第２章　シェールガス革命がもたらす変化

野神　隆之

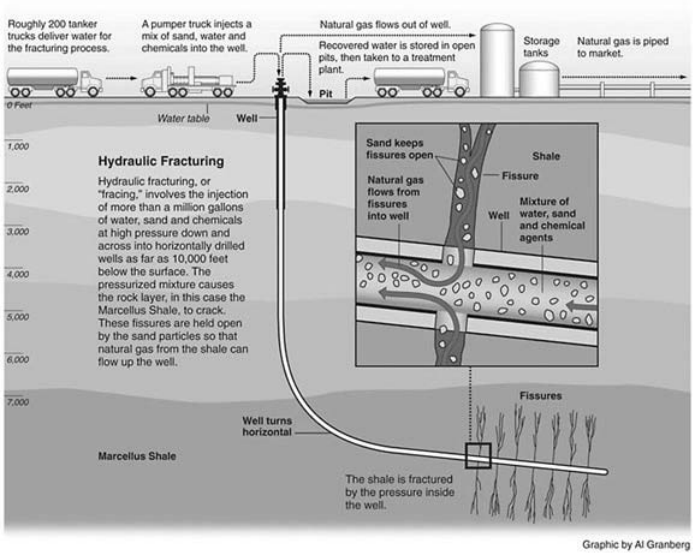
はじめに

本章では、シェールガスの開発と生産の動向について述べることとする。これにはシェールガスとはどのようなものであるか、ということや、その資源の賦存状況、また米国を中心とするシェールガス開発・生産の経緯と現状、世界天然ガス市場に対する影響、さらには今後の見通し。そして、米国外でのシェールガス開発・生産の世界的動向とその見通しを含む。最後には日本への影響についても触れることとしたい。

１．シェールガスとは

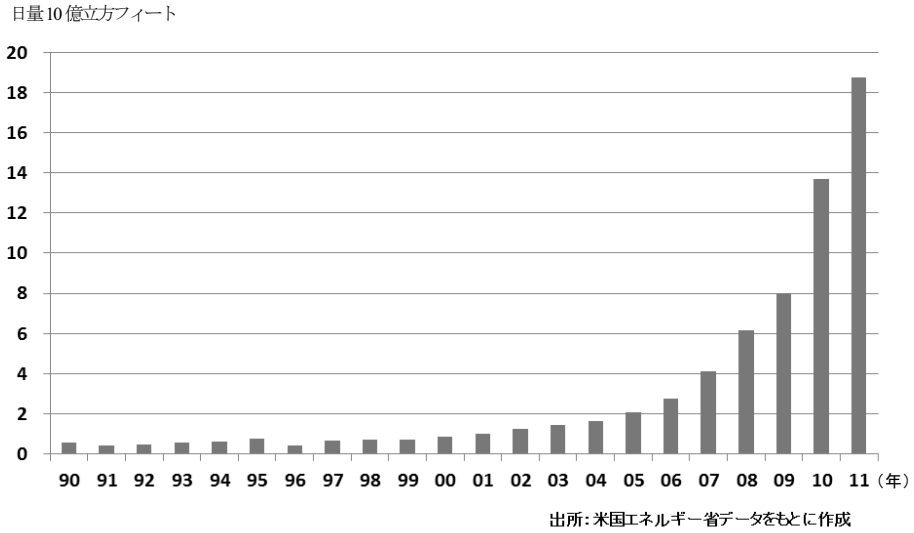
シェールガスは、浸透率 0.001md 以下の低浸透性頁岩（シェール）層に賦存する天然ガスであり、在来型天然ガス資源のように賦存する層における資源の流動性が低く、従って在来型天然ガス資源開発と同様の手法を利用しても十分な生産性と採算性を確保できなかったことから、近年までは、生産水準は低迷していた。しかしながら、1980 年代以来米国のシェールガス技術開発に従事していたジョージ・ミッチェル氏が設立した Mitchell Energy が 1998 年に水圧破砕（この手法自体は 1940 年代から存在していた）を応用することによりシェール層からの天然ガス生産技術の確立に成功した。他方、2002 年に Mitchell Energy を買収した米国の Devon Energy が自社で保有していた水平坑井掘削の手法と組み合わせた（図 1 参照）ことにより、米国でのシェールガス開発が進展、生産が増加するようになった。それでもその後しばらくはシェールガス生産の加速ペースも控えめなものであった。弾みがついたのは 2007 年であるが、これはその前の 2005 年 8～9 月に米国のメキシコ湾にハリケーン「カトリーナ」と「リタ」が襲来し、沖合の天然ガス生産施設に被害を及ぼしたことに伴い、冬場の暖房需要期を前にして同国の天然ガス価格が上昇した（2005 年 10 月の平均原油価格（NYMEX WTI 原油先物）は 1 バレル当たり 62.27 ドルであったのに対し天然ガス価格は 100 万英熱量当たり 13.43 ドル（原油換算 1 バレル当たり 80.55 ドル）と原油価格以上に高騰したことが判明する）ことと無縁ではない。これにより米国でのシェールガス開発に弾みがつき、生産の勢いが増すこととなった（図 2 参照）。

図１　シェールガス開発の概念図



出所：ProPublica, http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national

図２　米国シェールガス生産の推移



２．世界のシェールガス資源状況

シェールガス資源の賦存量については、米国ではある程度確認埋蔵量（2010 年末時点で 97.4 兆立方フィート、因みに同国の天然ガス埋蔵量は当該時点で 317.6 兆立方フィートであるので、シェールガスの占める割合は 30 パーセント強ということになる）が算出されるようになってきたが、米国以外では必ずしも生産が本格化していないこともあり、確認埋蔵量は把握できておらず、以下に示す通り技術的に回収可能な資源量（この場合経済性は

考慮されていない）が推定されているのみである（表 1 参照）。

表 1　世界の技術的回収可能な天然ガス資源量

	Conventional	Unconventional				Total
		Tight gas	Shale gas	Coalbed methane	Sub-total	
E. Europe/Eurasia	144	11	12	20	44	187
Middle East	125	9	4	-	12	137
Asia-Pacific	43	21	57	16	94	137
OECD Americas	47	11	47	9	67	114
Africa	49	10	30	0	40	88
Latin America	32	15	33	-	48	80
OECD Europe	24	4	16	2	22	46
World	462	81	200	47	328	790

出所：IEA “World Energy Outlook 2012” 2012 年 11 月 12 日

別途米国エネルギー省エネルギー情報局（EIA : Energy Information Administration）が 2011 年 4 月 5 日に発表した「世界シェールガス資源：米国外 14 地域の初期評価」（World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States）で示された世界各国のシェールガス資源に関する技術的回収可能量（但し題名からも判明する通り世界の全ての国を網羅しているわけではなく、旧ソ連諸国のような在来型天然ガスの大産出国の多くに対する評価はなされていない）を見ると、カナダ、メキシコ、アルゼンチン、ブラジル、南アフリカ、リビア、アルジェリア、フランス、ポーランドにシェールガス生産の潜在性が示されている。全ての国を合計すると 6,622 兆立方フィートとなり、単純には比較はできないが 2011 年末の世界の天然ガス確認埋蔵量（殆どが在来型天然ガス資源と見られる）が 7,360 兆立方フィートであることを考慮すれば、資源量としては決して少ない量とは言い切れない。ただ、シェールガス資源に関しては注意しなければならない問題も存在する。それは、使用したデータの問題から技術的回収可能量算定の精度が必ずしも高いものではない、ということである。この結果時間が経過するにつれ、このような数字が変化していく可能性があり、これまでのところ、方向性としては概ね下振れ、という状況となっている。例えば、米国での技術的に回収可能なシェールガス資源量は 2009 年 1 月 1 日時点（2011 年公表）では 827 兆立方フィートであったものが、2010 年 1 月 1 日時点（2012 年公表）には 482 兆立方フィートと 40 パーセント強下方修正されている他、ポーランドでも当初見込まれた数量から 3 分の 1～10 分の 1 へと評価が引き下げられている。このように資源量の評価については、今後も変更がありうる旨留意する必要がある。

