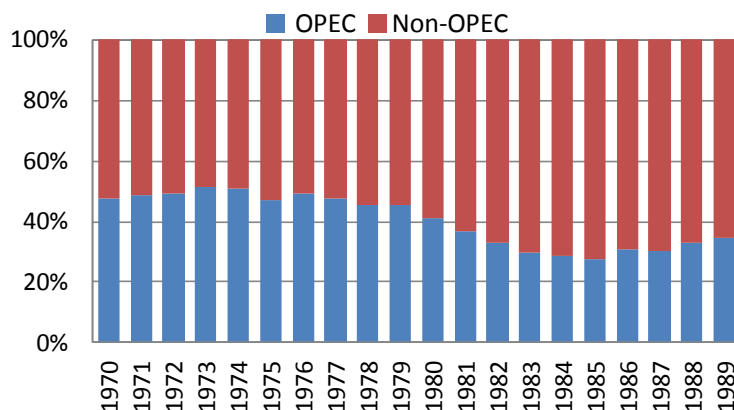
原油価格の高騰による石油企業への影響は、上流もしくは下流部門で異なった。上流部門では、OPEC による人為的な原油価格の引き上げによって、OPEC 非加盟国での原油開発の経済性が高まり、深海鉦区のような高コスト油田での生産が可能となった。また、石油輸入国も、中東依存度を軽減するため輸入元の多様化を図り、OPEC 離れも進んだ。その結果、石油生産において、1973 年 51%を占めていた OPEC のシェアは、1985 年には 28%まで縮小し、OPEC 非加盟国のシェアが拡大した (図表 3-8)。一方、原油価格の高騰は下流部門 (精製事業) に対して負の影響をもたらした。日本の精製事業をみると、短期的には、原油価格の上昇は、石油製品への価格転嫁によって収益の影響は限定的であったが、中期的には、景気低迷によって石油需要は低下し、利益は減少した⁴⁹。

原油価格の高騰は、経済活動を停滞させ、石油需要の著しい減少をもたらした。図表 3-9 は世界の石油需要及びその前年比伸び率を示したものである。石油需要は、第 1 次石油危

⁴⁹ 経済産業省 (2007) 『平成 18 年度エネルギーに関する年次報告』 (エネルギー白書 2007)

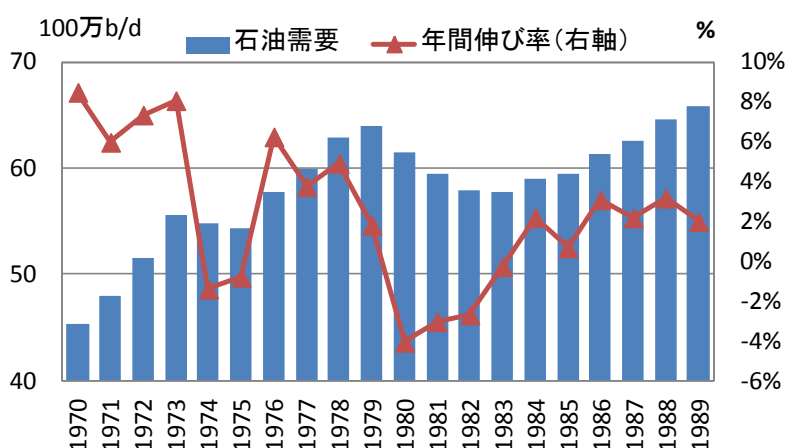
機まで堅調に増加していたが、石油危機時には2度とも前年比で減少していることがわかる。

図表 3-8 石油生産における OPEC・非 OPEC のシェアの推移 (1970~1989 年)



(出所) BP *Statistical Review of World Energy* June 2016 に基づいて日本エネルギー経済研究所作成

図表 3-9 世界の石油需要 (1970~1989 年)

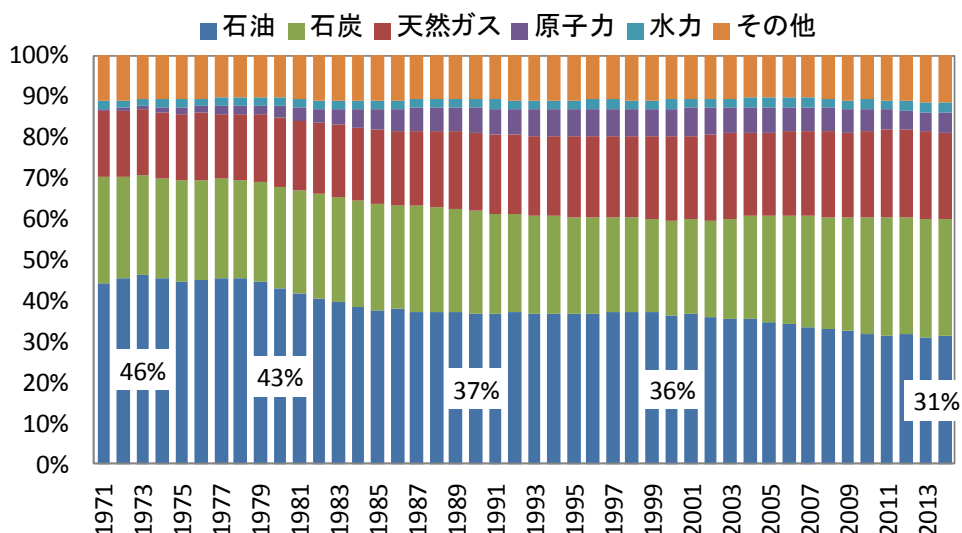


(出所) BP *Statistical Review of World Energy* June 2016 に基づいて日本エネルギー経済研究所作成

石油危機による影響が大きかった理由として、石油への依存度が高かったことが挙げられる。一次エネルギー供給に占める石油の割合は、1973年46%であった(図表3-10)。しかし、2回の石油危機を経て、脱石油政策が掲げられた。主要な対策として、発電や産業部門において石油代替の燃料転換が進められた。天然ガス(LNG)や石炭の活用が進み、先進国では原子力発電の導入も拡大した。社会全体で省エネルギーが推進されると共に、石油消費を抑制するため、石油製品の価格引き上げ、石油製品に対する課税、生産活動の抑制なども行われた。また、1974年にはIEAが設立され、石油供給途絶によるダメージを緩和すべく石油備蓄制度が整備された。このような政策が奏功し、石油は、未だに一次エネルギー供給における最大のエネルギー源であるものの、その割合は2014年には31%

にまで縮小している。

図表 3-10 世界の一次エネルギー供給における燃料別シェア（1971～2014年）



(注) その他には地熱、太陽光、風力、バイオマス、廃棄物、電力、熱が含まれる。
 (出所) IEA のデータに基づいて日本エネルギー経済研究所作成

2 度の石油危機という苦い経験を経て、石油輸入国における原油価格の高騰に対するレジリエンス (resilience : 耐性) は着実に強化されたと考えられる。温暖化問題への対応が必要とされていることもあり、現在でも、脱石油 (燃料転換) や省エネルギーは世界規模で進められている。また、中東の地政学リスクが高いことから、中東以外の地域にエネルギー源を求める努力も続けられている。従って、原油価格が高騰しても、その影響は、石油危機の時よりも、規模や期間は抑制されると推察される。

但し、まだ克服すべき課題が残っていることも確かである。特に、今後も石油需要が伸びる新興国・途上国は、原油価格の高騰に対して先進国よりも脆弱である。例えば、IEA 加盟国では国際協調によって石油備蓄体制は盤石なものになっているが、石油消費の 52% を占める OECD 非加盟国においては石油備蓄体制が整っているとは言い難い。アジアでは、国際機関と連携しながら石油備蓄体制の整備を検討・拡充している国もあり、国際協力を通じてさらなる強化が求められる。もう一つの困難な課題として、石油需要の大宗を占める輸送部門での燃料転換が挙げられる。電気自動車が急速に伸びているものの、コストや技術面での障壁は高く、シェアで見るとまだ僅かである。日本においても、石油最終需要の 45% (2014 年時点) は未だ運輸部門となっており、石油のパラダイムが変わるまでには、まだかなりの時間を要すると考えられる。

3-3-2 原油価格の急変動が経済に与える影響

原油は、地政学的に不安定な中東から多く輸出されており、原油市場に投機的な資金が流れ込みやすい構造もあり、原油価格は急激に変動することが歴史的に繰り返されてきた。そのような原油価格が急変動した場合、経済に大きな影響が及ぶと考えられ、原油価格が急変動したケースを対象とした既往研究も存在する。なお、本項では原油価格の急変動を、価格の変動幅が±10%より大きい場合と整理し、前述と同じく原油価格の変動要因によって異なる世界経済への影響を、定量的に評価した研究について以下にまとめる。

Cashin ら (2012) は、38 カ国における 1979 年第 2 四半期から 2011 年第 2 四半期までの期間のデータを使い、原油価格が四半期で 12% 上昇した場合の、世界各国のマクロ経済への影響を推計した⁵⁰。この研究は、原油価格の上昇要因を供給と需要に起因する 2 ケースに分け、原油価格の上昇が原油純輸入国と原油純輸出国のマクロ経済に与える影響を分析している。

この分析では、供給事由による原油価格の上昇は、多くの原油輸入国の生産活動を長期的に落ち込ませるが、原油輸出国の経済には好影響を与えることを示した。一例では、2 大エネルギー輸入地域であるユーロ圏やアメリカのマクロ経済が長期的に落ち込むことを示している。一方、需要事由により原油価格が上昇した場合には、ほぼすべての国で経済活動が短期的に増加することを報告している。その理由として、原油輸入国の経済が好調のため原油需要が増加し、原油価格上昇に伴いコストが増加しても、製品の輸出を通してコスト増加分を回収できるためと考察している。

Abeyasinghe (2001) は、世界 12 の国・地域 (インドネシア、フィリピン、韓国、シンガポール、中国、アメリカ、マレーシア、タイ、香港、台湾、日本、他 OECD) を対象とした、原油価格上昇のマクロ経済への影響を研究した⁵¹。1982 年第 1 四半期から 2000 年第 2 四半期までのデータを用い、原油価格が 50% 上昇した場合を想定して、各国・地域の GDP への影響を分析した。

この研究では、原油価格の上昇は、原油純輸出国のインドネシア (現在は原油純輸入国) とマレーシアには好影響を与えるが、長期的には貿易相手国の経済が低迷するため、そのメリットは相殺されると分析している。また、それ以外の純輸入国に関しては、中国と香港を除く国の経済には負の影響が及び、中国と香港は中国が産油国であることから GDP への影響は小さいと考察している。但し、分析当時と比べると中国の需要はおよそ 2 倍に急増しているため、注意は必要である。アメリカに関しては他純輸入国と比較すると GDP への影響は限定的と分析した。

⁵⁰ Paul Chasin, Kamiar Mohaddes, Maziar Raissi and Mehdi Raissi (2012). "The Differential Effects of Oil Demand and Supply Shocks on the Global Economy." *IMF Working Paper* WP/12/253.

⁵¹ Tilak Abeyasinghe (2001). "Estimation of direct indirect impact of oil price on growth." *Economic Letters* 73: 147-153.

Mohaddes and Pesaran (2015) は、世界 27 の国・地域を対象として、原油の供給支障が発生して原油価格が上昇した場合、その原因となった産油国に応じて、世界経済への影響が異なる事例について調査した⁵²。データは 1979 年第 2 四半期から 2013 年第 1 四半期までが含まれる。具体的には、イランとサウジアラビアを取り上げ、制裁や戦争、天災により原油の供給支障がそれぞれ発生した場合を想定し、世界各国の GDP への影響を分析した。

この研究から、供給途絶となった産油国によって、経済への影響が異なることが示された。イランで供給支障が発生した場合は、他の OPEC 諸国（特にサウジアラビア）が減少した分の原油を補って増産したため、世界経済への影響は限定的であった。一方、サウジアラビアで供給支障が発生した場合は、原油価格が長期に渡って 22% 上昇し、先進国や発展途上国に関係なく世界各国で GDP が低下することを明らかにした。その理由として、サウジアラビア以外の国には同国ほどの余剰生産能力がないため、世界的に原油の供給不足に陥るからだとしている。

以上のことから、前節と同様に、原油価格が急変動する場合においても、その変動が何に起因するのかが経済への影響を考察する上で重要な要因だと考えられる。原油価格が急変動した際、経済へ好影響があったとしてもそれは短期的なものであり、長期的には負の影響が及ぶ可能性もあると考えられる。また、原油価格が急変動したからといって、変動幅が小さい場合と比較しても、対象国と分析時期によっては、影響は大きく表れないことも分かった。これは、対象国と分析時期で大きく経済状況や原油の純輸入・純輸出国かなど置かれている状況が異なるためだと思われる。従って、原油価格の急変動による経済への影響を分析するためには、どのような要因で原油価格が変動するかを把握し、適切な対象国と分析期間を設定することが重要である。

⁵² Kamiar Mohaddes and M. Hashem Pesaran (2015). “Country-Specific Oil Supply Shocks and the Global Economy: A Counterfactual Analysis.” *USC Dornsife Institute for New Economic Thinking Working Paper* No. 15-14.

第4章 原油価格と日本経済について

初めに、日本の 2017 年度のマクロ経済が、原油価格が下落した場合、基準シナリオと比較してどのように異なるかを推計する。そして、2014 年後半以降の原油価格下落によって、日本経済や企業が受けた影響について定量的な分析を行う。

4-1 原油価格の下落が日本経済に与えるポジティブ/ネガティブな影響

4-1-1 原油価格下落が日本の GDP に与える影響

原油価格の下落が日本経済への程度の影響をもたらしたのかを把握するため、日本エネルギー経済研究所の短期需給エネルギー見通しに用いる計量経済型のエネルギー需給予測モデルを使って、定量的に推計した。前章と同じく「基準シナリオ」よりも原油価格が \$10/bbl 下落した場合の影響を評価する。

推計結果は図表 4-1 に示すとおりである。原油価格の \$10/bbl 下落により、2017 年度の実質 GDP は基準シナリオに比べ年間 6,000 億円、0.1% 上押しされる。

また、原油価格の下落により、日本のエネルギー輸入コストは大幅に削減される。石油の輸入節減額は 1 兆 6,000 億円（2017 年度、基準シナリオ比）となる。原油安に伴って LNG 価格下落も見込まれ、LNG の輸入節減額は 6,000 億円（同）となる。これら原油・LNG 輸入額の節減総額 2 兆 2,000 億円を通じて、貿易収支は 1 兆 6,000 億円改善すると推計される。

このような貿易収支の改善は、企業セクターにおいて収益の改善をもたらす。例えば、設備投資を拡大へと導き、民間設備投資は 3,000 億円、0.3% 上押しされる。また、輸出は 0.1% 上押しされ、輸出数量の増加などに伴う生産波及効果も企業収益を押し上げる方向に働く。企業収益や設備投資の改善は、賃金上昇など雇用環境の改善へと波及し、その結果、GDP の 6 割を占める民間消費は、3,000 億円増加する。

さらに、原油安は、ガソリンや電気料金などのエネルギー関連の価格を押し下げることになる。そのため、国内企業物価指数は 0.9%、消費者物価指数は 0.3% 低下する。

図表 4-1 \$10/bbl の原油安によるマクロ経済への影響

				見通し		対前年度増減率				基準比
				基準シナリオ		\$10/bbl安				\$10/bbl安
	FY2013	FY2014	FY2015	FY2016	FY2017	FY2017	FY2015	FY2016	FY2017	FY2017
実質GDP (2011年価格兆円)	512.7	510.4	517.2	523.4	528.5	529.1	1.3%	1.2%	1.0%	0.1%
民間需要	393.6	388.2	392.4	394.5	396.6	397.3	1.1%	0.5%	0.5%	0.2%
民間最終消費支出	301.7	293.6	295.2	297.1	298.7	299.0	0.5%	0.7%	0.6%	0.1%
民間住宅投資	16.3	14.7	15.1	15.6	15.5	15.5	2.7%	3.3%	-0.4%	0.2%
民間設備投資	77.2	79.1	79.6	80.3	81.2	81.5	0.6%	0.9%	1.1%	0.3%
公的需要	129.5	129.4	130.9	133.0	134.6	134.7	1.2%	1.6%	1.2%	0.1%
政府最終消費支出	102.8	103.2	105.3	106.7	107.8	107.8	2.0%	1.3%	1.1%	0.0%
公的固定資本形成	26.6	26.1	25.5	26.3	26.7	26.8	-2.0%	3.0%	1.4%	0.4%
財貨・サービスの純輸出	-10.3	-7.2	-6.4	-4.5	-3.1	-3.3	-11.8%	-30.2%	-29.4%	4.2%
財貨・サービスの輸出	75.6	82.2	82.9	83.9	86.9	87.0	0.8%	1.2%	3.6%	0.1%
財貨・サービスの輸入	85.9	89.4	89.2	88.3	90.1	90.3	-0.2%	-1.0%	2.0%	0.2%
名目GDP (兆円)	507.4	517.9	532.2	538.8	545.3	546.7	2.8%	1.2%	1.2%	0.2%
貿易収支 (兆円)	-13.8	-9.1	-1.1	1.9	-2.4	-0.8	-88.1%	-273%	-227%	-68%
輸出	70.9	74.7	74.1	69.4	72.3	71.8	-0.7%	-6.3%	4.1%	-0.7%
輸入	84.6	83.8	75.2	67.6	74.7	72.6	-10.3%	-10.2%	10.6%	-2.8%
化石燃料輸入	28.4	25.1	16.1	13.3	15.9	13.7	-36.0%	-17.0%	19.2%	-13.8%
石油	18.7	15.2	9.6	8.2	10.0	8.4	-37.0%	-14.3%	22.1%	-16.5%
LNG	7.3	7.8	4.5	3.0	3.6	3.0	-41.4%	-33.2%	17.5%	-15.3%
経常収支 (兆円)	2.4	8.7	18.0	18.9	17.4	18.7	106%	5.2%	-8.1%	7.7%
国内企業物価指数 (2010年=100)	102.4	105.2	101.8	99.7	102.2	101.4	-3.3%	-2.0%	2.5%	-0.9%
消費者物価指数 (2015年=100)	96.9	99.8	100.0	99.9	100.7	100.4	0.2%	-0.1%	0.8%	-0.3%
GDPデフレーター (2011年=100)	99.0	101.5	102.9	102.9	103.2	103.3	1.4%	0.0%	0.2%	0.1%

(注) GDP は 2008SNA。GDP と内訳合計は在庫変動、開差項のため一致しない。
(出所) 日本エネルギー経済研究所

4-2 2014 年後半以降の原油価格下落による日本経済、企業業績への影響

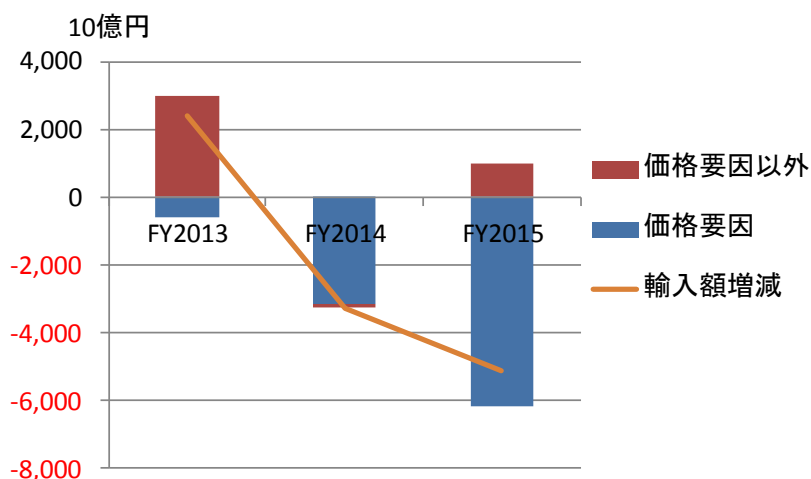
原油価格の下落に伴い、日本の原油輸入 CIF 価格 (円/kl、名目円建て) は著しく低下した。2013 年度に 69,226 円/kl であったが 2014 年度が 61,273 円/kl (前年度比-11.5%)、2015 年度は 37,016 円/kl (前年度比-39.6%、2013 年度比-46.5%) と 2013 年度の輸入価格の約半値まで下落した。これに伴い、日本経済や企業にどのような影響が及んだか、貿易、企業、生産者価格、物価、家計、金融の観点から分析を試みる。

4-2-1 貿易への影響

2014 年半ばから始まった原油価格の下落は、日本の原油の輸入額にも大きな影響を与えている。原油の輸入額の変化を要因分解すると、主に次の 3 つの要因に分解できる。一つは原油の価格要因、次に原油の輸入量要因、最後に為替などその他要因である。原油価格が下落すれば、当然輸入額が減少する方向に寄与するはずだが、輸入量が増加していれば輸入額は増加することもあるため、輸入額だけではどの要因でどれだけ変化に寄与したかが分からない。そのため、原油価格の下落による輸入額の影響を調べるために、ここでは

原油の価格要因とそれ以外の2つの要因に分解して分析を行った（図表4-2）。2014年度は原油輸入額が前年度より3兆3,000億円減少したが、このうち原油価格下落の寄与が3兆2,000億円を占めた。2015年度は、原油価格の下落は6兆2,000億円が原油輸入額減少に寄与したが、価格以外の要因（例えば円安による為替要因）が原油輸入額を引き上げる方向に働いたため、原油輸入額は5兆1,000億円の減少であった⁵³。

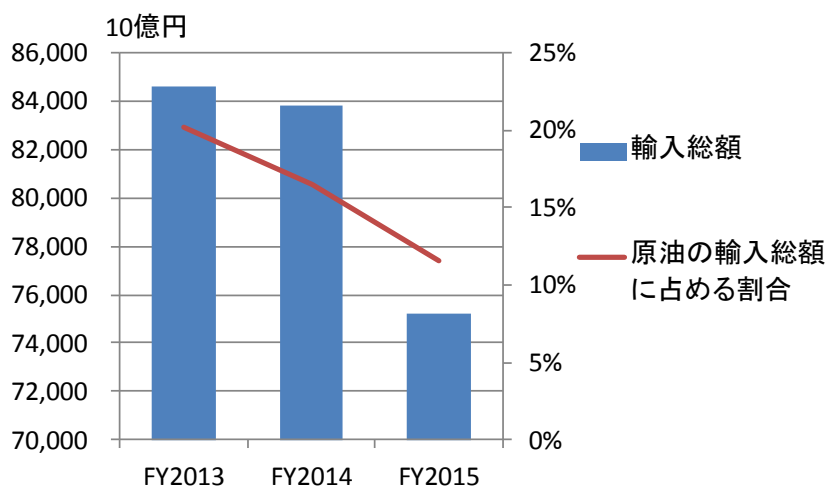
図表4-2 原油輸入額の要因分解(対前年度増減)



(出所) 貿易統計より算出

また、原油価格の下落は、日本の輸入総額に占める原油の割合にも影響を与える。図表4-3に示すとおり、日本の輸入総額に占める原油の割合は、2013年度は20%だったが、2014年度には17%、2015年度には12%へと減少している。

図表4-3 輸入総額と原油の占める割合

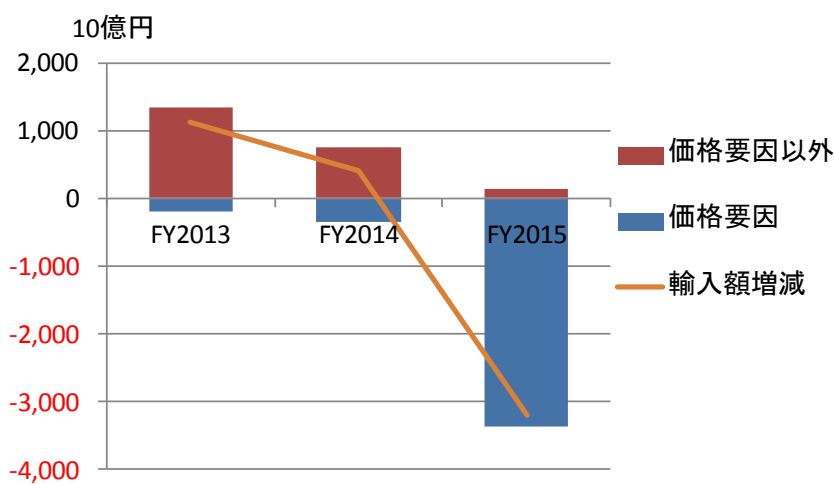


(出所) 貿易統計より算出

⁵³ 為替レート：2014年\$1=109.2円、2015年\$1=120.4円

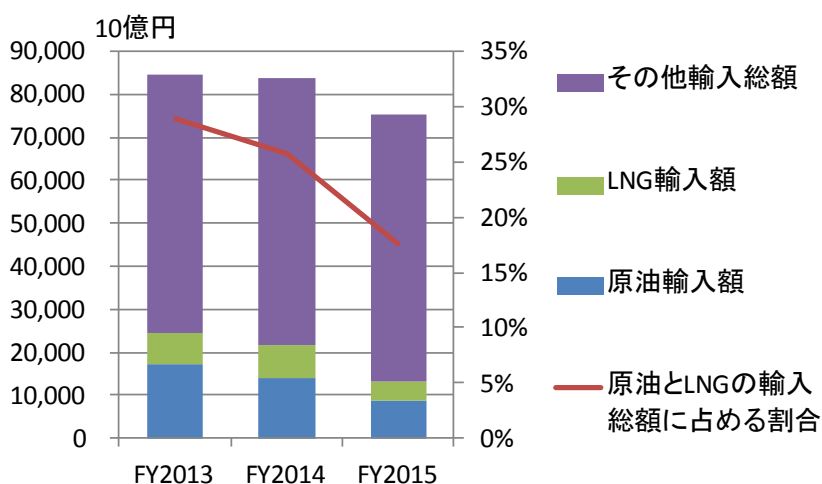
次に、原油価格の影響を遅れつつも強く受ける日本の LNG 輸入額についても要因分解を試みた（図表 4-4）。2014 年度は LNG 輸入額が前年度より 4,100 億円増加したが、このうち LNG 価格下落は 3,500 億円の減少として寄与していた。2015 年度の LNG 輸入額は 3 兆 2,000 億円減少し、LNG 価格下落の寄与はほぼ同じ 3 兆 4,000 億円にのぼった。また、日本の輸入総額に占める LNG の割合は、2013 年度は 9%、2014 年度には 9.3%に増加したが、2015 年度には 6%へと減少している（図表 4-5）。

図表 4-4 LNG 輸入額の要因分解（前年度増減）



(出所)貿易統計より算出

図表 4-5 原油・LNG 輸入額と輸入総額に占める割合



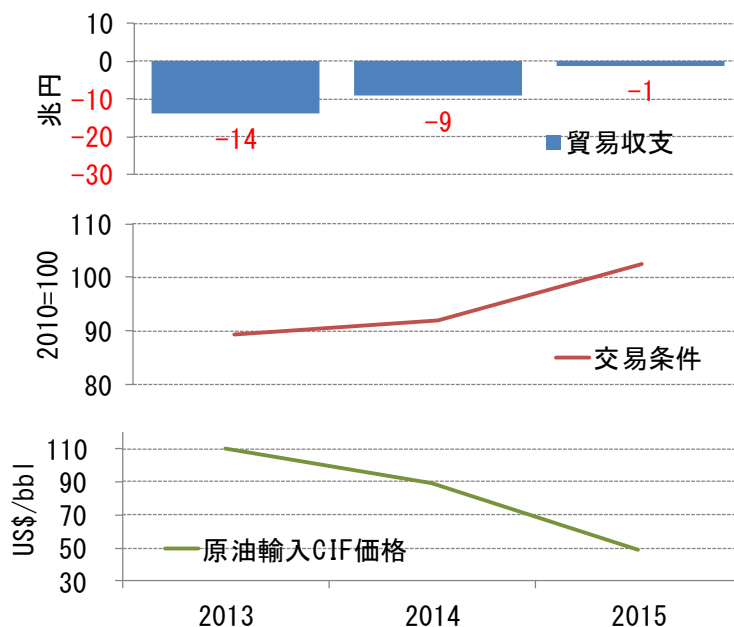
(出所)貿易統計より算出

4-2-2 交易利得の要因分解

原油価格の下落と時を同じくして、交易条件についても改善がみられている。2015 年度

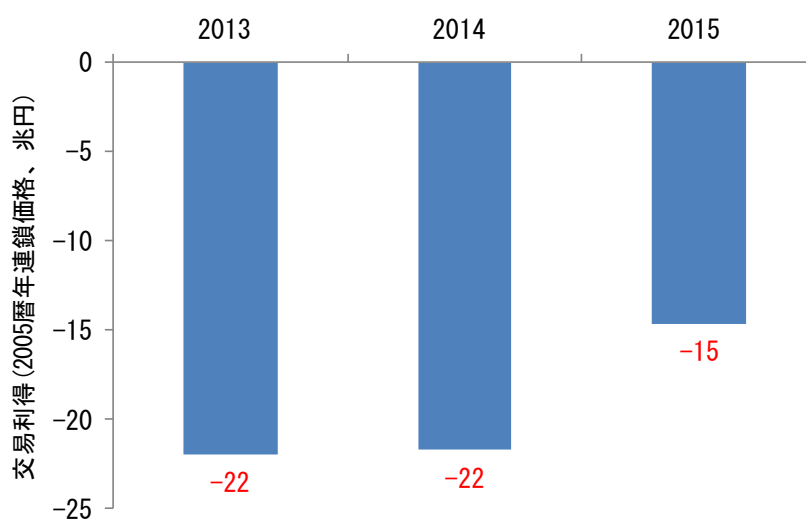
の貿易収支は1兆900億円の赤字であった（図表4-6）。2014年度からの原油価格の下落により輸入額が大幅に減少したことなどから、2014年度の9兆1,300億円の赤字からは大幅に改善した。2016年度は、黒字傾向が続いている。2015年度の交易利得・損失についても、2014年度から7兆円も改善している（図表4-7）。

図表 4-6 貿易収支および交易条件の推移



（出所）貿易統計等より作成

図表 4-7 交易利得・損失の推移

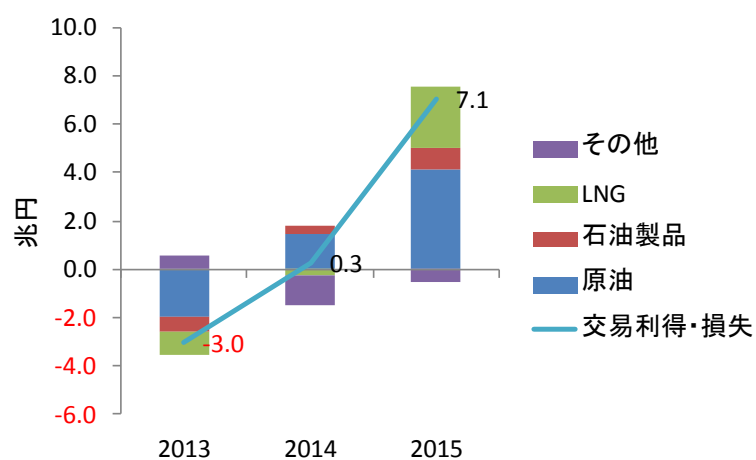


（出所）内閣府「国民経済計算年報」

ここでは、交易利得・損失について要因分解を行う（分析方法については Box 2 に記載）。この要因分解により、原油価格の変動が輸出入価格に影響を及ぼすことによって発生した日本の実質所得（購買力）の変化を推計することができる。

交易利得・損失は 2014 年度から 2015 年度にかけて 7 兆 1,000 億円の改善がみられた（図表 4-8）。原油輸入額の節減は 4 兆 1,000 億円の改善、石油製品輸入額の節減は 9,000 億円の改善、LNG 輸入額の節減は 2 兆 5,000 億円の改善に寄与した。

