

欧州石油企業の財務戦略

～2014年後半以降の低油価局面に対応する石油企業7社～

はじめに

2014年半ば以降の石油価格下落により欧州石油企業の業績は低下していたが、2016年末のOPEC・非OPEC産油国による協調減産合意により油価が持ち直していることもあり、2017年第1四半期以降は改善傾向が認められる。

欧州域内における石油・天然ガス生産量は全体としては過去10年にわたり減少してきたが、欧州石油企業各社は資本市場から資金調達を行い欧州内外の権益に対する投資を継続してきた。油価が下落し始めた2014年半ば以降、欧州石油企業各社による域内における石油・天然ガス生産はむしろ増加している。欧州企業の業績回復の要因として油価の回復に加えて設備投資の継続による石油・天然ガス生産量の増加があったと考えられる。

これら石油企業のうち、いわゆるメジャー企業と呼ばれるShell・BP・Totalの各社は欧州域外の生産が占める割合が大きく、世界各地に広く権益を保有している。これに対し、メジャーに次ぐ規模の欧州を基盤とする各社、例えばStatoilは自国ノルウェーでの探鉱開発に軸足を置きつつブラジルなどの権益を取得しているのに対し、Eniはエジプトやモザンビークなどアフリカにおける権益を拡大。一方、Repsolはカナダの石油会社を買収、OMVは中東・ロシアにおける権益を拡大している等、態様はさまざまである。

北海油田をはじめとする欧州域内の石油・天然ガス資源が成熟期に入っていることによる供給側の制約要因と、気候変動問題への関心が高く大幅な需要の拡大も見通し難い欧州市場に基盤を持つこれら欧州石油企業が、少なくとも短期的にはバレルあたり100ドルを超えるような水準への油価回復が予測し難い環境にどのように対応してきたかを検証することで、これら欧州企業各社の財務戦略の方向性がどこにあるのかを考察した。

1. 欧州における石油・天然ガス生産動向と石油企業の業績

(1) 欧州石油企業の業績

欧州の垂直統合型石油・天然ガス企業7社(Shell、BP、Total、Statoil、Eni、Repsol、OMV)の2017年第1四半期売上高は、前年同期(2016年第1四半期)比でいずれも増収、純利益でも前期(2016年第4四半期)・前年同期(2016年第1四半期)と比較していずれも改善した。

2014年中頃から始まった油価下落に対応して、石油企業各社は資産の入れ替えやコスト削減努力を重ね、バレルあたり50ドル程度の環境でも利益を確保することができるようになってきている。

上記、油価下落局面に関しては、そもそも石油市場に

供給過剰をもたらしたとされる米国のシェールオイル・ガス企業や、その減産合意をめぐる動向が注目されるOPEC・非OPEC主要産油国国営石油会社のスウィングプロデューサーとしての役割に注目が集まることが多い。しかし、長期的な供給サイドの要因を検討していく上では、埋蔵量の大きいフロンティア地域の在来型資源、とりわけ大水深の資源開発において技術・資金の両面で存在感の大きい欧州石油企業の動向にも注目すべきであると思われる。

北海油田等の大規模油田が成熟期に入り石油・天然ガス生産が頭打ちになり、また再生可能エネルギーの拡大

表1 欧州7社の売上高と当期純損益

【売上高】

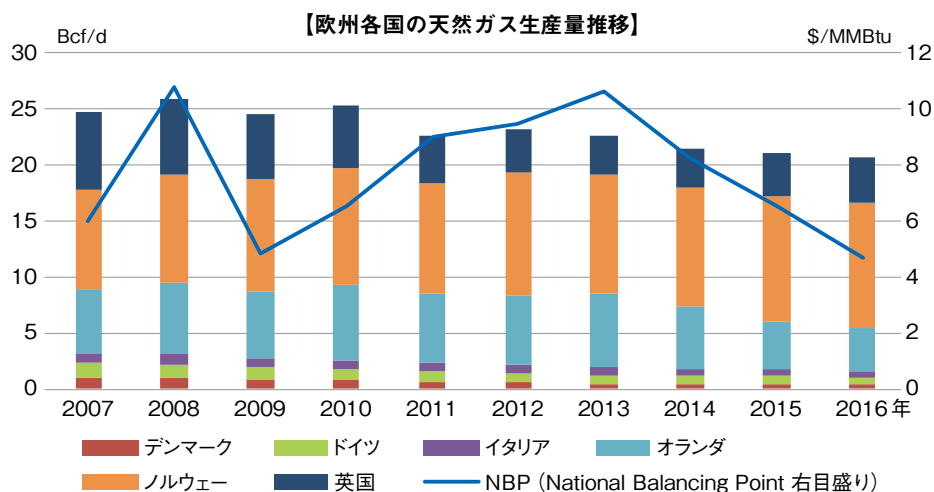
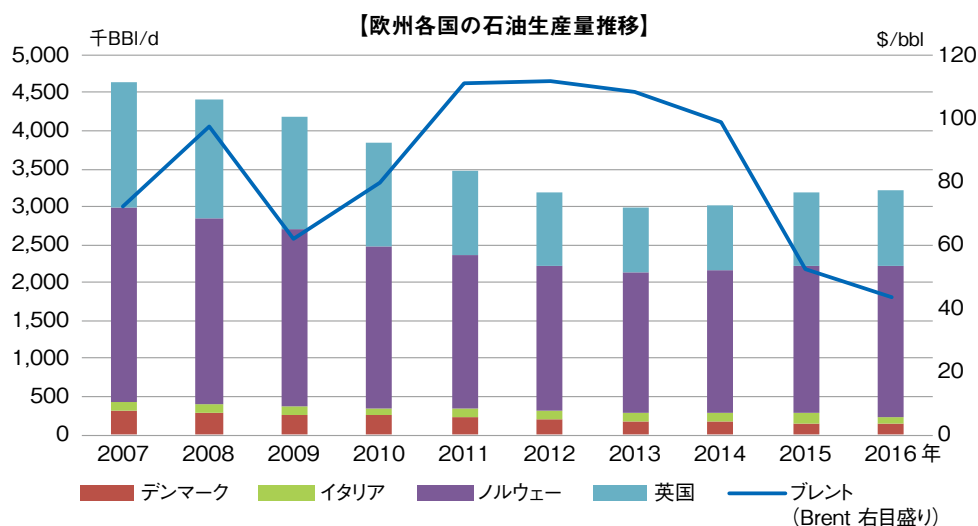
	2017年 第1四半期	2016年 第4四半期	2016年 第1四半期
Shell (百万ドル)	71,796	64,767	48,554
BP (百万ドル)	55,863	51,007	38,512
Total (百万ドル)	41,183	42,275	32,841
Statoil (百万ドル)	15,528	12,756	10,115
Eni (百万ユーロ)	18,047	15,807	13,344
Repsol (百万ユーロ)	10,673	n.a.	8,168
OMV (百万ユーロ)	5,518	5,407	3,991

出所：各社年次決算報告

【純損益】

	2017年 第1四半期	2016年 第4四半期	2016年 第1四半期
Shell (百万ドル)	3,538	1,541	484
BP (百万ドル)	1,449	497	-583
Total (百万ドル)	2,849	548	1,606
Statoil (百万ドル)	1,064	-2,785	611
Eni (百万ユーロ)	965	340	-796
Repsol (百万ユーロ)	689	616	434
OMV (百万ユーロ)	712	-378	95

出所：各社年次決算報告



出所：2017年度BP統計

図1 欧州各国の石油生産量推移と天然ガス生産量推移

表2 主要7社の欧州域内石油生産量と欧州域内天然ガス生産量

【欧州域内石油生産量】

石油生産量 (千 bbl/d)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
域内生産量合計	4,635	4,411	4,178	3,847	3,487	3,179	2,996	3,029	3,184	3,228
Shell	417	370	312	280	234	215	173	167	177	236
BP	252	216	208	177	145	109	95	94	122	112
Total	335	302	295	269	245	197	168	165	161	170
Statoil	818	824	784	704	693	624	591	588	595	589
Eni	232	208	189	182	184	158	148	166	154	156
Repsol	2	2	3	3	3	3	5	5	25	44
OMV	117	116	104	99	96	94	94	93	122	133
7社生産量合計	2,173	2,038	1,895	1,714	1,600	1,400	1,274	1,278	1,356	1,440
域内生産量に占める割合	46.9%	46.2%	45.3%	44.6%	45.9%	44.0%	42.5%	42.2%	42.6%	44.6%

出所：2017年度BP統計、各社年次決算報告資料

【欧州域内天然ガス生産量】

天然ガス生産量(百万cf/d)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
域内生産量合計	24,690	25,834	24,632	25,282	22,726	23,157	22,627	21,511	21,092	20,665
Shell	1,813	1,938	1,831	1,817	1,571	1,503	1,391	1,339	1,306	1,602
BP	797	782	634	487	368	422	237	173	266	252
Total	1,846	1,704	1,734	1,690	1,453	1,259	1,231	1,089	1,161	1,354
Statoil	3,592	3,821	3,996	4,014	3,744	4,260	3,756	3,570	3,822	3,876
Eni	1,437	1,377	1,308	1,232	1,212	1,154	1,060	1,119	1,098	973
Repsol		1	5	5	5	5	3	3	19	46
OMV	716	685	647	648	639	630	616	614	708	735
7社生産量合計	10,201	10,308	10,155	9,893	8,992	9,233	8,294	7,907	8,380	8,838
域内生産量に占める割合	41.3%	39.9%	41.2%	39.1%	39.6%	39.9%	36.7%	36.8%	39.7%	42.8%

出所：2017年度BP統計、各社年次決算報告資料

により消費も大きく増えないと言われる環境下、これらの企業の業績回復の背景が注目される。

(2) 欧州における石油・天然ガスの生産動向

欧州主要国における石油・天然ガスの生産は北海油・ガス田の成熟化等の事情により2000年以降減少してきた。

石油について見ると、2007年には日量460万バレルを上回っていたのが漸減し2013年には300万バレルを僅かながら下回った。その後の打ち続く油価低下に対してノルウェーと英国の生産はむしろ増加に転じ、2016年度には日量320万バレルを上回っている。

天然ガスはノルウェーと英国の生産は2014年以降やや回復しているが、オランダなどの減少により欧州全体としては2007年の約2.5Bcf/dから2016年には同2Bcf/d

程度まで減少した。

なお、今回の調査対象期間における7社合計の欧州域内生産量の合計に対する割合は、石油で42～47%、天然ガスで36～43%程度である(表2)。

(3) メジャー企業とそれ以外の欧州石油企業

Shell、BP、Totalは米国のExxonMobil、Chevronとともにメジャー企業と言われる。欧州地域内ではStatoilやEniの存在感が大きいですが、グローバルベースの生産量ではメジャーとそれ以外には顕著なものがある。気候変動問題への関心が高く、再生可能エネルギー投資に積極的な姿勢を示す欧州の石油企業がいち早く業績回復の傾向を示しているところに、すなわちこれらの環境の変化に対してどのような対応の変化が見られるのかを検討した。

2. Shell

(1)概要

欧州系メジャー企業のなかでも最大手であり、石油・天然ガスの上流・下流事業を世界140カ国以上で展開している。2016年の石油・天然ガスの生産量は361万boe/d、天然ガスが49%を占める。

(2)売上高・利益

売上高はリーマンショック後・欧州経済危機の影響により2009年に減少した後、2014年まで堅調に推移していた。それ以降の油価下落により2015、2016年と2年連続して減少、2016年の売上高は過去10年間で最低の水準となった。