また、資源量が豊富であることと大シェールガス産出国であることは、必ずしも等しくはないことにも注意すべきであろう。米国では一部地域でシェールガス生産が活発化しているが、米国ですら資源は豊富に賦存していると見られるものの、なかなか生産に結び付かない場合もある。これにはいくつか理由がある。まず、環境面である。シェールガス開発の際には水圧破砕が実施されるが、その際に圧入される水（流体）には、水圧破砕によって生じた天然ガスの通り道（フラクチャー）を維持するための砂（プロパント）に加え、地層を溶解させる塩酸、パイプと流体との摩擦を軽減させるポリアクリルアミドのような化学薬品等が 0.5 パーセントの濃度で混入される。そしてこのような化学物質が地下水に流出して水質汚染をもたらす、という懸念が米国の一部地域住民の間で拡大、水圧破砕規制の動きが出てきた。水圧破砕を実施するシェール層は総じて地下水の層よりも深い位置に存在することから、水圧破砕によりフラクチャーに注入された化学物質が地下水のある層に到達する可能性は極めて低いのであるが、このような問題は理屈だけを押し付けても前進しないのが通例であり、住民が問題を理解し納得する、といったことでなければ解決しない。そして住民の理解にはその住民が居住している地域と石油・天然ガス産業との関わりの密接さが関係してくる。例えば、テキサス州は長い間米国の石油・天然ガス産業の中心地域であり、住民にとって当該産業は身近なものであった。同州は 2011 年にシェールガス開発業者に対して、添加する化学薬品の内容を州規制当局に提出するとともに、州政府連合が開設しているインターネットサイトで公開する（但し企業秘密に相当する物質はこの限りではない）ことを義務付ける法案を可決するなどして、当該問題は比較的円滑に解決された。しかしながら、ニューヨーク州は石油・天然ガス産業が盛んな場所でもなく、大半の住民も当該産業からは相当程度距離を置いて生活をしているのが普通である。このような場所にも Marcellus といったシェール層が存在するが、住民や地元議員による水圧破砕活動反対運動が発生したため、2010 年 12 月に州政府は水圧破砕を事実上禁止したうえで、2011 年 7 月に規制案を策定した。ただ、これは意見公募を経て正式に制定される予定であったが、2013 年 2 月現在においても当該規制は制定されておらず、当該地域での開発は進んでいない状況にある。ただ、それでも米国（そしてカナダ）は、土地所有者に資源が帰属しており、開発を委託された石油会社が生産する資源の一部を土地所有者も獲得することができるため、開発が進みやすく、また、石油・天然ガス産業基盤が確立しており、インフラも比較的整備されているので、生産された天然ガスの販売も容易である。このような条件を背景として米国はシェールガス生産を急速に拡大させてきた。

３．シェールガスによる天然ガス市場の変化

シェールガスが増産されたことにより、特に米国において足元の状況や将来に対する展望を大きく変えてしまった他、その影響が直接間接的に世界のエネルギー市場に及んでいる。2008 年以前は特に米国、もしくは欧州では国内、ないしは域内での天然ガス生産はこれ以上伸びないだろうと言われていた。そして不足分を遠隔地から LNG（液化天然ガス）により調達しなければならないとみられていたわけである。それで欧米においても日本同様 LNG 受入基地を設置する必要性が生じ建設が活発化した。ところが LNG 受入基地の建設が活発化するのと並行して米国の天然ガス国内供給がシェールガスによって当初見込みよりも増加してしまったことから、米国の国内天然ガス需給が緩和してしまい（近年同国の天然ガス在庫は軒並み平年幅の上限に位置したり、もしくは超過してしまったりしている）（図 3 参照）、結果として天然ガスの価格が下落、原油との乖離が大きくなってしまった（図 4 参照）。それに伴い、米国の LNG に対する需要が低迷した（図 5 参照）。