図表 4-8 交易利得・損失の要因分解（前年度比増減）



（出所）内閣府「国民経済計算年報」等より算出

Box2: 交易利得・損失の要因分解

交易利得・損失は以下の定義式によって表わされる。

$$TG = \frac{EP_e - IP_i}{\tilde{P}} - (E - I)$$

$$\tilde{P} = \frac{EP_e + IP_i}{(E + I)}$$

\tilde{P} : ニュメレルデフレーター

(ここでは、輸出デフレーターと輸入デフレーターの加重平均)

P_e : 輸出デフレーター

P_i : 輸入デフレーター

E : 実質輸出額

I : 実質輸入額

交易利得・損失に対する原油価格の影響をみるためには、 P_i および I に係る部分について原油と原油以外に分けて展開すればよい。

$$\frac{EP_e - IP_i}{\tilde{P}} = \frac{E^2P_e + EI_1P_e + EI_2P_e - EI_1P_{i1} - I_1^2P_{i2} - I_1I_2P_{i1} - EI_2P_{i2} - I_1I_2P_{i2} - I_2^2P_{i2}}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2P_{i2}}$$

ここで、

I_1 : 原油以外の輸入額

I_2 : 原油輸入額

P_{i1} : 原油以外の輸入デフレーター

P_{i2} : 原油の輸入デフレーター

である。すなわち、原油価格の変動による交易利得・損失変動への寄与は下式となる。

$$\begin{aligned} \Delta \frac{EP_e - IP_i}{\tilde{P}} &= \Delta \frac{E^2P_e + EI_1P_e + EI_2P_e - EI_1P_{i1} - I_1^2P_{i2} - I_1I_2P_{i1} - EI_2P_{i2} - I_1I_2P_{i2} - I_2^2P_{i2}}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2P_{i2}} \\ &= \frac{E^2P_e}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} + \frac{EI_1P_e}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} + \frac{EI_2P_e}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} \\ &\quad - \frac{EI_1P_{i1}}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} - \frac{I_1^2\Delta P_{i2}}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} - \frac{I_1I_2P_{i1}}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} \\ &\quad - \frac{EI_2\Delta P_{i2}}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} - \frac{I_1I_2\Delta P_{i2}}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} - \frac{I_2^2\Delta P_{i2}}{EP_e + I_1P_{i1} + I_2\Delta P_{i2}} \end{aligned}$$

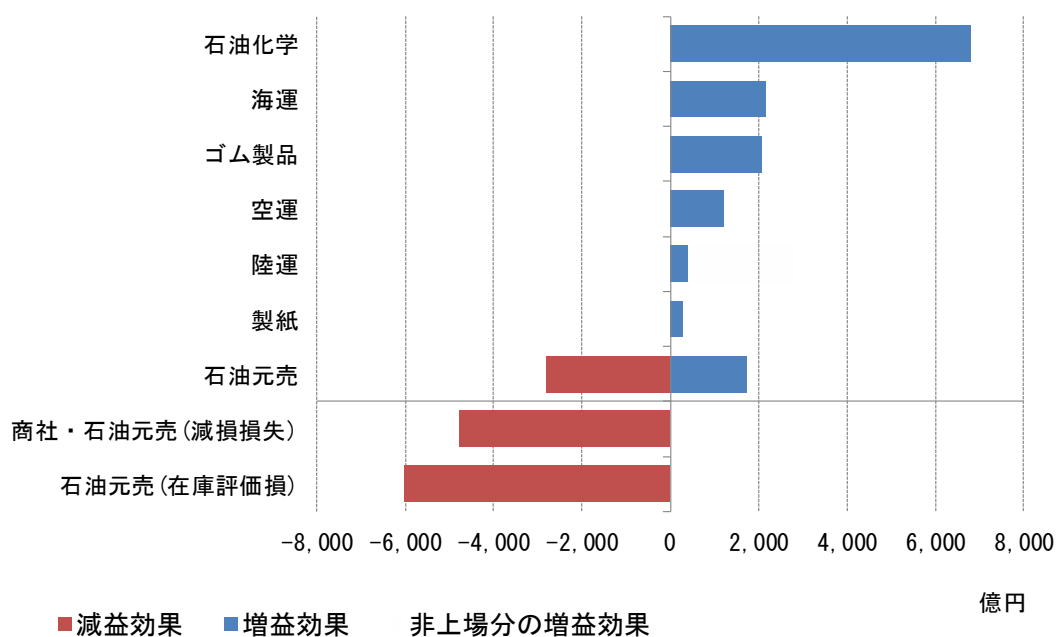
4-2-3 企業への影響

原油価格の下落は、企業の業績に大きな影響を与えているが、業績にプラスに働くか、マイナスに働くかは業種によって異なる。そこで、業績が原油価格に大きく左右される業種を選び、原油価格の下落が2015年度の業績に与えた影響を調査した。

図表4-9は上場企業の決算説明資料を基に、営業利益のうち原油安による増益・減益分を計算したものである。原油価格の下落がプラスに働く業種として、石油を原材料として製品を生産する石油化学工業のような製造業や、石油を燃料として使用する海運を始めとする運輸業がある。原油安による決算への影響は、2015年度決算では上場企業だけで累計1兆5,000億円の業績を押し上げた。製造業の中で影響が大きかった石油化学では6,800億円の業績向上につながり、運輸業では海運で2,200億円業績を押し上げた。一方、原油価格の下落が業績にマイナスに働いた業種には、石油製品を販売する石油元売業や、油田の権益を持つ商社があげられる。石油製品の在庫評価損により、石油元売業は営業利益が6,000億円押し下げられた。また、石油元売業と商社が持つ資源関連の権益で減損を計上し、最終損益で4,800億円下がった。

また、原油価格の下落によるガソリン・軽油価格の低下の恩恵を受けると考えられる陸運業に関して調査対象を上場企業以外に広げると、上場以外の陸運業だけで2015年度では2,400億円の営業利益増益効果があったと推計される。

図表4-9 原油安による上場企業決算への主な影響（2015年度）



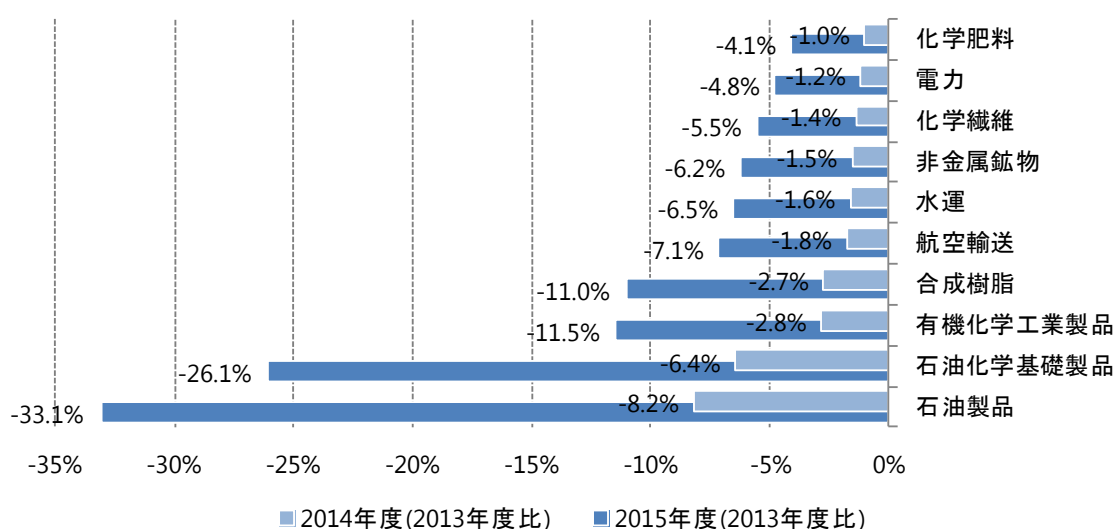
(出所) 各社決算説明資料及び法人企業統計より推計・作成

4-2-4 生産者価格に与える影響⁵⁴

原油価格が生産者価格に与える影響については、産業毎の製品に対する原油の投入比率によって左右される。そこで、この2013年度から2015年度にかけての原油価格下落が我が国の生産者価格に及ぼす影響について、産業連関表を用い、均衡価格モデルで試算を行った。なお総務省『平成23年(2011年)産業連関表』は「石炭・原油・天然ガス」でひとつの部門になっており、原油価格下落の影響を単独でみるため、日本エネルギー経済研究所にて50部門にまとめ直した。

図表4-10に示すとおり、生産者価格の下落率が高い部門は、「石油製品」、「石油化学基礎製品」、「有機化学工業製品(石油化学基礎製品を除く)」、「合成樹脂」、「化学肥料」など素材関連、や「電力」などのエネルギー関連、「航空輸送」などの輸送関連などであることがわかった。

図表 4-10 原油価格の下落が生産者価格に及ぼす影響（上位10位）

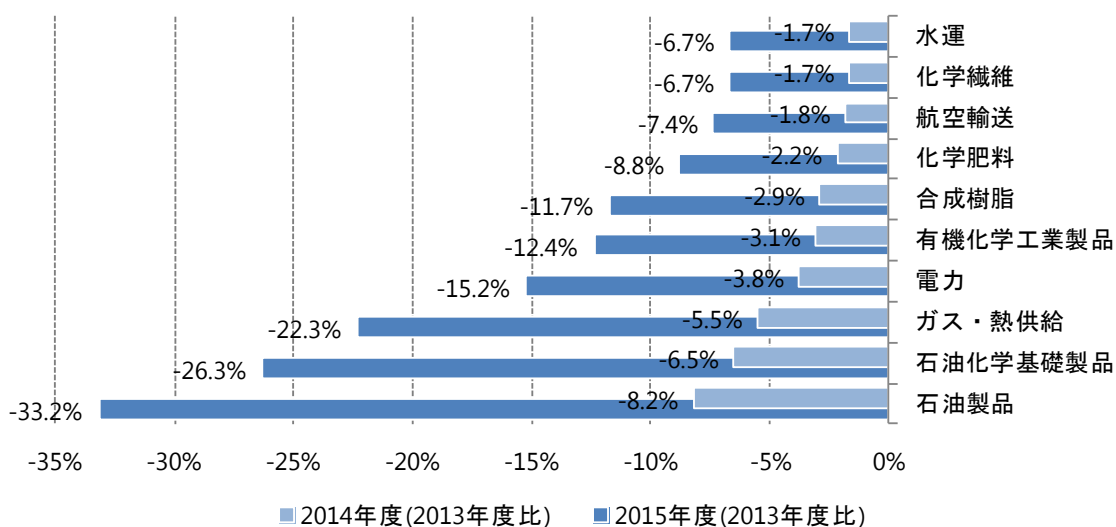


(注) 有機化学工業製品は石油化学基礎製品を除く
(出所) 日本エネルギー経済研究所

また原油価格と相関性の高い天然ガス価格について、2013年度から2015年度の原油価格と同じ下落率を仮定し、天然ガス価格の影響を加味して原油価格下落の影響を試算した。その結果、上述の部門に加え「ガス・熱供給」、「電力」などのエネルギー関連部門への影響が強くなること明らかになった(図表4-11)。

⁵⁴ 生産者とは財・サービスを生産する個人や企業を指す。

図表 4-11 原油価格・天然ガス価格の下落が生産者価格に及ぼす影響（上位 10 位）

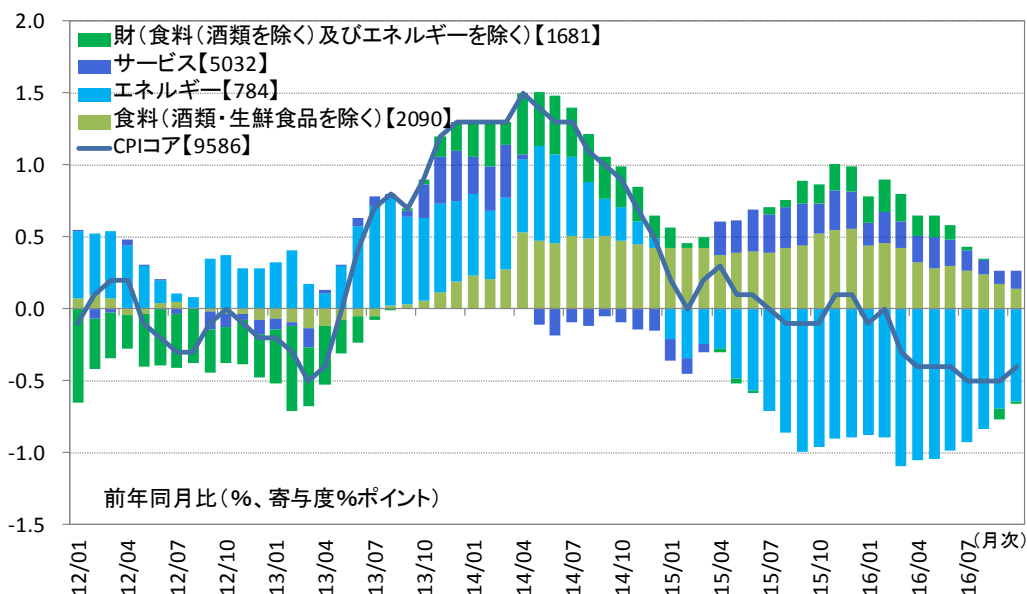


(注) 有機化学工業製品は石油化学基礎製品を除く
 (出所) 日本エネルギー経済研究所

4-2-5 消費者物価指数、企業物価指数に与える影響

原油価格下落の影響を大きく受けるエネルギー価格が、消費者物価指数、企業物価指数にどの程度影響するか、要因分解によって分析を行った。図表 4-12 から明らかなおり、消費者物価指数（生鮮食品除く）では、2015 年以降、CPI エネルギーが消費者物価指数の引き下げに寄与していることがわかる。2016 年 9 月時点では、前年同月比-0.5%に対し、CPI エネルギーの寄与度が-0.69%ポイントであった。次に企業物価へのエネルギー価格の影響をみてみると、2016 年 9 月時点の企業物価指数（総平均）が前年同月比-3.1%に対し、企業物価指数の「石油製品」、「電力」、「ガス」トータルの寄与度-1.61%ポイントと、消費者物価と同様エネルギー価格の影響は大きかったと考えられる（図表 4-13）。

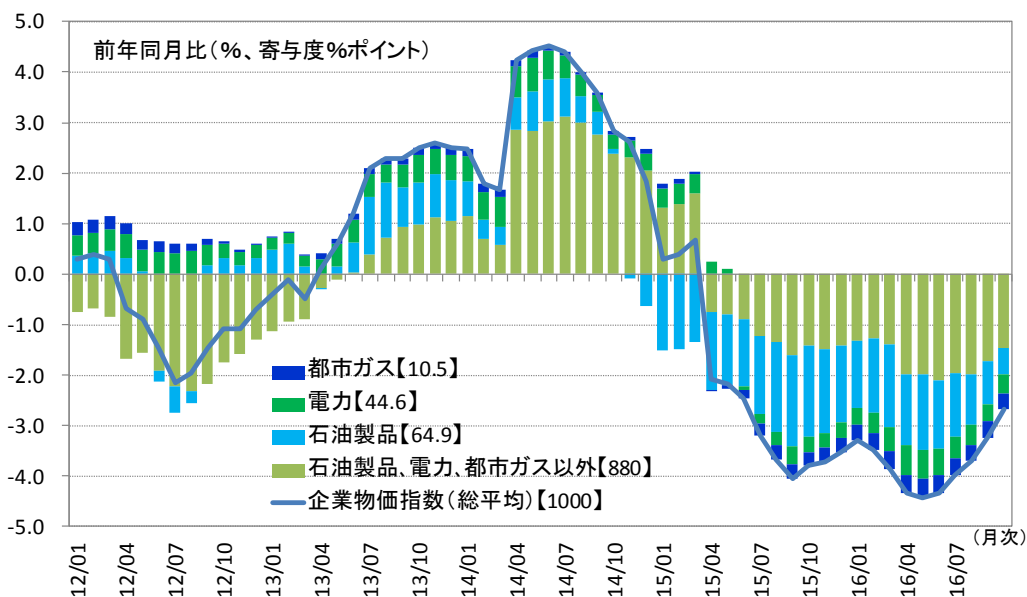
図表 4-12 消費者物価へのエネルギー価格の影響



(注) 消費税は除くベース。【】内はウェイトを示す(万分比)。

(出所) 総務省『消費者物価指数』

図表 4-13 企業物価へのエネルギー価格の影響

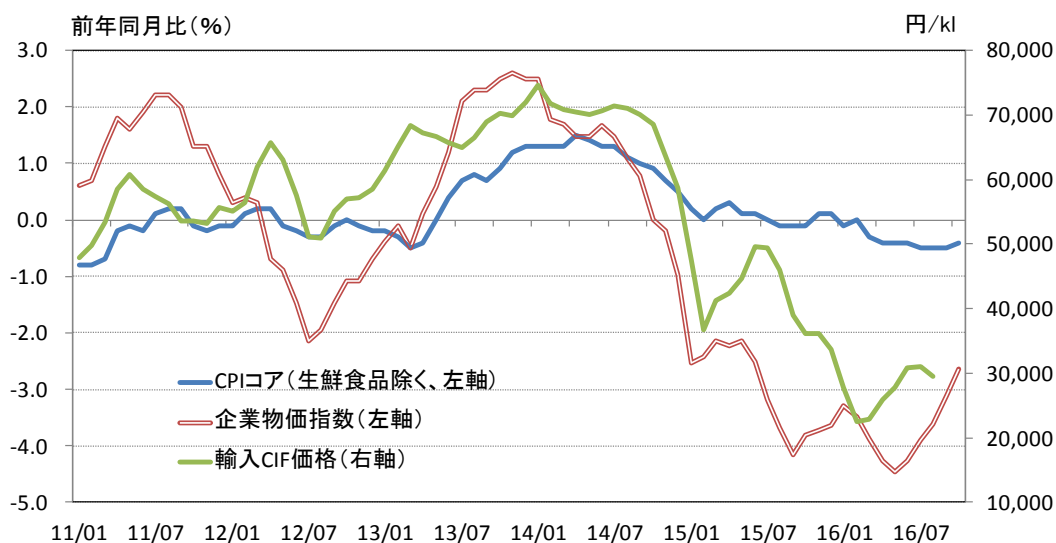


(注) 消費税は除くベース。【】内はウェイトを示す(万分比)。

(出所) 日本銀行『企業物価指数』

原油価格と企業物価指数の動きの相関が高いこと、消費者物価指数が企業物価指数に比較しておおよそ半年程度遅行して動いているように見えることから、原油価格の影響がエネルギー価格の変動を通じて、まず企業物価指数に影響が現れ、その後消費者物価指数に影響が現れることがうかがえる(図表 4-14)。

図表 4-14 CPI コア（生鮮食品除く）、企業物価、原油価格の推移



(出所) 総務省『消費者物価指数』、日本銀行『企業物価指数』、日本貿易月報

ここで輸入 CIF 価格の変動により、物価指数がどの程度変化するかをみるために、企業物価指数（「石油製品」、「電力」、「ガス」）及び消費者物価指数エネルギーをそれぞれ被説明変数、輸入 CIF 価格を説明変数として、2010 年 10 月から 2016 年 8 月のデータを用いて、回帰分析を行った。その結果、下記の推計式が得られた。

【企業物価指数（石油製品、電力、都市ガス）】

（最小二乗法 2010 年 10 月から 2016 年 8 月）

$$\text{LOG (CGPIE)} = +1.42244 + 0.306707 * \text{LOG (OIL(1))}$$

(6.15) (14.41)

決定係数= 0.7471 標準誤差= 0.053 ダービン・ワトソン比= 0.255

CGPIE : 企業物価指数（石油製品、電力、都市ガス）

OIL : 輸入 CIF 価格（円/kWh）

【消費者物価指数エネルギー】

（最小二乗法 2010 年 10 月から 2016 年 8 月）

$$\text{LOG (CPIE)} = +1.94364 + 0.241082 * \text{LOG (OIL(7))}$$

(9.48) (12.83)

決定係数= 0.7001 標準誤差= 0.035 ダービン・ワトソン比= 0.308

CPIE : 消費者物価指数エネルギー

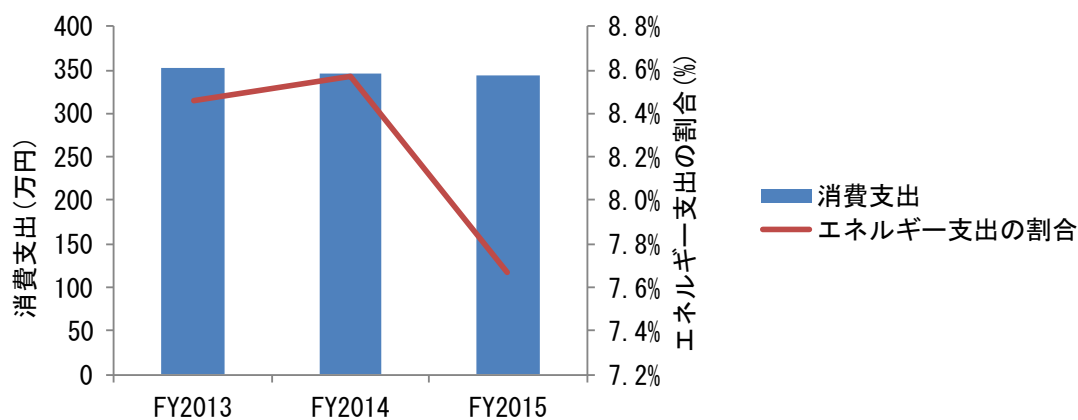
OIL : 輸入 CIF 価格（円/kWh）

この求めた回帰式の係数と企業物価指数に占める企業物価指数（「石油製品」、「電力」、「都市ガス」）に占めるウェイトから輸入 CIF 価格が企業物価指数（「石油製品」、「電力」、「ガス」）を通じて企業物価指数に与える影響度を試算すると、輸入 CIF 価格が 10% 下落すると、企業物価指数は 0.37% 下落する。同様に推計式の係数と消費者物価指数（生鮮食品除く）に占める消費者物価指数エネルギーのウェイトから輸入 CIF 価格が消費者物価指数エネルギーを通じて消費者物価指数（生鮮食品除く）に与える影響度を試算すると 0.20% となった。2013 年度から 2015 年度の輸入原油 CIF 価格の下落率 46.5% の影響度を試算すると、輸入 CIF 価格の企業物価指数に与える影響度は 1.71%、消費者物価指数（生鮮食品除く）は 0.92% となり、原油価格下落が物価指標に与える影響が大きいことが分かる。

4-2-6 家計への影響

原油価格の下落は、家計消費支出にも影響する。家計の消費支出をみると、2015 年度は 343 万円で、前年度比 0.9% 減であった。このうち、エネルギー支出は前年度から 3.4 万円減少し、エネルギー支出が消費支出全体に占める割合も 7.7% と前年度から 0.9% ポイント減少している（図表 4-15）。

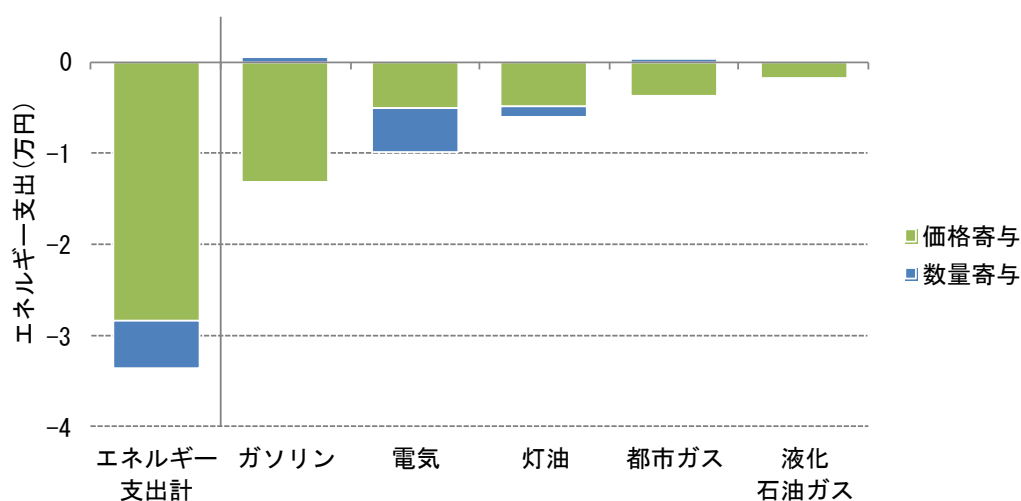
図表 4-15 家計の消費支出と消費支出に占めるエネルギー支出の割合



(出所) 家計調査

このような家計部門のエネルギー支出の減少要因を把握するため、原油価格が大幅に下落した 2014 年度から 2015 年度までのエネルギー支出の変化について、価格要因と数量要因に分解した。エネルギー支出減少額 3 万 4,000 円について、価格要因と数量要因に分解すると、このうち 2 万 8,000 円が価格による寄与したことから、原油価格下落による影響が大きかったことがわかる（図表 4-16）。

図表 4-16 家計のエネルギー支出における要因分解(2014-2015 年度の増減)



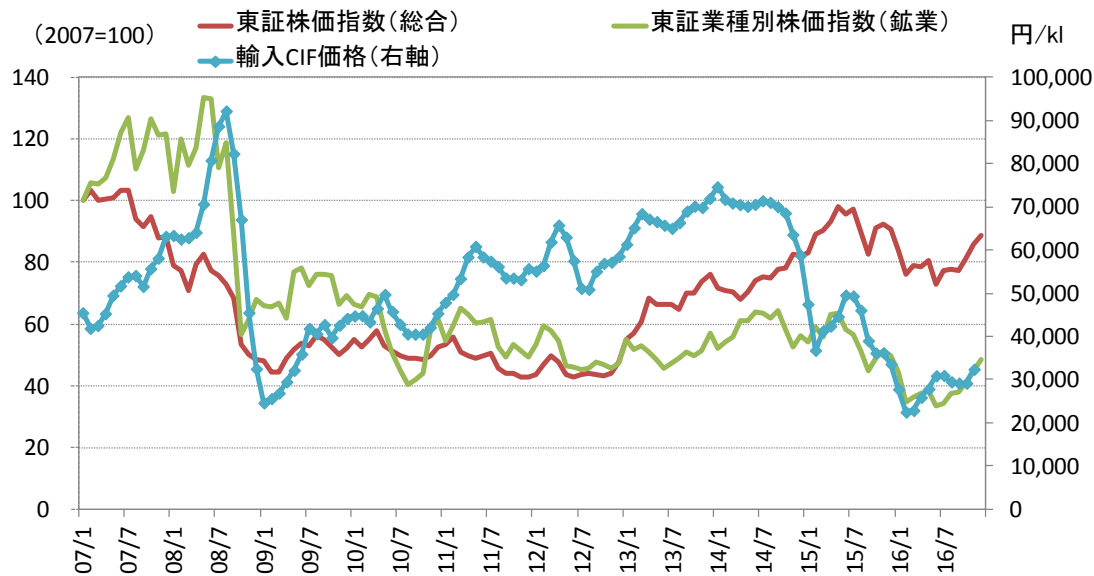
(出所)家計調査より算出

4-2-7 金融への影響

原油価格の下落が株価に与える影響をみるために、東証株価指数と東証業種別株価指数(鉱業)の推移について原油価格下落と対比させながらみる(図表 4-17)。また、参考として米国の S&P500 と S&P500 の業種別指数である S&P500 (エネルギー)の推移もみる(図表 4-18)。東証株価指数、東証業種別株価指数(鉱業)、S&P500、S&P500 (エネルギー)については 2007 年 1 月の数値を 100 として指数化した。日本、米国の株価指数と比較する原油価格指標については日本については輸入 CIF 価格、米国については WTI を使用した。

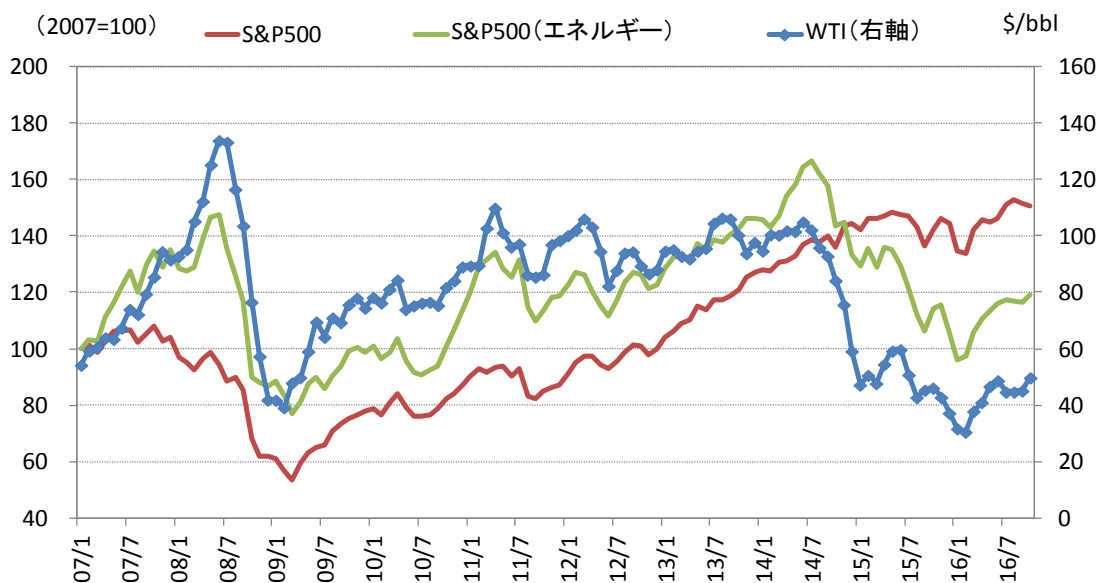
日本、米国とも 2007 年から 2008 年の原油価格下落については株価指数、業種別株価指数とも下落している。2014 年から 2015 年の原油価格下落については業種別株価指数が下落する一方で、株価指数については緩やかに上昇していることがみてとれる。このことから、原油価格下落は、原油に関わりの深い業界への株価には影響が大きい一方で、株式市場全体への影響については時期によって異なることが分かる。

図表 4-17 原油価格と株価指数（東証株価指数）の推移（日本、2007年から2016年）



(出所) 東京証券取引所「統計月報」、日本貿易月報

図表 4-18 原油価格と株価指数（S&P500）の推移（米国、2007年から2016年）



(出所) S&P ダウ・ジョーンズ・インデックス、EIA

4-3 日本経済にとって、原油価格の下落はプラスかマイナスか

最後に、前節までの議論を踏まえて、日本経済にとって原油価格の下落はプラスかマイナスか総括する（図表 4-19）。

図表 4-19 原油価格下落の日本経済へのプラス影響/マイナス影響

	プラス影響	マイナス影響
国・マクロ経済	<p>\$10/bbl 下落で...</p> <ul style="list-style-type: none"> ○実質 GDP 上振れ: +6,000 億円 (+0.1%) <ul style="list-style-type: none"> 民間設備投資: +3,000 億円 民間最終消費支出: +3,000 億円 ○貿易収支改善: +1.6 兆円 <ul style="list-style-type: none"> 化石燃料輸入: -2.2 兆円 ○国内企業物価指数: -0.9% <ul style="list-style-type: none"> 消費者物価指数: -0.3% <p>2015 年度実績で...</p> <ul style="list-style-type: none"> ○原油・LNG 輸入額: -9.5 兆円 <ul style="list-style-type: none"> 原油輸入: -6.2 兆円 LNG 輸入: -3.4 兆円 ○交易利得の改善: +7.1 兆円 	<ul style="list-style-type: none"> ×日本銀行物価目標の難化 ×企業のポートフォリオ見直し等のための 権益売却によるエネルギー自主開発比率 の低下懸念 ×省エネルギー、代替エネルギー活用の経済 性低下
	産業	<p>2015 年度実績で...</p> <ul style="list-style-type: none"> ○燃料費減による営業利益押し上げ: +1.5 兆円* <ul style="list-style-type: none"> 石油化学: +6,800 億円 運輸 (海運): +2,200 億円 ○資源安による上流権益取得・開発コスト低減 <ul style="list-style-type: none"> オーストラリア・海洋油田開発 米国テキサス州・シェールガス権益取得 他
家計		<p>\$10/bbl 下落で...</p> <ul style="list-style-type: none"> ○一般物価下落による実質購買力向上: +0.2% <p>2015 年度実績で...</p> <ul style="list-style-type: none"> ○エネルギー支出 (2015 年度): -2.8 万円 <ul style="list-style-type: none"> ガソリン: -13,100 円 電気: -5,000 円 灯油: -4,800 円 都市ガス: -3,700 円 LPG: -1,700 円