これに対し、純利益はリーマンショック後、2011年まで回復したが、2012～2013年頃から低下傾向が続き、2015年には過去10年間の最低水準を記録した。

2016年の石油・天然ガス生産はBGを買収したこと

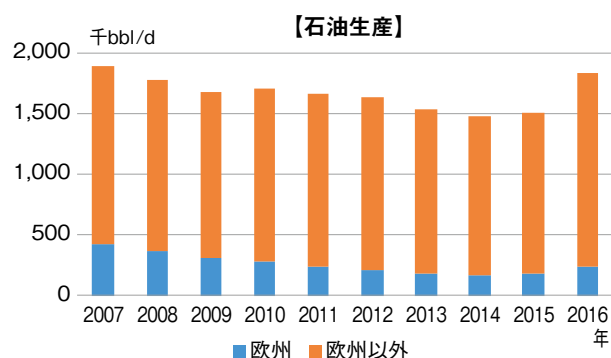
により増加している。2016年後半から油価が回復してきたこともあり純利益が改善しているが、これは生産量の増加・価格の回復に加え、生産工程の効率化等のコスト削減の効果が現れているためと見られる。

(3)資産・負債

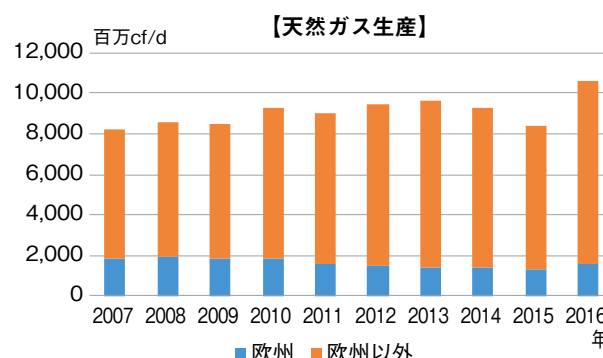
2008～2009年にリーマンショック・欧州経済危機の影響が顕著に現れた売上高・純利益とは対照的に、欧州石油企業の固定資産は自己資本と長期資金の調達により2013年まで増加傾向が続いていた。

2014年にパイプライン・貯蔵設備等の固定資産を保有するMaster Limited Partnership Shell Midstream Partnersを設立する等、エクイティ市場を活用した効率化の取り組みも進んでいる。

2016年に完了したBGの買収により資産・負債ともに拡大しているので、今後は合併効果の早期実現が財務

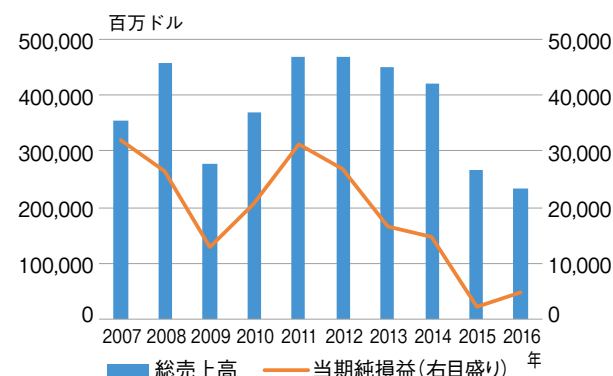


出所：同社年次決算報告資料



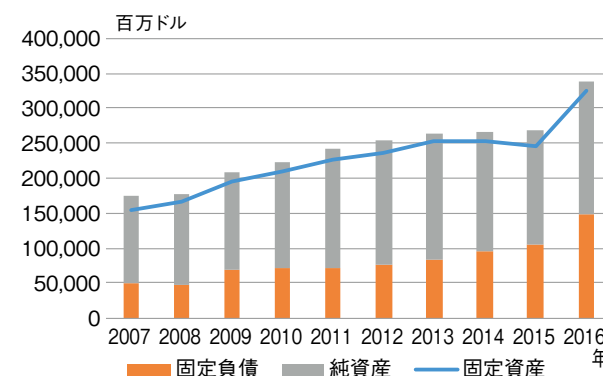
出所：同社年次決算報告資料

図2 Shellの石油生産と天然ガス生産



出所：同社年次決算報告資料

図3 Shellの総売上高・当期純損益



出所：同社年次決算報告資料

図4 Shellの資産・負債状況

上の課題となる。

(4)生産・投資

①欧州

2016年の欧州域内生産量は50万boe/dとなった。2007年の72万boe/dから2014年には39万boe/dまで減少したが、その後回復している。2016年に買収したBGの寄与分が10万boe/d程度含まれており、欧州での生産は選別を進めつつも当面は現状程度を維持すると見られる。

a. オランダ

ExxonMobilとの50-50合弁事業であるNederlandse Aardolie Maatschappij (NAM)を通じてGroningenガス田を保有するが、オランダ政府により2014年以降、生産上限を課されたため、国別の天然ガス生産量ではカタールに次いで2位となった。

b. ノルウェー

ノルウェー海のKnarr、Linnorm等の新規プロジェクトがあるが、既存油田の減退分をカバーするには及ばない。

c. 英国

ExxonMobilとの50-50合弁事業などがあるが、2015年までは減少傾向が続いていた。2016年のBG買収によりArmada、Everest、Lomondハブが加わり、10万boe/dを回復した。今後はSchiehallion、Clair Phase 2などBPがオペレーターを務める案件の生産寄与分が加わるが、他方で北海成熟油田をプライベートエクイティ等に売却する動きも見られる。

②アジア・オセアニア

2016年のアジア・オセアニアにおける生産量は75万boe/d。2012年に欧州を抜き、2016年には北米を抜いてShellにとっての最大の生産地域になっている。

a. マレーシア

アジア・オセアニアでは最大の生産国（天然ガス65%）。Kebabangan、Gumusut-Kakap、Malikaiなどのプロジェクトを継続する。

b. ブルネイ

ブルネイ政府との50-50合弁事業であるBrunei Shell Petroleum CompanyとShellが25%出資するBrunei LNGが事業の中心。2020年以降、Block CA2、Gronggong-Jargus East等の大水深プロジェクトからの生産開始が予定されている。

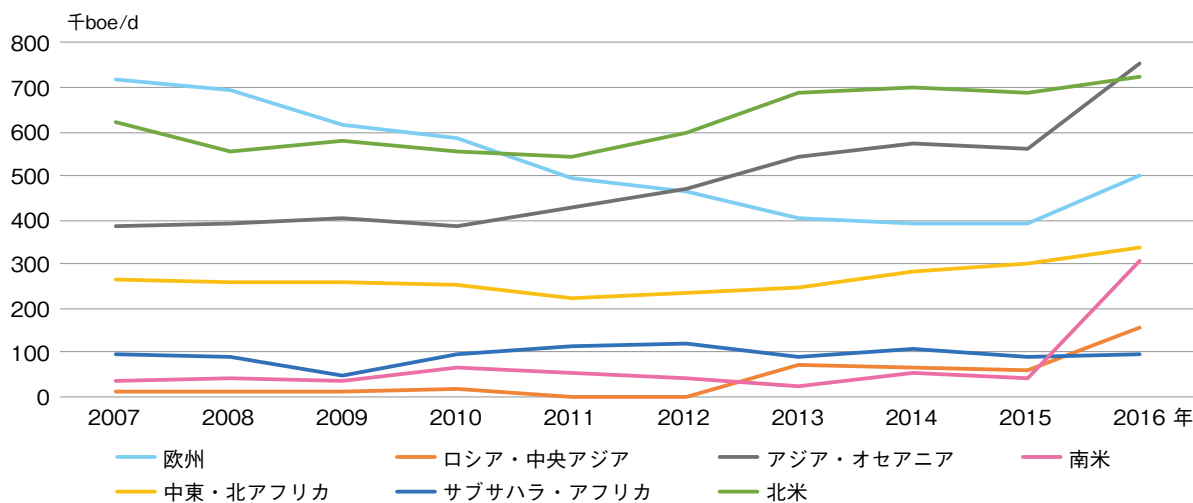
c. オーストラリア

North West Shelf LNG、Queensland LNG、Gorgon LNG、Queensland Curtis LNG等の操業により、Shellはオーストラリア最大の独立系石油・天然ガス会社Woodside Petroleumの約13%株式を保有している。今後もPrelude、Queensland Curtis LNG T2等の大型案件が控えている。

③北米

a. 米国

国別の石油・天然ガス生産量は40万boe/dと最大で、メキシコ湾地域の大水深プロジェクト（Mars、Perdido、Auger、Ram-Powell、Ursa、Brutus、Na Kika等）が主な生産地域。非在来型の資産は2014年



出所：同社年次決算報告資料

図5 Shellの地域別石油・天然ガス生産

以降の油価下落により大半を売却したが、BG買収により加わったものも含めパーミアン・マーシェラス・ウチカ等に資産が残っている。

b. カナダ

オイルサンド、非在来型資産から石油・天然ガスを生産する他、BG買収により東部ノバスコシア、ニューファウンドランド沖の海上油田権益も保有している。

④中東・北アフリカ

カタール、オマーンの液化天然ガスプロジェクトの他、BG買収でエジプト、チュニジアの権益を獲得している。

(5)今後の戦略

2014年以降の低油価に対応するため、2016年6月には2020年までの投資額を2014年実績比で3割以上の減となる最大年300億ドルに抑制する緊縮策を表明し、上流部門の資産の入れ替えと新規設備投資の削減を進めている。

市場規模の拡大が見込まれるアジア・オセアニア地域に向けては、液化天然ガスの供給能力を拡大している。BG買収の流れを踏まえ、欧州市場においても天然ガス事業は拡大傾向が続くと見られる。更に天然ガスの活用も含めた下流部門・化学事業への取り組み強化、低炭素社会への対応を掲げている*1。

3. BP

(1)概要

BPは世界70カ国以上で石油・天然ガスの探鉱、開発、精製、マーケティング等を行っている。2016年の石油・天然ガスの生産量は323万boe/d、天然ガスが37%を占める。

(2)売上高・利益

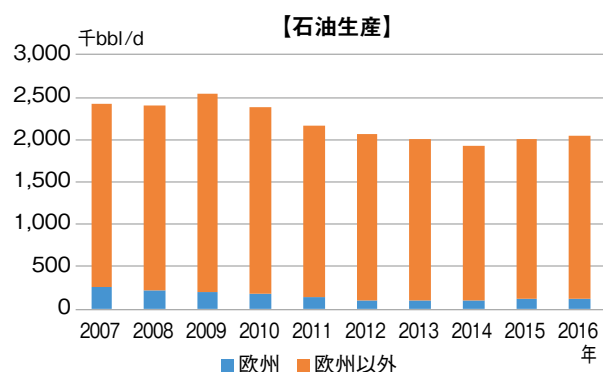
BPの売上高は2008～2009年のリーマンショック・欧州経済危機により油価が下落したことで減少した。引き続き発生した石油流出事故(2010年)後、2013年までは油価上昇に乗じて拡大したが、それ以降の油価下落により2015～2016年と2年連続で減収となった。2016年末にOPEC・非OPEC産油国の協調減産合意に