図 3　米国天然ガス在庫の推移

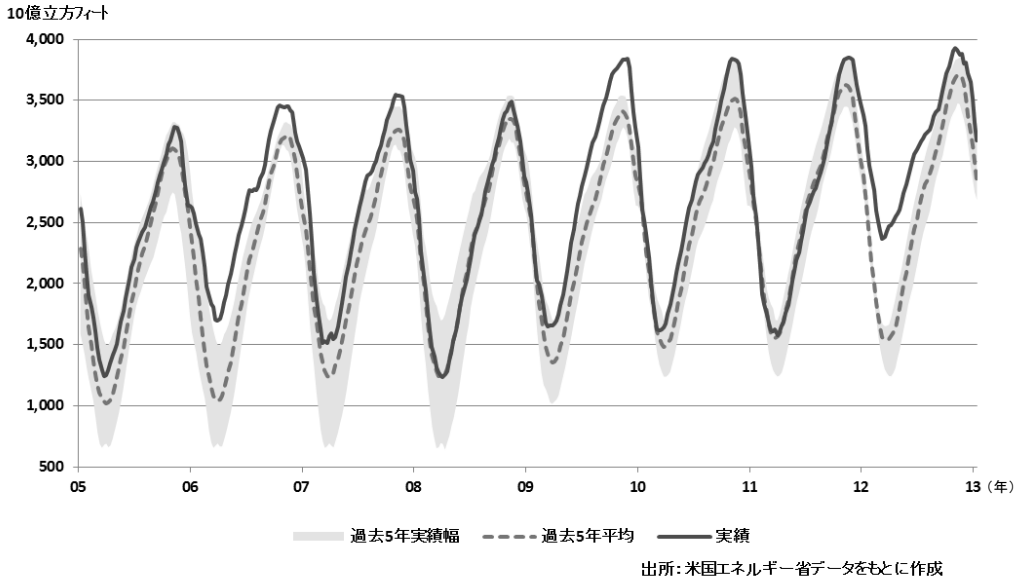


図 4　米国の原油と天然ガス価格の推移（2005～13 年）

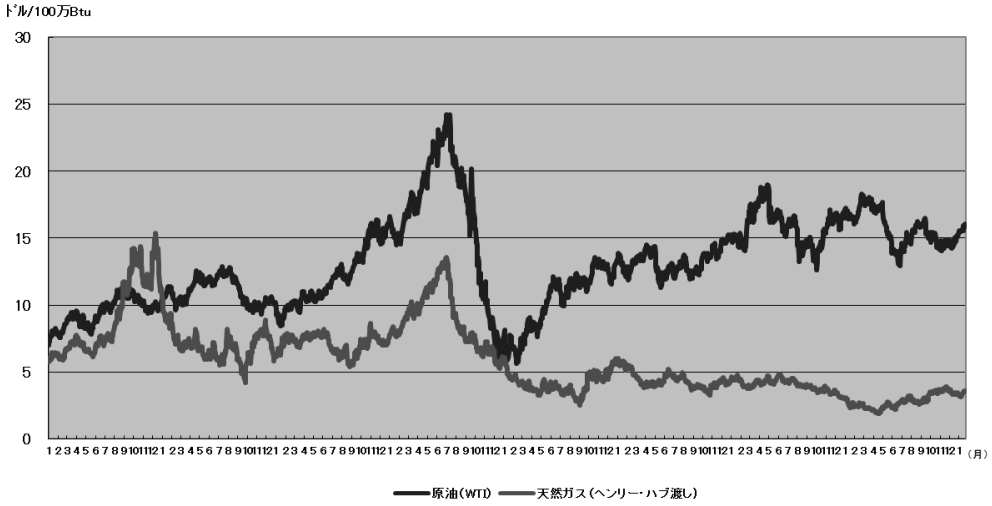
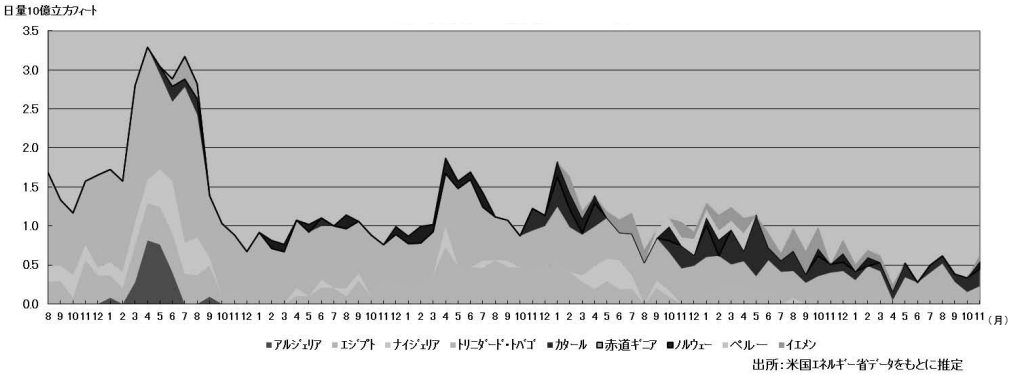
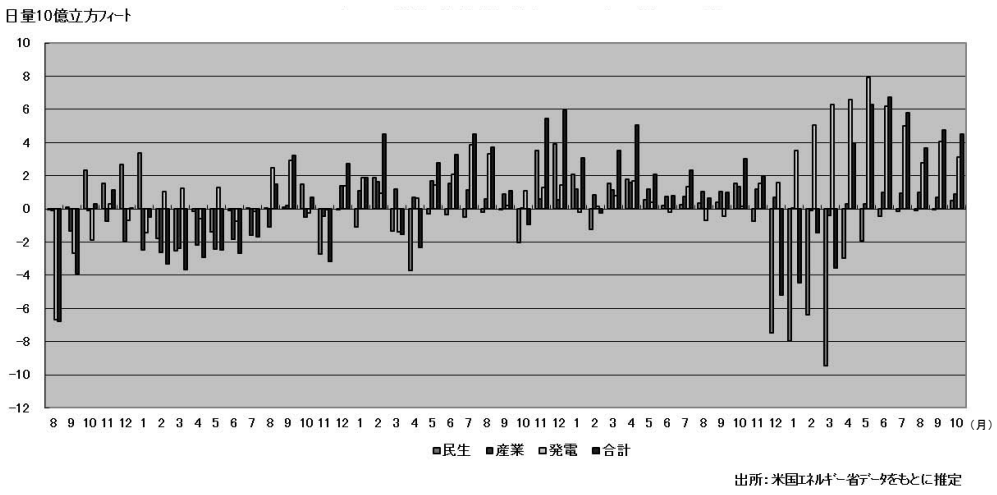


図 5　米国の LNG 輸入（2006～12 年）



また、米国では、シェールガスの増産に加え、2011～12 年の冬が記録的な暖冬（2011 年 12 月及び 2012 年 1 月が史上 4 番目に高い平均気温を記録したと伝えられる）であったことから、同国の民生用天然ガス需要が不振となり（図 6 参照）、その結果天然ガス地下貯蔵量（在庫）も増加傾向となり、3 月 30 日には当該貯蔵量が過去 5 年平均を 60 パーセント超過するとともに、EIA は 4 月 10 日に発表した短期エネルギー展望（STEO : Short-term Energy Outlook）で同年 10 月には貯蔵量が 4.12 兆立方フィートと証明された貯蔵能力（4.10 兆立方フィート）に達するとの予測を発表したことから、天然ガス需給が秋場に向け大きく緩和するとの観測が市場で発生した結果、同国の天然ガス価格は下落基調となり、4 月 19 日には 100 万英熱量当たり 1.907 ドルと終値ベースでは 2001 年 9 月 26 日（このときの終値は 100 万英熱量当たり 1.830 ドル）以来の低水準となった。

図 6　米国天然ガス消費増加量（2008～12 年、前年同月比）



しかしながら、2011 年 7 月まで 100 万英熱量当たり 4 ドル台で比較的安定していた天然ガス価格が 8 月以降下降局面に突入し 10 月に 100 万英熱量当たり 3.50 ドルに到達して以降、同国の天然ガス生産活動の変調が顕著になり、同国の天然ガス開発向け水平坑井のための掘削装置（主にシェールガス等の非在来型天然ガス資源開発のために用いられる）稼働数が 11 月から 2012 年 8 月にかけ半減した（図 7 参照）。他方、石油開発向け水平坑井のための掘削装置（主にシェールオイル資源開発のために用いられる）稼働数は増加を続け、12 月には天然ガス開発向け水平坑井用掘削装置稼働数を追い越してしまった。シェールオイルを生産する際に随伴で天然ガスが生産されることから、米国での天然ガス生産量は目立って減少しているわけではないものの、2012 年に入り頭打ち傾向が見られるようになってきた（図 8 参照）。

図 7　米国天然ガスと原油の水平抗井掘削装置稼動数（2011～13 年）

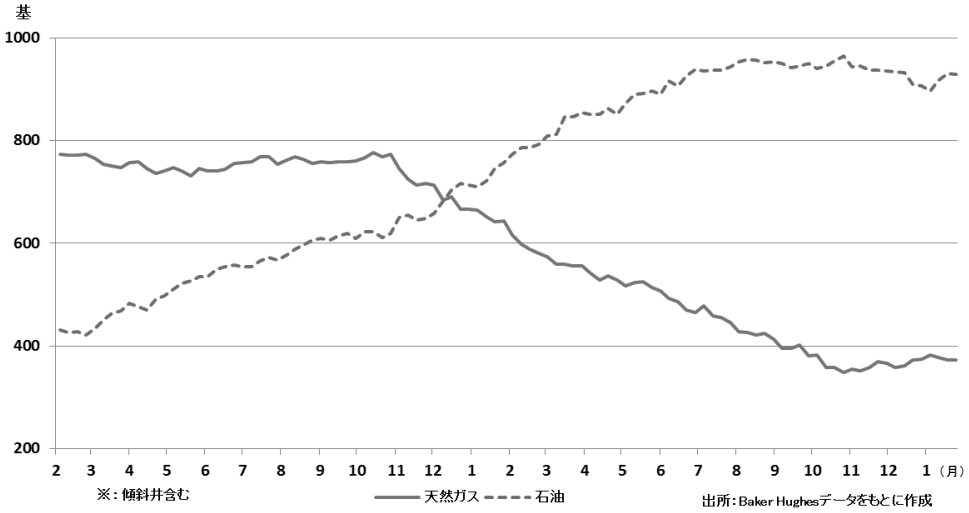
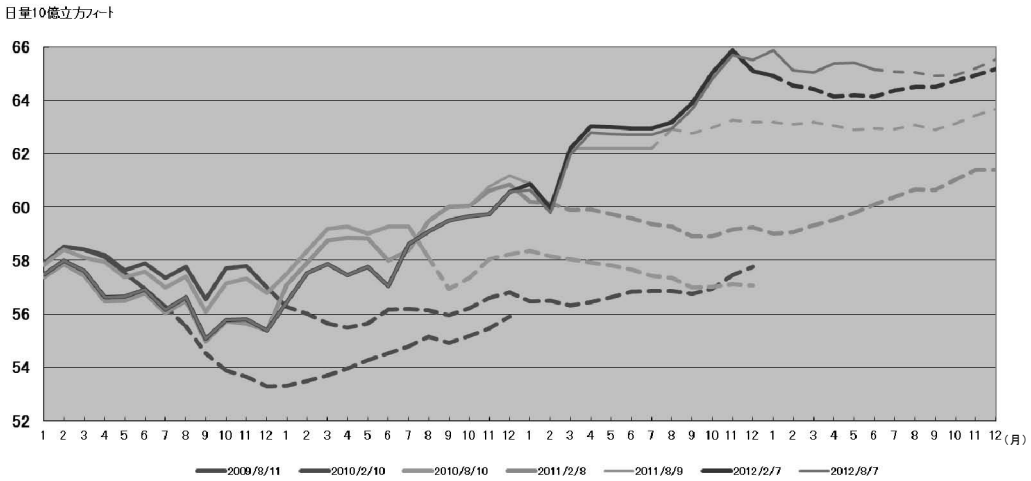