(注) 数字はいずれも概数

* 2015 年度実績の対 2014 年度増加分

原油価格下落は、燃料費の下落、光熱費の負担軽減等を通じて、企業収益の改善や家計の実質所得の増加につながっている。日本エネルギー経済研究所の計量モデルによる試算では、日本全体では原油・LNG 輸入額の節減による貿易収支の改善、原油価格下落による交易条件の改善により日本の実質所得の向上がみられる。

2015年度の実績でみると、国全体では原油・LNG輸入額の改善で貿易収支は9.5兆円改善した。企業部門では上場企業の営業利益を1.5兆円押し上げ、家計部門では1世帯あたりエネルギー支出における2.8万円の削減で実質所得の向上に寄与した。一方、短期的には会計評価損によるエネルギー産業や上流開発投資を行なう企業の収益が悪化し、金融市場では原油との関連の深い鉱業株の下落がみられ、リスク回避的な投資行動につながる可能性もある。今回の分析ではこのようなマイナス影響も確認されたが、原油安は総じて短期的には日本経済にプラスの影響の方が大きいと考えられる。

第5章 主要産油国動向について

本章では原油価格下落後の主要産油国に焦点を当てる。初めに、原油生産調整を巡る産油国の動向を概観する。そして、サウジアラビア及び米国シェールオイル生産の原油生産調整役の可能性、及び、2014年半ば以降の原油価格の低迷による産油国への影響を考察する。そして、産油国がデフォルトに陥った場合の事例を検討し、最後に、米国の政権交代や地政学的リスクによる石油市場への影響についても言及する。

5-1 石油輸出国機構 (OPEC)、非 OPEC の原油生産調整に関するこれまでの動き・見通し

2016年11月30日、OPECは第171回総会で、原油生産を減らすことで最終合意した。2008年12月以来、約8年ぶりの減産となる。本節では、この合意に至るまでのOPECの動きを概観し、産油国による原油生産調整の実効性について検討する。

5-1-1 OPECが原油減産合意に至るまでの経緯

元々OPECの加盟国間で原油価格に対する意見の相違（「価格強硬派」対「価格穏健派」）があったことから、OPECが原油減産に合意するまでの道のりは決して容易ではなかった⁵⁵。2014年11月27日、OPECは、第166回総会で、原油生産量を3,000万b/dで据え置くことを決定した。これは、原油価格下落を容認することで、米国のシェールオイルやカナダのオイルサンドのような高コスト生産を行う国を市場から締め出し、市場シェアの優先を意図したとみられている。経済的に苦境に陥っていた国（債務問題に苦しむベネズエラや欧米の経済制裁下にあったイラン）など、半分以上の加盟国が減産による原油価格の引き上げを望んだが、サウジアラビアやUAEが難色を示したとされる。

その後も、想定以上に原油価格の低迷が続いた。2016年に入ってから、1月に制裁解除によってイランが原油市場に復帰したため供給過剰感は強まり、世界経済に対する不透明感も続いたことから、2月には原油価格は\$30/bblを切る所まで落ち込んだ（2月11日のWTIは\$26.21/bbl）。この下落に反応して、2月16日、サウジアラビア、ロシア、カタール、ベネズエラの4カ国は、他の主要産油国の追従を条件として、石油生産量を2016年1月の水準で据え置く、つまり増産を凍結することに合意した。頑なに市場シェア維持を優先し、減産するそぶりを一切見せなかったサウジアラビアがようやく動きを見せたのである。原油価格は、この後、上昇に転じており、増産凍結に対して市場が好感したものと考えられる。但し、OPECやロシアの2016年1月の生産水準が極めて高い水準にあっ

⁵⁵ 主な「価格強硬派」はベネズエラ、イラン、アルジェリア、「価格穏健派」はサウジアラビア、UAE、カタールなど。

たため、供給過剰を緩和するという意味での効果については疑問視された⁵⁶。

そして、2016年4月17日、カタールの首都 Doha で、OPEC 及び非 OPEC の産油国 18 カ国が、原油価格の引き上げを目的として、2016年1月の生産量を上限とする生産調整について協議するために集まった。しかし、各国にとって増産凍結が意味する所が異なり、政治的・地政学的要因も絡み、結果的に合意には至らなかった。まず、基準となる 2016年1月の原油生産量をみると、サウジアラビアやロシアは、ともに高水準にあったため、凍結されても痛手を被るわけではない。サウジアラビア以外の OPEC 産油国は、そもそも生産能力最大に近い所で生産しているため、この凍結水準は特に問題ではなかった。国内経済が危機的な状況に陥っていたベネズエラやアルジェリアは、むしろ凍結実施に積極的であった。他方、増産を図っていたイラン、イラク、リビアにとっては、全体として生産凍結を支持するものの、自国にとっては受け入れられるものではなく、免除されることを望んだ。イランについては、経済制裁が解除されたばかりで、疲弊した経済の立て直しが喫緊の課題であった。そのためには、原油増産、そして原油輸出再開による国際市場でのシェア回復が必要であり、禁輸措置が講じられていた時期での生産水準で凍結されることは到底賛同できず、欠席をした。イラクやリビアにとっても国内の混乱やテロ活動によってダメージを受け低下していた石油生産を回復させることを優先し、増産志向が示された。結局、サウジアラビアは例外を認めない立場を固持し、産油国間の見解の相違は克服できず、次の OPEC 総会まで結論が持ち越されることとなった。しかし、6月2日に開催された第 169 回総会でも、OPEC は、原油生産量上限の設定で合意できずに終わっている。市場では、協調減産の可能性を残しつつも、OPEC が原油価格下落への対応策を見いだせないという失望感が漂い続けた。

石油市場で不透明感が高まる中、2016年9月28日、OPEC は、市場の予想に反してサプライズをもたらした。9月26～28日にアルジェリアの首都 Algiers で開催された第 15 回国際エネルギーフォーラム (International Energy Forum: IEF) に合わせて、OPEC は、第 170 回臨時総会を開催し、加盟国 (14 カ国) の原油生産量を 3,250～3,300 万 b/d とする減産合意を公表したのである。OPEC の二大国であるサウジアラビアとイランは、政治的な対立が根深く、生産調整に対するスタンスも大きく異なることから、合意形成は困難とする見方が優勢であった。ところが、事態は急転し、シェア確保を優先し増産していた OPEC 加盟国は歩み寄りを見せた。この背景には、原油価格の低迷が 2 年以上続き、産油国の経済や財政への影響が深刻になり、産油国間に募った危機感が共有されたことが伺える。但し、この合意では具体的な内容は決められず、詳細は 11 月 30 日の次回総会で詰められることとなり、産油国間での調整が続けられた。そして、OPEC は IEF に続けて 2016 年 10 月 9～13 日にはトルコ Istanbul で開催された第 23 回世界エネルギー会議

⁵⁶ OPEC は、国別に定められた「生産枠」が撤廃され、12ヶ国全体の「生産目標」として 3,000 万 b/d が設定された 2011 年 12 月第 160 回総会以降で最高水準の 3,270 万 b/d であった。一方、ロシアも前月比で増産しており 1,122 万 b/d と非常に高い生産量に達していた。

(World Energy Council: WEC) においても、非 OPEC 産油国と生産調整について協議を行い、次回総会への合意に向けた努力を続けた⁵⁷。

2016年10月28～29日には、オーストリアの首都 Vienna で、OPEC 及び OPEC 非加盟国の原油生産調整会議が行われた⁵⁸。非 OPEC では、ロシアの他に、ブラジル、オマーン、カザフスタン、アゼルバイジャンも参加した。28日の OPEC の協議では、イランとイラクが減産の免除を求め、減産の実施方法で合意に至らなかった。OPEC 内で合意に失敗したため、OPEC 非加盟国には減産への支持を求めることができずに終わった。

それでも産油国間の減産に向けた調整は続けられた。2016年11月18日、OPEC 加盟国の複数のエネルギー相が、カタールの Doha で開かれるガス輸出国フォーラム (Gas Exporting Countries Forum: GECF) 第18回閣僚会議に合わせ、最終的な調整に向けて非公式協議を行った⁵⁹。11月22日には、OPEC 加盟14カ国の専門家会合が開かれ、具体策について協議され、一定の前進があったとされた⁶⁰。しかし、11月30日の総会を前に行われた28日の専門家会合では、長時間の話し合いにも関わらず、イランとイラクの減産に対する抵抗があり、懸念事項である国別の削減量について合意できず、協議を終えている⁶¹。この専門家会合の結果に関する報告書が30日の総会に提出され、加盟国の閣僚に最終的な結論が委ねられた。また、総会目前にアルジェリア Bouterfa エネルギー相とベネズエラ Del Pino 石油鉱業相が、ロシア (Moscow) で Novak エネルギー相との会談のため、ロシアへ向かったとも報じられた。

このような紆余曲折を経て、OPEC は、2016年11月30日、2017年1月より半年間、上限を3,250万 b/d とすることで合意に至ったのである。OPEC として120万 b/d 減産することになり、加盟国の譲歩や配慮がみられる中、国別の目標は2016年10月の生産量を参照レベルとして同程度の割合で減産幅 (4.8%前後) が決められた (図表 5-1) ⁶²。国内情勢の不安定化によって生産能力よりも大きく下回るレベルで生産していたナイジェリアやリビアは適用除外となり、石油輸入国であるインドネシアは OPEC の加盟を一時停止し、減産に加わらないことになった。最大の懸念事項であったイランについては、400万 b/d に達するまで増産凍結に参加しないと主張していたが、9万 b/d の増産が認められ、380万 b/d の生産目標で妥協点を見出した。適用除外を要請していたイラクも21万 b/d の減産

⁵⁷ 須藤繁「OPEC、8年振りで協調減産体制に復帰 - 2016年の石油情勢の回顧と展望 -」月報 *Capitain* 第436号 Pp.32-38.

⁵⁸ 「OPEC と非加盟国、生産調整で合意に至らず - 加盟国の足並み乱れ」 *Bloomberg*、2016年10月31日

⁵⁹ 「OPEC 加盟国、18日にドーハで減産に向け最終調整＝関係筋」 *Reuters*、2016年11月16日

⁶⁰ 「OPEC 専門家会合、減産に向け協議 詳細は明らかにせず」日本経済新聞、2016年11月23日

⁶¹ イランは増産余地を確保したく、イラクは OPEC が利用する 2次情報源のデータでは自国のデータよりも生産量が少ないため、イラクへ割り当てられる量が減ることを警戒し、OPEC のデータを利用することに異議を唱えた。

⁶² 削減率では、イラン及びガボンが4.7%、カタール4.9%、エクアドル5.0%、これら以外の6カ国は4.8%。

を承諾している。イラクにとっては、1998年以来の生産枠となる。最大の減産量を引き受けたのはサウジアラビアで49万b/dの減産となるが、生産目標は1,000万b/dを超えるレベルが維持された。

図表 5-1 OPEC で合意された減産量

(単位：1,000b/d)

国名	参照生産レベル	減産幅	2017年1月以降の生産量
アルジェリア	1,089	-50	1,039
アンゴラ	1,751	-78	1,673
エクアドル	548	-26	522
ガボン	202	-9	193
インドネシア	-	-	-
イラン	3,975	90	3,797
イラク	4,561	-210	4,351
クウェート	2,838	-131	2,707
リビア	-	-	-
ナイジェリア	-	-	-
カタール	648	-30	618
サウジアラビア	10,544	-486	10,058
アラブ首長国連邦	3,013	-139	2,874
ベネズエラ	2,067	-95	1,972

(出所) OPEC Communiqué, 30 November 2016

5-1-2 産油国の協調減産に関わる不安要因

今回の減産合意を受けて、原油価格は、合意形成が失敗すれば急落すると考えられていた事態を避けることができた。欧米の原油先物相場は合意直後に急反発し、その後も続伸した。しかし、1週間後の12月6日には、OPEC減産実施への懸念が浮上し、原油価格は、WTI及びBrentともに値を下げた。「減産に合意した」と言っても、不透明な部分は拭いきれておらず、市場には懐疑的な見方が根強く残る。

まず、今後、国別に定められた減産が、実際に行われるかどうか、生産目標が順守されるかは、別の問題である。とりわけ、OPEC加盟国の足並みが乱れないか、大きな不安要因として挙げられる。今回、OPECは原油市場に影響を及ぼすことができるということを改めて示すこととなったが、近年、OPECはカルテルとしての機能を失っていた。2011年12月に国別の枠が定められた「生産枠」は撤廃され、2015年12月には、生産量が上限を超え形骸化していたため生産上限3,000万b/dも取りやめ、事実上各国の裁量に委ねる体制に移行していた。また、適用除外となっているナイジェリアやリビアにおいて、国

内政治や治安が安定化に向かい、石油生産が回復すれば、加盟国の減産が相殺され、両国の増産に対し他の加盟国がどこまで適用除外を許容するか不明である。さらに、今後原油価格が上昇すれば、長引く低油価によって経済的に困窮している国は、減産に対するインセンティブが弱まることも考えられる。これまでも、OPECの減産合意では、サウジアラビアだけが減産して犠牲となり、他国は減産を逃れてきた経緯がある。そして、生産能力拡大を計画していた加盟国の対応も注視される。IEAの見通しによると、2015年～2021年にかけて、イランが生産能力をOPEC最大34万b/d増加する予定であり、UAEとイラクが27万b/dの拡大で続く⁶³。

政治的には、特に、サウジアラビアとイランの間に深い確執がある。サウジアラビアがOPEC全加盟国の合意を条件としていたのに対し、イランは経済制裁前のシェア回復を優先し、減産に合意しないとの主張を固持していたことが、減産合意に至らないことを連想させる障壁であった。今回は両国が譲歩する形で落とし所が探られ、合意に至ったが、予断を許さない。増産凍結合意に至るとみられていた前述の2016年4月のDoha会議では、増産を掲げるイランが欠席をし、サウジアラビアも直前で態度を翻し、決裂に終わっている。今回、譲歩はしたが、サウジアラビアの強硬な姿勢は保たれているのが垣間見える。例えば、サウジアラビアのFalih エネルギー産業鉱物資源相が、総会前の27日に、OPECが介入しなくても、原油市場はすでにリバランスへ向かっていると発言していた。また、サウジアラビアは市場シェアの維持を意識している。2016年12月、Saudi Aramcoは、2月のアジア向け公式販売価格を、Arab Extra Light 及び Arab Light で前月より\$1.20/bbl、Arab Super Light で\$1.50/bbl引き下げた。このOPEC大国の政治的な意図に基づく行動には注意を要する。

次に、非OPECによる協調減産の順守も定かではない。2016年12月10日、OPECはOPEC非加盟国との閣僚会議を開き、2001年以来15年ぶりに協調減産で合意した⁶⁴。非加盟11カ国（アゼルバイジャン、バーレーン、ブルネイ、赤道ギニア、カザフスタン、マレーシア、メキシコ、オマーン、ロシア、スーダン、南スーダン）が参加し、55万8,000b/dの減産が決められた（図表5-2）。但し、この減産には、油田の老朽化による自然減退が含まれているため、減産までに時間を要するとみられている。例えば、カザフスタンは、目標値2万b/dは成熟油田の自然減退で達成できるとしており、国際的なコンソーシアムによって開発されている同国の原油生産の半分以上を占める主要油田（Kashagan油田、Tengiz油田、Karachaganak油田）は減産の影響を受けないとしている。しかし、遅れていた大規模なKashagan油田（原始埋蔵量350億bbl、可採埋蔵量90～130億bbl）の商業生産は2016年11月ようやく開始しており、このような主要油田の生産との兼ね合いをどう調整するが課題となる⁶⁵。

⁶³ IEA (2016). *Medium-Term Oil Market Report 2016*. P.63

⁶⁴ OPEC Press Release. “OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting,” No 25/2016 10 December 2016.

⁶⁵ Kashagan油田は、2013年9月に原油生産開始が発表されたが、その2週後に天然ガスパイプライン

図表 5-2 OPEC 非加盟国が合意した減産量

(単位 : 1,000b/d)

国名	減産幅
アゼルバイジャン	-35
バーレーン	-10
ブルネイ	-4
赤道ギニア	-12
カザフスタン	-20
マレーシア	-20
メキシコ	-100
オマーン	-45
ロシア	-300
スーダン	-4
南スーダン	-8

(出所) “Global Producers Clinch Unlikely Grand Bargain,” *Petroleum Intelligence Weekly*, December 19, 2016

OPEC 非加盟国の中でも特にロシアの減産は不安視される。ロシアは非 OPEC の減産を主導して、30 万 b/d を 6 ヶ月間で段階的に削減することを表明したが、歴史的に振り返ると、同国の減産表明には実行が伴っておらず、信憑性に欠けることを指摘せざるをえない⁶⁶。そもそもロシアは、減産ではなく、増産凍結を主張していた。何より、ロシアの経済情勢や石油生産技術を考慮すると、果たして減産を実施できるのか疑問が残る。ロシア経済は、2013 年から減速しており、2014 年クリミア併合に起因する欧米の制裁によって、さらに厳しい状況に置かれることになった⁶⁷。ロシア政府は、歳入の約半分を石油部門からの収入に依存しており、減産によって収入源を減らすことは、経済へのさらなる打撃となる。

そして、ロシアには国営・民間を含め複数の石油企業があり、政府が石油生産量をコントロールできる権限を持っていないことも減産を行う際の弱点としてみられる⁶⁸。基本的に、石油企業は生産調整（減産）には反対の立場をとっていたが、2016 年 12 月 16 日、ロシアは国営石油会社 Rosneft を含む同国の全石油会社が OPEC と非 OPEC 間で決めた

のガス漏れが発見され、原油生産は停止された。パイプラインは全面的な新規建設となったため、商業生産が遅れていた。

⁶⁶ 例えば、2008 年 9 月の第 149 回総会において、ロシアは、対 OPEC 協調を明言し、30 万 b/d の減産を約束したが、実際は 14 万 b/d に止まった。

⁶⁷ IMF のデータ (World Economic Outlook Database, October 2016) によると、ロシアの GDP 成長率は、2015 年-3.7%、2016 年-0.8%とマイナス成長であり、2017 年はプラスになるものの 1.1%と低い伸びが予想されている

⁶⁸ ロシアの主な石油企業として、Rosneft、Lukoil、Surgutneftegas、GazpromNeft、Tatneft、Bashneft、Novatek、Russneft が挙げられる。

減産に従うことで合意したことを明らかにした。ロシア政府は、12の石油企業（生産量の90%を占める）とエネルギー省からのメンバーで構成される委員会を設置し、2週間毎にモニタリングを行うとしている。減産量は、各社同じ割合で減産するように求められるという意味では同じ条件となる。しかし、所有している油田の生産量が減退している企業は特に問題ないかもしれないが、それ以外の企業にとって減産は容易ではない事態も考えられる。主に非効率な生産井を閉鎖することで8万～10万b/dの減産が可能とみられているが、30万b/dにはほど遠い⁶⁹。OPEC同様、ロシアも12月の生産量は1,158万b/dと、過去約30年で最高水準に達しており、減産の効果について疑念が生じる。

さらに、ロシアの石油生産において、減産は技術的に困難であることが指摘される。ロシアの油田は、中東と異なり、油層圧や1坑当たりの生産量が低く、生産調整をするには膨大なコストがかかる⁷⁰。また気候の問題もあり、West Siberiaの主要な油田では、冬季の生産停止は、集油パイプライン内での原油の固化を招き、再稼働は非常に困難となる。

このように産油国の協調減産が実施されるには高いハードルが残っている。但し、産油国の多くは、経済的に原油収入に依存しているため財政状況は困窮しており、原油価格の上昇は、減産を実現させる強いドライバーになることが期待される。今後は、産油国の協調減産の順守状況が注目される⁷¹。OPECと非加盟国は、アルジェリア、クウェート、ベネズエラ、ロシア、オマーンの5カ国で構成する監視委員会を設けて、減産合意が順守されているか確認を行うようにしている⁷²。そして、2017年5月25日に開かれる次回の第172回総会で、減産期間をさらに6カ月間延長するか検討される予定である。しかし、モニタリングの方法などは不明であり、ロシアのように国の統計数値を用いて報告する所にはデータ操作の余地が残り、モニタリングの効果に不透明感が残る。さらに、これら産油国は、米国シェールオイルへの影響も検討していかなければならない。原油価格が\$50/bblを上回れば、シェールオイル生産の再開を促すことになる。果たして、減産が実際に行われているのか、虚偽の行為が行われていないか、産油国間の信頼関係は保たれるのか、2017年に入ってから産油国の行動が石油市場の重要な要因となる。

5-2 生産調整機能の担い手（サウジアラビアのスタンス変化、シェールオイルの価格弾力性）

⁶⁹ “Russian Firms Probe for Painless Cuts,” *Petroleum Intelligence Weekly*, December 19, 2016.

⁷⁰ 本村眞澄（2016）「ロシア：ロシアの対OPEC協調と石油増産凍結の見通し」JOGMEC HP Pp.13-14

⁷¹ OPEC *Monthly Oil Market Report*（13 February 2017）によると、OPECの1月生産量では約110万b/d減少しており、減産目標の約9割を達成した。

⁷² 2017年1月22日、初の監視委員会が開かれ、毎月17日を基準に前月の生産量のデータを検証するための専門家委員会を設置することが決められた。（「OPEC協調減産「期待上回る進捗」監視委初会合」日本経済新聞 2017年1月23日）

5-2-1 サウジアラビアのスタンス変化

サウジアラビアは、世界原油確認埋蔵量の 15.7%を占める世界第 2 位の埋蔵量（2015 年末時点で 2,660 億 bbl）を持ち、原油生産量（2015 年末時点で 1,201 万 b/d）でも米国に次ぐ、石油大国である⁷³。サウジアラビアのコスト競争力と世界最大の余剰生産力は、OPEC の盟主たる強みである。この強みを活かし、サウジアラビアは、原油価格安定化のために、長年、世界のスイングプロデューサー（需給調整役）としての役割を果たしてきた。

しかし、2014 年 11 月の第 166 回総会で、OPEC は、現行の生産枠を維持し、減産を見送る決定をした。サウジアラビアは、需給を市場に任せるという立場に立ち、スイングプロデューサーとしての役割を放棄したことを意味する。サウジアラビアは、原油価格安定から市場シェア確保への大きな方針転換を行った。同国は、これまでも何度も需給を調整するために生産量を調整してきたが、これは、市場の安定化はサウジアラビアの犠牲の上に成り立つということを示した。特に、1980 年代の大幅なシェア減少は、苦い記憶として同国に残っている。1980 年代前半に、原油価格が高く、北海など OPEC 非加盟国で増産が進むにつれて、原油市場は供給過剰となっていた。この時期、サウジアラビアは原油の高価格維持のため、減産を行った。その結果、サウジアラビアの原油生産量は、1980 年 1,027 万 b/d から 1985 年には 360 万 b/d まで落ち込んだ。第 166 回総会にてサウジアラビアが減産に消極的だったのは、このような過去の経験に基づいたものと考えられる。この時の決定により、原油価格はさらに下落した。

その後も 2 年に亘り、サウジアラビアは、市場シェア確保を重視し、原油価格低迷が続いても、需給調整は市場に任せるという立場を維持していた。しかし、2016 年 11 月 30 日の減産合意では、あくまで他の産油国の減産協調が得られるという条件の下で、原油価格の低下を防ぐ方針へと転換した。但し、今回の減産合意において、サウジアラビアが最大の減産量となったが、スイングプロデューサーとしての役割を再び担うことを受け入れたわけではない。同国の削減量は最大であるものの、削減率でみると、他の OPEC5 カ国と同じ 4.8%であり、あくまで平等で、単独での生産調整ではないのである。

このようなサウジアラビアの石油市場に対するスタンスを左右する要因について、政治、経済、他産油国との関係、といった 3 つの観点から検討する。

(1) 政治

サウジアラビアは、政策的に、国家財政の安定のために適切な原油価格の維持を目指しており、中・長期的な石油収入の最大化を重視している。原油価格の高騰は、需要の抑制

⁷³ BP *Statistical Review of World Energy* June 2016

や新規供給の増加、代替燃料の開発促進などを引き起こすため、むしろ原油価格の安定を志向してきた。そのため、2014年半ば以降、原油価格が下落した際、サウジアラビアが減産を行うことで需給の引き締めを図り、2011年より続いていた高油価を維持するのではないかと市場関係者はみていた。しかし、実際には、サウジアラビアは単独では減産を行わないとの立場を取り、原油価格の安定よりも、市場シェア確保を優先するという大きな方針転換を行った。

サウジアラビアの石油政策では、政権トップの意向が明確に反映される。現 Salman 国王（2015年1月就任）の下では、その傾向が強まっており、Salman 国王の息子である Muhammad bin Salman 副皇太子に権限が集中する形になっている。2015年4月、石油に関する組織変更があり、最高石油鉱物資源評議会など経済関係の評議会を改組して、石油・天然ガスを含む経済政策の意思決定機関として最高経済開発評議会が設置され、Saudi Aramco の経営を監督する組織として Saudi Aramco 最高会議が設置された。これら組織の議長に Muhammad 副皇太子が就任し、石油政策や石油関連組織への副皇太子の影響力が及ぶようになった。さらに、2016年5月、Salman 国王の勅令に基づいて内閣改造と閣僚人事が発表され、21年間石油鉱物資源相であった Naimi 氏が解任された。後任は Muhammad 副皇太子の側近とされる Al Falih 前保健相がエネルギー鉱物資源相に就任し、Saudi Aramco 取締役会の議長も務めることになった。それまで、サウジアラビアでは、石油政策・実務は非王族のテクノクラートに委ねられていた。しかし、Muhammad 副皇太子へのこのような権限の集中は、2016年4月の Doha 会議でみられたように、サウジアラビアの石油政策に政治的な意図が及ぶ可能性を示唆している。

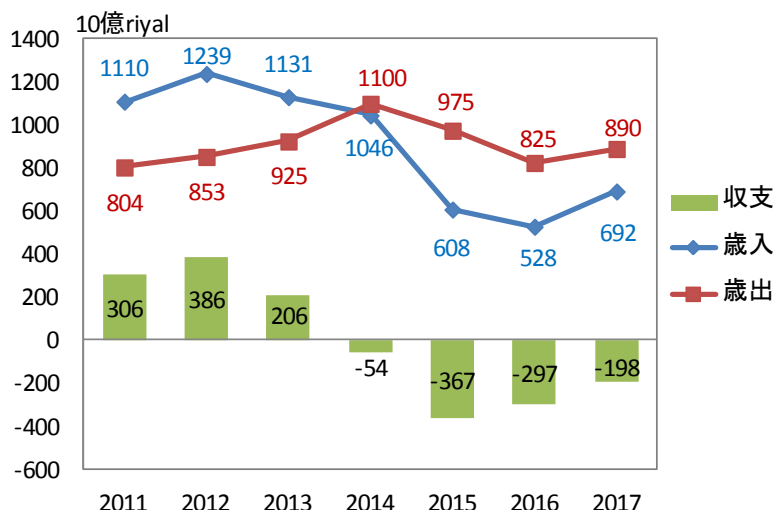
(2) 経済

今回の減産合意においてサウジアラビアの譲歩を後押しした要因として、原油価格低迷の長期化による経済状況の厳しさが一段と増したことが挙げられる。サウジアラビア経済は石油収入への依存が高いため、国際原油価格の下落による影響は軽微ではないにしても、豊富な外貨資産準備高を取り崩すことによって、当面の低油価に対応するとみられていた。しかし、2010年末からの「アラブの春」以降、国民の不満を抑えるため、賃金引き上げ、社会保障や住宅ローンの拡大、雇用創出等、社会・経済対策の支出を引き上げたため財政収支は悪化しており、2015年にはイエメンでの軍事介入やテロ対策への支出がさらなる負担となった。2014年には財政赤字に陥り、その後歳出の抑制によって赤字幅は縮小するものの、2017年も財政赤字からは抜け出せていない（図表 5-3）。

サウジアラビアは、赤字をファイナンスするために、主に外貨資産取り崩しと国債発行を行っている。外貨資産については、サウジアラビアは世界最大レベルであったが、ピークであった2014年\$7,320億から2015年は\$6,160億（16%減）へと減少した。2016年にはさらに15%減少し\$5,230億になるとみられている。他方、国債については、2015年8

月、2008年以來8年ぶりに発行され、2015年は約\$260億に達した⁷⁴。

図表 5-3 サウジアラビアの財政収支



(注) 2011-2014年：実績、2015-2016年：実績見込み、2017年：予算

(出所) “Saudi Slash Subsidies As Oil Revenue Collapses,” *MEES*, 08 January, 2016、永田(2016)「サウジ：2017年度予算を発表、高水準の歳出を維持」中東研ニューズリポート 2016年12月26日

このような資金調達に加え、Muhammad 副皇太子の主導で、脱石油依存を目指した経済改革が進められる。2016年4月25日、サウジアラビアでは、Muhammad 副皇太子が議長を務める経済開発会議が策定した「ビジョン2030」(Vision 2030)が閣議で承認された。経済や社会に関する2030年までの広範な目標を設定した包括的な計画の中で、特に、経済改革として、Saudi Aramcoの新規株式公開(IPO)、政府系ファンド Public Investment Fund (PIF)の規模拡大、国家変革計画(National Transformation Program: NTP)が注目される⁷⁵。サウジアラビアは、Saudi AramcoのIPOやPIFを通じて、石油依存から脱却し、投資運用収益を歳入の柱とすることを目指している。そのため、Saudi AramcoのIPOを前に、原油価格が引き上げられることは、サウジアラビアにとって望ましい環境になる。

(3) 他産油国との関係

サウジアラビアの石油政策は、国際関係におけるサウジアラビアの立ち位置にも左右される。まず、OPEC内でもシェアの競争が行われている。OPEC加盟国とはいっても、国によって生産量や余剰生産能力、経済状況等の違いがあり、意見の統一を図ることは難し

⁷⁴ “Saudi Slash Subsidies As Oil Revenue Collapses,” *MEES*, 08 January, 2016

⁷⁵ PIFは、財務省の投資機関として1971年に設立された。主に、製油所、石油化学、淡水化設備、パイプライン等、サウジアラビアの経済開発に関するプロジェクトを推進するために活用される。2014年、政府はPIFに国内外での企業設立を認めた。“Saudi Crown Prince Plots \$2,000bn Mega Wealth Fund,” *MEES*, 08 April, 2016)

くなっている。2014年原油価格下落以降も、サウジアラビアを含む湾岸諸国は、減産を望むベネズエラやナイジェリアと、生産方針について対立していた。前述のとおり、サウジアラビアとイランとの溝は、政治的、宗教的に根深い。近年では、シリア内戦やイエメン情勢を巡り、サウジアラビアとイランは、それぞれ対立する勢力を支援し、代理戦争ともみられる構図になっていた。2016年1月には、サウジアラビアがシーア派の宗教指導者らを処刑したことに対し、イランで激しい抗議活動が起こり、サウジアラビア大使館が襲撃されたことで、サウジアラビアは、イランと外交関係を断絶するまでに至った。このような関係性の中で、例外なく全加盟国の増産凍結への参加を主張していたサウジアラビアが、土壇場で態度を軟化させたことが、8年ぶりの減産合意を可能にした。

また、サウジアラビアにとっては、ロシア、米国、カナダといったOPEC非加盟国の産油国の動向も重要である。サウジアラビアが2014年末に減産を見送り、低油価を許容したのは、米国、カナダのような高コストの油田からの生産を牽制したからとの見方がある。特に、米国の原油増産の立役者であるシェールオイルに対する警戒感は強い。サウジアラビアが減産することで、原油価格が上昇し、競争相手である米国シェールオイル生産の回復を支えるのは、サウジアラビアからすると理に合わない。また、米国において原油増産に伴い原油輸入が減少した結果、米国へ輸出されていた中南米やアフリカからの原油が、需要が伸びているアジアへ行き先を変えたことで、アジアの原油市場における競争は熾烈になった。サウジアラビアが、単独で生産調整を行うことに抵抗したのは、アジア市場でのシェアを維持するためであったことも主要な要因の一つとして考えられる。

5-2-2 米国のシェールオイル生産

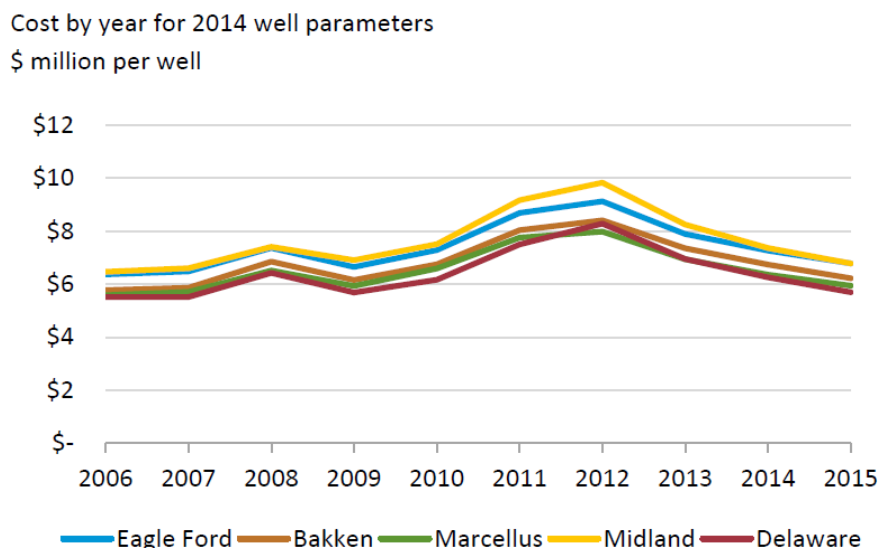
シェール開発は、在来型石油開発と比較すると、掘削から生産するまでの期間が短いため、原油価格の変動に応じて生産を変えることができる⁷⁶。そのため、米国のシェールオイル生産に、生産調整機能を期待する見方がある。シェールオイル生産は、原油価格への反応が在来型よりも早いため価格弾力性は高いといえるが、それはシェールオイル生産の特徴に拠るところが大きい。

まず、シェールオイル生産においては、低油価の環境で生産量が下降する中、シェール企業は技術改善に努め、コスト削減を図り、生産性を向上させた。EIAによると、5つの陸上鉱区（Bakken、Eagle Ford、Marcellus、Permian 盆地のMidland及びDelaware層）の掘削及び水圧破碎コストは、1坑井あたりの平均コストが最も高かった2012年に比べると、2015年は20～30%低下した（図表5-4）。コスト削減によって、シェールオイル生産のブレイクイーブンコストも下がってきている。\$40～60/bblが一般的な採算ラインとされているが、Texas州Bone SpringやWolf Campシェール層では\$30台/bblで生産

⁷⁶ 掘削開始から生産開始まで1.5～7カ月程度かかる。（JOGMEC調査部「石油市場に関する考察（中間報告）」JOGMEC HP、2015年5月21日ブリーフィング資料 スライド14）

可能となってきた。

図表 5-4 米国 5 陸上鉱区の 1 坑井あたりの平均コスト



(出所) US EIA(2016). *Trends in U. S. Oil and Natural Gas Upstream Costs*. P. 4.