より油価が回復するまで低油価が続いたことで、欧州石油企業各社の2016年度の売上高は過去10年間で最低水準となった。

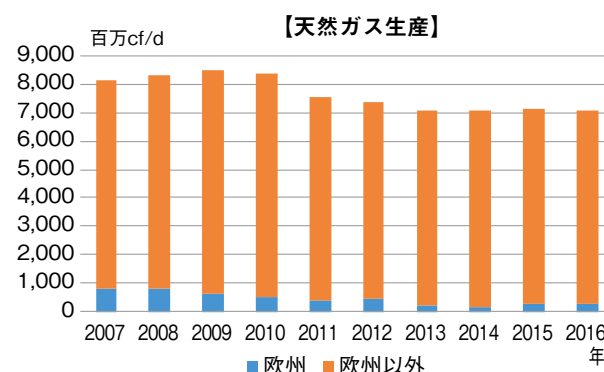
2010年4月にメキシコ湾で発生した石油流出事故により、2010年末決算で事故関連408億ドルの特別損失を計上し、33億ドルの当期純損失を被った。2016年度の決算においても関連の損失を計上する等、事故の影響から完全には抜け出せていない。油価下落の影響と相まって、2015年度は64億ドルの純損失、2016年度は一転して1億7,000万ドルの当期利益を計上した。

(3)資産・負債

2010年の石油流出事故の後、BPは損害賠償の資金を



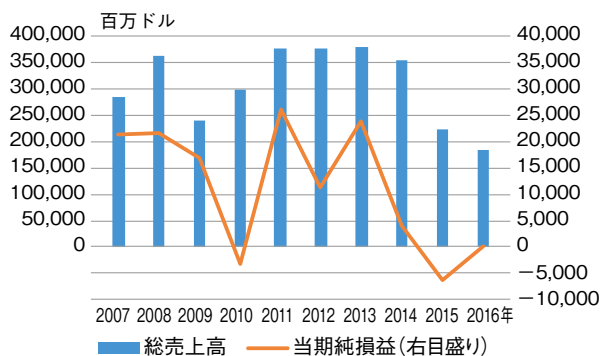
出所：同社年次決算報告資料



出所：同社年次決算報告資料

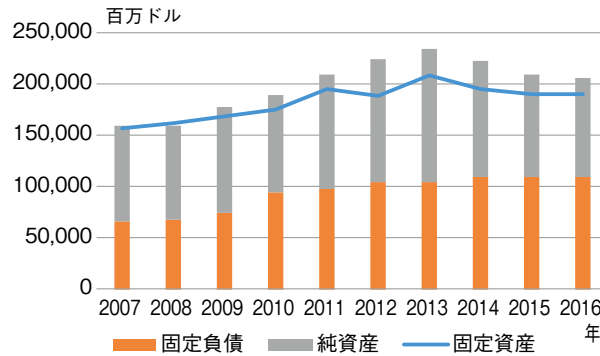
図6 BPの石油生産と天然ガス生産

欧州石油企業の財務戦略～2014年後半以降の低油価局面に対応する石油企業7社～



出所：同社年次決算報告資料

図7 BPの総売上高・当期純損益



出所：同社年次決算報告資料

図8 BPの資産・負債状況

ねん捻出するため300億ドル規模の資産を売却することを表明。英領北海、カナダ、米国メキシコ湾等の資産売却が2011年以降2016年まで継続して行われており、固定資産は横這いとなった。

(4)生産・投資

①欧州

2016年の欧州域内生産量は約15万boe/dとなった。2007年39万boe/dから2014年12万boe/dまで減少したが、若干の回復である。油価が下落した2014年以降に始まった欧州での生産を増強する傾向は当面継続すると見られる。

a. 英国

英領北海等でのBPの生産は2000年頃より減退してきたが、2015年にKinnoullがタイバックされたことにより増加した(10万boe/d)。今後もシェトランド諸島西部のSchiehallion-Quad 204やClair Ridgeフェーズ2の生産が始まるので2020年までは増産が続くと見られる。

b. ノルウェー

2016年6月、BPはノルウェーにおける上流開発権益をDet Norske Oljeselskap ASA (DNO)と上流開発会社Aker BPを設立し(BP持ち分30%)、ノルウェー国内の上流資産を移管した。今後、北海のGina Krog、Johan Sverdrup、バレンツ海のAlta / Gohtaなどのプロジェクトの生産開始が見込まれることから2020年以降も増産傾向が続くと見られる。

②北米

BPの北米での主な石油・天然ガス生産は、米国メキシコ湾岸にあり、石油流出事故以降は、Thunder Horse、Na Kika、Atlantis、Mad Dogが中心となって

きた(2016年：67万boe/d)。今後は、非在来型(シェールオイル/ガス)の増産が見込まれ、イーグルフォードの他、San Juan Basin、Anadarko Basin、Greater Green River Basin等が有望視されている。

③中東・北アフリカ

エジプト、リビアの事業が2011年以降の「アラブの春」の影響で滞り、2013年にはアルジェリアのイナメナスでテロ事件が発生。2014年にはADCO (Abu Dhabi Company for Onshore Petroleum Operations)のコンセッション契約が終了するという変遷があったが、それでも2016年の石油・天然ガス生産量23万boe/dを維持している。

a. イラク

イラク最大のルメイラ油田、クルド地域キルクーク油田等の権益を保有。

b. エジプト

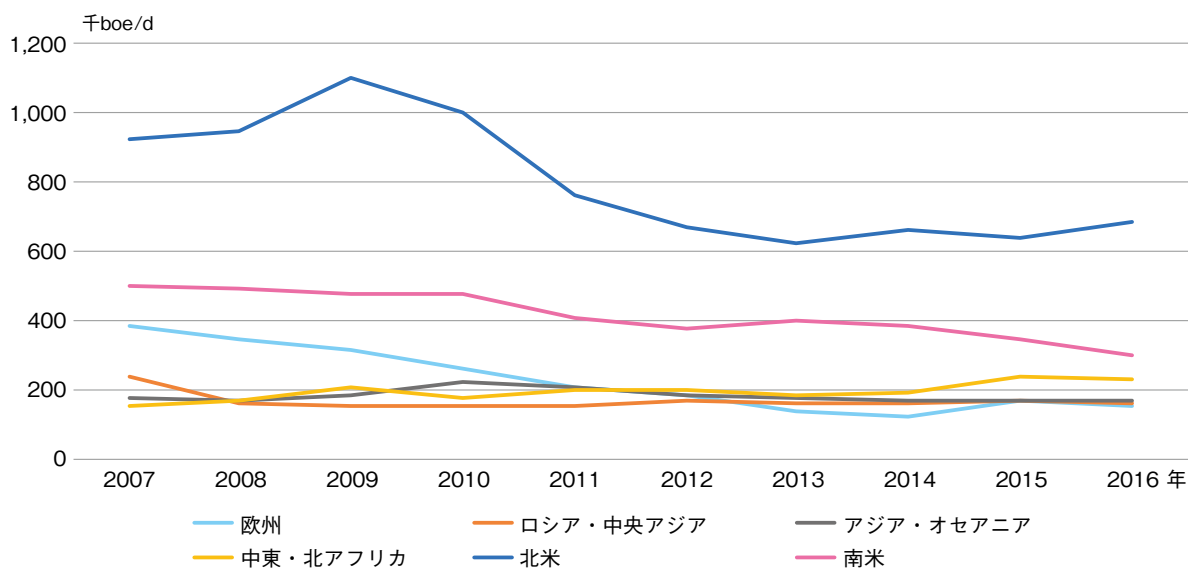
2016年、Eniがオペレーターを務めるZohrガス田の権益10%を取得し、更に5%買い増すオプションがある(別途Rosneftが35%権益を保有)。

c. UAE

BPは自社株式2%と引き換えにADCO (Abu Dhabi Company for Onshore Petroleum Operations)の株式10%を取得した。ADMA-OPCO (Abu Dhabi Marine Operating Company)の14.67%権益が2018年3月に期限を迎えるが、この動向ははまだ判然としない。

④ロシア・中央アジア

BPは2003年にRosneftと50-50出資の合弁事業TNK-BPを設立していたが、これを2013年にRosneftに対する19.75%を直接出資に転換した。この持ち分を勘案するとBPのロシアにおける生産は100万boe/dを



出所：同社年次決算報告資料

図9 BPの地域別石油・天然ガス生産

上回り、北米をも上回る。この他、BPはアゼルバイジャン(カスピ海沿岸)にも大型プロジェクトを擁している。

(5)今後の戦略

BPは戦略として「天然ガスシフトの推進」「下流事業の強化」「低炭素社会への対応」「グループ体制の刷新」

を掲げている。

石油流出事故後は資産売却の動きが目立っていたが、2016年にはエジプト Zohr ガス田の権益取得や、UAE の ADCO の株式取得によって陸上油田権益を獲得するなどの動きがある。また、最近でも西アフリカ (モーリタニア・セネガル) 沖油ガス田の権益を取得している*2。

4. Total

(1)概要

Totalは、石油や天然ガスの探鉱・開発などの上流事業、精製・石油化学、石油製品の販売・マーケティング等のビジネスを130カ国以上で展開している。2016年の石油・天然ガス生産量は235万 boe/d、うち天然ガスが46%相当であった。

主要株主

Blackrock, Inc.	5.6%
Group Employees	4.8%

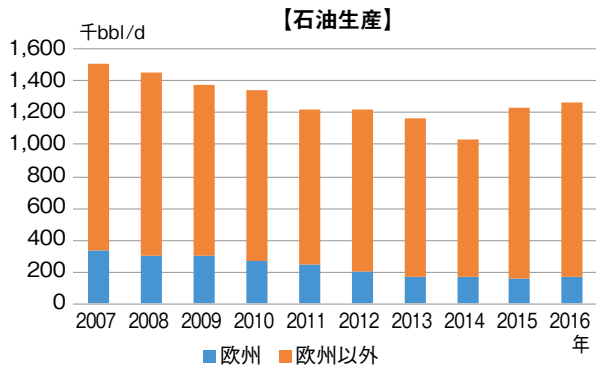
(2)売上高・利益

売上高は2008～2009年に始まったリーマンショック・欧州経済危機の影響により油価が下落したために減少した後、2014年前半まで続いた油価の上昇に乗じて堅調

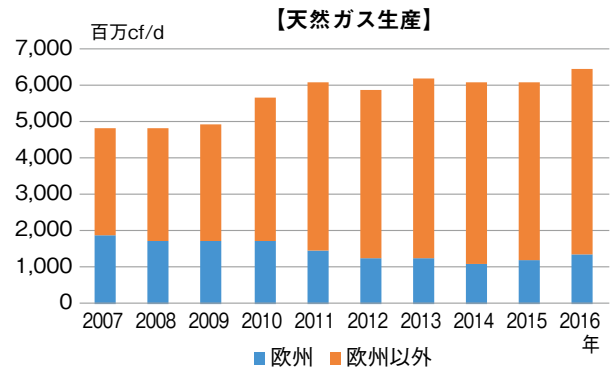
に拡大。その後が始まった油価下落により、2016年1月にはWTI油価が一時30ドル/bblを下回るなど、年末にOPEC・非OPEC産油国の協調減産合意により油価が回復するまで低油価が続き、欧州石油企業各社の2016年度の売上高は過去10年間で最低水準となった。

これに対し、純利益はリーマンショック後2012～2013年頃まで回復傾向が続いていたが、翌年後半からの油価下落で減益となった。

2014年以降、石油生産量はむしろ増加しており、2016年後半からの油価回復もあって、2015年比で2016年には純利益が改善している。コスト削減への取り組みも強化しており、生産工程の効率化の効果も現れている。