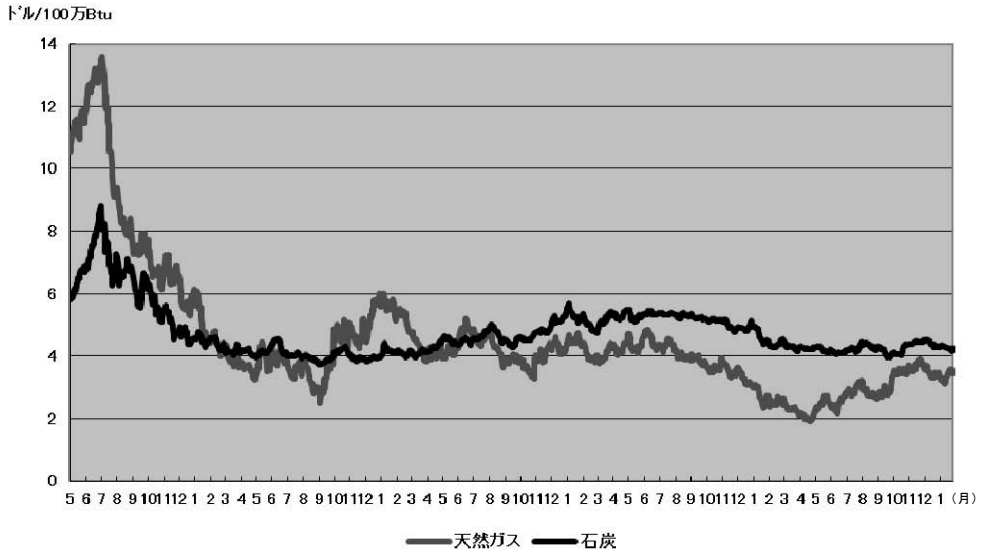
図 8　米国国内天然ガス生産量及び見通し（破線）（2009～12 年）



出所：米国エネルギー省データをもとに作成

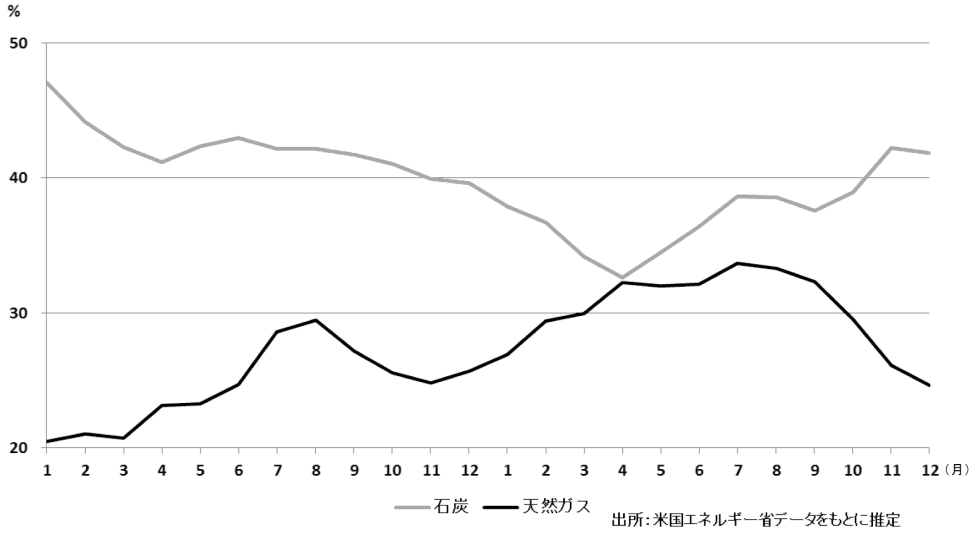
他方、価格の下落により需要は旺盛になってきた。特に発電部門においては競合する燃料である石炭の価格を下回ったこと（図 9 参照）で石炭から天然ガスへと燃料転換が進んだ（図 10 参照）うえ、米国では 2012 年は猛暑に見舞われた（米国本土 48 州では 2012 年 7 月は 117 年ぶりの暑さになったと伝えられる）ため、空調需要を賄うために発電所の稼働が上昇、発電部門での天然ガス需要が前年同月比で二けたの増加率となった。暖冬の影響のなくなった 4 月以降他の部門も合わせた同国の天然ガス全体の需要も前年同月比で増加に転じた。

図 9　米国天然ガス価格と石炭コスト（試算値）（2008～13 年）



*：石炭コストには輸送及び転換効率を考慮

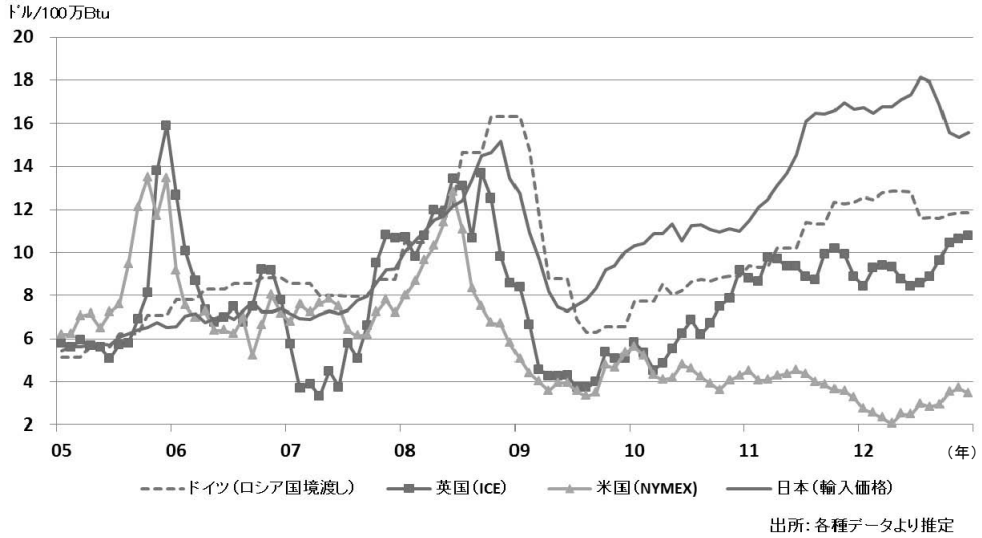
図 10　米国の発電量に占める石炭と天然ガスの占有率（2011～12 年）



従って、供給が伸び悩んだ反面需要が堅調であったことから、天然ガス貯蔵量の増加速度が鈍化、3 月末には過去 5 年平均比を 60 パーセント程度超過していた貯蔵量は、その後過去 5 年平均比での超過率を縮小する方向で推移し、11 月 10 日にはその比率は 5 パーセントを割り込むなど貯蔵量は平年並みの水準に接近した。このようなことから、天然ガス価格も反転、11 月 21 日には終値ベースで 100 万英熱量当たり 3.903 ドルにまで回復した。ただ、これ以上価格が上昇した場合石炭の競争力が復活し一部発電所では天然ガスから石炭への燃料転換が発生、天然ガス需要を妨げることになるとの観測も市場に出てきたこともあり、米国の天然ガス価格は 12 月以降 3.1～3.7 ドル程度で推移している。

この米国での石炭から天然ガスへの燃料転換が欧州に影響を及ぼしている面がある。欧州では英国においては基本的に天然ガス需給が天然ガス価格を決定する方式になっているが､欧州大陸では相当部分が石油製品価格に連動した形で天然ガス価格が決定されており、これが英国での天然ガス価格に影響を及ぼしている部分もある。また、アジア諸国による旺盛な LNG 需要やイランのウラン濃縮問題を巡る西側諸国との対立の激化により欧州向け LNG 輸出が脅かされるのではないかとの市場の懸念から､英国での天然ガス価格は 100 万英熱量当たり 8～11 ドル台で推移した他、例えばドイツにおけるロシアからの天然ガス輸入価格（月間値）は 100 万英熱量当たり 11～12 ドル台で推移するなど、米国の天然ガス価格に比べれば高い水準となっている（図 11 参照）。