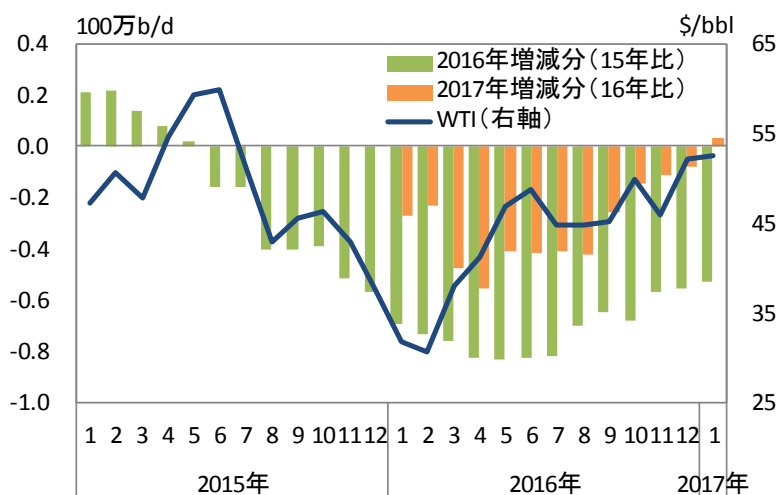
また、米国のシェールオイル生産では、掘削未仕上げ井（drilled but uncompleted wells: DUC）の存在にも留意する必要がある。米国の原油生産を見通す指標として、石油掘削稼働リグ数が用いられる。2014年10月10日時点で1609基あったリグは急降下を辿ったが、2016年5月27日に316基で底を打った後は、2017年2月24日時点で602基まで回復している。一方で、原油価格下落に伴い、主要シェール7鉱床のDUCの数は増加しており、2017年1月時点で、5,381坑まで積み上がっている。このDUCが、原油価格の変動に反応して、稼働リグ数の変化に出ない形で、米国の原油生産量に影響を及ぼす可能性がある。そのため、原油価格が上昇すれば、稼働リグ数の増加数以上に、原油生産量が増加することも考えられる。

米国の原油生産が、原油価格に敏感に反応することは、その生産量見通しにも表れており、原油価格上昇に伴い、生産量見通しの前年比減産幅が縮小している。EIAの *Short-Term Energy Outlook* (STEO) 2017年1月号によると、米国の原油生産量は、前月号より上方修正され、2016年889万b/d（前年比53万b/d減）、2017年900万b/d（前年比12万b/d増）となる見通しである⁷⁷。図表は、STEOにおいて発表される原油生産量見通しの2016年及び2017年の前年比増減分の変化を、2015年1月号から2017年1月号まで比較したものである。WTIは、2015年1月から2017年1月までの月次の推移を示している。2016年の原油生産量見通しに関して、2015年前半の月報では増産するとみられていたが、WTI下落に伴い、2015年6月号より2015年比で減産する見通しへと転じた。し

⁷⁷ EIA. *Short-Term Energy Outlook*. January 10, 2017.

しかし、WTI が上昇傾向になると、2016 年 5 月号の見通し前年比 83 万 b/d 減を底としてその減産量は縮小し、2017 年 1 月号では 2016 年原油減産量は前年比で 53 万 b/d となった。2017 年原油生産量の見通しについても、同様に、2016 年 4 月号での見通し前年比 56 万 b/d 減に達した後減産量は縮小し、2017 年 1 月号では 2017 年の生産量は 2016 年比で増産に転じる予測へと変わった。

図表 5-5 米国 EIA 原油生産見通しの変化



(出所) US EIA のデータに基づいて日本エネルギー経済研究所作成

しかし、米国のシェールオイル生産にサウジアラビアのようなスイングプロデューサーの役割を期待することは難しい。サウジアラビアの場合、国内の石油・天然ガスの開発を行う Saudi Aramco は、サウジアラビア政府 100%出資の国営石油会社であり、政府の意思に応じて生産調整を行うことが可能である。これに対し、米国のシェールオイル生産には、約 9,000 もの中小企業が参加しているため、投資決定をコントロールすることはできない。これらシェールオイル生産企業は、単に原油市場に反応して、経済性を考慮した上で、投資判断を行っているのであって、自社にとっての経済性が見合う限り生産を行う。つまり、世界の石油市場のために生産調整を行わないという意味で、米国シェールオイル企業が、需給調整役を担うのは難しいと思われる。

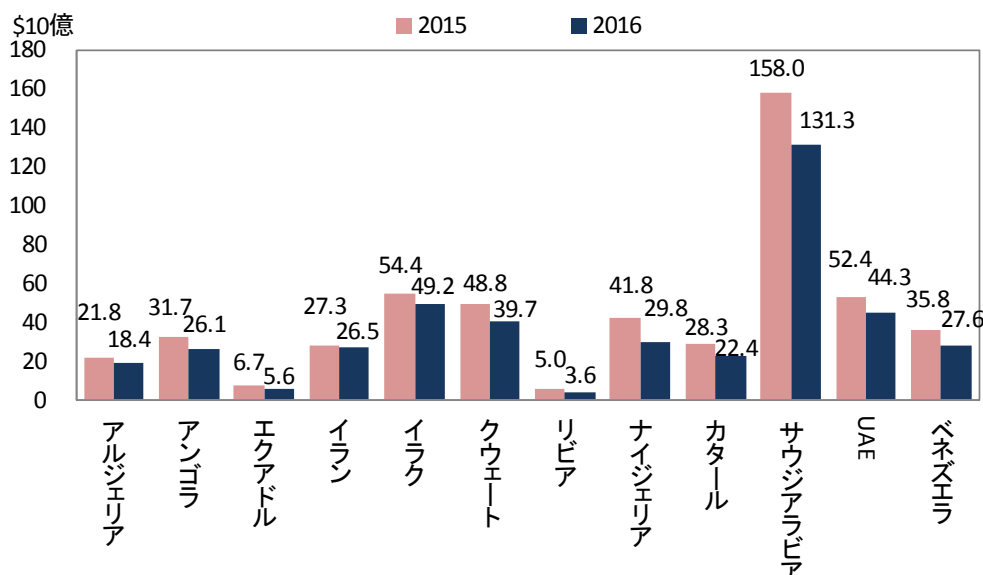
5-3 原油価格下落が産油国（経済面、政治面、原油生産等）に与える影響

5-3-1 原油価格下落による産油国経済への影響

2 年以上に亘り長引いた原油価格の低迷は、石油輸出国にとって経済的に困難な状況をもたらしている。すでに産油国の石油輸出収入は低下しており、図表 5-6 に示すとおり OPEC 加盟国の石油輸出額を見ると、OPEC 全体で 2016 年は 2015 年比で 17%落ち込ん

でおり、イラン及びイラクを除く他の加盟国は、軒並み 2 桁台の割合で減少している。但し、同じ産油国であっても、経済構造や資産規模といった要因によって、原油価格下落による経済への影響は異なってくる。

図表 5-6 OPEC の石油輸出額（2015～2016 年）



(出所) “OPEC Agrees to Cut, But Questions Remain Over Implementation,” *MEES*, 02 December, 2016

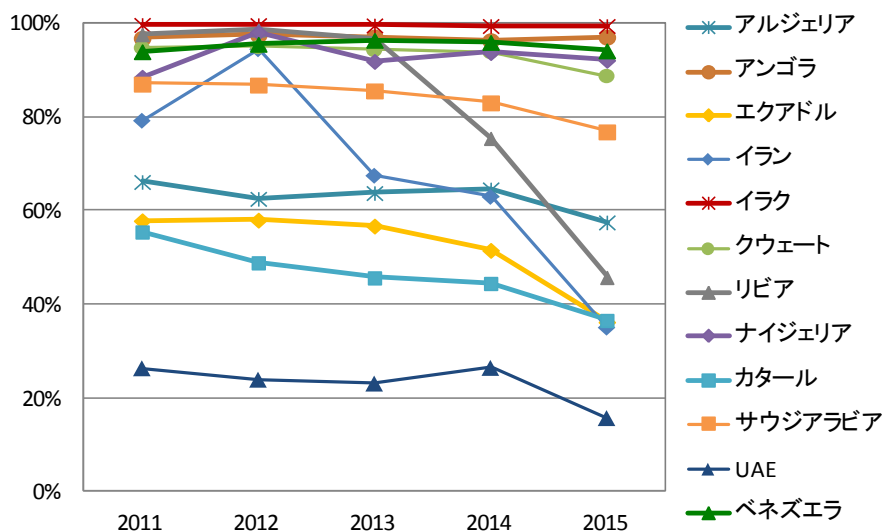
まず、産油国経済へのインパクトは、石油・ガス産業がその国の経済に占める程度によって異なるといえる。特に、原油輸出による収入に依存する割合が高ければ、原油価格の変動に晒されるため経済全体への影響は大きくなり、逆に依存度が低ければ、その影響は限定的になる。

図表 5-7 は OPEC 加盟国（インドネシア、ガボンを除く）の 2011 年から 2015 年までの輸出額に占める石油収入の割合の推移を示したものである。全体的に、原油安となった 2015 年の輸出額に占める石油収入の割合は、程度の差はあるものの、低下している。このうち半分の 6 カ国（サウジアラビア、クウェート、アンゴラ、イラク、ナイジェリア、ベネズエラ）で、石油収入が輸出額の 80%以上を占めており、石油収入への依存度が高く、原油価格の変動に対して脆弱であることが伺える。うちサウジアラビアを除く 5 カ国は、その割合は 90%台で推移しており（クウェートは 2015 年に 89%へ低下）、サウジアラビアも、2015 年に僅かに低下するものの、2014 年まで 80%台で推移していた。他方、UAE は、アブダビ首長国以外は資源に乏しいため、エネルギーに依存しない経済体制が築かれており、石油収入が輸出額に占めるシェアは先の 6 カ国よりも大きく下回るレベル（2014 年まで 20%台）で推移している。イランもまた石油以外の産業が発展しており、歳入に占める石油収入の割合をみると、他の産油国に比べると低くなっている⁷⁸。このように経済

⁷⁸ 石油関連以外の産業として繊維、セメントや建設資材、食品加工、鉄金属・非金属加工等が挙げられ

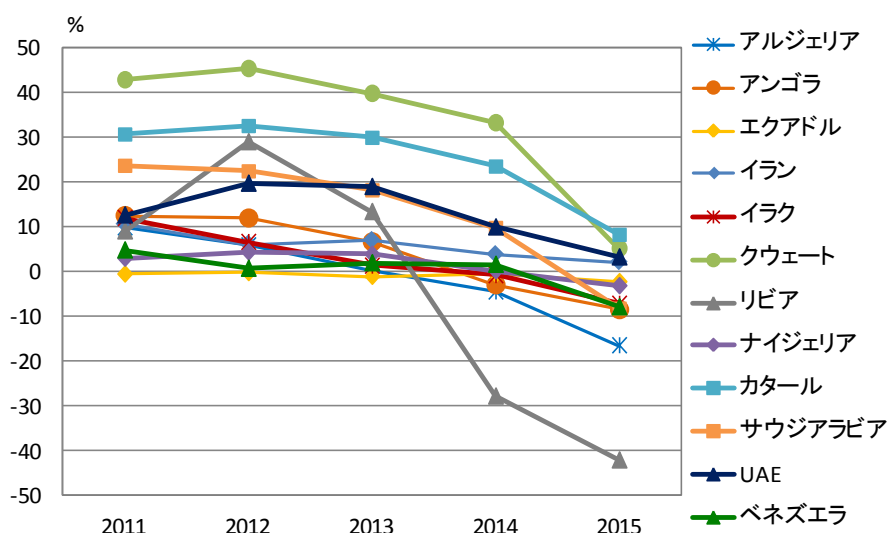
の多様化が図られている国では、原油価格下落による影響は、他の産油国よりは緩和され
ると思われる。イランやリビアについて、石油収入が輸出に占める割合が 2014 年以降低
下したのは、経済構造が変化したからではなく、イランは欧米の経済制裁によって原油輸
出が制限され、リビアは内政の不安定化から原油生産量・輸出が著しく低下したことが背
景にある。

図表 5-7 OPEC 国別輸出額に占める石油収入の割合



(注) 石油輸出は原油・NGL・石油製品の合計
(出所) OPEC Annual Statistical Bulletin 2016 を基に日本エネルギー経済研究所作成

図表 5-8 OPEC 国別経常収支 (対 GDP 比)



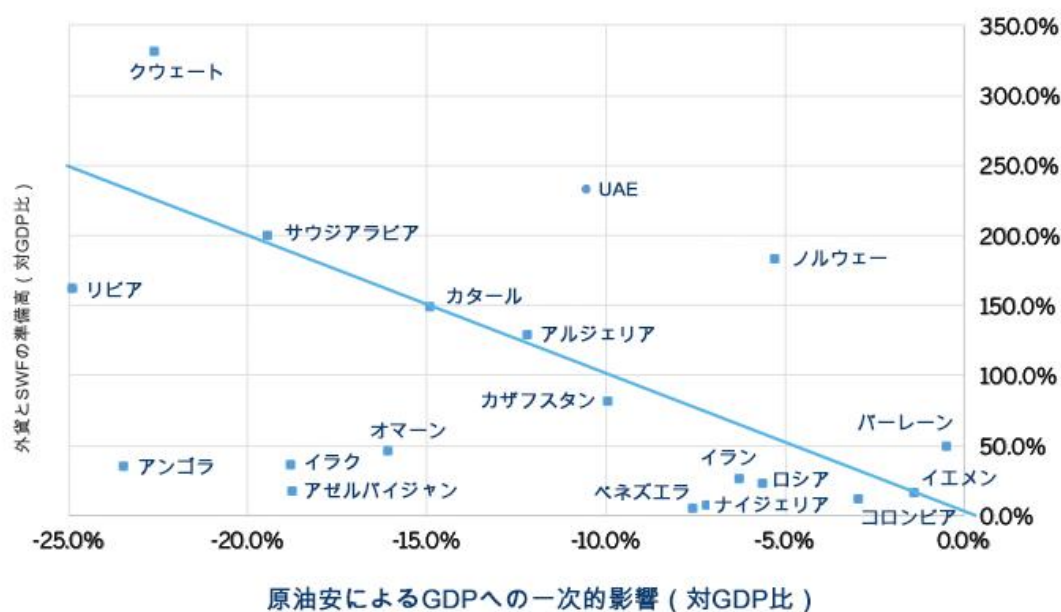
(出所) IMF World Economic Outlook Database, October 2016 を基に日本エネルギー経済研究所作成

る (US Central Intelligence Agency. *The World Factbook*). Central Bank of Iran の Economic Trends
を見ると、歳入に非石油収入が占める割合は拡大傾向にある。制裁前の 2011 年でも 49%を占めており、
2014 年以降は 60%以上に拡大している。

石油依存度が高い産油国では、石油収入が減少すれば、国家財政も悪化する。OPEC12カ国の経常収支（対GDP比）の推移をみると、2015年にかけて全ての国で、経常収支が落ち込んでおり、そのうち8カ国（アルジェリア、アンゴラ、エクアドル、イラク、リビア、ナイジェリア、サウジアラビア、ベネズエラ）の経常収支（対GDP比）はマイナスに陥っている（図表5-8）。

このような石油収入の減少による財政悪化は、外貨準備やソブリン・ウェルス・ファンド（Sovereign Wealth Fund: SWF）を活用することで、軽減することが可能である。その資産規模が大きいほど、原油価格の下落への耐性が高いと考えられる。原油安によるGDPへの影響と外貨及びSWFの準備高（対GDP比）を示した図表5-9をみると、クウェート、サウジアラビア、カタール、UAEといった湾岸諸国、及び、アルジェリア、ノルウェーが、GDP比100%以上の資産規模を所有しており、潤沢な資金によって原油安による経済への影響を緩和できると考えられる⁷⁹。しかし、アンゴラ、イラク、アゼルバイジャン、オマーン、ベネズエラ、ナイジェリア、イラン、ロシア等は、外貨準備やSWFが対GDP比で50%以下と小さく、原油価格の低迷が長期化するほど、その影響は深刻になると推察される。

図表5-9 原油安によるGDPへの影響と正味の準備金



(出所) Erik Norland (2015). 「原油安が世界の政治経済に及ぼす影響」 CME グループ HP.⁸⁰

⁷⁹ しかし、世界の主要原油輸出国では、油価下落による影響でオイルマネーで蓄えた外貨準備減少の加速がみられた。Bloombergによると、2016年4月のDoha会議に参加した18カ国の外貨準備は、原油下落が始まった2014年11月以降、総額の約2割に相当する\$3,150億の減少したと推測されている。（「原油下落で外貨準備計34兆円減少の18カ国、ドーハで17日会合へ」 Bloomberg, 2016年4月15日）

⁸⁰ <http://www.cmegroup.com/ja/education/featured-reports/oil-collapse-winners-and-losers.html>

しかしながら、公的資産への依存も限界があるため、産油国は、財政収支を改善し、経済を立て直すため、2015 年から様々な対応策を取り始めた（図表 5-10）。

図表 5-10 産油国の財政赤字・歳入減への対応策

補助金の削減	バハレーン、オマーン、クウェート、カタール、サウジアラビア、UAE、ベネズエラ
公務員改革	アルジェリア、イラク、オマーン、サウジアラビア
国債や外債の発行	バハレーン、オマーン、カタール、サウジアラビア、UAE
税制改革	(付加価値税導入予定) GCC 諸国 (課税ベース拡大) イラク
投資の見直し	オマーン、イエメン、クウェート、アルジェリア
資産の取り崩し	サウジアラビア、アルジェリア、ベネズエラ

(出所) 永田 (2015) 「原油安の下での GCC 諸国経済」中東研究センター第 5 回情勢分析報告会資料、IMF (2016) *Regional Economic Outlook: Middle East and Central Asia* October 2016

特に、歳出削減に大きく貢献したのは、実施困難とされてきたエネルギーを中心とした補助金の削減である。産油国では概して世界的にみてエネルギー価格が安価に抑えられており、エネルギー補助金向けの支出が財政の負担となっていることが多い。これまでも問題視されてきたが、国民の反対が根強く、改革に至らなかった。しかし、今回、原油価格の低迷に直面して財政赤字の縮小に迫られた湾岸協力理事会 (Gulf Cooperation Council: GCC) 諸国 (バハレーン、オマーン、クウェート、カタール、サウジアラビア、UAE) やベネズエラは、補助金の対象であったエネルギー価格を引き上げ、歳出の抑制を図った。

また、産油国の中には、公務員給与の見直しに着手している国もある。産油国経済では公共部門への依存が高く、公務員給与が歳出に占める割合が大きい国がみられる。例えば、クウェート国民の 80% が公共部門に勤務しており、2016/17 年度予算では、公務員の給与は歳出の約 55% を占めた⁸¹。アルジェリアでは仕事の約 60% を国が提供しており⁸²、サウジアラビアでは公務員給与が 2016 年予算の 45% を占めている⁸³。経済多様化の観点から、民間部門の育成のためにも、公務員給与の見直しを含む公共部門の改革が重要な課題となっている。これまで、アルジェリアでは公務員の雇用凍結が行われ、オマーンやサウジアラビアでは公務員の福利厚生削減が行われた。

この他にも GCC 諸国では、国債や外債の発行、付加価値税 (value added tax: VAT) 等の導入、投資の見直しに取り組んでいる⁸⁴。GCC 諸国の 2016 年国債発行額は、著しく増加している。GCC 諸国は、2016 年上半期だけで \$338 億の国債及びイスラム債 (sukuk)

⁸¹ “Kuwait Budget Deficit Set To Soar As Spending Continues Despite Subsidy Cuts,” *MEES*, 5 February, 2016.

⁸² 「石油価格の下落が不安定な中東に与える影響」中東協力センターニュース 2015 年 2 月 3 日

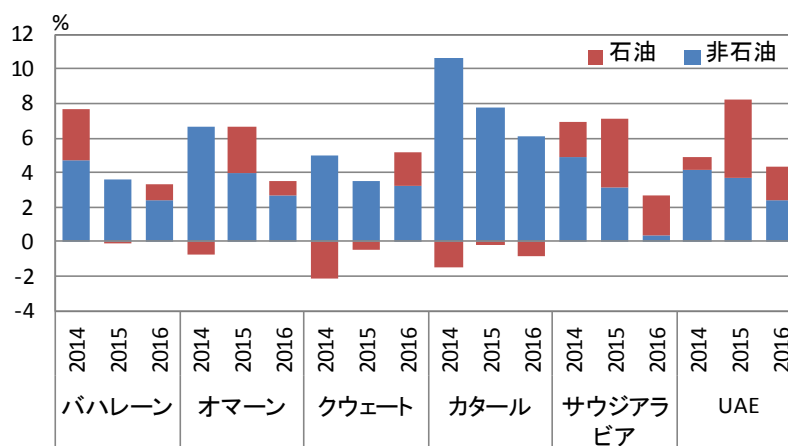
⁸³ “Saudi Arabia’s Transformation Plan Already Running Out of Time,” *MEES*, 10 June, 2016.

⁸⁴ 永田安彦 (2015) 「原油安の下での GCC 諸国経済」中東研究センター第 5 回情勢分析報告会資料

を発行しており、2015年の年間発行額\$226億をすでに上回っている⁸⁵。また、GCC諸国は、2016年2月、2018年までに3~5%の付加価値税を導入することを発表した。サウジアラビアは各個人に対する所得税導入はないが、GCCで合意されたVATの導入は行う計画である。そして、投資についても、鉄道のようなインフラプロジェクトの遅延や縮小、石油関係のプロジェクトでも資本支出の削減や最終投資決定(FID)の先送りがみられた。

上記のような緊縮財政が行われる上で懸念されるのが、公共投資の抑制によって、非石油部門が実質GDPにおいて占める割合が低下していることである(図表5-11)。石油収入依存の経済構造を変えるためには、失業率の低下や公務員賃金の抑制にも資する非石油部門の成長が重要である。しかし、緊縮財政による公共投資縮小は、非石油部門の成長の足かせともなっており、根本的な課題への取り組みが必要であることが伺える。

図表 5-11 GCC 諸国における部門別実質 GDP への貢献度



(出所) IMF *Regional Economic Outlook: Middle East and Central Asia* October 2016 を基に日本エネルギー経済研究所作成

5-3-2 原油価格下落による産油国の政治・社会への影響

先に見たように、原油価格下落による産油国への影響は、UAEのように経済的に余力があり経済の多角化を果たしている国への影響は軽微に止まる可能性がある一方で、サウジアラビアのように資産はあっても石油収入への依存が高く、手厚い社会保障を行っている国への影響は著しいと推察される。多くの産油国が、オイルマネーを元に、公共部門の拡充、教育・医療・福祉などのサービスを提供して、国内の安定化を図ってきた。しかし、原油価格下落に伴い、このような体制を維持することが困難になってきている。補助金の削減は、国民に負担を強いることになった。また、公共部門の縮小によって、社会福祉サ

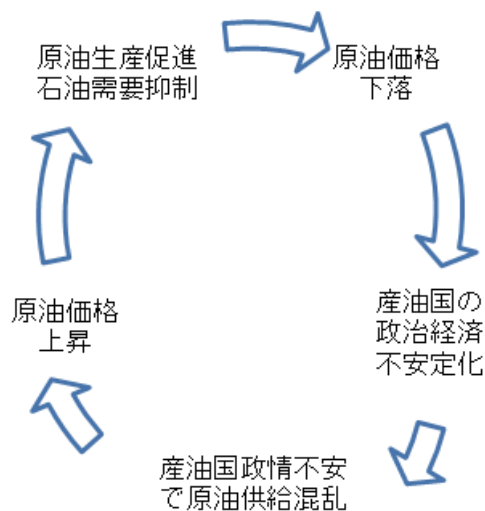
⁸⁵ “GCC Bonds’ Bumper Year: 1H16 Surpasses All Previous Full-Year Historic Highs,” *MEES*, 22 July, 2016

ービスの量だけでなく質も低下するかもしれない。これまで享受されていた恩恵が受けられず、その代替策もない場合、国民の間に不満が広がり、政情が不安定化する可能性は高まる。

産油国で政情不安が深刻になれば、原油供給の懸念も高まり、原油価格の上昇を招く。2010年末の「アラブの春」以降みられたように、民主化運動の連鎖によって、産油国の政治・社会が不安定化し、原油価格は急騰した。その後も、イランやイラクにおける情勢の緊迫化は供給懸念につながり、原油価格の高止まりを支える要因となった。また、長期的にも、産油国の政情不安は、投資環境として好ましくなく、上流開発への投資が滞れば、原油供給の低下へとつながる。一方で、低油価が長引くと、原油生産計画の遅延や見直しが避けられず、中長期的な原油供給へ影響が及ぶ。

原油価格の上昇は、原油生産を促す。高油価が米国のシェールオイル生産に経済性を持たせたように、低油価の環境では生産が困難な深海鉞区での生産やカナダのオイルサンドといった高コストでの原油生産が拡大する。また、原油価格の上昇は、石油需要の抑制にもつながる。このため、需給のギャップが生じ、供給過剰となり、原油価格の下落を招くことになる（図表 5-12）。

図表 5-12 原油価格変動による産油国への影響



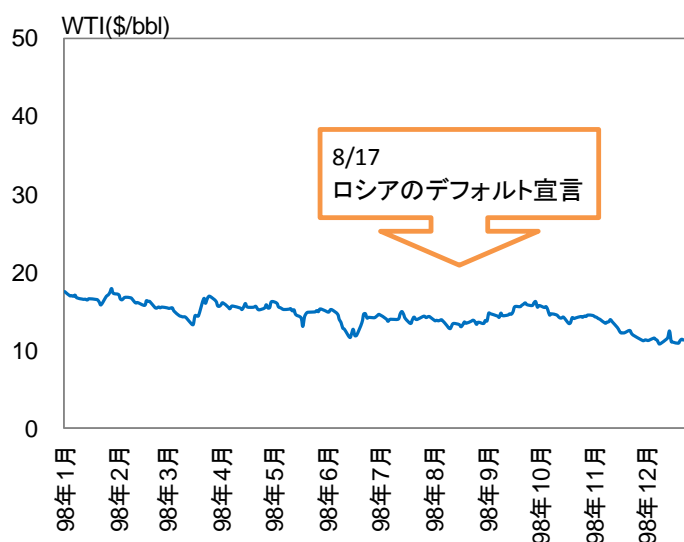
(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

5-4 産油国がデフォルトに陥った場合の原油市場や日本の原油調達への影響

前節で示したように、原油価格の低迷は、産油国の財政状況を悪化させる。特に、経済が石油産業に偏り、石油収入に依存する構造であれば、問題は深刻となる。財政赤字が膨らみ経済は停滞し、デフォルト（債務不履行）に陥る危機が高まる。

産油国がデフォルトに陥った例として、1998年8月のロシアが挙げられる。1997年のアジア通貨危機に端を発した世界の景気後退によって、原油価格も下落した。原油輸出による税収の減少によって財政赤字が拡大し、ロシアは債務不履行に陥った⁸⁶。また、急激に資本流出が進み、為替レートの維持が困難となったためルーブルの大幅な切り下げが行われ、インフレ率は1998年末に84%まで上昇した。インフレはロシア国民の生活を直撃したが、1998年の原油価格（WTI）の推移をみると、デフォルト宣言直後の2週間はほぼ変わらず\$13台/bblで推移し、9月30日に\$16.14/bblをピークに年末に向かって緩やかな下落基調となっていることから、産油国であるロシアのデフォルトは、原油市場にはあまり影響がなかったとみられる（図表5-13）。そのため、本節では、デフォルトではないが、産油国の原油が市場に出なくなったという意味で、1990年湾岸危機の際に、イラク・クウェートの原油が輸出禁止された時のケースを参照し、その時の原油市場への影響、産油国及び日本を含めた原油輸入国の対応を整理する。

図表5-13 1998年原油価格の推移



（出所）日本エネルギー経済研究所

湾岸危機とは、1990年8月2日にイラクが突如クウェートに侵攻したことに対し、国連が撤退の勧告を再三行ったが、イラクが聞き入れなかったため、1991年1月17日、米国を中心とした多国籍軍がイラク攻撃を開始し、クウェートから撤退させた戦争である。国連安全保障理事会は、イラクがクウェートを併合した行動を国際法違反と非難し、8月6日、加盟国に対しイラク経済制裁を義務付ける決議を採択した。経済制裁の実施によって、石油市場からイラクとクウェートの原油約400万b/dが消えることになった。