出所：同社年次決算報告資料



出所：同社年次決算報告資料

図10 Totalの石油生産と天然ガス生産

(3)資産・負債

リーマンショック・欧州経済危機の影響が顕著に現れた売上高・純利益とは対照的に、固定資産は自己資本と長期資金の調達により2013年頃まで増加傾向が続いていた。

油価下落開始以降は、ポートフォリオの入れ替えにも注力しているために増加のペースは落ちたものの、引き続き固定資産を増やしている。

(4)生産・投資

①欧州

2016年の欧州域内生産量は約40万boe/dとなった。2007年の64万boe/dから2014年には35万boe/dまで減少したが、2015年・2016年と2年続けて増加した。足許でもノルウェー領北海、ノルウェー海、英領北海、およびイタリア陸上のプロジェクトからの生産開始が予定されており、2014年以降に始まった欧州での増産傾向は当面継続する見込みである。

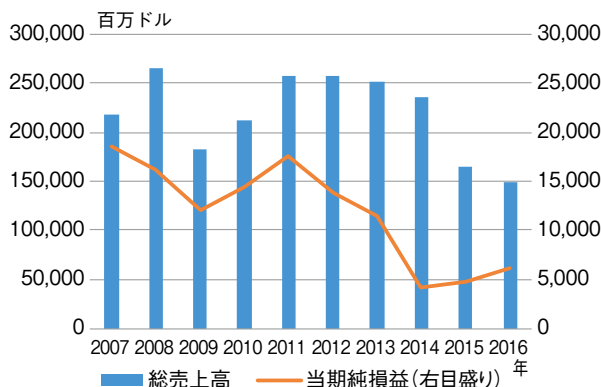
a. ノルウェー

Totalの主力油田Ekofisk、Sleipner、Tampenが位置するノルウェー領北海は成熟化が進んでおり、回収率向上に取り組んでいる。その他Totalがオペレーターを務めるMartin Linge (51%出資)が2018年に操業開始の予定で、2017年・2018年も増産基調は継続する見込み。

ノルウェー海ではKristin、Asgard、Mikkel、Midgard、Tyrihansの各油田で回収率向上に取り組んでいる。バレンツ海ではStatoilがオペレーターを務めるSnohvit LNGプロジェクトに18.4%を出資している(2020年に生産開始予定)。

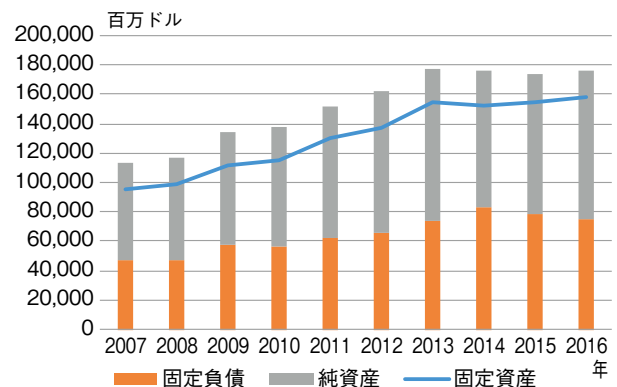
b. 英国

TotalはElgin-Franklin、Alwyn、West of Shetlandの3大生産地を擁するが、ノルウェー領北海と同様に減退が進んでいる。2017～2018年にEdradourとGlenlivetがWest of Shetlandにタイバックされる他、回収率向上の取り組みにより2020年頃までは12万～14万boe/dの生産が維持される見込みである。



出所：同社年次決算報告資料

図11 Totalの総売上高・当期純損益



出所：同社年次決算報告資料

図12 Totalの資産・負債状況

c. イタリアほか

イタリア南部の Tempa Rossa 陸上油田 (Total 50%) が2018年に生産開始予定(ピーク生産量5万boe/d)の他、ブルガリアの黒海大水深プロジェクト Han Asparuh の権益40%を保有する (OMV:30%)。ExxonMobilが天然ガス鉱床を発見したルーマニアの Neptun Deep と隣接する鉱区として期待される。

②サブサハラ・アフリカ

Totalはサブサハラ・アフリカ地域において、過去10年間で2011・2013・2014の3年を除き60万boe/d以上を産出した。Totalにとって最大かつ最も安定した石油・天然ガス供給地域である。

a. アンゴラ

大水深では、第17鉱区 (Girassol, Dalia, Pazflor, CLOV) の40%権益を保有しオペレーターを務める他、Chevronがオペレーターを務める14鉱区 (Kuito, BBLT, Tombua-Landana, Lucapa) の20%を保有、25万boe/dを生産する。30%を保有する32鉱区の Kaombo Norte と Kaombo Sul は2018年に生産開始予定。

b. ナイジェリア

Totalがオペレーターを務める大水深の Akpo 油田に加え、ニジェールデルタ陸上と浅海のShellの開発の10%権益を保有するなどにより、23万boe/dを生産。

c. その他

Totalはコンゴ共和国で大水深の Moho-Bilondo 油田のオペレーターを務めており、Moho Nord の生産開始により2020年までに生産量10万boe/dに達する見通し。

ガボン、ウガンダ、モーリタニアでも探鉱・開発を行っている。

③中東・北アフリカ

中東・北アフリカ地域における Total の石油・天然ガス生産量は28万boe/d、UAE、カタールの他、オマーン、イラク、リビア、アルジェリア、イエメンでの生産が寄与した。

a. UAE

過去10年間にわたり Total にとって最大の生産国であったが、2015年に新たに ADCO との40年間のコンセッション契約により10%権益 (15万bbl/d) を獲得した。この他、ADMA-OPCO (Abu Dhabi Marine Operating Company) の Umm Shaif, Lower Zakum の13.33%権益を保有 (2018年3月期限)。

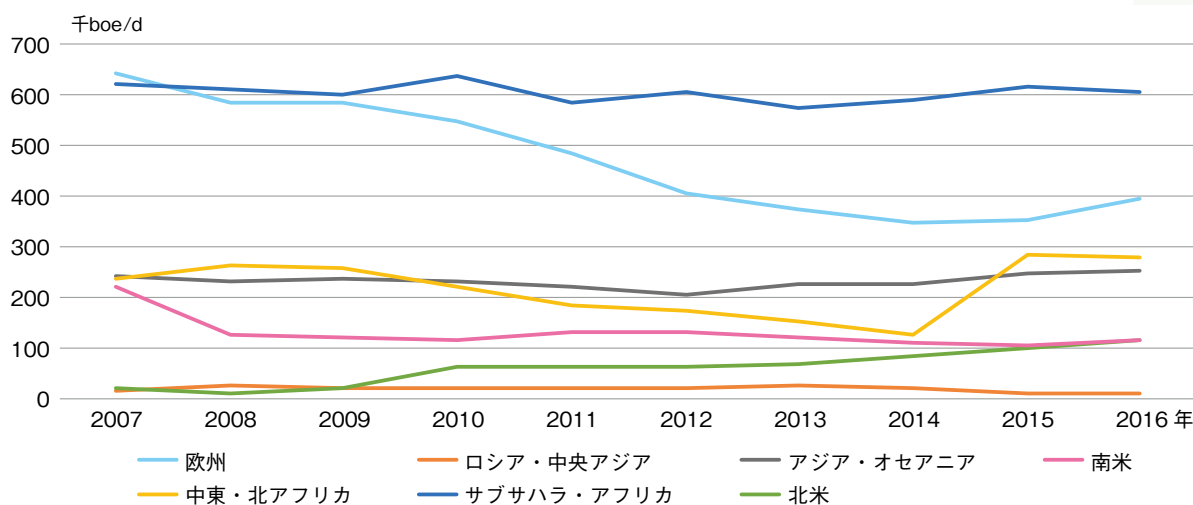
b. カタール

Qatargas LNG 関連施設の他に上流権益を保有。2016年には Al-Shaheen 油田の権益30%を取得した。

(5)今後の戦略

Totalは「上流資産のブレイクイーブン低下」「天然ガスバリューチェーンの拡張」「顧客志向・下流事業の強化」「再生可能エネルギービジネスの取り組み強化」という四つの戦略を掲げている。

化学事業を強みとしており、上流から下流までの多岐にわたる事業を統合することにより石油・天然ガス両方のバリューチェーンで競争力を高めている。また太陽光やバイオマスを活用した再生可能エネルギーの開発にも



出所：同社年次決算報告資料

図13 Totalの地域別石油・天然ガス生産

注力していく方針。これに沿って組織を再編、2016年4月、ガス・再生可能エネルギー・電力本部を設置した。特に配電事業に関しては、電池製造企業を買い取る等、需要開拓面を重視する方針が実践されている。

地域別には、特にアフリカでのビジネス展開を推進しており、今後も人口増加と経済成長が見込めることから、資源開発事業のみならず、燃料販売やデジタルサービス等の小売り事業にも取り組んでいる*3。

5. Statoil

(1)概要

Statoilは1972年にノルウェーで初めての大規模油田Ekofiskの発見を機にDen Norske Stats Oljeselskap ASとしてノルウェー政府が設立した石油・天然ガス会社。1980～1990年代にかけてノルウェー大陸棚の開発により発展し、2001年にオスロとニューヨークの証券取引所に株式を上場して民営化した。現在も国家(Norwegian Ministry of Petroleum and Energy)が発行済み株式の67%を保有するノルウェーの中心的な石油・天然ガス企業である。

2006年にノルウェーの資源大手Norsk Hydroの石油・天然ガス部門と合併し、2007年にStatoilHydroに改組されたが、2009年に再度Statoilに社名を変更している。上流事業は地域や事業内容によってDPN (Development and Production Norway)、DPI (同 International)、DPUSA (同 USA)に分かれて石油・天然ガス田の開発・生産を行っている。

(2)売上高・利益

Statoilもリーマンショック・欧州経済危機の影響により2008年に売上高の減少を経験したが、その後2014

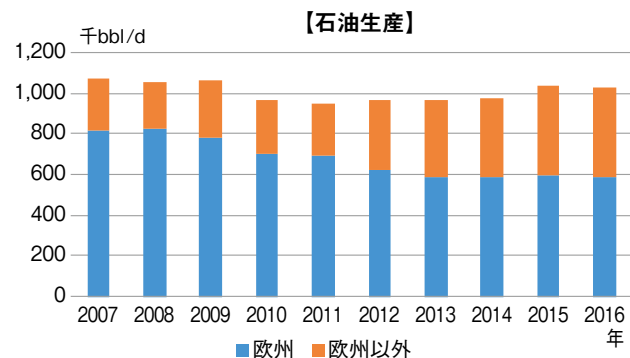
年前半まで続いた高油価により収益は高い水準で推移していた。しかし、その後の油価下落により、2016年1月にはWTI油価が一時30ドル/bblを下回るなど、年末にOPEC・非OPEC産油国の協調減産合意により油価が回復するまで低油価が続き、欧州石油企業各社の2016年度の売上高は過去10年間で最低水準となった。

これに対し、純利益はリーマンショック直後の2009年には減少したとはいえ2012年まで回復傾向が続いた。しかしその後、開発コストが著しく上昇したために減益となり、その後の油価下落で2015～2016年には純損失を計上するに至った。ただし、2014年以降は石油・天然ガスの生産量が増加、コスト削減の効果によって損失幅は縮小している。