図 11　世界の天然ガス価格（2005～12 年）



このような環境の下、米国で天然ガスとの競争で劣勢に立たされた石炭が欧州に向けて輸出を増加させた（図 12 参照）ことが、欧州での石炭価格を抑制した（また、石炭価格に対する下方圧力については中国での需要の減速が影響しているといった面も指摘される）うえ、欧州での再生可能エネルギー買い取り制度で再生可能エネルギーの導入が進んだこともあり当該地域での炭素排出権価格が低下した（また、欧州諸国政府が排出権を供給し続けたことも排出権価格下落のもう一つの要因と言われる）。このため、欧州では 2011 年の途中から発電部門において石炭コストが炭素排出コスト等と併せても天然ガス価格を相当程度下回るようになった。結果、欧州では発電部門で天然ガスから石炭への燃料転換が進むことになった。2011 年の欧州の一次エネルギー需要を見ると、石炭と再生可能エネルギー（水力を除く）の需要が前年比で増加している反面、天然ガス需要が減少を示している（図 13 参照）。また、欧州一部諸国の債務危機に伴う経済混乱と成長鈍化も天然ガス需要を減少させる一因になっていると考えられる。

図 12　米国から欧州への石炭（一般炭）輸出量

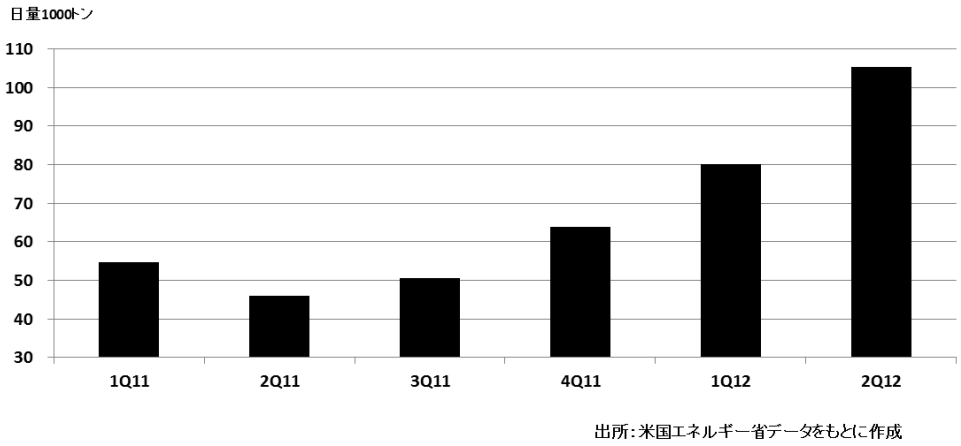
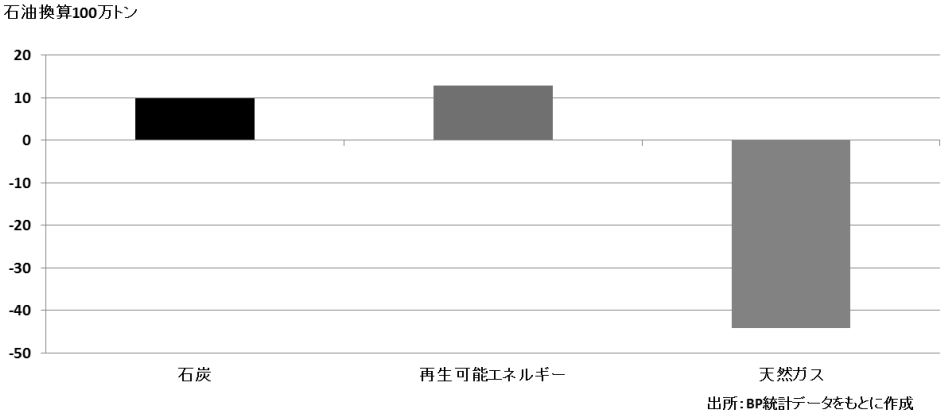


図 13　2011 年の欧州（EU）の一時エネルギー消費増減



このようなことから、供給面では、しばしば英領やノルウェー領北海での事故や労働者ストライキによるガス田の操業停止に伴い、域内の天然ガス生産が低下した他、夏場を前にして LNG がアジア諸国に向かった分欧州への純輸入量が減少した（図 14 参照）ことから当該地域での天然ガス輸入も総じて低迷した（図 15 参照）ものの、需要が不振であった（図 16 参照）こともあり、当該地域の需給自体は引き締まったというわけでもなく、地域全体としては天然ガスの貯蔵量は平年並みに増加してきている（図 17 参照）。