⁸⁶ 1999年末までに満期を迎える短期債を長期債へ強制転換（国債償還を5年延期）し、90日間の対外債務支払いの停止（モラトリアム）を行った。

この湾岸危機の時、原油価格は大きく変動した（図表 5-14）。イラクがクウェートに侵攻した 8 月 2 日、WTI は \$23.11/bbl であったが、その後著しく上昇し、10 月 11 日には、\$40.42/bbl と侵攻前の約 2 倍にまで高騰した。その後は下落傾向を辿り、多国籍軍が攻撃を開始した日には、前日より 33% 下落し \$21.44/bbl と侵攻前の水準まで戻った。

図表 5-14 湾岸危機時原油価格の推移



(出所) 日本エネルギー経済研究所

このように石油市場への影響が短期で抑えられた背景には、OPEC の迅速な対応が大きな役割を果たしたと考えられる。1990 年 9 月、OPEC 総会が開催され、生産枠を棚上げし、加盟国の能力に応じた増産を行う自主生産体制が決められた。この決議を受けて、サウジアラビアや UEA を中心とした加盟国が増産を行い、イラクとクウェート原油の減少分は相殺された。

では、湾岸危機によって日本の原油調達ほどの程度の影響を受けたのであろうか。湾岸危機が起きる前年である 1989 年度、イラク及びクウェートからの原油が日本の原油輸入に占める割合は、それぞれ、6.1%、4.9%であった。両国で 11%を占めており、経済への影響を最小限にするための対策を講じるが必要であった。一つは、国際協調の下、民間備蓄義務量が 74 日間にわたり、4 日分引き下げられた⁸⁷。政府は、石油会社に対して高値買い自粛を要請し、省エネルギー対策（官庁、民間の冷房温度 28 度設定等）を推進した。加えて、1990 年 9 月から 91 年 4 月にかけて、元売仕切り価格を設定する行政指導も行われた。また、石油会社は約半年で代替原油を確保することができた。このように官民の対応策が奏効し、オイルショック時のような供給不安による混乱を避けることができた。

⁸⁷ 石油連盟 (2016 年) 『今日の石油産業 2016』 Pp.23-24

上記のことを斟酌すると、たとえ産油国でデフォルトが生じたとしても、原油市場への影響は、他の産油国や消費国の国際的な協調行動によって限定的に抑えることは可能だと考えられる。但し、その産油国の石油生産・輸出量が石油市場で占める割合や、代替原油の確保によって影響は異なってくる。また当時と違って、現在の OPEC はカルテル組織としての団結力に欠けていることに留意しなければならない。

近年、産油国のデフォルトに関する懸念が絶えないのが、ベネズエラである。2016 年、債務返済期限が迫る度（2 月、10 月、11 月）に同国がデフォルトに陥る可能性が浮上したが、経済不況にあっても債務返済を優先し、これまでデフォルトを回避してきている。2016 年 5 月には、中国との Loan for Oil（ベネズエラが中国に原油を輸出することで返済することと引き換えに過去 10 年間で約 \$500 億の融資を受けている）の融資条件（ローン期間、中国からの投資額、その他の金融面の項目等）がベネズエラに有利な形で見直された。また、ベネズエラ国営石油会社（Petroleos de Venezuela: PDVSA）は、10 月、債権者に社債スワップを提案し、その 40% が応じられたため、当該分の支払いを 2020 年まで引き延ばすこともできた。

しかしながら、ベネズエラでは、政治や経済の危機的な状況は未解決のままである。同国は、食料品や生活用品などを輸入に依存しており、輸出収入の 9 割以上を占める石油収入は貴重な外貨（ドル）を得る手段であるが、原油価格低下による石油収入の減少によって、輸入品の購入に充てる外貨を得ることができず物不足に陥っている。さらに、輸入に使用する外貨を対外債務の返済に優先的に充てていることも、輸入品購入が犠牲となり物不足の深刻な状況に拍車をかけている。そのため、市民の不満は高まっており、2016 年 10 月 26 日、Maduro 大統領退陣を求める大規模なデモが、全国規模で行われた。同国では、物価の高騰が著しく、IMF の推計によるとインフレ率が 2015 年 122%、2016 年 476% にも達している⁸⁸。2016 年中のデフォルトは回避されたが、多額の債務返済は残っているため、ベネズエラの経済破綻は予断を許さない状況が続いている。

これまで、ベネズエラはデフォルトに陥った場合に想定される影響を回避するため、国内経済を犠牲にしてでも債務返済を優先してきたと考えられる⁸⁹。もし、デフォルトになれば、輸出原油が差し押さえられ、貴重な外貨獲得手段を失い、経済はさらに行き詰まる。もしくは原油タンカーや PDVSA が海外で所有する製油所等の資産が債権者の手に渡ると、PDVSA の事業が著しく縮小・制限されてしまう⁹⁰。また、デフォルトによってベネズエラの原油減産が加速すると考えられる。Chavez 前政権下で、探鉱・開発部門への投資は抑

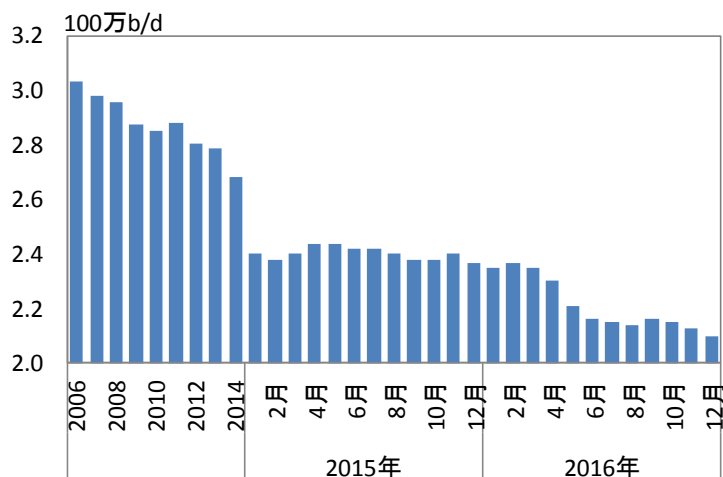
⁸⁸ IMF World Economic Outlook Database

⁸⁹ “Venezuela’s Oil Output At Risk Under Default,” *Petroleum Intelligence Weekly*, February 22, 2016

⁹⁰ PDVSA は、内外に製油所を所有しており、合計精製能力は 280 万 b/d である。このうち、国内 46%、米国 34%、カリブ海諸国 17%、欧州 3% となっている。（「ベネズエラの石油産業動向」JPEC レポート第 22 回、Pp.7-8、石油エネルギー技術センターHP、2015 年 12 月 1 日）

制され、原油生産が減少傾向を辿っていたところへ、低油価によってさらに投資が削減されたため、2016年に入ると原油生産は著しく低下している（図表 5-15）⁹¹。このような状況でデフォルトによって投資停滞が続けば、原油は減産の一途を辿るであろう。

図表 5-15 ベネズエラの石油生産量の推移



（出所）年次データは OPEC の *Annual Statistical Yearbook*、月次データは IEA の *Oil Market Report*

ベネズエラがデフォルトによって被る被害は甚大であるが、他方で、石油市場への影響として、供給途絶は原油価格急騰要因になったとしても恐らく限定的に抑えられるのではないかと考えられる。但し、代替原油を確保することがカギになる。懸念されるのは、世界的に余剰生産能力が乏しくなっていることで、サウジアラビアにしても余剰生産能力は2016年12月時点で175万b/dとベネズエラの原油生産量約200万b/dを下回っており、湾岸危機時のようにはカバーできない可能性がある。ベネズエラ産原油の主な輸出先である米国や中国、インドが、いかに迅速に他の産油国（中東、南米、カナダ等）から原油を調達できるかにかかってくるであろう。一方、ベネズエラ国内では、PDVSA との JV を通じて同国に投資しているロシアや中国の石油企業が、PDVSA の穴埋めをして、生産や輸出を行う可能性が考えられる。また、日本にとっても、輸入原油にベネズエラが占める割合は平成27年度で0.2%と極めて低いことから、影響は軽微なものに止まると推測される。

5-5 主要産油国におけるリスク動向

2016年5月にみられた原油価格の上昇は、ナイジェリアとカナダにおいて生じたリスク事象が一要因であった。2014年半ばからの原油価格下落以降、供給過剰が原油価格低迷

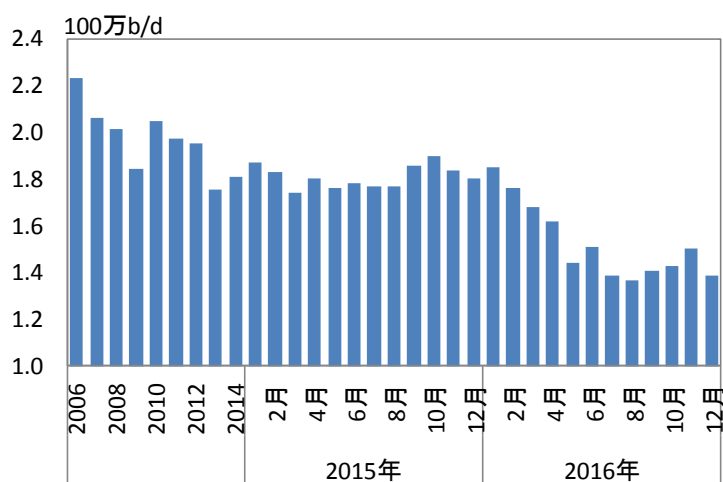
⁹¹ 船木弥和子（2016）「原油生産量減少が懸念されるベネズエラ」JOGMEC HP、2016年6月20日
船木氏は、当論文にて、2016年に入ってから原油生産の減少に影響を及ぼしている理由として、経済状況悪化、資金不足、投資不足、希釈剤（Orinoco Belt で生産される超重質油を輸送するには、ナフサや軽質原油をブレンドして粘度を下げる必要がある）不足、サービス会社の事業縮小を挙げている。

の主な要因となっており、市場も原油需給がいつりバランスするかに注目していた。このような需給要因に加えて、この時の原油供給途絶が、地政学や自然災害といったリスクも原油市場に影響を及ぼすことを改めて示した。リスク要因による影響は短期的であるかもしれないが、無視できるほどのものではない。本節では、以下にナイジェリア及びカナダの事例を振り返り、原油生産量や価格への影響を概観する。

5-5-1 地政学的リスク：ナイジェリアの事例

ナイジェリアはアフリカで最大の石油生産国である。石油は主に南部の Niger delta 地帯から産出されている。但し、同地帯油田の成熟化や治安を含めた操業環境の悪化から、メジャーは投資先を深海鉦区に移しており、主にナイジェリア企業や中小独立系が陸上や浅海鉦区での開発を行っている⁹²。石油生産量を見ると、2006年（223万 b/d）以降、減少傾向にあるが、2015年は180万 b/d 前後で推移していた（図表 5-16）。しかし、2016年に入ってから減少傾向は著しく、2016年8月には137万 b/d まで減少し、約30年ぶりの低水準となった。その後、石油生産量は徐々に回復し、2016年11月には150万 b/d となったが、翌12月には139万 b/d へと再び減少した。

図表 5-16 ナイジェリアの石油生産量の推移



（出所）年次データは OPEC の *Annual Statistical Yearbook*、月次データは IEA の *Oil Market Report*

2016年の原油生産の落ち込みは、産油地帯である Niger delta で活動する武装集団 Niger Delta Avengers (NDA) による石油生産施設への攻撃によって、石油生産が停止に追い込まれたことが原因である。NDA は、ナイジェリアの石油関連収入について、貧しいデルタ地域により多く配分されることを要求している。この要求は2014年 Jonathan 大統領（当時）との会議において合意されていたが、結局、実施されなかった。ナイジェ

⁹² 伊原賢（2016）「ナイジェリア：原油価格の下落下における石油・天然ガス開発事情」 JOGMEC HP Pp.7-8.

リアでは、石油の窃盗や、武装勢力による石油・ガス生産施設・輸送パイプラインへの攻撃が以前からあり、決して新しい問題ではない。Niger delta には、NDA 以外にも Movement of the Emancipation of the Niger Delta (MEND) のような多くの反政府武装集団が存在している。2009 年に、武装放棄と引き換えに手当の支給や職業訓練を提供する大統領の恩赦プログラムが開始されてから、このような攻撃は少なくなっていた⁹³。しかし、2015 年に就任した Buhari 大統領はこの恩赦プログラムを 2017 年末に終了することを決めており、この発表後、反政府活動が再び活発になっていった。

武装勢力による石油生産施設への攻撃は、ナイジェリアの Forcados や Bonny Light といった主要な原油の輸出に影響してくる。2016 年 2 月 21 日、Shell は、Forcados 原油と輸出ターミナルを結ぶ海中パイプライン (Trans-Forcados Pipeline) が武装勢力の攻撃を受け、修理のため稼働停止となったことから石油生産も停止を余儀なくされ、フォース・マジュール (不可抗力条項) を発動した⁹⁴。Niger delta 西部で石油生産を行い、このパイプラインを使用している企業は、石油輸送の代替ルートがないため、影響は 30 万 b/d の減少と報じられた。当初、Shell と政府は 5 月 29 日までに修理を終わらせるとしていたが、NDA や他の武装勢力が、石油生産従事者や修理業者を新たに攻撃すると脅迫したため、修理は遅れ、9 月末に稼働再開の予定がさらに遅れた⁹⁵。5 月 4 日には、沖合にある Chevron の Okan 原油生産プラットフォームに対して NDA が攻撃したため、Escravos 原油 3.5 万 b/d が生産停止となった⁹⁶。さらに、5 月 10 日には、Shell が、Nembe Creek Trunk Line からの原油漏洩が見つかったため (原因は解明されていないが武装集団の攻撃によるものとみられた)、Bonny Light 原油の輸出約 21 万 b/d に関してフォース・マジュールを発動した。5 月 13 日には、ExxonMobil が、掘削船の事故によってパイプラインの修理が必要となったため、Qua Iboe 原油の輸出についてフォース・マジュールを発動した。これは武装勢力による攻撃が原因ではなかったが、結果的に、フォース・マジュールが発動された 3 原油は約 70 万 b/d に達しており、ナイジェリアの 5 月の原油生産量が 144 万 b/d であったことを考えると、その影響は大きかったことがわかる。

その後も、武装集団による石油生産施設への襲撃に関するニュースが市場に伝わると、原油供給が減少するとの観測が原油先物相場を支えることが時折みられている。一方で、その逆の場合もあり、2016 年 8 月 29 日には、武装勢力による原油生産妨害が中止される見通しを受けて、原油先物相場で売りを促した。いずれにしても、ナイジェリアの原油生産に関する情報が、原油先物市場で材料視されていることを示している。

ナイジェリア経済は、低油価のため著しく悪化している。2016 年の石油輸出額は、2015

⁹³ Jonathan 前大統領は、反政府勢力リーダーらと数百万ドルでパイプライン警備契約を結んだ。反政府勢力が設立した民間警備会社に恩赦を受けたメンバーが入社し、政府から月給を受け取った。(「ナイジェリア内戦、原油打撃 パイプライン爆破で生産落ち込む」SankeiBiz. 2016 年 5 月 20 日)

⁹⁴ “Nigeria Loses 300,000bpd to Attack on Forcados Pipeline,” *THISDAY*, March 10, 2016

⁹⁵ “Why Repairs on Forcados Subsea Pipeline Experienced Delays,” *THISDAY*, October 25, 2016

⁹⁶ “Attacks Push Oil Sector into Crisis,” *Petroleum Argus*, May 13, 2016

年比で 28.7%低下しており、OPEC 加盟国で最大の減少幅となっている。また、石油輸出が輸出収入に占める割合も高く、2015 年時点で 92.2%であった（前掲図表 5-6 及び 5-7 を参照）。原油生産が低迷する中、国際石油市場でのシェア回復のため、2016 年 10 月、Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) は、11 月の輸出原油の公式販売価格 (official selling price: OSP) を全ての油種で引き下げることを選定した。Qua Iboe の値下げ幅は 2014 年以降で最大となる⁹⁷。原油輸出による収入の確保によって経済の立て直しを図ることは、治安の回復においても重要な課題である。

5-5-2 自然災害リスク：カナダ Alberta 州の事例

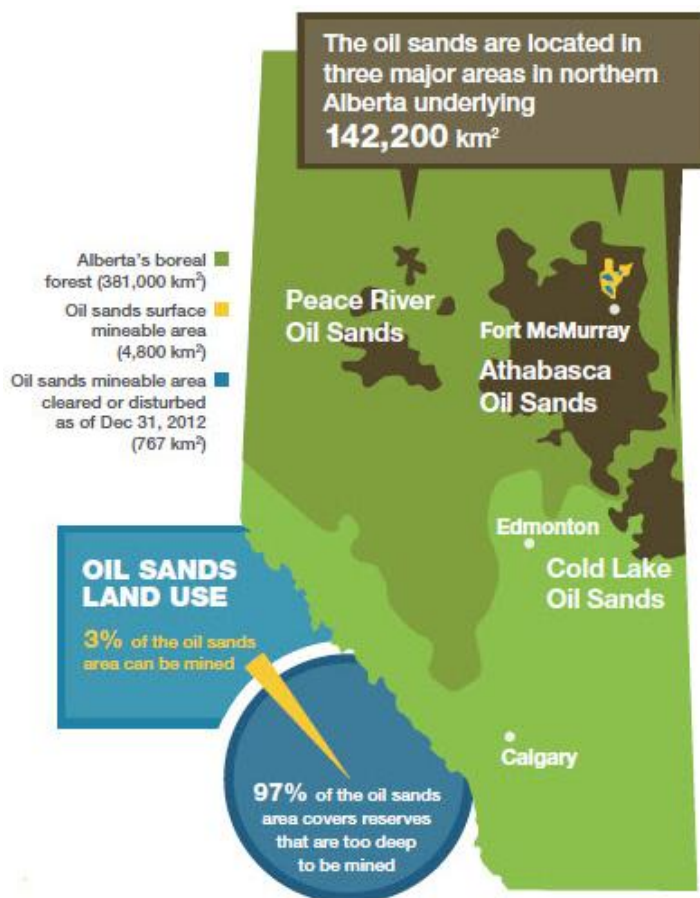
リスク要因として、地政学的リスクが近年では注目されるが多かったが、突発的に起きるハリケーンや山火事といった自然災害も石油サプライチェーンへ甚大な影響を及ぼすこともあり、留意しなければならないリスクである。2016 年 5 月に生じたカナダ Alberta 州での森林火災は、オイルサンド生産の中心地 Fort McMurray 付近で発生したため、石油生産供給への懸念が生じた。

カナダの原油事情は、オイルサンドによって一変した。確認埋蔵量では、オイルサンドのおかげで、カナダ (2015 年末時点で 1,722 億 bbl) はベネズエラ、サウジアラビアに次ぐ世界第 3 位となった⁹⁸。オイルサンドは、Alberta 州の Athabasca、Peace River、Cold Lake の 3 地帯が主な生産地となる (図表 5-17)。Alberta 州におけるオイルサンドの確認埋蔵量は 1,660 億 bbl (2014 年時点) であることから、カナダの原油確認埋蔵量に大きく貢献していることがわかる。オイルサンドは、カナダの原油生産量での役割も大きく、近年の増加は、オイルサンドから生産されるビチューメン (bitumen) 及び合成石油 (upgraded synthetic crude oil) によって押し上げられている。

⁹⁷ 「ナイジェリアが原油公式販売価格を引き下げ - 市場シェアの回復目指す」 *Bloomberg*, 2016 年 10 月 21 日

⁹⁸ BP *Statistical Review of World Energy* June 2016, “Nigerian Militant Group MEND Claims Attack on Trans-Forcados Pipeline – Newspaper,” *Reuters*, November 4, 2016

図表 5-17 Alberta 州のオイルサンド生産地



(出所) Government of Alberta

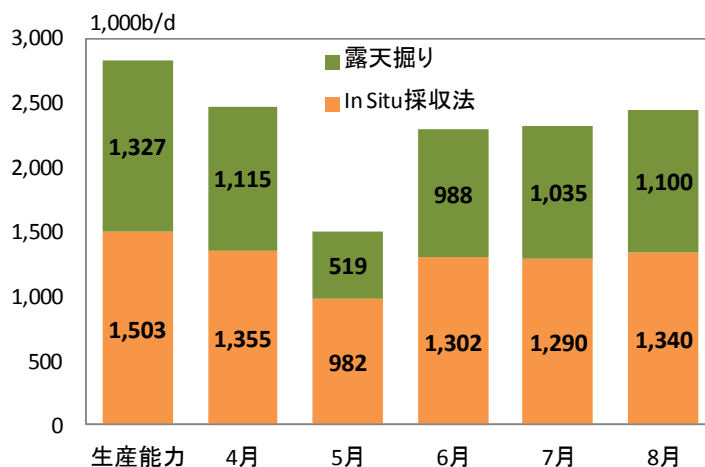
2016年5月1日に Fort McMurray で発生した森林火災は、約8万人が避難を強いられ、焼失した面積は約60万ヘクタールと、歴史的にも大規模な火災であった。この森林火災によって、Athabasca 地帯のオイルサンド生産は著しい影響を受けた。防災のため、5月3日より、従業員の避難やパイプラインの操業停止を余儀なくされ、火災が起きている周辺地域のオイルサンド生産の操業は停止された。火災ピーク時には約150万 b/d のオイルサンド生産設備が閉鎖となった⁹⁹。オイルサンド生産量をみると、時期的に4月はメンテナンスのため低下しているにも関わらず、5月の生産量は4月比で約97万 b/d も減少した(図表 5-18)。火災が収束しても、オイルサンド操業を再開するには、生産設備だけでなく、従業員や彼らの住居の安全確保、パイプラインの操業、オイルサンドから回収されるビチューメンに混ぜる希釈剤(コンデンセートや合成油)や電力の供給といった課題もクリアしなければならなかった¹⁰⁰。5月23日には、Fort McMurray 周辺のオイルサンド関

⁹⁹ “Oil Sands Eye Quick Comeback After Wildfires,” *Petroleum Intelligence Weekly*, May 16, 2016, IEA. *Oil Market Report*. 14 June, 2016. P. 24.

¹⁰⁰ ビチューメンは流動性がないため、生産現場に隣接する改質プラントで通常原油と同程度の品質の合成油に精製するか、ビチューメンに希釈剤を30%程度混ぜた後にパイプライン輸送する。(JOGMEC HP「石油・天然ガス用語辞典」参照)

連設備への避難命令が解除され、7月5日に鎮火したと正式に宣言された。幸い、生産設備やパイプラインへの被害が少なく、6月にかけて、多くのオイルサンド生産企業は操業再開もしくはその準備をすることが可能となった。

図表 5-18 山火事による Alberta 州オイルサンド生産への影響



(出所) “Wildfires Add to Long-Term Pressure On Oil Sands,” *Petroleum Intelligence Weekly*, June 6, 2016

この Alberta 州の山火事による原油先物相場への影響は、発生時は供給懸念要因として捉えられ原油価格を押し上げる要因となったが、その影響は一時的であったといえる。また、スポット取引において、米国へ入るカナダ原油が減少するとみられ、代替原油として中質原油 (West Texas Sour) への需要が高まり、数日間だけ中質原油価格が僅かだが軽質原油価格を上回ることがあった。しかし、米国では原油在庫が高水準で積み上がっていたこと、また、メキシコやコロンビアの重質油が代わりに輸入されたこともあって、カナダ原油不足の懸念は間もなく解消された。Alberta 州の生産も 6 月から徐々に回復したため、材料視されることはなくなった。

上記のナイジェリア及びカナダの事例に加え、東部と西部で政治的な対立が続くリビアでの石油減産も加えると、2016 年 5 月に起きた不測の供給停止による生産減少は著しく、原油価格の押し上げ要因となった。原油価格は、5 月から 6 月にかけて、月間で Brent は 8.5%、WTI は 9.4% 上昇した。様々なリスクによって供給懸念が市場に広まり、買いを促したことが大きかった。

このようなリスク要因は潜在的に絶えず存在する。間近なものでは、次節でみる米国の Trump 政権がどのように動いていくか注目される。中東やロシア、中国といった大国との外交・軍事関係での方針次第では、地政学的リスクが高まる可能性も考えられる。また、2017 年は主要国で大きな選挙が行われる。イランでは、5 月に大統領選挙が行われる。

Rohani 大統領が二期目を目指すとみられていたが、Rafsanjani 元大統領の急逝（2017年1月）により Rohani 大統領は大きな後ろ盾を失った。そのため、穏健派路線が継続するか、保守強硬派が巻き返すか、注目される。他方、欧州では、3月オランダ議会選挙、4～5月フランス大統領選挙、9月ドイツ連邦議会選挙と大きな選挙が続く。欧州では、右派への傾倒がみられており、EUの存続も危ぶまれる。2016年6月、英国のEU残留・離脱を決める国民投票で離脱が決まると、それまで\$40/bbl 台後半で上昇基調にあった原油価格は、世界経済の先行き不安によって\$40 台/bbl 前半を伺う展開へと変わった。従って、これら選挙の結果次第では、原油市場へ影響が及ぶことも十分にありうる。

5-6 米国新大統領就任に伴う米国石油政策への影響

2017年1月20日に就任した Donald Trump 大統領は、米国第一のエネルギー政策として、次の内容を掲げている¹⁰¹。

- ① 勤労世帯のエネルギー費用負担低減、国産資源の利用を促進し、輸入原油依存を脱却。
- ② Climate Action Plan や Waters of U.S. rule などのエネルギー産業に負担を強いる規制を廃止し、7年間で\$300億の給与所得増。
- ③ シェールオイル／ガス革命を一層促進し雇用と繁栄を実現。未利用の資源、特に連邦領の資源を開発し、その収入を道路や学校、橋など公共インフラの再建に充当。
- ④ クリーンコール技術の開発／商業化を進め、長く苦境にあった石炭産業を再活性化。
- ⑤ 国産エネルギー開発を通じて、OPEC および米国に敵対的な国への依存から脱却。同時に対テロ戦争の一環として、湾岸の同盟国と建設的な協力関係を築く。
- ⑥ 環境保全：清浄な空気や水を護り、生態系を維持し、自然資源を保全。EPA を本来の役割である大気／水質の保全に専念させる。
- ⑦ 経済成長、国防と健康を両立させるエネルギー政策を実施。

このように、国内石油・ガス資源開発促進を前面に押し出し、特に開発を阻害する政府規制の緩和や撤廃を掲げている。Obama 前政権の規制のうち、見直し対象として挙げられた Climate Action Plan は、Obama 前大統領が 2013年6月に発表した米国の気候変動対策の全体像であるが、そのうち石油産業に関連する施策としては、「燃費基準強化および先進的技術」と「メタン排出削減」が挙げられる。さらに、雇用創出の観点から大規模なインフラ投資を掲げており、そこには石油・ガスパイプライン建設も含まれる。従って、パイプライン、上流開発促進、自動車政策の3項目について、Trump 政権の下で起こり得る政策変化について述べる。また、地政学的リスクの観点から、対中東政策についても考察する。

¹⁰¹ The White House. “America First Energy Plan,” January 20, 2017.

5-6-1 パイプライン建設促進

シェールガス（2008年以降）及びタイトオイル（2011年以降）に牽引された国内石油・ガス供給の拡大は、国内エネルギー価格の低下や自給率の上昇をもたらした。反面、従来の産油・産ガス地域と異なる地域で新たに原油・天然ガスが生産されることから、当初はパイプラインが未整備であったため、原油の鉄道輸送拡大と共に高まる事故の可能性、局所的な原油価格の下落、あるいは天然ガスの焼却／放出に起因する環境汚染といった懸念が指摘された。パイプライン輸送能力の不足に対応して、多くのパイプライン建設が計画され、次第に需給の地理的ギャップは解消してきた。しかし、シェール革命により新たにパイプライン通過州になった地域では、住民が石油産業活動に伴う環境汚染のリスクに対して敏感であり、伝統的な産油・産ガス州と比較して環境懸念に基づく反対運動が起きやすい傾向にある。近年、パイプライン事故に伴う石油／ガス流出が相次いだことも環境懸念を押し上げている。さらに、Obama 前政権が従来の政権にも増して地域住民や少数民族を含む幅広い利害関係者の意見を聞く方針であったことも、反対運動を増幅させる要因となった。その象徴的な事例が、Obama 前政権下での Keystone XL パイプラインと Dakota Access パイプラインの建設許可を巡る問題である（図表 5-19）。

図表 5-19 Keystone XL パイプラインと Dakota Access パイプライン



（出所）“Keystone and Dakota Access pipelines: How did we get here?” CNN, January 25, 2017

Keystone XL は、カナダのパイプライン事業者 TransCanada が既存のカナダから Oklahoma 州 Cushing 経由メキシコ湾に至る Keystone Pipeline System の支線として構想した原油パイプラインである。既存の Keystone は、オイルサンド由来の合成原油を米国中西部の製油所に輸送する計画として Illinois 州 Pakota までの第 1 フェーズが 2010 年

に完成・運用開始された。2011年に Cushing まで、2014年に Texas 州 Port Arthur までの延伸部分が運用開始された。

2008年7月、TransCanada は、Montana・South Dakota・Nebraska 州を經由して既存の Keystone パイプラインに接続する支線として Keystone XL 建設計画を発表した。カナダ政府は2010年3月にカナダ国内部分の建設を承認、South Dakota 州公益事業委員会も、環境影響評価を経て州内部分の建設を許可した。米国では、国際パイプライン建設には国務省の許可が必要であり、省庁は国家環境政策法に基づき、建設許可に際して環境影響評価の実施が要請される。国務省は2011年8月に、Keystone XL 建設による重大な環境負荷の懸念はない、とする評価結果を公表し、これを受けて2012年内の建設許可、2013年着工が期待された。この間に North Dakota 州でシェール開発が進み、Keystone XL は Bakken 鉱床で生産される軽質原油をメキシコ湾岸まで輸送するルートとしても期待された。

しかし、2012年1月、TransCanada が国務省に提出した建設許可申請は却下された。2011年11月、通過州である Nebraska 州議会で、水源に近い Sandhills を通ることに伴う油濁・水質汚染懸念を理由に代替ルート検討を進める法案が提出されたことが原因であった。そのため、同社は2012年5月にルートを変更して再申請した。2013年3月に国務省は環境影響評価書案を発表し、「Keystone XL は温室効果ガス排出の大幅な増加をもたらさない、オイルサンド開発を大幅に加速するとは考え難く、またメキシコ湾岸での重質原油精製量を大幅に増大させるとも考え難い。同計画を却下しても、鉄道等の代替輸送手段が使われるため、いずれにせよ原油開発は進む」との見解を表明した。しかし環境団体と通過州の部族団体の反対運動は続き、2015年11月に Obama 前大統領は Keystone XL の建設許可見送りを宣言した。

Dakota Access は、米国のパイプライン事業者 Energy Transfer Partners が計画した、North Dakota 州 Bakken 鉱床から South Dakota、Iowa を經由して Illinois 州まで輸送し、メキシコ湾に至る既存パイプラインに接続する原油パイプラインである。2014年7月に計画が報じられ、2015年1月に州と連邦の関係機関への建設許可申請を提出した。同計画に対しては州政府の建設許可取得後も石油漏れによる環境汚染の懸念から農家のほかに多くの先住部族が反対し工事の差止請求を行った。連邦控訴裁判所は、2016年9月に、建設許可の過程で先住部族の意見が十分に考慮されたか精査する、として着工を遅らせるよう指示した。

Trump 大統領は、選挙戦中から、パイプライン建設許可を遅らせ雇用創出の機会を潰したとして Obama 前政権を批判し、就任後直ちに両計画を承認するとともに、今後、エネルギーインフラ計画を迅速に審査・許可すると公約していた。実際、就任4日後の1月24日に、①TransCanada に対し Keystone XL の許可申請再提出を呼び掛けると共に、国務

省に申請を迅速に審査し 60 日以内に可否を判断するよう指示する大統領令、②Dakota Access について、陸軍長官に対し、河川横断部分の建設許可権限を有する陸軍工兵隊が凍結している部分の工事開始を速やかに承認するよう指示する大統領令、③大統領府の環境問題評議会（Council on Environmental Quality: CEQ）議長に対し、今後提出されるインフラ計画が重要インフラに該当するか否かを 30 日以内に判断し、該当する計画は迅速に審査するよう指示する大統領覚書、等 4 件の文書に署名した。