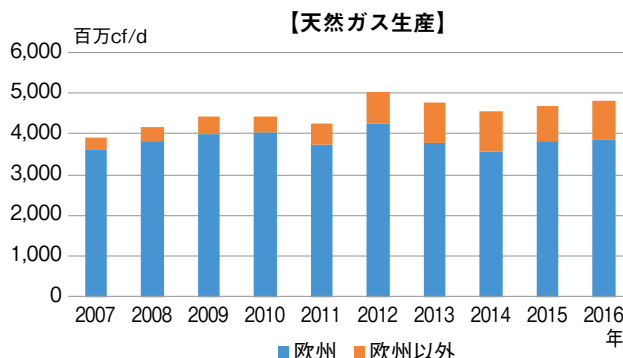
(3)資産・負債

Statoilは2007年10月にHydroの石油・天然ガス事業部門を統合し、一部資産を整理・分離上場したため、2008年・2010年に固定資産が減少した。しかし、その後は堅調な新興国のエネルギー需要、油価上昇に乗じて資産を拡大した。

油価が下落し始めた2014年後半からは固定資産が減

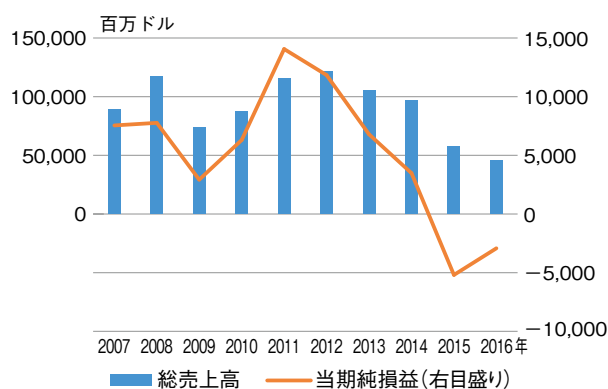


出所：同社年次決算報告資料



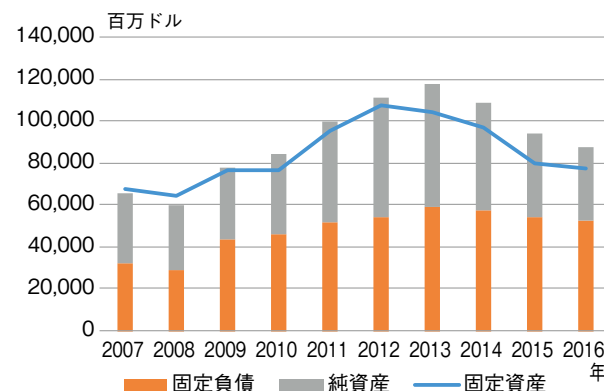
出所：同社年次決算報告資料

図14 Statoilの石油生産と天然ガス生産



出所：同社年次決算報告資料

図15 Statoilの総売上高・当期純損益



出所：同社年次決算報告資料

図16 Statoilの資産・負債状況

少、新規の設備投資を資産売却が上回った。Statoilは2015～2016年と2期連続純損失を計上。この時期も固定資産を増やしていたShell、Totalとは対照的な動きとなった。

(4)生産・投資

①確立されたノルウェーでの基盤

ノルウェー国内における石油・天然ガスの生産量は123万boe/dでStatoil全体の3分の2を占める。資源開発の中心は洋上で、ノルウェー領北海、ノルウェー海、バレンツ海の3地域に大別される。

a. 北海

Statoilの主力油田であるノルウェー領北海Troll、Oseberg、Gulfaks等は成熟化が進んでいるとされるが、2010年に発見されたJohan Sverdrup油田が2019年に操業開始予定の他、Gina Krog、Erin等の計画が進んでいる。

また、Statoilは2016年Edvard Grieg油田を保有するLundin Petroleumの株式20.1%を取得して持ち分法適用会社とするなど基盤拡大に取り組んでいる。

b. ノルウェー海・バレンツ海

Eniがオペレーターを務めるGoliat油田が2016年に操業を開始した。StatoilがオペレーターのJohan Castbergプロジェクトの他、Lundin PetroleumがオペレーターのAlta and Gohta、OMVがオペレーターのWisting Central等の計画が進んでいる。

②米州

Statoilは米国のシェールオイル/ガスやブラジルの海底油田開発に積極的に参画、2016年には34万boe/dを産出している。

a. 米国

2008年マーシェラス、2010年イーグルフォード、2011年バッケンの非在来型石油・天然ガス開発に参入して生産を拡大してきた他、メキシコ湾でChevronやAnadarkoがオペレーターを務める在来型油ガス田開発に参加している。2016年には27万boe/dと、国別ではノルウェーに次いで第2位の生産量となった。

b. ブラジル

Peregrino油田(浅海)開発にオペレーターとして参画(権益60%)、2016年の生産量は3万7,500boe/d。2020年にPeregrino油田の第2フェーズの寄与が始まる予定。この他、Statoilにとってブラジルで初めての大水深開発となるCarcará油田が期待されている。なお、2016年9月にPetrobrasと生産分野における協力を強化していくことを目的とする戦略的パートナーシップ協定に関する覚書を締結している。

③サブサハラ・アフリカ

Statoilのサブサハラ・アフリカにおける生産量は31万boe/d。

a. アンゴラ

Totalがオペレーターとなっている第17鉱区などに参加しており、21万boe/dを産出(Statoil内ではノルウェー、米国に次いで第3位)。

b. ナイジェリア

Chevronがオペレーターを務めるAgbami油田の権益20%を保有、2016年の生産量は4万6,000boe/d。

(5)今後の戦略

Statoilは「ノルウェー大陸棚における基盤の活用・拡張」「海外の有望な資産の獲得」「低炭素社会の実現に向

けたエネルギーの供給」「付加価値の高い中・下流事業への取り組み強化」の四つの戦略を掲げている。

原油・天然ガス生産量を2020年までに220万boe/dまで拡大し、各事業の効率化と価格競争力の向上によって質の高いバリューチェーン構築を目指すとし、中・下流部門では、付加価値の創造に重点を置き、温室効果ガス

の排出削減を重点項目の一つに掲げている。今後はノルウェー大陸棚で培った探鉱・開発の技術を生かした資源開発事業を主軸としつつ、南米やアフリカへの取り組みを強化し、天然ガス事業の拡大、生産性向上やコスト削減に注力することで競争力の底上げを図り、欧州市場でのプレゼンスをより強固なものにしていく方針である*4。

6. Eni

(1)概要

Eniはイタリア炭化水素公社(Ente Nazionale Idrocarburi)として1953年に設立された石油会社。設立当初はイタリア政府が株式の100%を所有する国営企業であったが、1995年民営化され、現在のイタリア政府による株式の保有割合は30.1%となっている。2016年の石油・ガス生産量は168万boe/d、うち天然ガスが47%を占めた。

(2)売上高・利益

売上高は2008～2009年に始まったリーマンショック・欧州経済危機後の油価下落により減少した後、2014年前半まで続いた油価上昇に乗って拡大していた。2014年後半以降の油価下落に対して生産量はむしろ増加したが、OPEC・非OPEC産油国の協調減産合意が成立して油価が回復するまで売り上げの減少が続き、2016年度の売上高は過去10年間で最低水準となった。

純利益はリーマンショック後2013年頃まで回復していたが、その後の油価下落により減益となり2015～

2016年度、2期連続して当期純損失を計上した。

(3)資産・負債

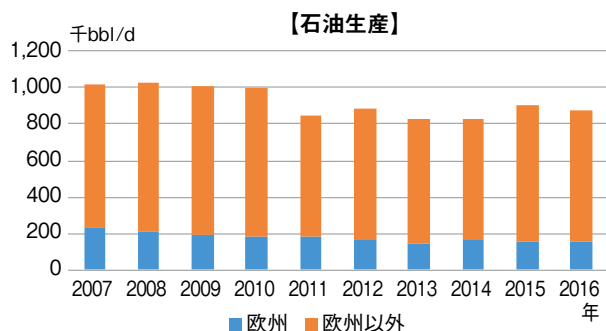
リーマンショック・欧州経済危機の影響が顕著に現れた売上高・純利益とは対照的に、固定資産は自己資本と長期資金の調達により2011年まで増加傾向が続いていた。

2012年以降、北アフリカ地域で拡大した「アラブの春」による生産への影響や天然ガス輸送Snamとポルトガルの石油会社Galpに対する持ち分を売却したことにより固定資産の伸びが抑制された。また2016年にはサービス会社Saipemに対する持ち分の売却などが行われており、固定負債、固定資産ともに減少している。

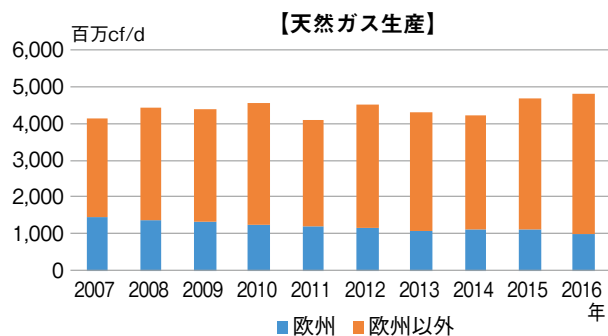
(4)生産・投資

①欧州

欧州における石油・天然ガス生産量は32万boe/dでEni全体の2割弱を占める。

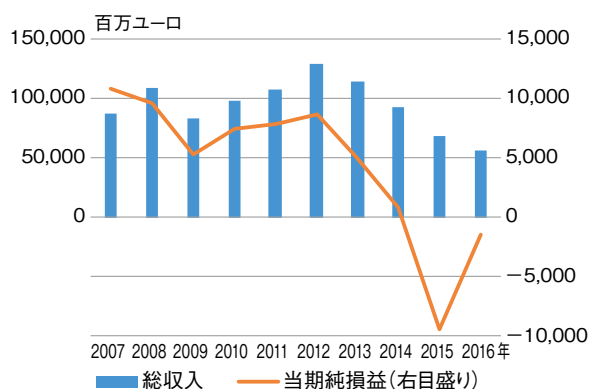


出所：同社年次決算報告資料



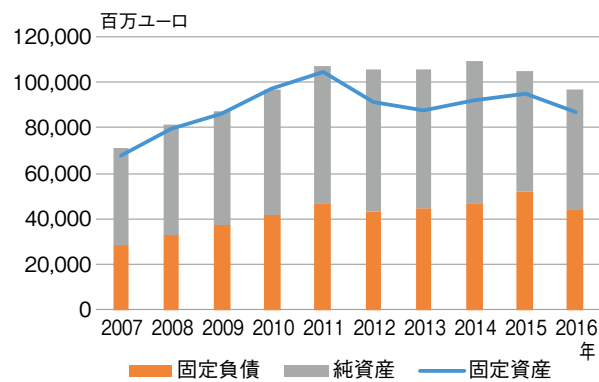
出所：同社年次決算報告資料

図17 Eniの石油生産と天然ガス生産



出所：同社年次決算報告資料

図18 Eniの総売上高・当期純損益



出所：同社年次決算報告資料

図19 Eniの資産・負債状況

a. イタリア

2000年頃から生産は減少しているものの、Eniにとって欧州最大の生産国で、生産量は2016年も15万boe/d程度。Elettra、Fauzia等アドリア海の海上油田開発の寄与分が見込まれる。

b. ノルウェー

オペレーターを務めるバレンツ海のGoliatが2016年に生産を開始した他、Statoilがオペレーターとなっている Johan Castbergに30%出資する等、ノルウェーはEniにとって欧州で2番目の生産国。