図 14　欧州諸国の LNG 純輸入量（2002～12 年）

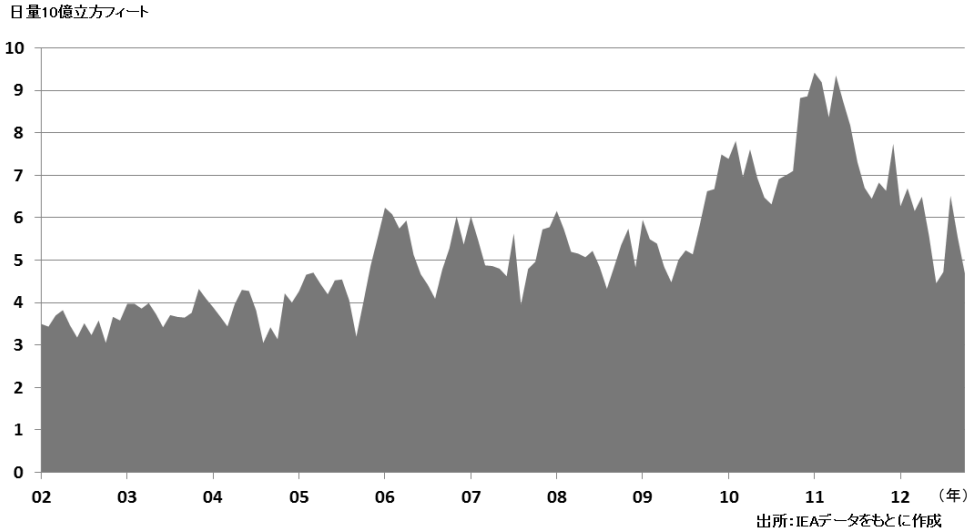


図 15　欧州諸国の天然ガス純輸入量（2002～12 年）

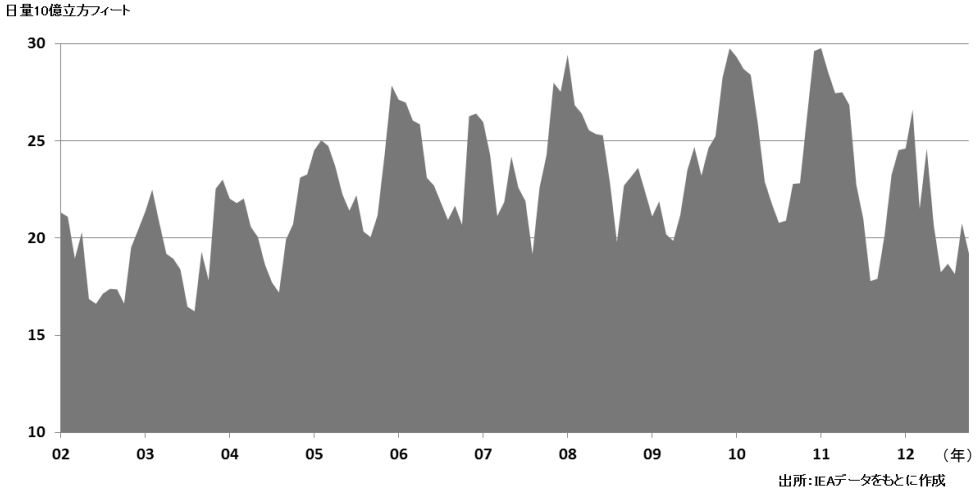


図 16　欧州諸国天然ガス需要増加量（2008～12 年）

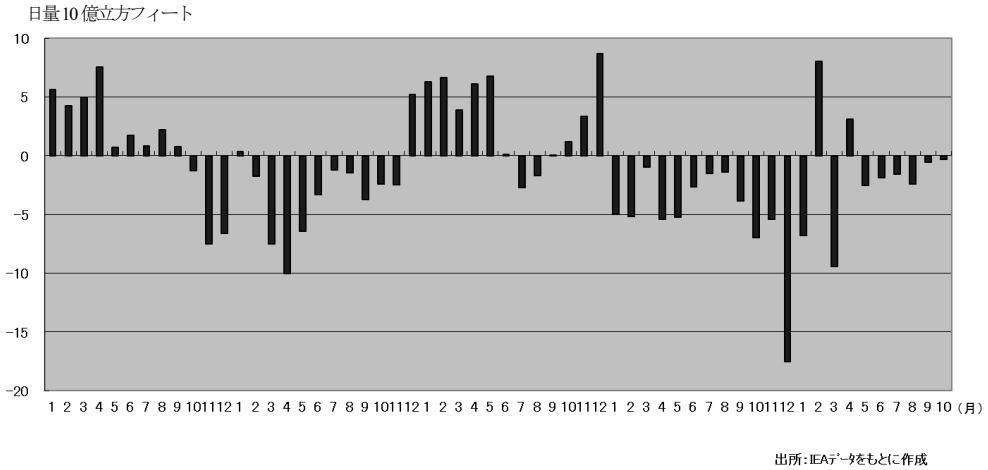
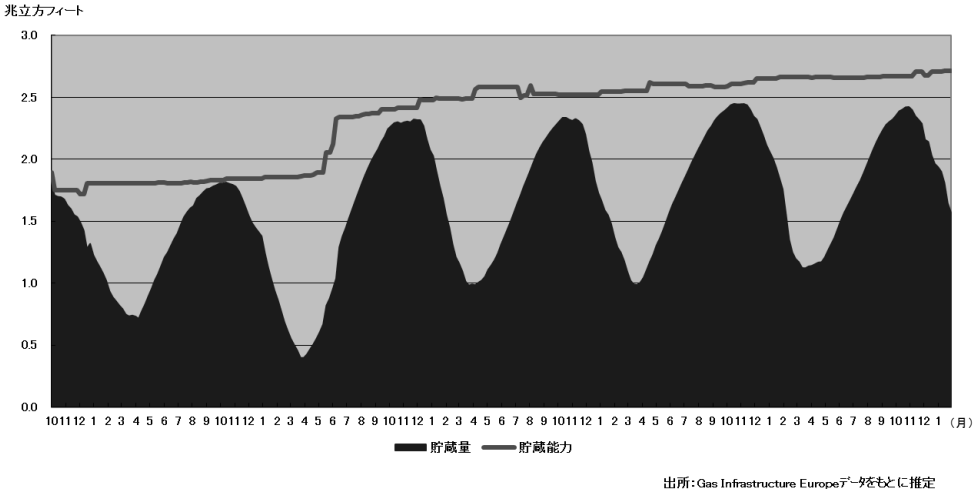


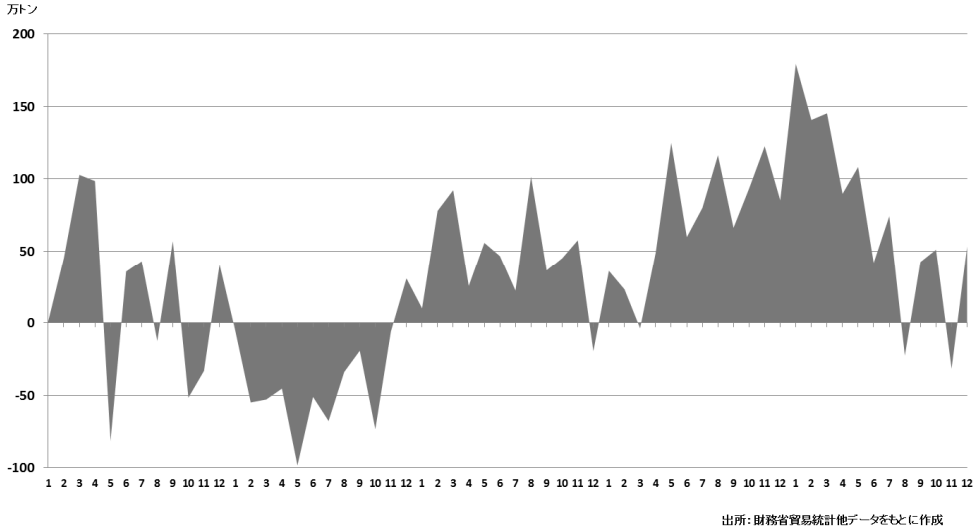
図 17　欧州諸国天然ガス貯蔵量（2007～13 年）



他方アジア諸国においては、日本における原子力発電所の稼働低下に伴う代替電力供給源としての天然ガス火力発電向けの天然ガス供給確保が活発化した結果、LNG の需要増加

（図 18 参照）に伴い輸入が堅調に推移しており、当該 LNG が欧州に向かう代わりにアジアに向けて輸出されたことが示唆されている。特に夏場の電力需要期を控えた LNG 調達が活発化した 5 月にはスポット価格が 100 万英熱量当たり 18 ドル台半ばに到達した。また 2012～13 年の冬においても日本、韓国、中国で厳冬に見舞われたことに伴い電力や暖房向け天然ガス需要が増加した他、南米ではブラジルで渇水となり水力発電の稼働が低下したことに加えアルゼンチンで国内天然ガス生産が低迷したことから両国からの天然ガス需要が発生したことにより、LNG のスポット価格が上昇傾向となり 2013 年 1 月下旬には 18 ドル台後半の水準に到達した。なお、日本の LNG 平均輸入価格は 2012 年前半にイランを巡る地政学的リスク要因に絡み原油価格が上昇した影響で、7 月（日本の輸入 LNG 価格の変動は原油価格のそれから数ヶ月遅れて発生する）には 100 万英熱量当たり 18 ドルを超過する水準となったと推定される。このように日本での輸入天然ガス価格は近年総じて高水準で推移したが、LNG が不足する、といったことは回避できている。これは、1 つには米国のシェールガスの増産、もう 1 つは欧州での債務危機等に伴う需要の低迷といったことがあったためで、それにより例えば一昨年（2011 年）の東日本大震災、原発の停止といったことがあったが日本は何とか天然ガス供給確保ができたというわけである。

図 18　日本の LNG 輸入増減（前年比）（2008～12 年）



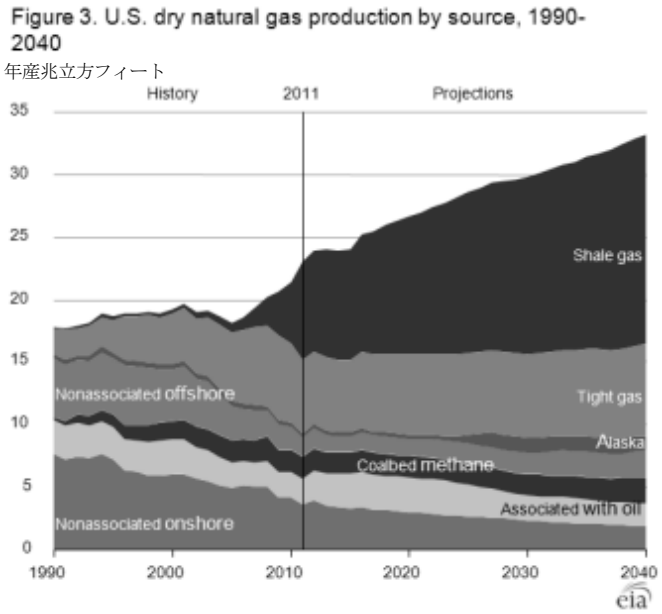
ただ、日本の輸入 LNG 価格はやはり高い。現時点では米国の価格が概ね原油換算で 20 ドル強、イギリスが約 60 ドル、ドイツが 70 ドル程度なのに対し、日本の場合は約 100 ドルとなっている。原油換算すると原油価格とそう変わりない。これはある意味当たり前でもある。日本の天然ガス価格は原油連動型の価格体系になっているから、どうしてもこうした価格になってしまうわけである。従って、米国に比べ日本の天然ガス価格は圧倒的に