Keystone XL と Dakota Access に関する大統領令は、所管の機関に迅速な審査を命じたに留まり、最終的に建設を許可するよう明示的に指示する内容とはなっていない。しかし、大統領令署名から 2 週間後の 2 月 8 日には早くも陸軍工兵隊が Dakota Access のミズーリ川横断を許可し、翌 2 月 9 日には Energy Transfer Partners が工事を開始する等、連邦行政機関の審査方針が明確に変化した。今後 Trump 大統領により、大統領自身と同じく政府規制の撤廃を志向し環境保護を相対的に軽視する連邦行政機関の政治任用スタッフの任命が進んでいけば、パイプライン建設の審査迅速化および許可件数の増加が予想される。さらに CEQ 議長に宛てたインフラ計画に関する覚書は、パイプラインに限らずエネルギー輸出に要する港湾や鉄道など全てのインフラに適用される。今後、需給や価格環境に応じて企業からエネルギー資源開発や国内供給向けのインフラ、あるいは輸出用インフラの建設計画が提案された場合には、Obama 前政権と比較して、短期間での実現が見込まれる。

5-6-2 上流開発促進

米国内の資源開発は、規制権限の所在の観点から、連邦保有地、州有地、私有地のどこで行われるかで分けられる。連邦保有地における開発は、陸上・沖合ともに、連邦内務省による鉱区リースに参加して企業が鉱区を獲得し、掘削計画を提出して探鉱開発を進める。掘削計画の一環として、健康・安全・環境（Health, Safety and Environment: HSE）対策を含む掘削作業の手順は、連邦内務省が操業ガイドラインの形で規定する。州有地であれば鉱区リースの実施主体は州政府であり、操業ガイドラインの策定も州の権限であるが、多くの州は連邦内務省の操業ガイドラインを採用し、追加的により厳しい環境基準を要求する場合もある。私有地であれば地主が自由に開発企業と契約して資源開発を進めることができるが、掘削時の HSE 対策については所在する州ないし自治体政府の基準が適用される。

そして、連邦領／州有地／私有地を問わず、油・ガス田探鉱開発という事業活動に起因する大気汚染については、大気浄化法に基づき連邦環境保護庁（Environmental Protection Agency: EPA）が規制権限を有している。水質汚染については、連邦法である水質清浄法および飲料水安全法が適用される水資源であれば連邦 EPA が規制権限を有するが、それ以外は州や自治体政府が権限を有する。但し、シェール開発に限り、2005 年エ

エネルギー政策法において「EPA は水圧破碎に伴う水質汚染を水質清浄法に基づいて規制する権限を持たない」と定められたために制度の抜け穴となっている。

近年、シェール開発が進むにつれて、環境面の負の影響として、大気汚染（メタン排出）や水質汚染（河川、地下水への汚染物質の混入）、大量の水利用（取水、または他所からの運搬）に伴う飲料水／農業用水との競合等が指摘された。

これらの懸念に対応して、まず水質汚染については、EPA が 2011 年 10 月に、シェールガス生産における排水の基準を策定する計画を発表した。2011 年初から Wyoming 州 Pavillion のテストサイトで水質調査を開始し、同年 12 月には中間報告として、ピット（泥水・掘屑等廃棄物タンク）の管理不徹底による地下水脈への汚染物質流入の疑いと、ガス井からの汚染物質流入については更なる分析が必要である旨を公表した¹⁰²。しかし 2013 年 6 月に EPA は、同テストサイトでの水質調査を中断し、以降は州に委ねることを発表した¹⁰³。

さらに 2015 年 6 月には、EPA は「水圧破碎が米国内において飲料水に対し広範かつ構造的な影響を及ぼしているとは認められない」とする調査報告を公表した¹⁰⁴。但し、EPA の科学諮問委員会は 2016 年 8 月に、同報告は十分に根拠のあるデータに裏付けられておらず、また「広範」、「構造的」等の表現が曖昧なため、報告書の結論を修正する必要がある、との見解を発表した¹⁰⁵。この勧告を受けて、2016 年 12 月 12 日、EPA は、水圧破碎により飲料水の水質を悪化させ得る影響経路を列挙した最終報告を公表した¹⁰⁶。

この間、2016 年 6 月 29 日、EPA は、同庁が規制権限を有する水資源の範囲を規定する既存の Waters of the United States rule の定義変更により、規制権限を大幅に拡大する規則を公布した¹⁰⁷。これが、Trump 政権が見直し対象に挙げている Waters of the U.S. rule であり、議会共和党も EPA の一方的な規則制定を通じた権限拡張を撤回することを公約に掲げている¹⁰⁸。

¹⁰² EPA news release, 12/08/2011

¹⁰³ EPA news release, 06/20/2013

¹⁰⁴ U.S. EPA. “Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources Executive,” June 2015.

¹⁰⁵ Office of the Administrator, Science Advisory Board. “SAB Review of the EPA’s draft Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources,” August 11, 2016.

¹⁰⁶ U.S. EPA. “Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States,” December 12, 2016.

¹⁰⁷ U.S. Army Corps of Engineers, Department of the Army, Department of Defense; and Environmental Protection Agency. “Clean Water Rule: Definition of “Waters of the United States,” Federal Register Vol. 80 No. 124, June 29, 2016.

¹⁰⁸ EPA の規則制定に対し、共和党議員は立法を通じた同規則廃止を目指したが、Obama 前大統領が拒否権行使を示唆する等、共和党の試みが実現に至らなかった経緯がある。

大気汚染については、燃焼時の温室効果ガス排出量が相対的に少ないとされる天然ガスだが、水圧破砕の工程及びパイプライン、セパレータ等のシェールガス生産過程でメタンが排出され、ライフサイクルでの排出量は石炭よりも多く、シェール開発は環境に悪影響を及ぼす、との議論が提起された。この問題に対しては、Obama 前大統領が 2012 年 1 月の一般教書演説において、環境との調和を図りながらシェールガス開発を推進していくため、省庁横断で適切な環境規制を検討する方針を表明したことを受けて、同年 4 月に EPA が規則制定手続を開始した。

EPA は 2016 年 5 月に新規および再破砕を行う油・ガス井からの、井戸仕上げの工程で圧入したフラクチャリング流体を回収（フローバック）する際に大気中に放出される揮発性有機化合物（volatile organic compound: VOCs）に関する規則を公布した¹⁰⁹。具体的には、フローバック水を回収するための閉鎖系の設備の利用を義務付ける内容であり、これにより VOCs に加えてメタンの漏出も防げる、としている。同規則に対しては North Dakota 等 15 州が、EPA の規制権限を超えているとして無効を主張し提訴している¹¹⁰。

並行して内務省も連邦領において水圧破砕を実施する場合の操業基準を策定し、2015 年 3 月に、水圧破砕に関する操業基準を公布した¹¹¹。これに対し、アメリカ独立系石油協会（Independent Petroleum Association of America）や西部州の石油業者の団体である Western Energy Alliance が提訴した。2016 年 6 月、第一審である第 10 巡回区合衆国控訴裁判所において、内務省には水圧破砕活動を規制する権限がない、とする判決が下り¹¹²、現在は内務省が上訴している状況である。

Trump 政権によるシェール開発に係る規制の緩和措置として、EPA が VOC 規制について原告側主張を受け入れて規則を撤回し、内務省が上訴を取り下げる等の対応、あるいは議会による不承認決議を通じた規則廃止が予想される。

なお、内務省海洋エネルギー管理局（Bureau of Ocean Energy Management: BOEM）が 5 カ年計画に沿って実施する連邦領大陸棚の鉱区リースについて、2016 年 11 月 18 日に Obama 前政権の内務省は 2017-22 年入札計画を告知し、2017 年 1 月 17 日にこれを公布した¹¹³。2015 年 1 月に計画案が告知された時点ではメキシコ湾と大西洋岸及び北極海が入札対象となっていたが、同年 3 月の修正案では大西洋岸が削除され、2016 年 11 月の最

¹⁰⁹ U.S. EPA, Final Rule, Oil and Natural Gas Sector: Reconsideration of Remaining Provisions of New Source Performance Standards, Federal Register Vol. 81 No. 107, June 3, 2016.

¹¹⁰ *North Dakota v. EPA*, Nos. 16-1242 et al. (D.C. Cir.).

¹¹¹ Department of the Interior. “Oil and Gas; Hydraulic Fracturing on Federal and Indian Lands; Final Rule,” Federal Register Vol. 80 No. 58, March 26, 2015.

¹¹² “Obama Fracking Rule Is Struck Down by Court,” *New York Times*, June 22, 2016.

¹¹³ Department of the Interior, BOEM. “2017-2022 Outer Continental Shelf Oil and Gas Leasing Proposed Final Program,” November 2016.

終案では北極海も削除された経緯がある¹¹⁴。共和党内部では、2017-22 年入札計画の改定に向けた要望も出ているが、この問題について Trump 政権の方針は 2017 年 1 月末時点で明らかにはなっていない。

5-6-3 自動車燃料に関する政策

米国が石油純輸入国に転じ、石油危機を経験した 1970 年代以降、一貫して、石油自給率の改善が、米国のエネルギー政策の最重要課題として位置づけられてきた。中でもガソリンは米国内の石油需要の 47% (2015 年時点) を占めており、ディーゼルを含めた自動車用燃料需要は石油需要全体の 60%を占めている。従って、国内油田開発と並んで、燃費改善や代替燃料開発を通じた石油需要削減策は、重要施策である。

石油輸入依存低減に向けた需要側対策として実施されてきたのが、1975 年にエネルギー政策・節約法 (Energy Policy and Conservation Act) に基づき導入された自動車燃費基準である。乗用車および小型トラックを対象とする企業平均燃費基準 (Corporate Average Fuel Economy: CAFE) 制度が中心となっている。各メーカーが米国内で製造または販売する車種別・発売年度 (model year) 別の燃費と販売台数の加重平均を算出し、その値 (ガソリン 1 ガロン当りの走行距離 mile per gallon: mpg で表される) が燃費基準を上回れば達成したことになる。未達の場合、メーカーは「未達幅×当該車種販売台数分」の罰金を支払うことになる。基準値は運輸省道路交通安全局 (National Highway Traffic Safety Administration: NHTSA) が決定し、EPA が各メーカーの平均燃費を測定している。

導入当初、1985年までに平均燃費を倍増することを目標に企業平均燃費基準は年々引上げられた。しかし、国際的な石油需給緩和と価格低迷に伴って、米国内で石油消費節減に向けた危機意識が低下した。1985年以降基準は据え置かれ、CAFEに関して新しい動きが見られたのは、W・Bush政権 (当時) 下で2007年12月に成立したエネルギー自給・安全保障法 (Energy Independence and Security Act: EISA) であった。民主党議員の主導で可決されたエネルギー自給・安全保障法は、2007年時点で乗用車27.5mpg、小型トラック22.2mpgであった平均燃費を2020年までに35mpgまで引き上げる国家目標を定めた。

同時に、石油会社に対し、米国内で販売されるガソリン・軽油へのバイオ燃料の混合を義務付ける制度 (再生可能燃料基準、Renewable Fuel Standard: RFS) が強化された。2005年エネルギー政策法で、2006年の販売量40億ガロン (1ガロン=約3.8リットル) から2012年には75億ガロンまで拡大することが定められ、2007年EISAにより、2022年に360億ガロン (うち210億ガロンは食料を原料としない次世代バイオ燃料) と目標が引き上げられた。

¹¹⁴ BOEM. “2017-2022 Outer Continental Shelf Oil and Gas Leasing Proposed Final Program,” January 2015 および March 2015

Obama前大統領は2009年5月に、2012～16年型車の燃費基準を毎年5%ずつ引き上げ、EISAの定める2020年35mpgの国家目標を4年前倒して2016年に35.5mpgを達成する方針を公表した¹¹⁵。さらに2010年5月には、より長期の燃費基準強化に着手し、2012年10月に、2025年型車の時点で54.5mpgへと段階的に引き上げる2017～25型車の燃費基準が公布された。

しかし、2016年7月、運輸省は、2025年時点で54.4mpgという燃費基準の達成が困難との見通しを公表した¹¹⁶。燃費基準が検討された2010～12年当時は原油が\$100/bbl程度の高価格水準にあり、ガソリン価格も高く、消費者は低燃費車への指向を強めていた。しかし原油価格が2014年後半に急落し、2015～16年を通じて\$50/bbl近傍に留まった。これに伴いガソリン価格も下落し、消費者が効率の悪い大型車に回帰したため、販売実績に基づき測られる燃費基準の達成が困難になったものである。Obama前政権下で2017～25型車燃費基準を緩和するか否かが検討されたが、2017年1月13日にEPAは基準を修正しないことを決定した¹¹⁷。これに対し、自動車製造会社、自動車ディーラー業界等は議会共和党およびTrump政権に対し、燃費基準の見直しを要望している。Trump大統領は2017年2月末時点でこの問題について方針を表明していない。

同時に、自動車燃料を巡っては、前述のRFS制度も問題となっている。2008年から2014年にかけて、燃費基準強化およびガソリン価格高騰を背景とした消費者の低燃費車志向により米国内のガソリン・軽油消費量が減少した。RFS制度では、EPAが毎年、米国内で販売されるガソリン・軽油に混合すべきバイオ燃料の量を決定し、ガソリン・軽油の販売事業者が、販売量に応じたバイオ燃料販売義務を負うと共に、超過／未達の場合にはクレジットとしての繰越ができる仕組みとなっている（最長5年で失効）。つまり、毎年のバイオ燃料販売量を達成するために必要なバイオ燃料混合比率は、より高いものとなった。

他方、車体および燃料供給設備の安全上の理由から、ガソリンへのエタノール混合比率は10%が実質的な上限となっている。EPAは2010年に、2001年型車以降の自動車ではエタノール15%混合燃料を問題なく使用できるとする調査報告を出したが、エンジンの腐食等の問題が起きた場合の製造物責任を燃料供給事業者が問われること、エタノール15%混合燃料に対応したインフラの建設が素材調達等の制約等で遅れていることから、2016年時点も米国の大半の地域で10%が上限となっている。石油会社のガソリン販売量に占めるエタノール販売義務量は既に2010年に10%に達しており、ブレンドの壁（blend wall）と呼ばれる状況が生じている。加えてバイオ燃料販売義務未達によるクレジット繰越が続き、5年の失効期限

¹¹⁵ The White House Office of the Press Secretary. “President Obama Announces National Fuel Efficiency Policy,” May 19, 2009.

¹¹⁶ Auto Blog. “Government abandons 54.5-mpg CAFE standard,” July 18, 2016.

¹¹⁷ EPA news release. “Carbon Pollution Standards for Cars and Light Trucks to Remain Unchanged Through 2025 - Standards offer savings for U.S. consumers; automakers can comply at lower than expected costs,” 01/13/2017.

が到来して石油会社が損失を負う事態も生じており、石油会社がEPAへのバイオ燃料販売義務免除の要望・訴訟を起こし、議会でもエネルギー自給・安全保障法の目標の引下げが提案されている。

Trump大統領は、選挙戦中に、RFS制度は中小石油企業に負担を負わせて大手石油企業を利する制度だ、と批判したことがあったが、事実認識の誤りを指摘されて発言を撤回して以降、バイオ燃料について方針を示さなかった。しかし、2017年2月21日、Trump大統領は、米国のエネルギー自給及び雇用・国内経済政策の観点から、エタノールを重視しており、RFS制度について問題点を明らかにして改善する、と発言した¹¹⁸。他方で、2017年に入り、保守的シンクタンクからはRFS制度の廃止の提言が出されており、Trump大統領のアドバイザーを務める投資家Carl Ichan（石油精製業に多額の投資を行っている）もRFS制度の大幅な修正が必要と指摘している。RFS制度の根拠であるEISAの法改正の責任を負う議会が今後どのように対応するのか、注目される場所である。

5-6-4 対中東政策

Trump 大統領は、2016年の選挙戦を通じて一貫して、Obama 前政権が国連常任理事国及びドイツ（P5+1）と欧州連合（EU）と協力して成立に漕ぎ着けたイラン核合意（Joint Comprehensive Plan of Action: JCPOA）を非難し、核合意の破棄を公約していた。さらに共和党の綱領にも、イラン核合意は議会の批准を得ていないため条約に該当せず、かつ、核合意後もイランは国外のテロ活動を支援しているため、あらゆる選択肢を排除しない、として核合意の破棄を仄めかしていた。このため、Trump 政権がイラン核合意を破棄し、対イラン制裁が再び強化されイランの原油生産能力拡大に向けた投資が阻害される可能性、あるいは、イランが再び核開発への意欲を露わにし、欧米及びアラブ諸国とイランの間で、軍事的衝突のリスクが高まる可能性、などが懸念されていた。しかし2017年に入って、米議会の共和党指導部からは、イラン核合意は維持することが好ましい、とする発言が相次いでおり、議会では核兵器開発ではなく、イランによるミサイル開発等の別の口実により制裁を強化する動きがみられる。Trump 政権も、イラン核合意の厳格執行、すなわち米国側が破棄するのではなく、イラン側の合意不遵守の事実を探し出して将来の制裁強化につなげる政策へと、対イラン強硬策の中でも若干の方針転換を見せている。従って、当面、イランの原油生産能力拡大の成否を左右する要素としては、核合意に基づき経済制裁を緩和した欧州諸国との貿易・投資関係の回復で十分か、という点の見極めが重要になる。

エネルギー政策と関わる対中東姿勢として、Trump 政権は「OPEC および米国に敵対的な国への依存から脱却する、同時に対テロ戦争の一環として、湾岸の同盟国と建設的な協力関係を築く」としている¹¹⁹。湾岸の同盟国が具体的にどの国を指すのか、明らかにさ

¹¹⁸ "Trump backs EPA ethanol program," *Washington Examiner*, February 21, 2017.

¹¹⁹ The White House (2017). op.cit.

れてはいないが、移民・難民の入国制限に関する大統領令が、サウジアラビア、UAE、クウェート、カタール等の主要湾岸産油・産ガス国に適用されなかった点、及びサウジアラビア、カタール、UAE、ヨルダンについては就任後 1 カ月の間に首脳会談が実現していることに鑑みて、伝統的な同盟国が引き続き重視されるものと推測できる。

この点、湾岸のアラブ諸国を刺激する要因として懸念されるのが、Trump 大統領の親イスラエル姿勢と、シリアに対する米国の関与の行方である。

イスラエルについては、Trump 大統領は米大使館のエルサレム移転計画を表明し、イスラエル-パレスチナ関係について「2 国家共存でも、1 国家でも当事者の決定に委ねる」と発言した。しかし、大使館移転については固執しない、と発言を修正し、パレスチナ問題についても Mattis 国防長官が、従来の外交方針である「2 国家共存」を堅持する旨を表明している。Trump 政権の人事が進むにつれて、極端な現状変更を求めない現実的な人物の意見が反映されていくと推測される。

他方、シリアについては、Assad 政権を支持するロシアに対し、Obama 前政権は反体制派を支持してきたが、その反体制派が拠点を失ったため、シリア政策の失敗として共和党が批判してきた。Trump 大統領が Putin 大統領との関係強化、米ロ関係改善の意欲を示す中、仮に米ロ接近により、米国がイスラム教シーア派の Assad 政権存続容認へと方針転換した場合には、スンニ派の大国サウジアラビアをはじめとするアラブ諸国の反発が懸念された。しかし、米国内では、Trump 政権のロシアとの接し方自体が政治問題化しており現時点（2017 年 2 月末）では、米国のシリアへの関与がどのようになるのか不透明であるため、今後も注視する必要がある。

第6章 原油価格と金融要因について

原油価格に影響を及ぼす要因として、伝統的な要因である需給ファンダメンタルズ及びリスク事象に加え、2000年代半ば頃からは金融要因も注視されるようになった。本章では、この金融要因に注目し、金融政策による原油市場への影響、主要な金融指標（株式及び為替）と原油価格の相関性、及び、投資マネーの流入による原油市場への影響といった観点から金融要因がどのように原油市場へ影響を及ぼすかについて考察する。

6-1 金融緩和／金融収縮と原油価格の関係

6-1-1 金融政策と原油価格の関係

欧米の原油先物市場は、主に米国連邦準備制度理事会（Federal Reserve Board: FRB）や欧州中央銀行（European Central Bank: ECB）の金融政策の動きに注目している。特に、米国の金融政策は、世界経済への影響が大きく、原油はドルで取引されていることから重要視される。

米国では、リーマンショック後、低金利政策（実質ゼロ金利政策）に加えて、国債の買入も実施された。FRBは2008年末から15年にかけてフェデラルファンド金利（federal fund rate: FF金利）の誘導目標を0.00～0.25%に抑えた（図表6-1）。加えて、3回に亘る量的緩和政策も実施された。2008年11月から2010年6月に行われた第一次量的緩和策（Quantitative Easing 1: QE1）では\$1兆7,250億の国債および住宅ローン担保証券（Mortgage Backed Securities: MBS）、QE2（2010年11月～2011年6月）では国債\$6,000億、QE3（2012年9月～2013年10月）では雇用環境の改善を目的として\$450億の長期国債及び毎月\$400億のMBSを、それぞれ購入した。そして、2015年12月、FRBは9年半ぶりにFF金利誘導目標を0.25ポイント引き上げ、0.25～0.50%とした。

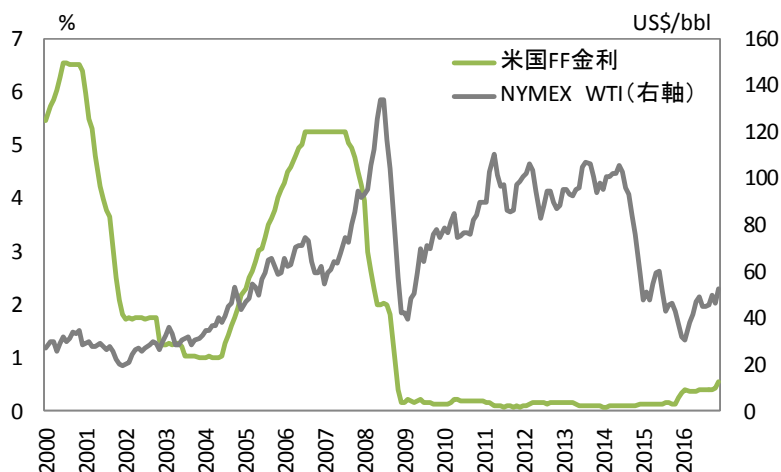
しかし、その後は、新興国経済の減速や金融環境の引き締まりが米国経済に負の影響を与えかねないという警戒感から、2回目の利上げは見送られた¹²⁰。FRBは、2016年11月2日に開催した米連邦公開市場委員会（Federal Open Market Committee: FOMC）で、「利上げの条件が整ってきた」と指摘しつつも、金融政策の現状維持を決め、追加利上げを見送った¹²¹。FRBは、9月下旬の前回会合で、2016年に1回の利上げを中心シナリオとして提示しており、年内のFOMCは12月13～14日の会合しか残っていないことから、12月の利上げが示唆された。11月の米国大統領選の結果次第では金融市場へ影響が及ぶ可能性もあるため、その結果を見極めることとなった。そして、12月14日、FOMCにおいて、1年ぶりに0.25%の利上げが決定され、FFの誘導目標は年0.25～0.50%から0.50

¹²⁰ 野村アセットマネジメント（2016年5月）「投資環境レポート」Vol.216

¹²¹ 「米FRB、追加利上げ見送り 12月の可能性示唆」日本経済新聞 2016年11月3日

～0.75%に引き上げられた¹²²。発表された政策金利見通しでは、2017年に3回、18年も3回の利上げを見込んでおり、引締めのパースが加速するとみられる。Trump政権下での財政拡張策によって米国経済のインフレ圧力が強まるとの観測が背景にある。

図表 6-1 米国政策金利と原油先物 WTI 価格



(出所) US Federal Reserve Board 及び EIA のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

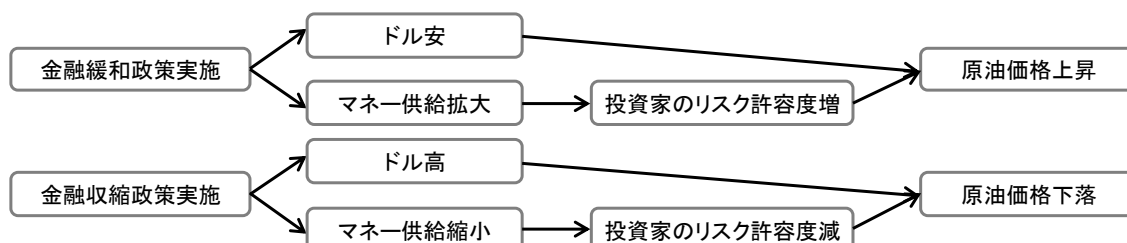
米国の金融緩和／収縮政策による原油価格への影響としては、それぞれ2つのルートが考えられる(図表 6-2)。まず、米国で金融緩和政策が採られた場合、一つ目のルートは、新興国のような高い成長率が期待される国、もしくは、高い金利を有する国へとドルが流れ、ドル安となる。原油はドルで取引されるため、ドル以外の通貨で見た場合の原油の割安感が上昇すると、買いが促進され、原油価格の上昇を招く。二つ目のルートは、金融緩和政策の下では、潤沢な資金を持った機関投資家などの金融資産への投資に対するリスク許容度が高まり、相対的に価格変動リスクが高い原油先物のような商品市場に対して多くの資金が流入し、原油価格を引き上げる。つまり、伝統的な資金運用の主体を担ってきた債券や株式に代わり、価格上昇期待が高まる商品先物市場へ資金流入が加速する。例えば、2000年代初めの「IT バブル」崩壊で景気の悪化が懸念された際、政策金利が引き下げられたことが、余剰資金となるマネーが原油先物市場に流入し、原油価格を引き上げた要因とみられる。また、2010年末に原油市場が\$100/bblを何う展開を見せ始めた背景として第二次量的緩和政策 QE2 の実施による大量の資金の流入があったとも言われている。

一方、米国で金融引締め政策が採られる場合は逆のパターンが考えられる。金融引締め政策によって政策金利の引き上げが行われれば、景気の先行き不安が拭えない新興国よりも、景気が上向いている米国が投資環境としては好ましく、ドルを買うという思惑が働く。ドル高になれば、ドル安の時とは逆に、ドル以外の通貨で見た場合の原油の割高感が上昇し、原油の売りが進み、原油価格が下落する。また、利上げによって資金が借りにくく、資金

¹²² 「米 FRB、1年ぶり利上げ 0.25% 全会一致」日本経済新聞 2016年12月15日

流通が停滞すると、投資家のリスク回避姿勢が強まる。その結果、高リスクとされる原油先物よりも債券や株式市場が好まれるようになり、原油先物の売りが進み、利上げは原油価格の下方圧力となる。

図表 6-2 米国金融緩和／収縮政策による原油価格への影響



(出所) 日本エネルギー経済研究所

6-1-2 金融政策によって原油市場が影響を受けた事例

2016年に入ってから原油市場が金融政策の動向に影響を受けた事例を図表 6-3 に示す。原油市場は主に米国 FRB の動きに左右されているといえる。まず、3月16日には、FOMC が政策金利を据え置きし、年内の利上げ見通しが4回から2回に半減することを示唆したことからドル安・ユーロ高が進行し、原油相場を押し上げ、原油先物 (WTI) は前日比\$2.12 高の\$38.46/bbl へと上昇した。4月6日は、同日公表された3月の FOMC の議事要旨において4月の利上げが示唆されていなかったことを受け、下落したドルが原油相場を下支えし、前日比\$1.86 高の\$37.75/bbl へと上がった。2016年の FOMC 開催3回目となる4月27日は、追加利上げ見送りが発表され、これに伴うドル安を背景に、WTI は前日比\$1.29 高の\$45.33/bbl へと上昇した。しかし、5月18日、この4月に行われた FOMC の議事要旨が発表され、6月開催の FOMC で追加利上げの可能性を議論していた様子が明らかになると、市場の想定より早い時期での利上げが意識され、リスクの高い資産の売りが進み、WTI は前日比\$0.12 安の\$48.19/bbl へ下げた。FRB は、6月15日、2016年および2017年の経済成長見通しを引き下げたが、政策金利の据え置き及び年内2回の利上げ方針の維持を決めたことが WTI を圧迫し、前日比\$0.48 安の\$48.01/bbl となった。10月4日には、FRB による年内の利上げが意識され、米長期金利が上昇し、ドル高に伴う原油価格の割高感から WTI は前日比\$0.12 安の\$48.69/bbl へと下落した。そして12月14日、FRB が1年ぶりに0.25%の利上げを決定したことを受けて、ドル高となり、WTI は\$51.04/bbl と前日より3.66%下落した。

図表 6-3 金融政策によって原油価格が影響を受けた事例（2016年）



（出所）日本エネルギー経済研究所

また、原油市場は Yellen FRB 議長の発言も判断材料としている。2016年3月29日、Yellen 議長が New York で講演を行った際、利上げ対応には「慎重」を期すと発言したことが、追加利上げにさらに時間がかかるかもしれないと受け取られ、ドルが売られ原油先物の支援材料となった。6月6日には、Yellen 議長が、5月の米国雇用統計の低調さに触れつつも、2016年に緩やかな金利上昇を見込んでいると発言したことを受けてドルが買われ、供給懸念や米国原油在庫の減少によって押し上げられていた WTI の上げ幅が抑えられた。8月25日は、翌26日に Yellen 議長が Wyoming 州 Jackson Hole で開かれる年次経済シンポジウムで行う講演で、米国の追加利上げ時期を遅らせる可能性を示唆するのではないかと観測を背景にドル安が強まり WTI を押し上げた。しかし、講演当日、Yellen 議長は「利上げへの論拠が強まってきた」と発言したことから、早ければ9月の FOMC で利上げに踏み切る可能性が浮上しドル高となった。

このように原油市場は米国の金融政策によって大きく影響を受けていることが伺えるが、年に8回開催される FOMC を受けて、毎回、原油市場が反応するとは限らないようである。2016年1月27日、FOMC が政策金利据え置きを決定し、エネルギー価格低下による物価押し下げ圧力は一時的との見通しを維持したが、原油市場では材料視されなかった。また、11月1~2日も FOMC が開催されたが、原油市場で目立つ反応はみられなかった。恐らく、先物市場は2016年開催の最後となる12月の FOMC での利上げを織り込んでいたためと考えられる。

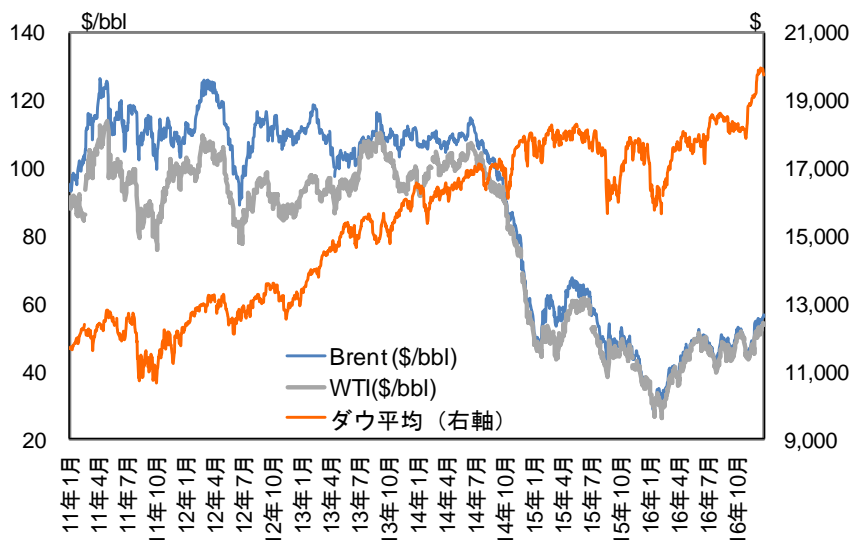
上述の FRB の政策に比べると材料視される頻度は少ないが、ECB の金融政策による影響は、株価や為替を通じて、原油相場に効いてくる。ECB が金融緩和政策をとる場合、ユーロがドルに対して下落するため、ドルで取引される原油市場では売り圧力が強まる。例えば、2015 年 1 月 2 日、ECB の追加金融緩和観測を背景にドル高が進み、原油市場での売りを促した。同年 9 月 3 日には Draghi ECB 総裁が量的金融緩和政策の維持を言及したことからユーロ売り・ドル買いが加速したことが原油相場の上値を抑えた。2016 年では、1 月 21 日、Draghi 総裁が、3 月の理事会で金融政策スタンスの見直しが必要になると明らかにしたことを受けて、追加量的緩和への期待から欧米株が反発し、株高を受けたショートカバーで WTI は前日比\$2.98 高の\$29.53/bbl へと急伸した。