②中東・北アフリカ

Eniのアフリカへの参入は1954年のエジプトから始まった。リビア、チュニジアなど北アフリカ地域からナイジェリアへ展開し、2000年代以降はモザンビーク、ケニア、ガーナなどサブサハラ地域へと活動地域を広げている。2016年の生産量は約68万boe/dでEni全体の約4割を中東・北アフリカで生産している。

a. リビア

石油・天然ガス産出量は34万boe/d、国別で最大の生産国。陸上ではSirte、Murzuq Basinなどがある。政情不安定のため大型の新規投資が進まないが、それでも2018年にはBahr Essalamプロジェクト(第2期)の生産開始が予定される等により、30万boe/d程度の生産が維持されるとの見通しがある。

b. エジプト

年間生産量は18万boe/dでリビアに次いで2番目である。2015年に発見されたZohrガス田はピーク時生産量40万boe/dとも言われる大型ガス田である。リビアと同様に政情不安の懸念はあるが、エジプトにとっても優先順位の高いプロジェクトと考えられ、今後の生産増加

が有望視される。権益の10%を売却した他、Rosneftに30%を売却することで合意している。

c. その他

アルジェリア、イラク、イラン、チュニジアなどで生産が行われている。

③サブサハラ・アフリカ

2016年の石油・天然ガス生産は25万boe/dで中東・北アフリカ、欧州に次いで3番目の地域であるが、大型の有望プロジェクトがあることから今後投資が増加することが見込まれる。

a. アンゴラ

2007年にExxonMobilが売却したAngola LNGのトレイン1の権益を取得し、2013年6月に初カーゴがブラジルに出荷されたが、2014年4月にパイプライン設備の不具合で生産が停止した。その後2016年に生産を再開した。

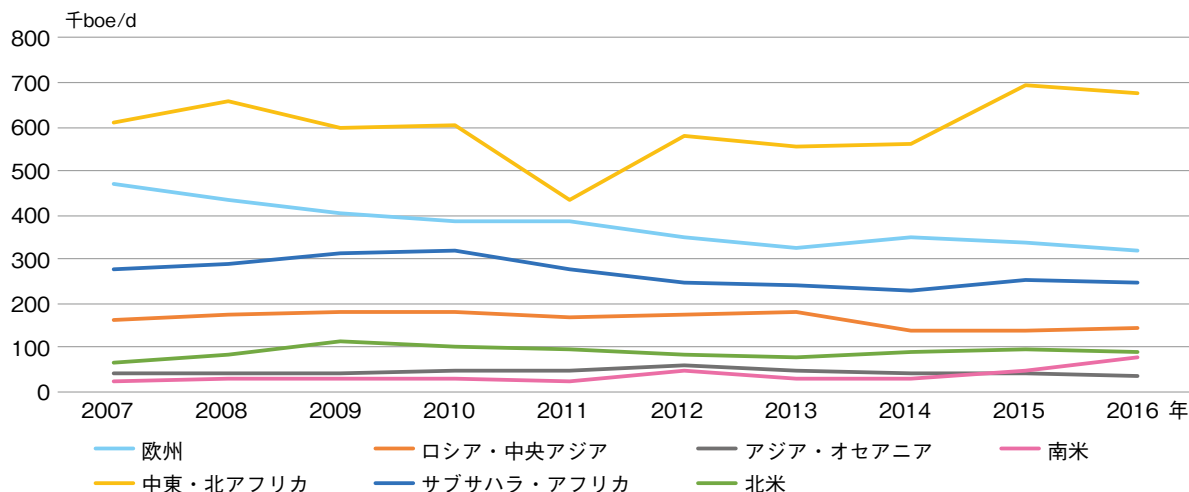
b. モザンビーク・ナイジェリア

モザンビークの第4鉱区液化基地は2022年に、Coral F (Floating) LNGは2019年に生産開始を予定している。また、Eniは早くからNigeria LNG等、アフリカのLNG事業に参画している。

(5)今後の戦略

Eniは、2017～2020年の戦略計画のなかで、総合的な石油・ガス企業に向けての変化、全事業における利益創出、中流ビジネスの再構築を戦略の柱として掲げている。

アフリカでの事業を重視しており、全世界の投資額の60%にあたる約200億ユーロを今後4年間にわたり投資する計画である。特に、2015年にエジプト沖で発見し



出所：同社年次決算報告資料

図20 Eniの地域別石油・天然ガス生産

た推定埋蔵量30Tcfの巨大ガス田の開発に向けて、長期的に更なる投資を行っていく計画である。一方、ポートフォリオの多様化は継続され、欧州地域（ノルウェー、英国、イタリア）やアジア地域（カザフスタン、インドネ

シア）でも活動していく計画である。

また、エンジニアリング、石油化学、発電まで手掛けており、これら多部門にわたる事業を連携させながら展開している^{*5}。

7. Repsol

(1)概要

Repsolは1987年にスペイン国立炭化水素院（INH：Instituto Nacional de Hidrocarburos）により設立された国営の統合型石油・ガス企業。1989年に民営化が始動され、1997年に完了した。1999年にアルゼンチンのYPFを買収してRepsol YPFと社名変更したが、2012年にアルゼンチン政府がYPFを接収したことから社名はRepsolに戻っている。

主要株主は以下のとおり。

Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis	
i Pensions de Barcelona	9.84%
Sacyr, SA	8.20%
Temasek Holdings (Private) Limited	4.49%
BlackRock, Inc.	3.04%

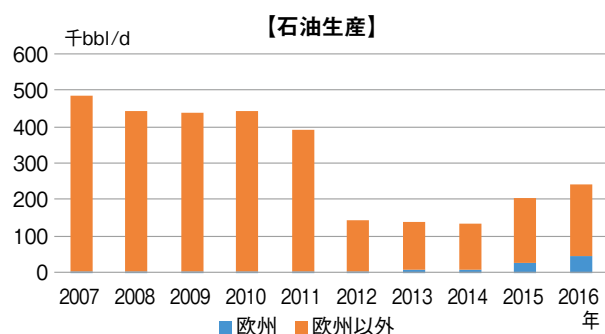
Repsolの事業は上流（探鉱・開発）、下流（精製・販売等）、LNGの3部門に分類される。そのうち、LNGについては、操業効率と利益を最大化するという方針の下、ペルーと

トリニダード・トバゴのLNG関連資産をShellに売却するなど、2014年1月までにほとんどのLNG関連資産の売却を完了させた。現在、LNGに関連する保有資産は北アメリカとアンゴラにあるのみとなっている。

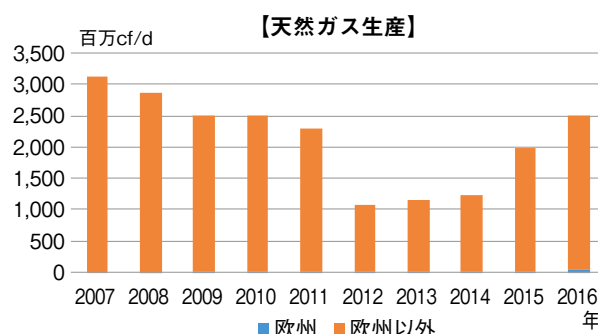
上流事業から下流事業までを含め世界50カ国以上で事業を展開し、特に中南米では圧倒的なプレゼンスを見せている。探鉱・生産活動は、トリニダード・トバゴ、ペルー、ベネズエラ、ボリビア、コロンビア、エクアドルなど中南米と、アルジェリア、リビアなど北アフリカを主要活動地域としているが、近年、北米およびロシアなど新たな地域へも活動地域を広げている。

(2)売上高・利益

Repsolの売上高は2008～2009年に始まったリーマンショック・欧州経済危機の影響により油価が下落したために減少した後、2012年に合意されたYPF接収によっても売り上げが減少していた。その後の油価下落により売り上げは一段と低下、2016年には過去10年間で最低



出所：同社年次決算報告資料



出所：同社年次決算報告資料

図21 Repsolの石油生産と天然ガス生産

水準となった。

純利益もリーマンショック後一旦回復したが、2012年にアルゼンチン政府がYPFを接収するなどの影響があつて減益が続いていたところ、2014年に上向きはしたものの、同年後半からの油価下落を受けて2015年度には純損失を計上した。

YPFの接収により2012年に石油・天然ガスの生産は一旦減少したが、その後再び増産基調を回復した。2015年にカナダのTalisman Energyを買収したことで生産量は更に増加、油価回復とともに2016年度には18億ユーロの純利益を計上した。

(3)資産・負債

リーマンショック・欧州経済危機の影響が顕著に現れた売上高・純利益とは対照的に、Repsolの固定資産は自己資本と長期資金の調達により2011～2012年頃まで増加傾向が続いていた。

2012年にYPFがアルゼンチン政府に接収されたこと

で固定資産が減少したが、2015年にカナダのTalisman Energyを買収したことで再び増加した。

(4)生産・投資

①欧州

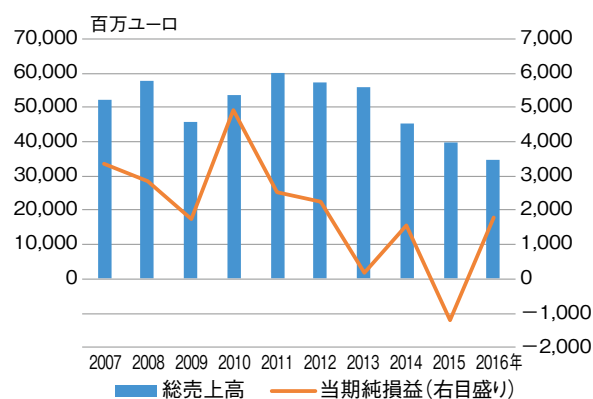
従来、Repsolの欧州における石油・天然ガス開発はスペインを中心とした小規模なものであったが、Talisman Energyの買収によりノルウェーや英国に広がった。生産量は2014年の6,000boe/dから2016年は4万6,000boe/dに拡大した。

②確立された南米地域におけるプレゼンス

2016年のRepsolの南米地域における石油・天然ガス生産量は66万boe/d(石油:24万b/d<36%)、天然ガス:2.5Bcf/d(64%)と前年比24%増加した。