高いという議論が出てきてしまう。このため、日本の輸入 LNG 価格をどのようにして引き下げるかが問題となっている。

４．シェールガス生産見通し、そして市場への影響

米国ではシェールガス生産量はどんどん伸びていくと見られている。2010 年時点で、米国天然ガス生産全体の 23 パーセントを占めているが、2035 年には生産のうち約半分はシェールガスになるだろうと言われている（図 19 参照）。シェールガスが先導して米国の天然ガス生産が伸びていくということである。米国 LNG 純輸入見通しであるが、当初はどんどん輸入をしていくと言われていた天然ガスが現在では 2010 年代の後半からは輸出国に転じると予想されている。(図 20 参照)。それに伴い米国の天然ガスの価格見通しもどんどん下降修正がなされているところである。当初は 2030 年に 9 ドルと言われていたところが、2011 年時点の予測では 6 ドル台となった。ただ、それでも現在のような米国での低価格が継続するとは見られていない。今後掘削が行われ続けるに連れ、より難易度の高い地域での開発・生産に移行するとともに、コストが上昇していくことから、2035 年では 7 ドルといった見通しになっている（図 21 参照）。

図 19　米国天然ガス生産見通し



出所：米国エネルギー省

図 20　米国 LNG 純輸入見通しの変化（2008～30 年）

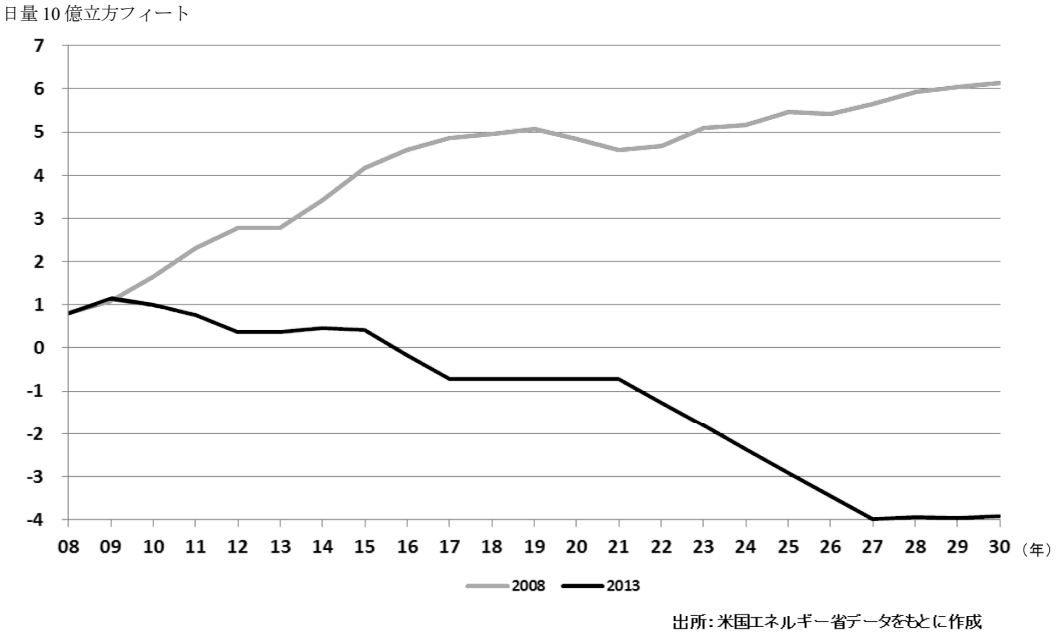
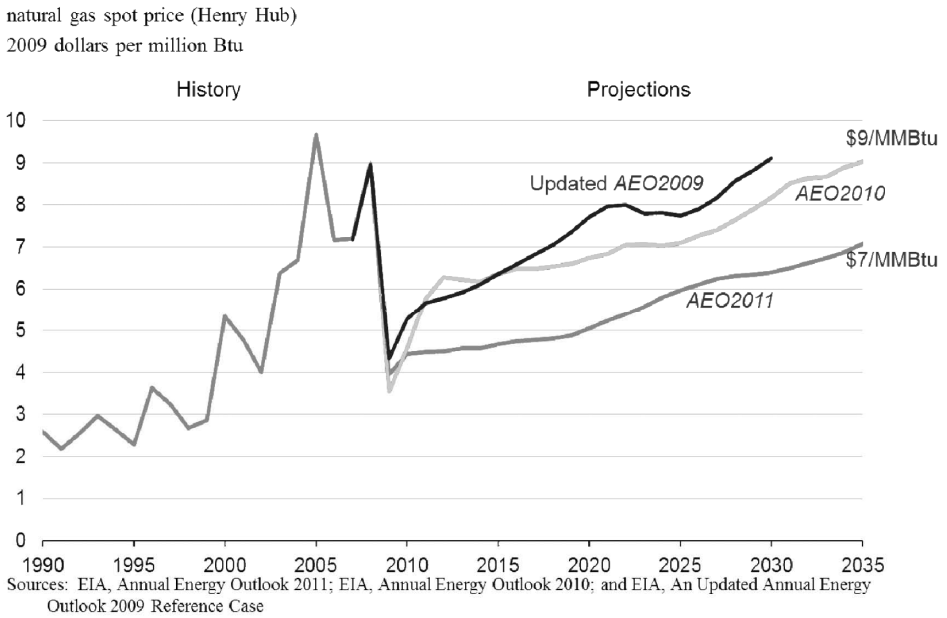


図 21　米国天然ガス価格見通しの変化

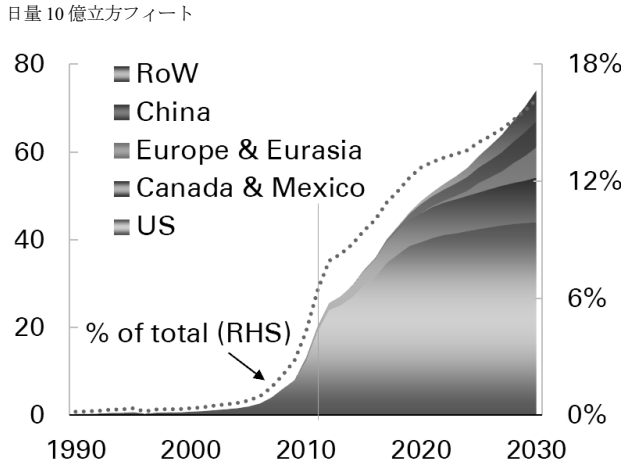


出所：米国エネルギー省

一方で、北米以外でのシェールガス潜在生産国については、地下資源は国が保有する格好となっており、住民はその恩恵に預かりにくいため、積極的に石油会社等に土地を提供

してシェールガスを開発させるといった展開にはなりにくい。また、一部諸国では外資規制があり、北米でシェールガス開発の経験を積んだ天然ガス会社等が容易に参入できないといった事情がある。また、石油・天然ガス産業基盤が整備されていない場所も多く、欧州などは住民の環境意識も高いため、米国以上に反対運動が発生しやすいといった状況でもある。さらに、そもそも資源がどこにどのように賦存しているかについても必ずしも明確になっていない場合もある。そして、中国のようにシェールガスが賦存していると見られるところが米国に比べて地下深くに存在していたり、水圧破砕に必要な水資源が不足している所に位置していたりする、といった技術的な問題が存在する場合もある（さらに中国は国産のシェールガス開発技術にこだわっているともされており、その習得に時間を要するといった問題もある）。南米ではアルゼンチンでシェールガスの開発が行われ始めたが、労働問題に悩まされていると伝えられる。従って、少なくとも資源の賦存状況を確認、技術上の問題を解決し、環境面を含めた法制や税制の体系を確立したうえで、石油・天然ガス産業基盤の整備を行っていく必要がある。