6-2 株式市場・為替市場と原油価格の関係

次に、原油価格に影響を及ぼす一要因として考えられる株価及び為替レートとの相関性について考察する。これら金融指標は経済活動と密接に関わることから、原油先物市場において材料視されている。この二つの主要な金融指標がどのように原油価格に影響を及ぼすかを捉え、定量的に原油価格と金融指標間の相関性を示す。

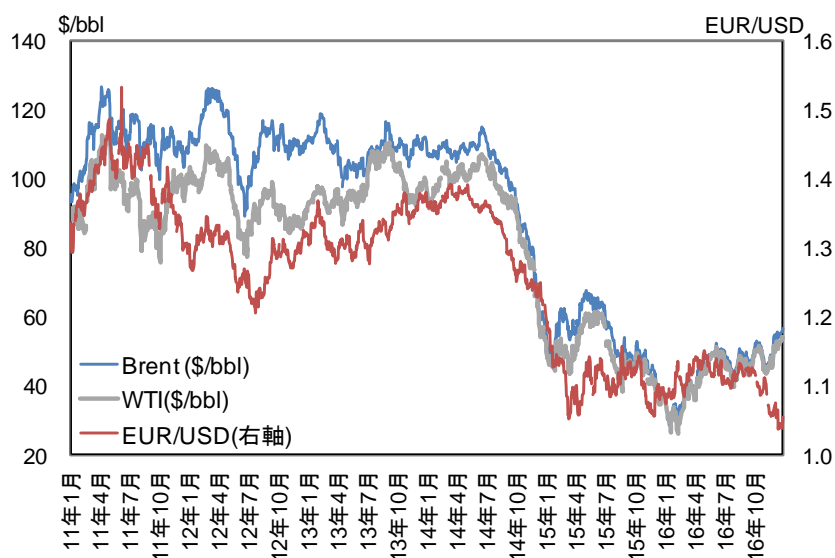
一般的に、株価と原油価格は同じ方向に動く、つまり、正の相関関係が存在する、と考えられる。株価には経済状況が反映するため、経済が好調であれば株価は上昇し、逆に、不況であれば株価が下落する傾向がみられる。株価の上昇は、経済活動に対する期待が高まっていることを示唆しており、経済活動が活発になれば、将来の石油需要が高まると予想され、原油先物の買いが進み、原油価格が上昇する。他方、株価が下落すると、経済の先行き不透明感が意識され、原油需要の低迷が予想される結果、原油先物の売り圧力が膨らみ、原油価格は下落する。図表 6-4 は、指標原油である WTI と Brent、及び、Dow Jones 工業株価平均（以下、ダウ平均）の推移を比較したものである。指標原油とダウ平均は、その上昇及び下落傾向において、大まかにではあるが類似した動きをしていることが確認できる。但し、株価が一定期間下落を続けている局面においても、市場に資金が大量に供給されている場合は、株式に代替する投資先（オルタナティブ投資先）として商品先物市場に資金が流入し、価格が上昇するケースがあることも指摘しておく。

図表 6-4 原油価格と株価（ダウ平均）の推移



(出所) EIA、ICE、Yahoo! Finance のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

図表 6-5 原油価格と為替レートの推移



(出所) EIA、ICE、Federal Reserve Board のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

もう一つの主要な金融指標である為替レートは、商品市場において原油は米ドル建てで売買されるため、重要な指標となっている。例えば、米ドルが他の通貨に対して安くなると、原油価格の水準は同じであってもその相対的な価格が割安となるため、これを利用して原油を買う取引が増え、原油価格を押し上げる。逆に、ドル高が進むと、原油が割高となるため、買い圧力が抑制され、原油価格を引き下げる。図表 6-5 は、WTI 及び Brent 価格と為替相場との関係を示したものである。為替レートがドル安に動く局面では原油高の傾向を辿り、逆にドル高に動く局面では原油安になる傾向が見られる。原油価格と為替

相場は、互いの価格変動をヘッジしあう関係にあることが、連動性を高めていると考えられる。また、為替相場は、株式市場の動きにも関連している。もし、米国の株価が上昇すれば、今後の米国経済の成長が期待されることから、通貨であるドルが買われ、ドル以外の通貨に対してドル高となる。逆に、米国の株価が下落すればドルも売られ、ドル安となる関係がみられる。

図表 6-6 は、原油価格とこれら金融指標に関して、2000 年から 16 年までの相関係数を年次で計算したものである。原油価格（WTI）と株価は、2000 年代半ばまでは、負の相関関係がみられたが、投資マネーが商品市場へと流入してきた 2000 年代半ばから後半には、WTI 価格と株価の正の相関係数が顕著に高まっている。一方、原油価格と為替レートとの間では、2006 年以降は正の相関関係にあるが、2007 年から 2009 年、及び 2014 年に、高い正の相関係数がみられるものの、これら以外は、相対的に相関係数が低い年が多くみられる。

図表 6-6 原油価格（WTI）と金融要因の相関係数（年次）

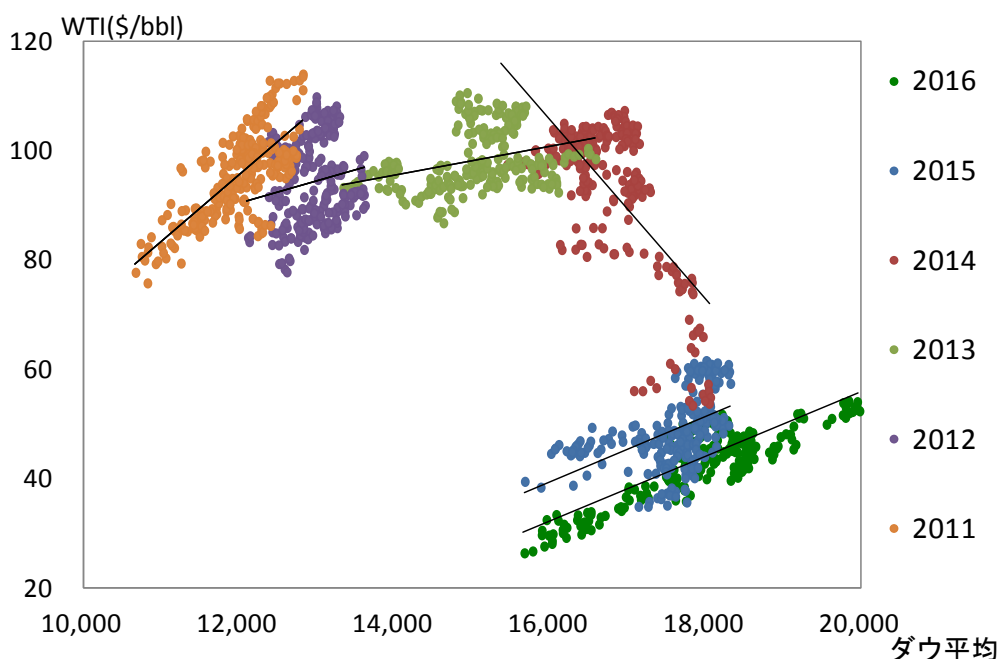
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
株価 (ダウ平均)	-0.28	0.63	-0.62	-0.29	-0.50	-0.03	-0.55	0.59	0.77
為替 (EUR/USD)	-0.61	0.12	0.72	-0.15	0.23	-0.66	0.14	0.96	0.85

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
株価 (ダウ平均)	0.84	0.88	0.74	0.17	0.34	-0.68	0.49	0.83
為替 (EUR/USD)	0.93	0.46	0.36	0.59	0.22	0.88	0.21	-0.14

(出所) EIA、Federal Reserve Board、Yahoo! Finance のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

図表 6-7 は、原油価格が高油価時代に入った 2011 年から直近の 2016 年までの日々の原油価格（WTI）とダウ平均をプロットし、年毎に線形近似曲線を導いたものである。原油価格と株価は、2014 年以外の 5 年、つまり、2011、12、13、15、16 年は概ね正の相関関係にあったことがわかる。しかし、原油価格と株価の間にいつも正の相関関係があるとは限らない。原油価格が急落した 2014 年は、株価が全般的に上昇基調であったのに対し、原油価格は下半期に下落の一途を辿ったことから、図表上では負の相関性が示されている。2014 年半ば以降の原油価格の下落には原油の供給過剰という要因が強く働いたためと考えられる。図表 6-6 においても、2014 年の原油価格と株価の相関係数は負となっている。

図表 6-7 原油価格と株価（ダウ平均）

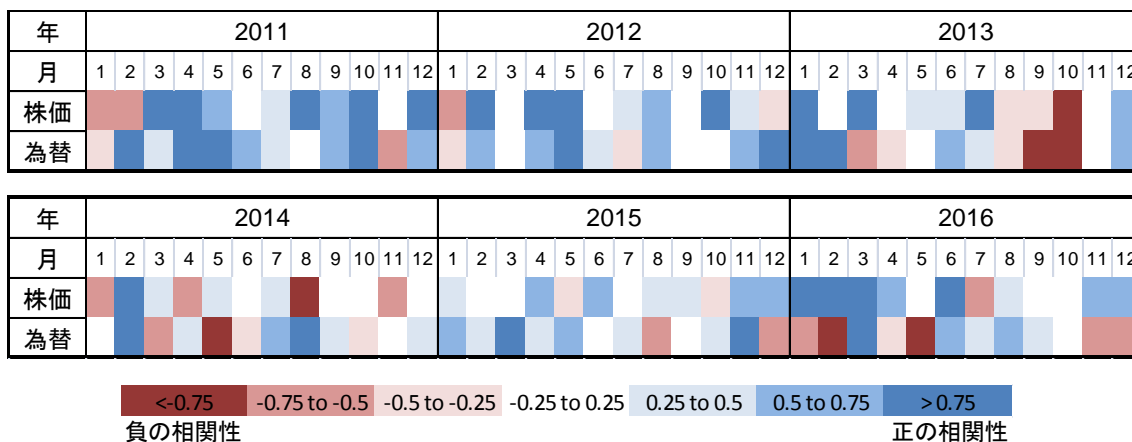


（出所）EIA 及び Yahoo! Finance のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

さらに、図表 6-8 は、原油価格と金融要因（株価及び為替）に関して、2011 年から 16 年までの相関性を月次で計ったものである。正の相関性が高い程青色が濃く、負の相関性が高い程赤色が濃くなり、相関性が低い部分は白色で示されている¹²³。この図表から、全体的な傾向として、正の相関性がみられる月が多いということが指摘できる。しかし、その他に原油価格と金融要因の相関係数において、相関性の正負や強さには一定の特徴を見出すことは難しい。株価と為替、同じ金融要因であっても、原油価格の推移との間で、正負逆の関係性がみられる月もある。また、相関性が負もしくは低かった月も見られる。例えば、原油価格とダウ平均の相関係数では、2014 年は 8 月以降、負もしくは低い相関係数の月が同年末まで続いており、この時期、株価は原油市場にあまり影響しなかったことが伺える。原油価格と為替の相関係数においても、2016 年前半は負の相関性が強く、半ば以降は、正の相関関係であっても、その係数は比較的低くなっている。以上のことから、金融要因は、原油市場に影響を及ぼす重要な指標であるが、あくまでも一つの判断材料であって、必ずしもいつも強い影響を及ぼす要因ではないと推察される。

¹²³ US Energy Information Administration の レポート“What Drives Crude Oil Prices?” における分析を参照。 http://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/financial_markets.cfm

図表 6-8 原油価格（WTI）と金融要因の相関係数（月次）の推移

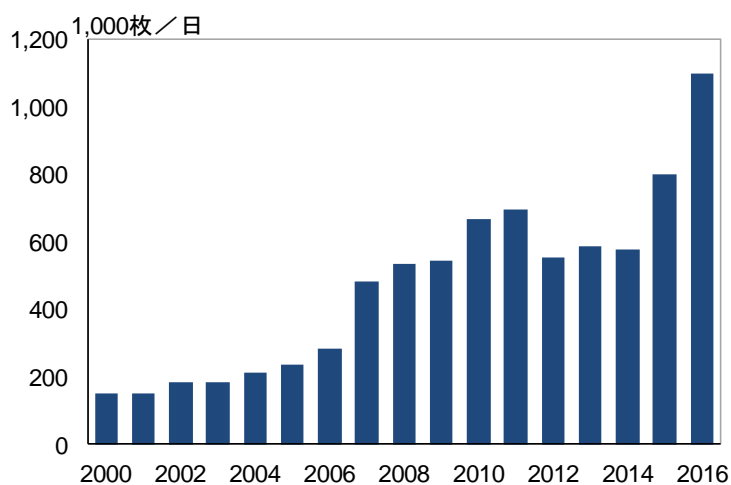


(出所) EIA, Yahoo! Finance、Federal Reserve Board のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

6-3 原油市場への投資マネーの流入の影響

6-3-1 投資マネーが原油市場へ流入した背景

図表 6-9 NYMEX における原油出来高の推移 (2000~2016 年)



(出所) CME のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

原油は、実際に消費される財としてだけでなく、投資の商品として取引される。原油先物市場への投資マネーの流入は、2000 年代に入ってから動きである。NYMEX において、1983 年 3 月に上場された原油先物（WTI）は、商品先物取引の中で、一商品として世界最大の出来高（volume）を誇っている。WTI 原油の出来高は、2000 年 148,123 枚/日（1 枚=1,000bbl）から 2016 年は 1,098,287 枚/日と 7.4 倍まで増加している（図表 6-9）。

このような状況をもたらした理由として、伝統的な資金運用の主体であった株式・債券

市場から原油を含む商品先物市場へ投資が加速したことが挙げられる。2000年や2002年は、世界株式市場が低迷する中、コモディティ市場は良好であった（図表6-10）¹²⁴。また、それまで、コモディティ市場は金融市場に比べ流動性が低いことが投資家参入の障壁となっていたが、先物市場のインフラが整備・改善されたことが、取引の迅速化やコスト削減につながり、投資家参入を促した¹²⁵。2003～2004年にかけて、コモディティ・インデックスやETF（Exchange Traded Fund：コモディティの現物資産の裏付けのある上場投資信託）等の新たな投資の枠組みが普及したことが、市場の流動性を高め、年金基金のような長期に亘って投資を行う機関投資家や、短期的な価格変動を収益機会として捉える投資ファンド等、新たな市場参加者も招いた¹²⁶。このようなコモディティ投資商品の導入を契機として、国際的な金融緩和の環境下で、リスクを分散しながら、高いリターンを追及する投資家によってコモディティ投資が拡大したとみられている。一般に2004年頃から原油先物の金融商品化（financialization）が始まったとされており、2000年代半ば以降、WTI価格と株価の正の相関係数が顕著に高まっていることは、原油先物が、伝統的な金融資産を代替する資産として位置づけられるようになったことの現れと考えられる¹²⁷。

図表 6-10 年次収益率 (%)

カテゴリー	指数	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
コモディティ	S&P ゴールドマン・サックス商品指数	+50	▲32	+32	+21	+17	+26	▲15
	ダウ・ジョーンズ商品指数	+32	▲20	+26	+24	+9	+21	+2
世界株式	MSCI AC ワールド指数	▲15	▲17	▲21	+32	+13	+9	+19
世界債券	シティグループ世界BIG債券指数	+9	+7	+9	+3	+5	+3	+2

（出所）寺田・清水（2007）

サブプライムローン問題が顕在化した2007年以降については、株式・債券市場の運用利益が低迷したため、コモディティ市場への投資が活発になり、原油先物市場へも投資マネーの流入が拡大した。図表6-11をみると、2007年半ばから2008年9月のリーマンショックにかけて、株式（S&P500）のリターンが下落傾向にあったのに対し、商品ファンド（S&P GSCI）のリターン及びWTIは上昇傾向を辿っており、相反する動きにあったこ

¹²⁴ 寺田恭・清水季子（2007）「コモディティ市場のモニタリング～国際金融市場動向を理解する視点から～」日銀レビューシリーズ2007-J-10、日本銀行HP

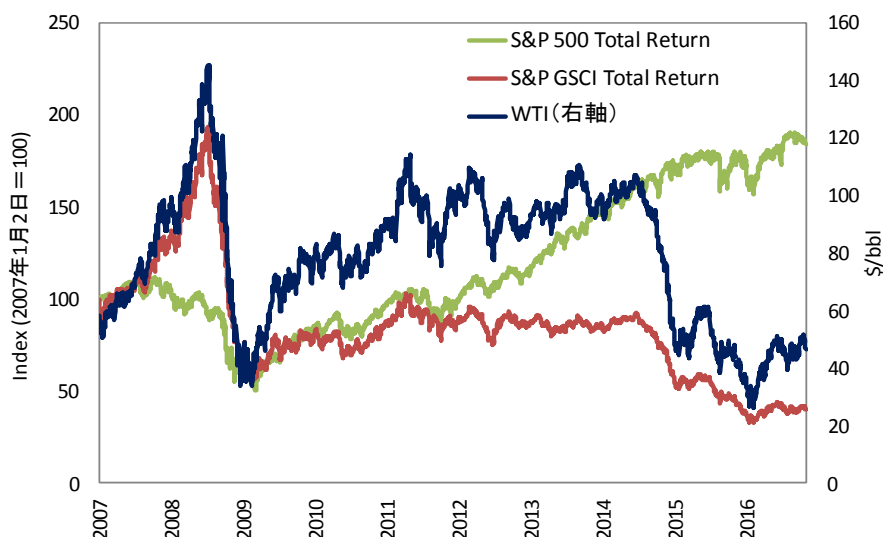
¹²⁵ 木村武・木全友則・稲村保成・武藤崇（2011）「最近の国際商品市況上昇の背景 - 世界的に緩和した金融環境とコモディティの金融商品化の影響 -」日銀レビューシリーズ2011-J-2、日本銀行HP

¹²⁶ コモディティ・インデックスを構成するコモディティの中でエネルギーのウェイトは高く、その中でも原油が最も高いものが大半である。これは原油先物市場の流動性が高いこと、及び、コモディティの中で消費・生産額が最大であるためだと考えられる。

¹²⁷ 商品先物の金融商品化とは、ヘッジファンドや年金ファンドなどによって主として株式・債券等の金融市場で運用されていたマネーが商品先物市場にも投入されるようになること。

とがわかる¹²⁸。しかし、リーマンショック以降は、投資家の伝統資産への回帰がみられ、株式（S&P500）のリターン指数も上昇している。

図表 6-11 株式（S&P500）、商品ファンド（S&P GSCI）のリターン指数

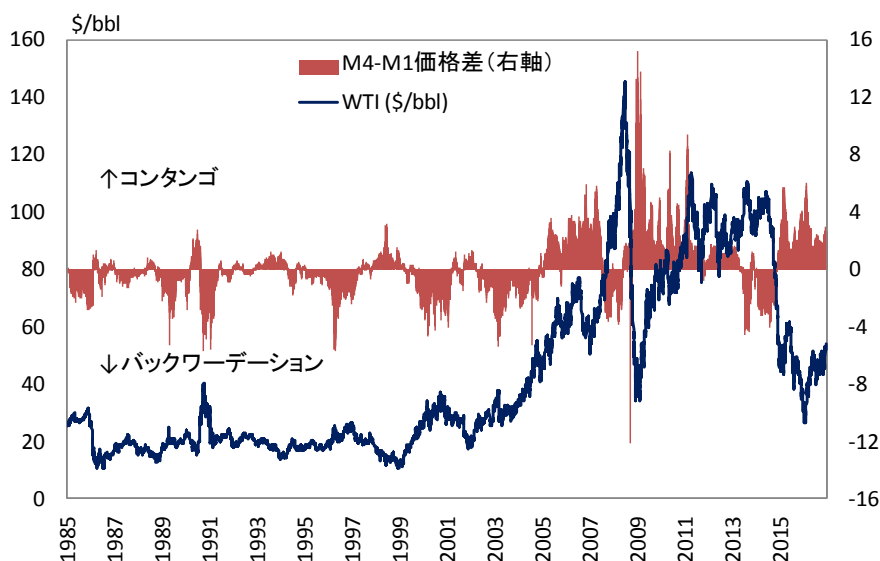


(出所) S&P Dow Jones Indices 及び EIA のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

新たな投資商品及び市場参加者の拡大に加え、コモディティ価格の先高が期待される事も、当コモディティに対する投資が活発になる要因として指摘される。一般に、コモディティの先物カーブにおいて期先物が期近物より高いコンタンゴ (contango) の状況の際、先物取引の拡大傾向がみられる。WTI 原油価格が\$10~30/bbl で推移していた時期 (オイルショック以降 2000 年頃まで) は、原油価格が将来上昇するという見方はされておらず、期近物が期先物よりも高いバックワーデーション (backwardation) の状況が多かった (図表 6-12)。しかし、原油先物市場へ投資マネーが流入するにつれて、2005 年頃からコンタンゴの状況がみられるようになり、2014 年夏以降の油価急落後の同年 11 月からコンタンゴが続いた。足元 (2017 年 2 月) では、OPEC の減産効果によって需給が引き締まるとの見方からバックワーデーションもみられるようになっている。

¹²⁸ S&P GSCI は、Standard & Poor's Goldman Sachs Commodity Index の略。エネルギー関連のウェイトが相対的に大きい。

図表 6-12 WTI 価格及び期近物（M1）と期先物（M4）の価格差の推移



(注) M1 は第 1 限月、M4 は第 4 限月を示す。
 (出所) EIA のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

6-3-2 NYMEX におけるプレイヤー別原油先物取引の動向

次に、投資マネーの原油先物市場への参加動向を理解するために、NYMEX の原油先物取引をプレイヤー別に概観する。米国商品先物取引委員会（CFTC）は、建玉明細報告（Commitments of Traders Reports）における報告義務者の区分を、「当業者」（Commercial）と「非当業者」（Non-Commercial）に大別している。当業者には「生産者／流通・販売業者／精製業者／需要家」（Producer/Merchant/Processor/User）及び「スワップ・ディーラー」（Swap Dealer）が含まれ、非当業者には「資産運用者」（Money Manager）及び「その他報告義務者」（Other Reportables）が含まれる。

これらのプレイヤーの市場への参加の仕方にはそれぞれ傾向がみられる。Producer/Merchant/Processor/User には、生産企業のように自社が生産する原油の販売価格をヘッジ（売りヘッジ）したい事業者、及び、精製企業のように調達する原油の調達価格をヘッジしたい（買いヘッジ）事業者が存在する。Swap Dealer とは、先物市場において取引を仲介する事業者を指しており、投資銀行が多い。個別の売買注文を相対で仲介している Swap Dealer は、その仲介事業で生じた売り・買いバランスを先物市場でポジションをとる（ヘッジする）ために参加している。Money Manager は、基本的には長期的な資産運用を目的として先物市場に投資を行うため、買い持ち（ロング）のポジションを取ると理解されている。

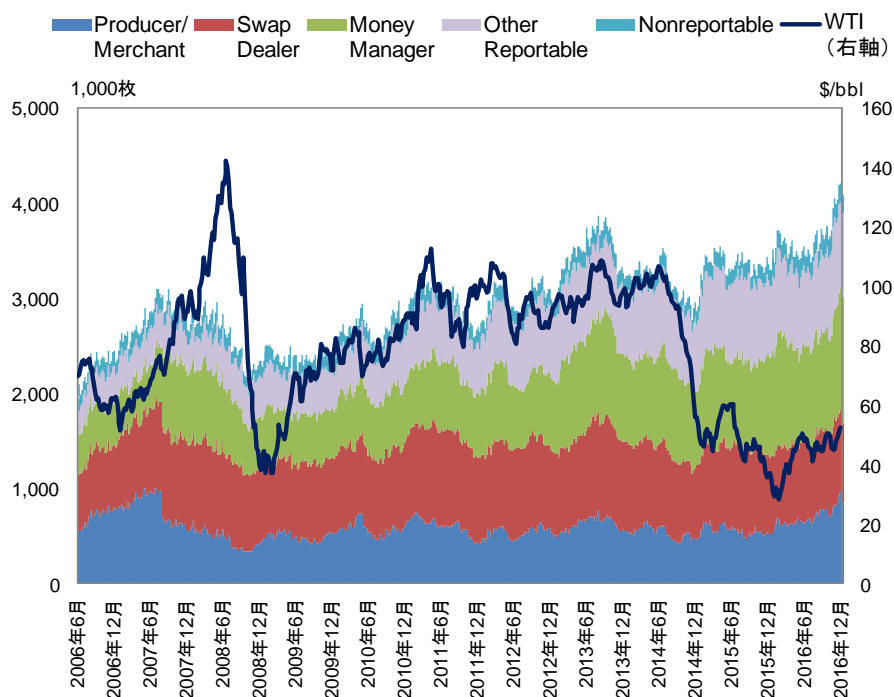
このような区分は CFTC で 2009 年 9 月より導入されている。2008 年にみられた原油

価格の乱高下 (volatility) は、投機的な取引によって利ざやを得ようとする非当業者の動向がもたらしたと批判されたため、資金の流れの透明性を高め、投資資金の動きを抑制することが意図されている。しかし、実際は、純粋に投機的な取引を見出すことは非常に困難である。Producer/Merchant/Processor/User には、石油の生産者と消費者の両者が含まれており、どちらの取引が優勢になるかで、ネット・ポジション (建玉の買い持ち (ロング) ポジションから売り持ち (ショート) ポジションを差し引いた値) は異なってくる。また、石油会社の中には、価格ヘッジ目的で先物市場を利用している企業もあれば、先物市場を積極的に活用することで利益を得ようとする企業もある。他方で、投資銀行にも、現物のトレーディングを行っている子会社を保有している場合もある。このため、これらの区分では取引が投機的なものか否かを明らかにすることはできない。原油相場への金融商品化の影響について、2008 年以降、学術的に議論が活発に行われた。商品インデクス投資が、商品価格間の相関関係を高める効果をもたらすことや商品価格にボラティリティの伝播効果をもたらすことは確認されたが、商品インデクスやヘッジファンドの投機的な取引が恒常的に商品価格の水準に影響を及ぼしていることについては確証に至らなかった。

そこで、NYMEX 市場における先物取引と WTI 価格の動向について定性的な考察を試みる。図表 6-13 は、プレイヤー別にポジションのデータが遡及できる 2006 年 6 月以降の NYMEX 市場の WTI に関する全体の取引枚数 (ロング・ポジション及びショート・ポジションを加算) を示したものである。2008 年にかけて原油価格は上昇しているのに対し、全体の枚数 (取引量) は、2007 年頃までは増加しているが、その後は減少していることがわかる。しかし、2009 年から 2014 年半ばにかけては、全体の取引量と原油価格の推移には類似した動きが確認される。2014 年半ば以降の原油価格下落時においては、全体の取引量は、原油価格下落直後は減少するものの、2015 年に入ってから再び上昇基調を辿っている。これらのことから、取引量の数値と原油価格が必ずしも同じ方向に動くわけではないことが伺える。

また、取引枚数をプレイヤー別にみても、2009 年から 2014 年半ばにかけて Producer/Merchant は約 40 万枚～70 万枚台の間で取引されている一方で、Money Manager は、2008 年の原油価格急落後は、一旦 50 万枚台まで減少するが、その後徐々に増加し、2013 年には 100 万枚を超える時もあった。この時、全体に占めるシェアにおいても、Money Manager はそれまで最大のシェアを占めていた Swap Dealer を超えるようにもなった。そして、2014 年半ばの原油価格下落時、Money Manager は先物市場から撤退してその取引量は減少すると思われたが、むしろ、足元にかけて増加傾向にある。

図表 6-13 WTI 価格と NYMEX 市場の取引量



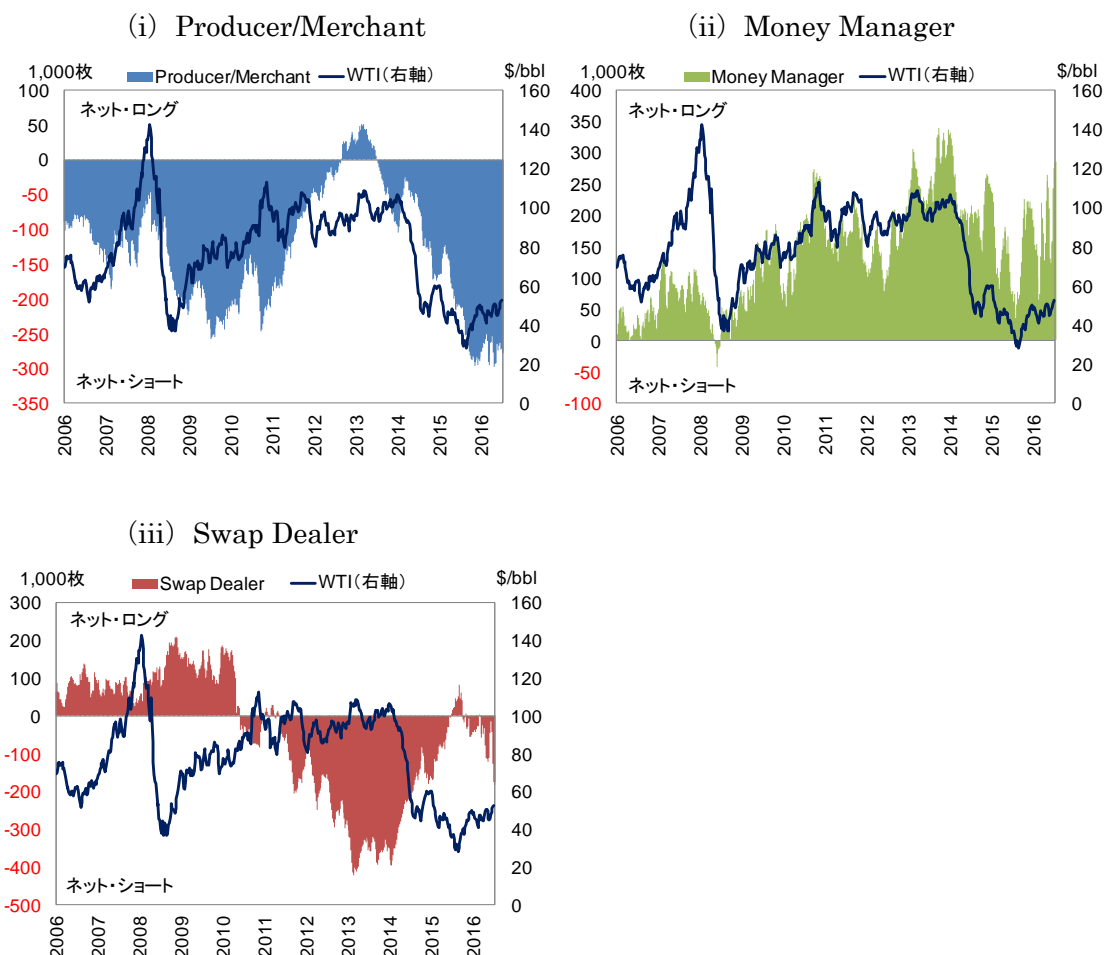
(出所) CFTC 及び EIA のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