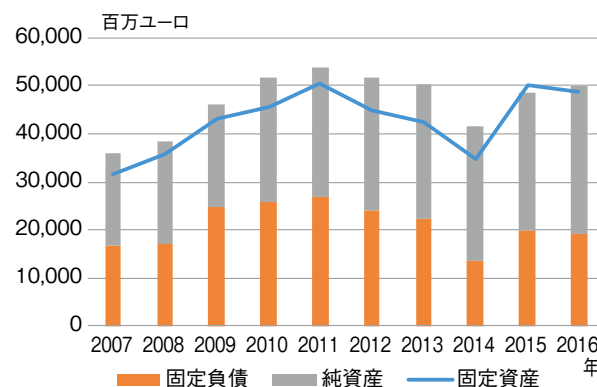
a. トリニダード・トバゴ

最大の生産量11万boe/dを占めるトリニダード・トバゴではBPと合弁で主に天然ガスの生産を行っており



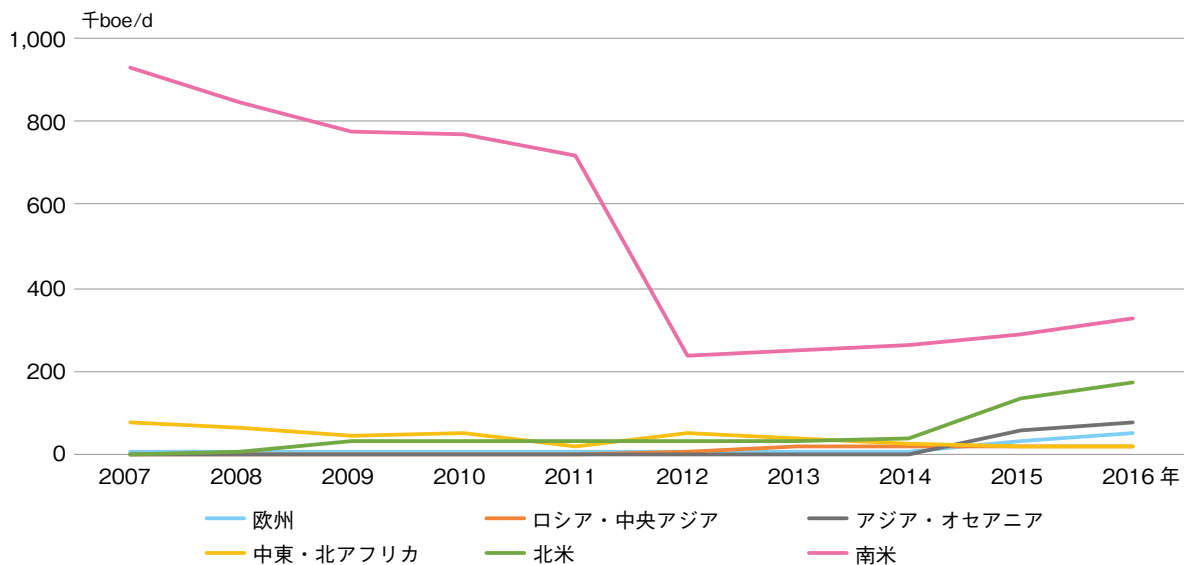
出所：同社年次決算報告資料

図22 Repsolの総売上高・当期純損益



出所：同社年次決算報告資料

図23 Repsolの資産・負債状況



出所：同社年次決算報告資料

図24 Repsolの地域別石油・天然ガス生産

(BP：7割、Repsol：3割)、七つのガス田開発と一つの探鉱に大規模な投資を行っている。Atlantic LNGプロジェクトにも参画していたが、2014年にShellに売却し、現在は上流事業に特化した活動が中心となっている。

b. ベネズエラ

5万boe/dを生産するベネズエラの主要投資はEniとの50：50合弁事業であるPerlaガス田の開発で、2015年に5億cf/dで生産を開始した。このプロジェクトには第2フェーズ8億cf/d、第3フェーズ1.2Bcf/dの生産規模拡大が含まれているが、35%権益を取得するオプションを有するPDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.：ベネズエラ国営石油会社)の財務状況が芳しくないために遅れることが予想される。

この他、RepsolはCarabobo油田開発の11%権益を保有している。40年間にわたって40万b/dの重質油を生産する大型プロジェクトであるが、インフラ投資不足、PDVSAの財務状況によりは停滞している。

c. ボリビア

ボリビア国営石油会社(YPFB)との合弁(Repsol権益：48%)により、Margarita-Huacaya、San Alberto、Sabalo等の油ガス田から4万boe/dの石油・天然ガスを生産している。

d. ペルー

ペルーにおける主な上流開発投資はCamiseaガス開発で、2004年から生産を行っているが、液化プラントプロジェクト(Peru LNG)は2014年にShellに売却した。

③ Talisman Energy買収で勢いづく北米事業

生産量のほぼ半分を南米地域が占め、下流部門における石油製品の販売を含め圧倒的な存在感を示す一方、Talisman Energy買収により、北米での生産量を増加させている。

a. 米国

米国での石油・天然ガスの生産は2014年の3万4,000boe/dから2016年には11万5,000boe/dへと3倍以上に増加した。従来、Repsolの米国事業はメキシコ湾大水深やアラスカが中心だったが、マーシェラスの天然ガスやイーグルフォードのシェール・オイルにも広がっている。

b. カナダ

Talisman買収でRepsolはカナダ西部に権益を獲得し、東部ニューファウンドランド沖の海上から開発の中心を移した。2016年には5万9,000boe/dの生産を記録している。

④ その他の地域

UAEやリビアでの生産が減少していた中東・北アフリカにおいても、Talisman Energyが手掛けていたアルジェリアのEl MerkやReggane North油・ガス開発計画がある。この他Repsolはイラク(クルド地域Kurdamir)に権益を保有している。

(5)今後の戦略

Repsolの2016～2020年の経営戦略では、当面は原油価格の低迷が続くことを前提に、買収効果の実現、上

流資産の入れ替え・高付加価値化へのシフト、ブレント原油価格が40ドル/バレルでもフリーキャッシュフロー

を生み出すこと、投資適格格付けの維持を掲げている*6。

8. OMV

(1)概要

OMVは1955年に設立された石油一貫操業会社であり、オーストリア国内最大の企業である。2016年末時点の従業員数はグループ全体で2万2,544人(うちオーストリア国内が3,431人)。1989年まではオーストリア国内での探鉱開発活動に特化していたが、国内の石油・天然ガス埋蔵量の減少とともに海外でのビジネス展開を積極化した。1992年までには16カ国で生産・探鉱権益を確保し、アルバニア、スーダン、チュニジア、ベトナム等で探鉱開発を行っている。現在はオーストリア、英国、パキスタン、リビアの4カ国をコアエリアとしている。

天然ガスはロシア、ノルウェー、ドイツからガスを購入し、オーストリア国内に供給している。OMVが保有する天然ガス・パイプラインネットワークは約2,000kmに及び、また貯蔵設備は国内シェア80%を握る。

主要株主は以下のとおり。

OBIB/Austrian State Industrial Holdings Ltd.	31.5%
IPIC/Abu Dhabi's International Petroleum Investment Corp.	24.9%
機関投資家	25.7%
従業員	0.4%

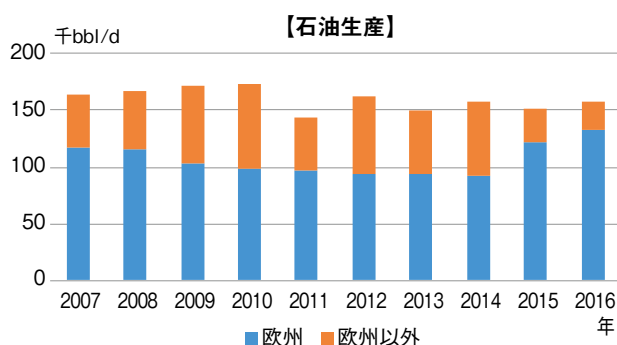
(2)売上高・利益

OMVの売上高は2008～2009年に始まったリーマンショック・欧州経済危機で油価が下落したため減少した後、2014年前半まで続いた油価の上昇に連れて堅調に拡大していた。しかし直後からの油価下落により、2016年1月にはWTI油価が一時30ドル/bblを下回るなど、同年末のOPEC・非OPEC産油国の協調減産合意で油価が回復するまで低油価が続き、欧州石油企業各社の2016年度の売上高は過去10年間で最低水準となった。

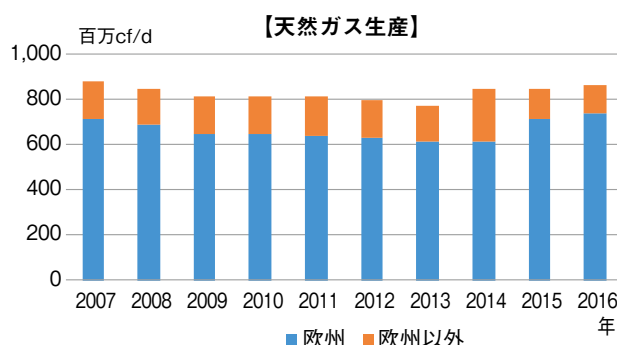
純利益は2012～2013年頃まで回復傾向が続いていたが、これまで繰り返し述べてきた油価下落で減益となり、2015～2016年は2期連続の純損失を計上した。しかし2016年の石油・天然ガス生産は増加しており、2016年後半からの油価回復により2016年は2015年比で損失幅が縮小している。

(3)資産・負債

2011～2012年頃まで増加傾向が続いていたが、油価が下落し始めた2014年後半以降、英領北海油田(Rosebank)の権益やトルコ現地法人(OMV Petrol Ofisi)の売却があったため固定資産が減少している。



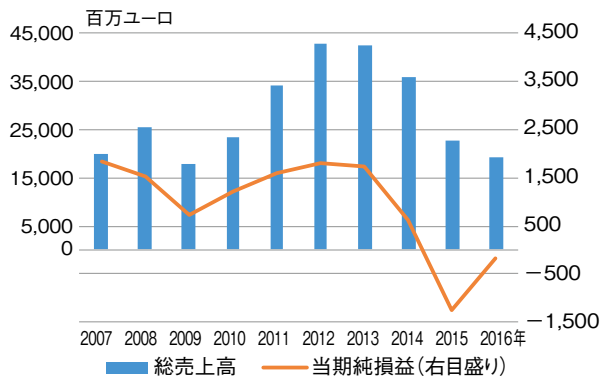
出所：同社年次決算報告資料



出所：同社年次決算報告資料

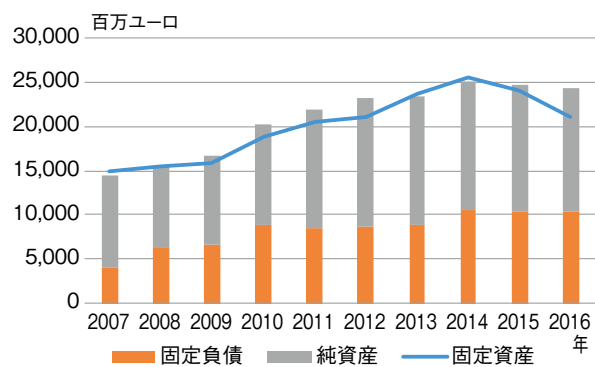
図25 OMVの石油生産と天然ガス生産

欧州石油企業の財務戦略～2014年後半以降の低油価局面に対応する石油企業7社～



出所：同社年次決算報告資料

図26 OMVの総売上高・当期純損益



出所：同社年次決算報告資料

図27 OMVの資産・負債状況

(4)生産・投資

①欧州

2016年のOMVの欧州における石油・天然ガス生産量は26万boe/d(石油：13万b/d〈50〉)、天然ガス：7億4,000万cf/d〈50〉と前年比6%増加した。

a. ルーマニア

OMVは2004年にルーマニアの国営石油会社Petromの株式51%を取得した。ルーマニアにおける生産は当初の19万boe/dから2016年には約15万boe/dまで減少してきた。ExxonMobilがオペレーターを務める黒海大水深のNeptun Deep 鉞区が有望とされる。

b. ノルウェー

OMVは2013年にStatoilからの権益買収などによりノルウェー大陸棚の権益を獲得し、2016年には7万boe/dを生産した(国別ではルーマニアに次いで2番目)。ノルウェーにおけるOMVの権益はOMV (Norge) ASを通じて保有されているが、OMVは2016年12月にロシアのGazpromとの間でOMV (Norge) ASの38.5%株式を西シベリアのAchimov IV/Vの権益と交換することで合意している。

c. ブルガリア

Totalがオペレーターを務める黒海大水深のHan Asparuh 鉞区の30%権益を保有している。詳細は明らかにされていないが、2016年8月に石油・天然ガスの発見があったとされる。