さらに、プレイヤー別にネット・ポジションを示したのが図表 6-14 である。Producer/Merchant のネット・ポジションと原油価格は、いつもではないが相関して推移している時期がある。つまり、ネットのショート・ポジションが増えるにつれて原油価格は下がり、ネット・ショートが減少する際に原油価格は上昇している。一方、Money Manager は、全期間にわたりネット・ロングの状態が続いている。Swap Dealer のポジションの動向は、原油価格と反対に動いているように見える。Swap Dealer は、他のプレイヤーの持ち高によってそのポジションが影響を受ける。例えば、2013 年から 2014 年にかけてのショート・ポジションの増加は、Money Manager が買い持ちを増やしたことによるものと考えられる。また、2015 年末にかけてそのショート・ポジションが急速に縮小しているのも、Money Manager による買い持ちの清算に伴うものと推察される。

2014 年半ばからの原油価格下落の背景には、この時期 Money Manager のネット・ロングは増加していることから、むしろ Producer/Merchant によるネット・ショートの増加が影響したと考えられる。\$100/bbl 以上の水準で推移していた原油価格に対し、ある程度先の生産分まで売りヘッジをかけて、販売金額を確定させようとする石油生産事業者による取引が優勢であったものと推察される。また、2014 年後半から減少基調にあった Money Manager のネット・ロングは、原油価格が反発して上昇に転じた 2015 年第 2 四半期や 2016 年初旬には、大きく増加しているため、この時期の原油価格上昇は、Money Manager に

よる買い持ちが下支えする要因として働いたのではないかと考えられる。

図表 6-14 WTI 価格と NYMEX 市場プレイヤー別ネット・ポジションの推移



(出所) CFTC 及び EIA のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

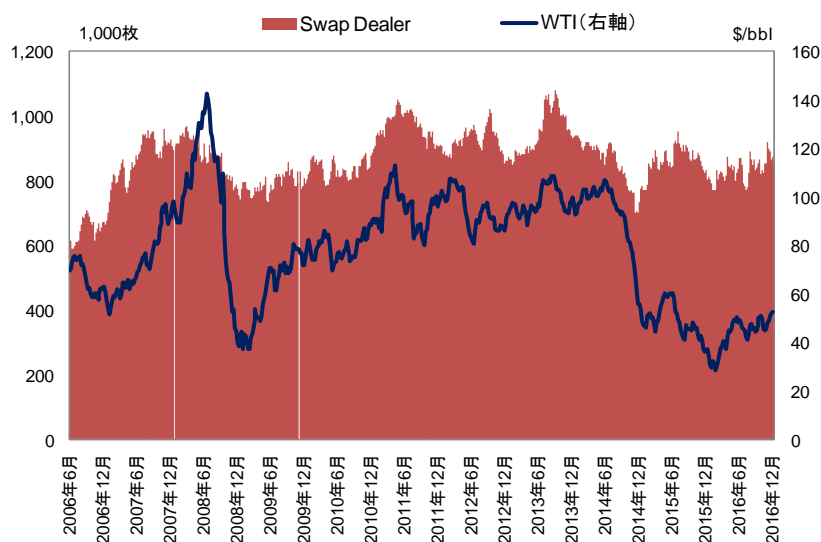
6-3-3 金融規制強化による石油市場への影響

最後に、2008年の金融危機を経て、世界的に進められた金融規制強化による石油市場への影響を考察する。石油市場は、現物市場、先物市場、OTC (over-the-counter) 市場 (先渡・スワップ市場) から構成されている。このうち、金融危機まで殆ど規制の対象外であった OTC デリバティブ取引に対する規制が、金融市場の安定化のために必要と考えられ、検討されることとなった。

金融規制強化を牽引したのは米国であり、2010年7月に成立した「ドッド=フランク・ウォールストリート改革及び消費者保護法」(Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act、通称ドッド・フランク法) の下、OTC デリバティブ取引が規

制対象となった。2012年12月、Swap Dealer 登録に関する規定が施行され、Goldman Sachs やJP Morgan Chase、Barclays 等の主要な銀行を含め、米国だけでなく英国、フランス、ドイツ、日本の金融機関が Swap Dealer として登録した。CFTC によると、2017年1月3日時点で Swap Dealer として登録されているのは104社に上る。エネルギー企業は為替などのリスク・ヘッジを行うためにスワップ市場を利用しているが、このうち、Swap Dealer として登録しているのは BP Energy Company と Shell Trading Risk Management LLC の2社のみである。2015年7月には、金融機関による自己勘定での投資を禁止するボルカールール (Volcker Rule) が適用された。Swap Dealer の取引量を示した図表 6-15 をみると、2015年後半に減少傾向を辿っているのがわかる。2016年に入り再び増加しているものの急激な変動ではない。従って、金融規制強化は、Swap Dealer に区分される投資銀行などに対して、過度なポジションを取らないように抑制した効果があったと推察される。

図表 6-15 WTI 価格と NYMEX 市場の Swap Dealer の取引量



(出所) CFTC 及び EIA のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

第7章 インプリケーション

最後に、これまでの議論や分析を踏まえ、市場関係者が適正とみる原油価格について検討を試みる。理論的には、価格は市場の需給によって決まるものである。しかし、先にみたように、原油価格には現在の需給ファンダメンタルズ以外の要因も影響を及ぼしているため振れ幅が大きく、一体、どの程度の価格が各プレイヤーにとって「適正」なのかが疑問として生じる。ダイナミックな原油市場において、特定の「適正価格」を導くことは非常に困難であるが、以下に、「適正価格」を考察する上で重要な視点を整理し、現時点で市場が適正とみる原油価格を導く。

(1) 原油価格の今後の傾向

2年以上に亘り低迷していた原油価格は、2016年11月から12月にかけて主要産油国が減産合意に至ったことを受けて、ようやく上昇傾向に転じた。\$40/bbl台を脱した後、2017年に入ってから、この減産合意に対する実効性や米国シェール増産の規模に対する不透明な部分が上値を抑えており、WTIは\$50台前半/bbl、Brentは\$55/bbl前後で推移している。しかし、Energy Intelligence社が原油市場を注視している主要な金融機関やコンサルタント会社に対して行った調査では、2017年及び2018年の原油価格は、2016年よりも上昇するとの見方で一致している(図表7-1)。2016年の原油価格(平均)はWTIで\$43.47/bbl、Brentが\$45.13/bblであったことからすると、2017年はWTI、Brentともに\$10/bbl前後上昇するとみられている。

図表7-1 原油価格短期見通し(\$/bbl)

	WTI		Brent	
	2017	2018	2017	2018
Barclays	56.00	-	57.00	77.00
BNP	49.00	-	58.00	63.00
Bank of America	59.00	63.00	54.00	57.00
Citi	55.00	58.00	57.00	61.00
Moodys	45.00	50.00	45.00	50.00
EIA	52.50	55.18	53.50	56.18
Frost & Sullivan	55.00	-	58.00	-
Goldman Sachs	55.60	55.00	57.40	58.00
Societe Generale	54.75	-	56.25	-
Credit Suisse	55.00	62.50	56.25	65.00
平均	54.39	57.81	55.74	61.65

(出所) “Pundits Confident Of Oil Price Rebound in 2017,” *Petroleum Intelligence Weekly*, January 16, 2017.

世界の石油需要は堅調に増加するとみられている。IEAは2017年の石油需要増分を前

年比 140 万 b/d とみている¹²⁹。中長期でも、IEA、EIA、OPEC は、そのエネルギー需給見通しにおいて、石油需要は経済成長に伴って非 OECD を中心に増加するとみている。そのため、石油需要を満たすための石油供給の確保が必要となってくる。米国等の非 OPEC の石油生産も増加しているものの、地政学リスクの高い OPEC への依存度は高いままである。しかし、イージーオイル (easy oil) には限りがあり、今後は、非在来型、中小規模の油田、インフラが整備されていない遠隔地帯、大水深油田といったコストが高い鉱区へシフトしていかなければならない¹³⁰。そのため、原油価格は中長期的には徐々に上昇すると考えられる。主要機関のエネルギー需給見通しにおいても、原油価格は中長期的に上昇するとみられている (図表 7-2)。

図表 7-2 主要機関による原油価格見通し (実質価格、\$/bbl)

		2020	2030	2040	2050
IEA	World Energy Outlook 2016 (New Policies Scenario)	79	111	124	-
EIA	Annual Energy Outlook 2017 (Reference Scenario)	69	88	103	110
OPEC	World Oil Outlook 2016 (Reference case)	Slightly above 60	-	92	-

(注) IEA の New Policies Scenario は、現行のエネルギー政策に加え、パリ協定で誓約された政策も取り込んだ中心シナリオ。

(出所) 日本エネルギー経済研究所作成

(2) 原油価格の変動による影響

① 上流部門

原油価格の変動によって顕著な影響を受けるのは上流事業に携わる企業である。原油価格は、石油の上流開発の経済性を左右するため、上流開発企業の投資決定に影響を及ぼす。第 1 章でみたように原油生産コストは、油田の場所 (陸上もしくは海上 (浅海もしくは深海)) や、在来型もしくは非在来型等で大きく異なり、さらに、同じタイプの油田でも地質やインフラ等の条件によってコスト幅は広がる。原油価格次第で、投資案件の評価が異なってくる。上流開発企業にとっては、損益分岐点となる原油価格が、適正とする下限になると推察される。

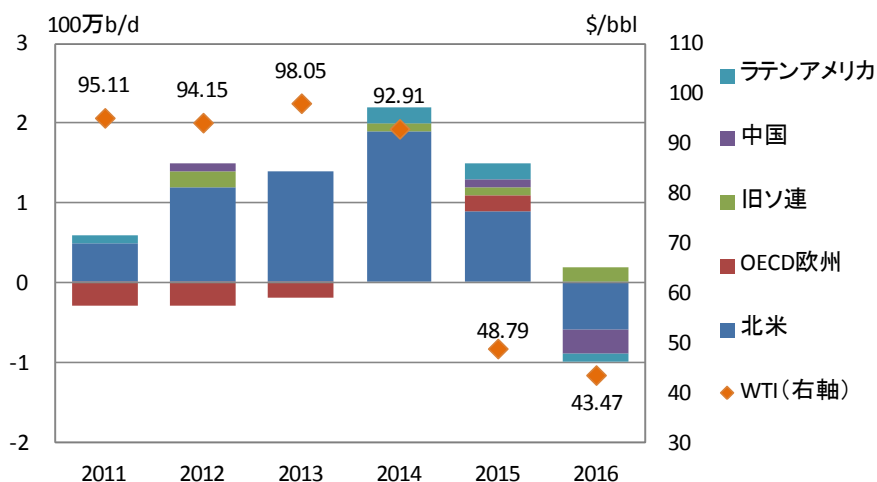
原油価格が高い時は、経済性が高まるため上流部門への投資が進み、開発が活発になる。2014 年の原油価格下落の原因となった供給過剰をもたらした背景には、米国における原油増産があった。これは、技術開発と共に、原油価格が 2011 年～14 年に \$100/bbl 台が続き、シェールオイル生産の経済性が高まったことが大きかった。但し、この高油価時代におけ

¹²⁹ IEA. *Oil Market Report*, 10 February 2017.

¹³⁰ イージーオイルとは、地質的、技術的に開発が容易で、政治的に安定した国に存在し、経済的またインフラ的に開発上のハードルが低く、需要地に比較的安価に輸送できる石油資源を意味している。(JX エネルギー『石油便覧』第 1 編第 3 章第 6 節より)

る OPEC 非加盟国の石油生産量の増減をみると、生産が伸びたのは北米が中心であった（図表 7-3）。また、上流開発投資に至るには、経済性だけではなく産油国との契約条件も重要であるため一概には言えないが、北米以外の上流開発には\$100/bbl 以上の原油価格が必要とされる油田が含まれることも伺える。

図表 7-3 非 OPEC 主要産油国・地域の石油供給増減量（前年比）と WTI



（出所）石油供給量については IEA *Oil Market Report*、WTI は EIA のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

逆に、原油価格が低い場合、上流開発への投資は停滞し、将来の供給不足のリスクが高まる。第 2 章でみたように、2015 年から 2 年連続で石油・天然ガス開発投資（CAPEX）は 2 ケタ台の減少を辿っており、2017 年も歯止めが効かなければ、7～15 年後の供給量に影響してくる。そのような懸念がある中、Wood Mackenzie は、2017 年の世界の石油・ガス上流開発投資額は前年比 3%増の\$4,500 億、最終投資決定（FID）は前年比で倍増する見通しであることを発表した¹³¹。とりわけ増産が期待されるのは米国のシェールオイルが中心となっている。このことから、足元（2017 年 2 月時点）の原油価格\$50/bbl 台では米国以外で新規投資が行われるのはまだ難しい所もあり、上流開発投資が十分に行われる水準ではないことが伺える。米国のシェールオイルだけでなく、在来型油田開発への投資が進まなければ中長期的に供給不足に陥る可能性は避けられず、日本にとってもエネルギー安全保障上危惧される問題である。

第 3 章で示されたように石油メジャーの CAPEX は近年減少しており、2017 年も慎重な財務戦略をとる計画となっている。BP は 2017 年の損益分岐点を\$50～55/bbl から\$60/bbl へと上方修正した。また Chevron は、2018 年に原油価格が\$50～55/bbl であれば 5 年連続で投資は減少するとしている¹³²。従って、メジャーも\$50/bbl 台は期待する価格よ

¹³¹ “WoodMac: New projects in the upstream oil and gas industry to double in 2017,” *Oil and Gas Financial Journal*, January 11, 2017

¹³² “Majors Still Cautious on Capex,” *Petroleum Intelligence Weekly*, February 13, 2017

りも低いと捉えていることが伺える。

上流部門では、生産コストとの関係で技術開発が重要な役割を果たす。高油価の時、石油企業は R&D 資金を拡大し、技術開発を奨励することが可能となる。カナダのオイルサンドや米国のシェールオイルのように、技術開発によって可採埋蔵量の増加につながることもみられてきた。他方で、低油価であるからこそ技術開発によって生産性を向上させコスト低減を図ることもある。過去 2 年間の低油価環境における米国シェール生産がこれを示した。このように、技術開発が、企業の損益分岐点をシフトさせ、望ましい原油価格も共に変化することを留意したい。

② 石油輸入国

石油輸入国にとって、原油価格の変動は、経済へ直接的な影響を与えるため、重要視される指標である。但し、石油輸入国という枠組みであっても、各国の産業構造や石油依存度（エネルギー需給構造）によって原油の「適正価格」に関する見方は分かれるであろう。もちろん石油輸入国にとって、原油価格は低ければ低い方がいいと考えられるが、過度な低油価は、石油需要の増加を助長する一方で、上流開発投資停滞や産油国の政治・社会不安を促し、石油供給が不足する可能性を高めるため、決して最適とは言えない。

低油価の時、短期的には、輸入原油価格の低下に伴い、貿易収支は改善し、企業及び家計の実質購買力は向上し、経済を押し上げる効果がある。第 4 章にて分析されたように、日本の 2015 年度実績でみると、輸入原油価格が下落したことによって（前年度比 39.6% 減）、貿易収支の改善、企業の燃料費減による営業利益の押し上げ、家計のエネルギー支出減による実質所得の向上がみられた。経済活動が活発になれば、石油需要も増加する。産油国ではあるが石油輸入国でもある米国では、2014 年油価下落後、ピックアップトラックや SUV（スポーツ用多目的車）など大型車の人気復活し、ガソリンを中心に石油価格の下落に刺激された石油需要は堅調に増加した。

原油価格が高い場合には、石油輸入国経済は負の影響を被る。石油需要の価格弾性値が極度に低い（ゼロに近い、特に短期）ことから、油価が上昇しても石油需要は（少なくとも短期では）大きく減らず、石油輸入額は増大し、貿易収支は悪化する。例えば、原油価格が \$100/bbl 台に突入しその後も続いた 2011 年の日本の貿易収支は、前年比で 9.2 兆円悪化し、31 年ぶりに赤字に転じた。このうち、原油価格上昇による寄与は 2.3 兆円であった¹³³。エネルギーコストの増大によって、企業は利益が減少し、賃金や投資が抑制され、家計は実質購買力が低下する。

また、高油価になると、石油依存体制の見直し、省エネ、他のエネルギー源への燃料転

¹³³ 柳澤明（2012）「原油価格上昇によるマクロ経済への影響」日本エネルギー経済研究所 HP

換のインセンティブが高まる。日本の場合、1970年代以降の省エネや発電部門における石油から石炭、天然ガス、原子力への燃料転換は、脱石油政策もさることながら、基本的には石油危機がもたらした高油価に起因する。また、2000年代半ばに原油価格が急激に上昇し、LNG 価格との差が広がったが、この結果、石油製品から都市ガスへの燃料転換が進んだ。石油製品の独占度が高い輸送部門においても、ハイブリッド車の普及は、温暖化問題のみならず高油価が促進したことは疑いない。温暖化対策としての脱化石燃料という観点を除外すれば、このような燃料転換を促進するレベルが、石油輸入国にとって許容できる「適正価格」の上限になると考えられる。逆に、低油価時には、そのような関心が低下し、燃料転換が鈍化する傾向がみられる。

③ 石油輸出国

第5章でみたように、石油輸出国の多くは、原油価格が2年以上低迷したことで、経済的な苦境に陥っている。このような危機感が OPEC 及び OPEC 非加盟国の減産合意を後押しした。明らかに低油価は石油輸出国にとって望ましいものではない。経済悪化によって、国民がそれまで享受していた国の財政支援や公共サービスが削減されると、国民の不満は高まり、社会の不安定化をもたらす。低油価環境で財政負担を減らすために、油価下落を好機として産油国を含め多くの国でエネルギー（電力・燃料）補助金の削減が実施された。価格シグナルを機能させ、財政構造の歪みを是正するには必要な施策であるが、再び油価が上昇した際に、国民が負担を強いられるのにも限界がある。緊縮財政の中で国民の理解が得られるような施策が行えるか、産油国政府の手腕が問われる。

他方で、高油価は石油輸出国の歳入拡大に貢献する。その結果、国民を厚遇することが可能になれば、社会の安定化に役立つ。しかし、高油価は、高コスト生産を可能にし、供給過剰をもたらし、結果的に油価下落をもたらすことになる。また、高油価によって石油需要は抑制され、石油以外への燃料転換を進めることにもなるため、石油輸出国にとっても高すぎる原油価格は望ましいものではないと考えられる。そこで、石油輸出国が原油の「適正価格」をどのようにみているか、主要産油国の発言を手掛かりに検討する。

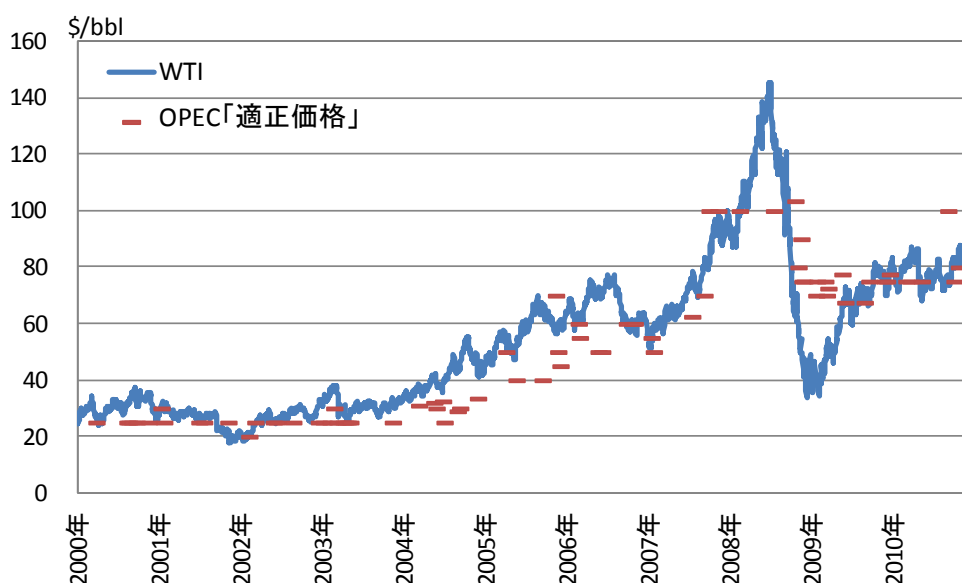
これまでも原油の「適正価格」について、明確な根拠を伴わないことが多いが、主要産油国の首脳は具体的に価格水準について言及してきた。しかし、その「適正価格」は市場価格と共に変化しており、また同じ産油国であっても、各国の埋蔵量、生産コスト、余剰生産能力、経済状況といった様々な要因によって異なってくる。OPEC が（一産油国もしくは組織として）公言する「適正価格」と先物市場価格 (WTI) の関係を分析した Brunetti 他 (2013) の研究¹³⁴において、2000年1月から2010年12月にかけて OPEC 加盟国の首

¹³⁴ Celso Brunetti, Bahattin Büyüksahin, Michel A. Robe, and Kirsten R. Soneson. "OPEC "Fair Price" Pronouncements and the Market Price of Crude Oil." *The Energy Journal*, Vol. 34, No. 4. Pp. 79-108.

「適正価格」を OPEC の一産油国、もしくは OPEC として、市場で普及する (prevail) 価格として期待する価格と定義。「適正価格」と WTI 価格の関係を分析し、OPEC は「適正価格」について言及するこ

脳によって発言された石油市場における「適正価格」(fair price もしくは just price) について報道資料や石油専門誌から抽出した「適正価格」に関する発言と WTI の推移を示したのが図表 7-4 である¹³⁵。この図表からも、OPEC が「適正価格」として期待する原油価格が一定ではないことがわかる。

図表 7-4 OPEC 「適正価格」発言と WTI の推移 (2000 年 1 月～2010 年 12 月)



(出所) Brunetti et al. (2013). のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

特に、国際原油市場では、OPEC の大国サウジアラビアがどのような価格水準を志向するのか把握することは、市場参加者にとって重要な判断材料であり、これまでもサウジアラビアの国王や石油鉱物資源相の発言は注目を集めてきた。2008 年金融危機後、原油価格が\$140/bbl 台から\$40/bbl まで急落した際、Abudallah 国王(当時)が、\$75/bbl が「適正価格」であるとの発言をしたが、その 1~2 年後には、「適正価格」は\$100/bbl へとシフトしており、Naimi 石油鉱物資源相(当時)は、「消費者、生産者、石油企業にとって原油価格は\$100/bbl が望ましい」との発言を少なくとも 2014 年 5 月までは繰り返していた¹³⁶。最近の報道では、Al Falih エネルギー鉱物資源相は、\$100/bbl の原油価格は「もはや現実的な期待値ではない」と発言している¹³⁷。

産油国が「適正価格」について発言する際、現行価格よりも\$10 程度上回る価格帯を言及する傾向がみられる。2015 年 6 月、WTI が\$60/bbl 前後、Brent が\$60/bbl 台半ば付近

とにより WTI 価格に影響を及ぼす意図があるのではないかとの議論に関し、OPEC の「適正価格」の公言は WTI 価格に特に影響を与えていないことを定量的に論証した。

¹³⁵ 報道日、発言した日、発言者の国や役職、言及された「適正価格」に関する情報が確認できる 78 のケースを抽出。

¹³⁶ “OPEC moots \$80 as new 'fair' oil price - but will it stick?,” *Reuters*, June 4, 2015

¹³⁷ “Riyadh faces slower growth,” *Petroleum Argus*, 20 January, 2017

で推移していた頃、ベネズエラ、アンゴラ、イラクの石油相は\$75～80/bbl が適切だと発言している¹³⁸。油価が\$40/bbl 台で推移することが多かった 2016 年では、\$50～60/bbl が「適正価格」とする見方が多かった(図表 7-5)。ちなみに、石油消費国首脳発言として、今後も石油需要の増加を牽引するインドの Pradhan 石油相は、\$65/bbl±\$2～3 は受け入れられると述べている。

図表 7-5 最近の主要産油国首脳による「適正価格」に関する発言

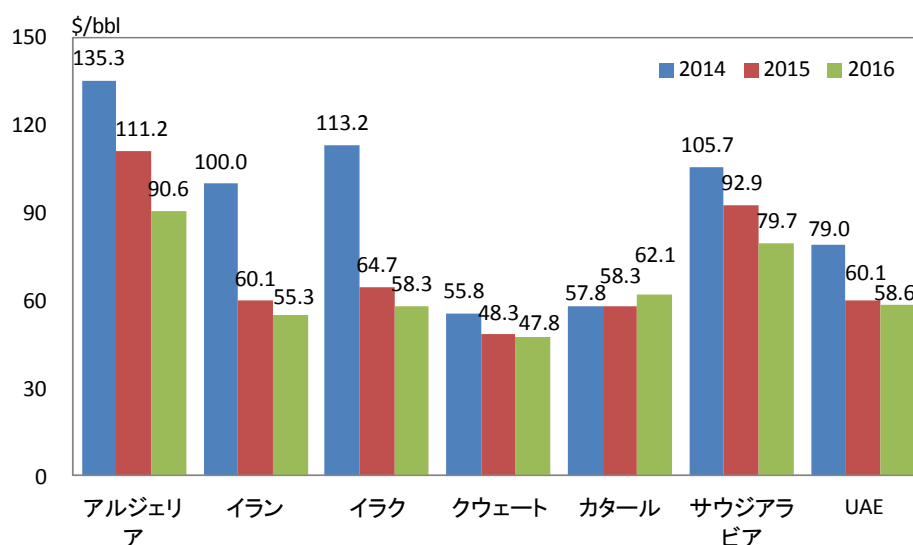
国	発言者	「適正価格」に関する発言	発言時期
イラン	Zanganeh 石油相	産油国は油価\$55-60/bbl を支持する。	2017/1-2
ロシア	Novak 石油相	\$50-60/bbl の油価が産油国及び消費国にとって望ましい。	2016/9
	Putin 大統領	2017 年後半に油価は\$55/bbl で安定することを期待する。	2016/12
アルジェリア	Bouterfa エネルギー相	\$50/bbl は受け入れられない。	2016/9
カタール	Al Sada エネルギー相	最低\$65/bbl は必要。	2016/5
サウジアラビア	Muhammad bin Salman 副皇太子	高油価を必要としない施策を行っている。	2016/5

(出所) “Mixed OPEC Messages Add to Price Volatility as Output Hits New Record,” *MEES*, 09 September, 2016, “Countries make compliance count,” *Petroleum Argus*, 3 February 2017 及び報道資料

産油国の財政収支均衡価格からも、現行の原油価格よりも上回る油価を望んでいることが推察される。多くの石油輸出国は歳入において石油輸出収入が占める割合が高く、原油価格を想定して予算を立てている。財政収支均衡価格は、カタール以外の産油国では、油価下落に伴い低下傾向にあるが、2016 年財政収支均衡価格は、実際の原油価格を上回ったレベルで設定されている(図表 7-6)。

¹³⁸ “OPEC moots \$80 as new 'fair' oil price - but will it stick?,” *Reuters*, June 4, 2015

図表 7-6 OPEC 中東産油国の財政収支均衡価格



(注) 2016 年は推定値

(出所) IMF *Regional Economic Outlook: Middle East and Central Asia* October 2016 のデータを基に日本エネルギー経済研究所作成

(3) まとめ

以上のことから、原油の「適正価格」とされるレンジについて要約する。現時点では、原油市場アナリストや主要エネルギー機関は、原油価格は、短期的には 2016 年よりも上昇するが、2020 年頃までは、\$100/bbl 台に戻ることにはないとみている（地政学的リスクによって急騰するケースを除く）。高油価は産油国にとって望ましいが、同時に、高コスト油田（非在来型や大水深等）での開発促進や、石油需要の抑制、燃料転換を促すことも意味している。OPEC はこれを望んでいないことから、2011～14 年にみられた \$100/bbl 台へ回帰する可能性は低い。従って、このような高コスト油田での開発や脱石油が急速に進まないような水準での価格が上限になるのではないかと考えられる。但し、長期的には、主要機関によるエネルギー需給見通しにもあるとおり、増加が見込まれる石油需要を満たすために、生産コストの高い油田での開発も必要となるため、原油価格は上昇していく。

原油の「適正価格」の下限については、供給サイドの見方がカギとなる。上流開発企業にとって \$50/bbl 台は新規開発投資を行える水準ではないため、現時点で推移しているレンジを上回る価格が必要になる。また、産油国が「適正価格」とする水準も同じような価格帯を言及している。従って、市場関係者は \$60/bbl 台を現時点での原油の「適正価格」の下限としてみているようである。石油輸入国にとっても、需給が逼迫して原油価格が高騰するよりも、適切な (affordable) 価格で安定的な供給確保を重視するのであれば、受け入れられる価格だと考えられる。

原油の「適正価格」を考える際、極端に高い・低い原油価格は望ましくないことは明らか

かである。どちらのケースも、短期的には石油消費国もしくは輸出国のどちらかにとって経済的なメリットがあっても、それは長続きせず、いずれ負の影響が及び、世界経済にとって好ましいものではない。また、原油市場には投資マネーの流入が拡大しており、金融要因が原油価格に大きく働く時がある。金融市場においては、投資価値を分析する際に、対象資産の「将来価値」を割り引いて「現在価値」を分析する手法、または、対象資産の「将来価値」と「現在価値」の差を求めて投資利回りを計算する手法が長年用いられてきている。この「将来価値」を重視する考え方が、一度、原油市場に入ってしまった以上、原油市場関係者の中には、原油価格は、現在の需給ファンダメンタルズだけで説明しきることは不可能という意見も聞かれる。近年では、先物市場で高頻度取引（High Frequency Trading: HFT）が増えており、原油価格の急変動をもたらすことが懸念される¹³⁹。

望ましいのは、供給・需要の両サイドにとって、原油価格の volatility が少なく、安定的な原油価格の推移である。上流開発事業者にとっては投資を行える水準であり、石油輸出国にとっては、国家の経済・社会の安定を図るのに十分な石油収入を確保できるレベルでの原油価格である。石油消費国にとっても経済への負の影響が最小限に抑えられる価格レンジが有効である。このような健全な原油価格の形成に向けて、石油産消国間での安定供給に向けた対話や協力（情報共有、技術協力、開発支援等）、石油先物取引及び相対取引の透明性の向上等、原油価格の急変動を防ぐ対策を講じていくことが重要と考えられる。また、2015年に国連気候変動枠組条約第21回締約国会議（COP21）で採択された「パリ協定」（2020年以降の温暖化対策の新たな枠組み）を受けて、石油を含む化石燃料に代替するエネルギー技術の開発を進める事も、原油価格の安定化に貢献すると考えられる。

¹³⁹ 高頻度取引とは、「コンピューターが株価や出来事などの動きをミリ秒（1000分の1秒）単位以下の速度で判断し、超高速の自動発注を繰り返して大量売買する取引」（野村証券 HP 証券用語解説集）

二次利用未承諾リスト

国際原油市場を取り巻く環境と価格形成に
影響を与える諸要因に関する調査

平成28年度石油産業体制等調査

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

頁	図表番号	タイトル
3	1-2	Wood Mackenzieによる原油生産損益分岐点の想定
4	1-3	石油・天然ガス上流投資コスト指数と投資額増減
5	1-5	2008年時点での原油等液体燃料の生産コスト
6	1-6	2013年時点での原油等液体燃料の生産コスト
7	1-7	米国の主要シェールにおける石油生産損益分岐点 の変化
9	1-9	前提条件の油価を低く想定した場合に生じる生産 量の変化
13	1-13	Post-peak fieldsの生産量減少
14	1-14	米国主要シェールにおける一坑井あたりの生産量 の変化
19	2-1	石油・天然ガス開発投資 (CAPEX) の推移
19	2-2	地域別の石油・天然ガス開発投資 (CAPEX) の推 移
21	2-4	企業別の石油・ガス開発CAPEX推移と増減
25	2-7	増進回収法の例
29	2-9	シェールオイル開発企業の資金調達動向
30	2-10	操業キャッシュフローに対する債務返済額の比率
77	5-4	米国5陸上鉱区の1坑井あたりの平均コスト
81	5-9	原油安によるGDPへの影響と正味の準備金
92	5-17	Alberta州のオイルサンド生産
95	5-19	Keystone XL パイプラインとDakota Access パイ プライン
113	6-10	年次収益率 (%)