②中東

OMVは1970年代から中東で開発してきたが、2010年には10万boe/d以上あった石油・天然ガス生産が2016年には1万boe/d程度まで激減している。リビアやイエメンにおける内戦・紛争が原因と考えられる。

a. 北アフリカ

リビアでは2016年後半から生産が再び増加に転じており、チュニジアやイエメンを含めた中東地域の生産は2019年頃に4万5,000 boe/d程度まで回復するとの見通しがある。

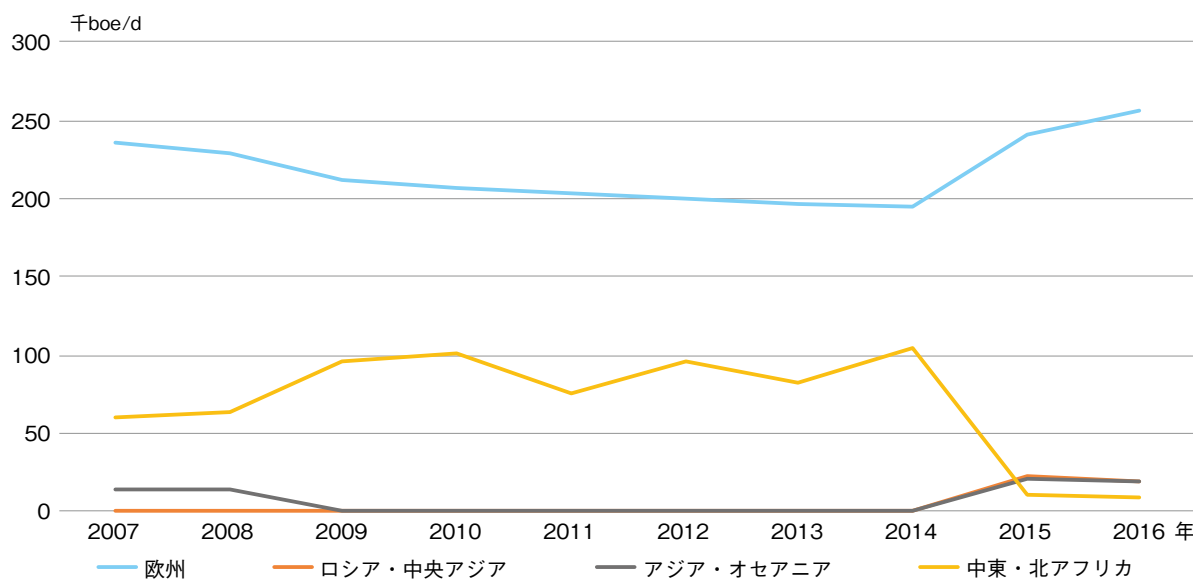
b. イラク・イランほか

イラク(クルド地域)やUAEに非オペレーターとしての出資案件がある他、2016年5月にはイラン国営石油会社(NIOC)と西部Zagros地区の開発で覚書を交わし、2017年に入ってからイランの民間企業(Dana Energy)やGazpromとイランにおける開発の覚書を交わす等、イランに対する積極的な取り組みが見られる。

③ロシア・中央アジア

ロシア・中央アジアに対する投資は、Petromを介したカザフスタンに対する案件がほとんどであるが、OMVは2017年内にドイツUniper社から西シベリアのYuzhno russkoyeガス田の権益を取得する予定である。またGazpromがOMV (Norge) ASの38.5%株式と交換に西シベリアのAchimov IV/Vの24.98%権益を取得することで合意している(2018年末までの最終合意を目指す)。これらによりOMVはロシアで15万boe/dの石油・天然ガス生産を目指しており、ロシアはOMVにとってルーマニア・ノルウェーに次ぐ主要投資先になる見込みである。

また、上流開発からは離れるが、ドイツのUniper、Wintershall、フランスのEngie、Shellとともにロシアから欧州に天然ガスを供給するノルドストリーム2パイプライン・プロジェクトにも参画している。



出所：同社年次決算報告資料

図28 OMVの地域別石油・天然ガス生産

(5) 今後の戦略

OMVの掲げる戦略は、持続可能な上流事業と天然ガスを含めた下流事業の競争力強化を通じたキャッシュフロー重視の経営である。上流事業については2020年頃までは設備投資の9割を欧州や中東・北アフリカにおける現状程度(30万boe/d)の生産量維持に、残る1割をロシア・UAE・イランでの開発投資に充てるとしている。下流事業ではM&Aによるガス事業の拡大やノルドスト

リーム2パイプラインによるロシアからの供給拡大などが含まれている。

この他、OMVはアブダビのソブリンウェルスファンドの出資を受けていることから、中東方面への投資が盛んである。国内と海外における石油・天然ガスの探鉱・生産・精製・販売に加え、合成樹脂など化学にも強みを持っている*7。

むすび

(1) 欧州石油企業の低油価への対応

欧州の石油企業各社の足許(2017年第1四半期)の業績が前年同期比で増収増益となっている。2011年から2013年にかけて1バレル100ドルを上回る水準にあった原油価格(北海ブレント、年平均)が2014年後半から下落したことで、欧州石油企業各社の業績は悪化し、2015年にはメジャー企業(Shell、BP、Total)以外の全てが当期純損失を計上した。2016年度もRepsolが黒字に転換したものの、Statoil・Eni・OMVの各社は2期連続で損失を計上していたことを踏まえると、各社の業績の回復傾向が顕著になってきたと見られる。

この主たる要因は、2016年暮れのOPEC・非OPEC産油国の協調減産合意により油価が回復してきたことで

あるとされる。しかし、油価の回復を業績改善に結びつけた要因として2013年までの高油価時に資本市場から資金調達を行い、減退傾向にあった欧州域内の生産を補うべく着実に投資を実施していたことが実を結び、石油・天然ガス生産量を下支えし増加に転じさせたことを挙げなければならぬ。

メジャー企業に続く規模の欧州石油企業各社の投資戦略は各社各様であり、StatoilやRepsolのように南米・北米への投資を拡大するものもあれば、Total・OMVのようにイランやロシアとの関係を強化するものもある。Eniのようにアフリカへの投資を拡大する動きも見られる。石油業界全体として今後数年間の時間軸で見てプロジェクトの後ろ倒しや投資規模の縮小により石油・天然

ガス生産量が伸び悩むのではないかとされるが、これまで述べてきた欧州石油企業各社の動きを見る限りではそれぞれに布石を打っていると思われる。

今後、短期的には1バレル100ドルを超えるような水準までの油価回復が見通せない環境下、米国の石油企業各社がシェールオイル・ガスへの投資に注力しているのとは対照的に、各社各様の方法で選択的な在来型資産への投資を進めている点が注目される。

(2)財務戦略の方向性

20世紀を通じて世界の石油生産を^{けん}牽引してきたメジャー企業であるが、1970年代以降の産油国の国営石油会社の台頭等の環境変化に対応して、そのビジネスモデルを変化させてきた。北海油田の開発が進んだ1980年代以降、フロンティア地域における開発の難しい資源の獲得や技術的な優位性を高めることに始まり、1990年代以降は気候変動問題への対応が加わった*8。

2000年代以降の中国をはじめとする新興国の需要拡大が引き起こした油価の上昇は、石油企業の資源獲得とサービス企業の技術力向上を後押ししたが、同時に米国におけるシェールオイル/ガス等の非在来型資源開発を促進することにもつながり、2014年後半以降の油価低迷を誘引した。過去10年間にわたる油価の上昇・下降のサイクルに関しても、欧州石油企業にとっては振り返って見ればもともと直面していた長期的な需要の減退や気候変動問題への対応という課題が残っている。

油価が100ドルを超える水準まで上昇した2000年代後半と、再び50ドル近辺まで低下したことに対応する最近の欧州石油企業の財務戦略の変化を検証することは、欧州石油企業の財務戦略の方向性を示唆するものが

あると思量される。

第一に2000年以降減退していた欧州域内における石油・天然ガスの生産が再び増加に転じていること。気候変動問題への関心が高く需要の飛躍的な拡大が想定し難い欧州市場ではあるが、その半面で急速な縮小もまた考え難い。欧州石油企業にとっては素早く大きく変化する環境への対応の要請によりリスク管理の重要性が増していることは確実である。輸送コストや地政学的リスクへの対応も含めて考えれば、需要地に近い地域の資源を有効活用するのは合理的と思われる。一方、環境問題対応の進展により今後は開発されないまま価値が失われていく「座礁資産」化のリスクも懸念されることから、手近な資源から有効活用することが一つの方向性であろう。

第二に石油・天然ガスを燃焼させること以外の利用の拡大があるだろう。もともとメジャー企業の強みであり基本的でもある戦略は垂直統合型ビジネスモデルの追求である一方、下流において石油化学事業を行ってきた。実際、メジャー以外の欧州石油企業であるEniやOMVでも石油化学部門に注力する動きが見られる。また石油化学ではないが垂直統合型のビジネスモデルとしては再生可能エネルギーへの取り組みについても風力や太陽光から発電を行うだけでなく蓄電技術の獲得によりバリューチェーン全体を取り込む動きも見られる。

欧州石油企業による低油価や、気候変動問題といった変化への対応は、単に石油企業の戦略という問題にとどまらず、再生可能エネルギーや石油化学事業等の下流事業部門も含めた合従連衡・企業再編の可能性も秘めている。この観点からも今後、業界動向を注視していく必要があるだろう。

<注・解説>

*1: Royal Dutch Shell plc, Home page, “Annual Report and Form 20-F 2016,” 他
<http://www.shell.com/>

*2: BP plc, Home page, “Annual Report and Form 20-F 2016,” 他
<http://www.bp.com/>

*3: Total S.A., Home page, “Registration Document 2016 Edition,” 他
<http://www.total.com/en>

*4: Statoil ASA, Home page, “Annual Report and Form 20-F 2016,” 他
<https://www.statoil.com/>

*5: Eni SpA, Home page, “Integrated Annual Report 2016,” 他
https://www.eni.com/en_IT/home.page

*6: Repsol S.A., Home page, “Annual Report 2016,” 他
<https://www.repsol.energy/en/>

- * 7 : OMV Aktiengesellschaft, Home page, “Annual Report 2016,” 他
<http://www.omv.com/portal/01/com>
- * 8 : Paul Stevens, 2016.5, “International Oil Companies - The Death of the Old Business Model” The Royal Institute of International Affairs, Research Paper

Analysis

執筆者紹介

古藤 太平 (ことう たいへい)

[職歴] 1985年、三菱東京UFJ銀行に入行し、香港・シドニー支店勤務、プロジェクトファイナンス審査、中東アフリカ地域ソブリン等を担当。2016年、石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）に転出し、現在 調査部 担当審議役。

[近況] 約40年ぶりに幼少期を過ごした秋田県を訪れる機会がありました。各地の変わる様子 / 変わらない様子を見て歩くのをささやかな楽しみにしています。

Global Disclaimer (免責事項)

本稿は石油天然ガス・金属鉱物資源機構（以下「機構」）調査部が信頼できると判断した各種資料に基づいて作成されていますが、機構は本稿に含まれるデータおよび情報の正確性又は完全性を保証するものではありません。また、本稿は読者への一般的な情報提供を目的としたものであり、何らかの投資等に関する特定のアドバイスの提供を目的としたものではありません。したがって、機構は本稿に依拠して行われた投資等の結果については一切責任を負いません。なお、本稿の図表類等を引用等する場合には、機構資料からの引用である旨を明示していただきますようお願い申し上げます。