図 22　世界のシェールガス供給見通し



出所:BP

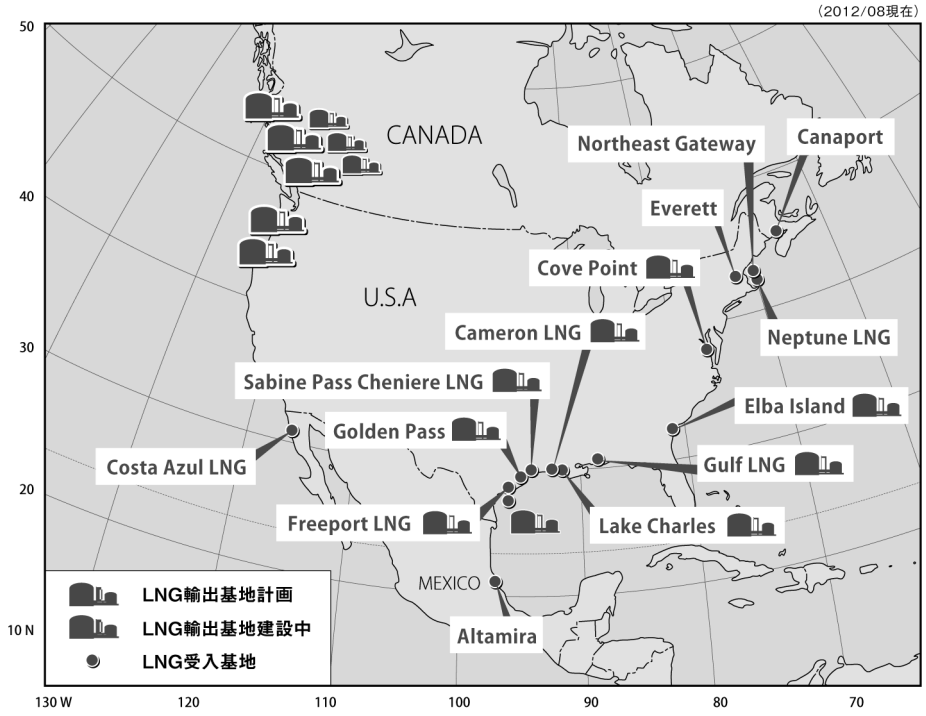
また、現在豪州で CSG（コール・シーム・ガス）というコールベッドメタンと同様のものがあるが、これを一部 LNG 化するプロジェクトが進行していて、2015 年以降輸出されると言われている。しかし、それを除くと以上のような事情から米国以外の諸国でのシェールガス等非在来型天然ガスの本格的な生産は 2020 年以降になるのではないかと考えられている（図 22 参照）。ただ、実は米国でも 2008 年当時は、シェールガスの存在は判明していたけれども、比較的緩やかに開発が進んでいくのではないかと思われていたところ、予

想外に急速に開発が進んでしまったという事情がある。そういう意味では、北米以外の非在来型天然ガス資源の活用は市場の予想よりも早く進んでしまう可能性があるので、各国の法制・税制整備の進捗状況、企業の進出および開発状況等について今後も十分注視していく必要があるのではないかと考えられる。

シェールガスが世界に出回ることにより、天然ガスの価格競争が発生し、価格がどんどん下がっていくといった見解もあるようであるが、実は事態はそう急に展開するというわけではない。少なくとも 2015 年までは北米からのシェールガスは輸出されないので、それまでは北米以外での天然ガス供給は概ね「在来型天然ガス（LNG を含む)」によりなされるということである。2015 年から 20 年になると「在来型の天然ガス（LNG を含む）と北米および豪州の非在来型天然ガス LNG」が市場に出てくるようになるであろう。さらにそれ以降は「在来型天然ガスと非在来型天然ガス」が各所で供給されるといった展開になると見られるというのが、現時点での石油・天然ガス産業関係者間での認識のようである。

米国の話に戻るが、近い将来 LNG を大量に輸入しなければならないということで LNG の受入基地を多数建設したのであるが、シェールガスが増産された結果、LNG の受け入れが低迷したことで基地の稼働が低下してしまった。米国の LNG 受入基地稼働率であるが、全米平均で 10％程度、特に消費地から遠い米国メキシコ湾岸地域では数％程度と低迷した。そうしたこともあり、米国では受入基地において方針を転換して、こちらから天然ガスを輸出しようということになっている。港湾施設は整っているので、液化施設をつくれば比較的安いコストで建設できるだろうという考え方から、LNG の輸出基地を建設するということになったわけである。そしてそれ以降米国では LNG 輸出基地建設計画が相次いでいる（図 23 参照)。

図 23　米国での主な LNG 輸出プロジェクト



この中で最初に米国規制当局から承認され、建設が開始されたサビーン・パスの LNG プロジェクトについては、韓国の韓国ガス公社、インドのガス会社、そしてスペイン及び英国のガス会社に対して LNG の輸出が行われる予定である。特に韓国やインドの場合、米国メキシコ湾岸は大西洋側であるのでどのようにしてアジア太平洋に LNG を輸送するか、という問題を懸念する向きもあったが、実は 2014 年にパナマ運河の拡張工事が完成する予定であり、通常の規模の LNG は通過に関しては問題にはならないであろう。

では、それで続々と LNG が供給されるようになるのか、そしてアジア太平洋市場で LNG 価格競争が発生するのかということであるが、実は、米国内で本当にこれだけの輸出プロジェクトが無制限に承認されるかどうかについては不透明性が漂う。2012 年 12 月 6 日に米国エネルギー省（DOE）は当初予定から 8 ヶ月遅れで、米国からの LNG 輸出に伴う便益調査結果報告を発表、LNG 輸出制限を設けない方が米国にとって最も経済的恩恵を享受できる旨を指摘した。この調査報告書に基づき現在米国では 2 月 25 日まで意見公募を行っている。ただ、米国石油協会（API）が同国の LNG 輸出を制限すべきでないと主張、南部産油州の 17 市長がエネルギー省長官に LNG 輸出促進を陳情している一方で、米国上院エネルギー委員会委員長のロン・ワイデン（Ron Wyden）氏は、当該調査結果はデータが古いうえに分析不足であることから、当該調査をやり直すべきだとの考えを明らかにしている他、2013 年 1 月 11 日には米国エネルギー・アドバンテージ（American Energy Advantage :

アルコア、米国公益ガス協会（APGA）、ダウケミカル等により設立された団体）が、米国の有権者 1,000 人に向けたアンケートで約 80 パーセントが米国の天然ガスを制限なしに輸出すべきでないとの調査結果を発表している。また、従来から米国の石油化学業界等には廉価な天然ガスを利用して石油化学工業の発展を目指す動きがある。既に複数社が 2017～18 年を目処に石油化学工場を建設する計画を発表しており、その能力は現在の水準の 3 割程度に達するという（表 2 参照）。彼らは、国内の天然ガス需給が引き締まれば価格が上昇する恐れがあるとして大規模な国産天然ガス輸出に反対している。このようなことから、意見公募締め切り後もオバマ政権が米国からの大量の LNG 輸出方針を速やかに打ち出せるかどうか、予断を許さない状況にある。

表 2　米国での主要な石油化学工場建設プロジェクト

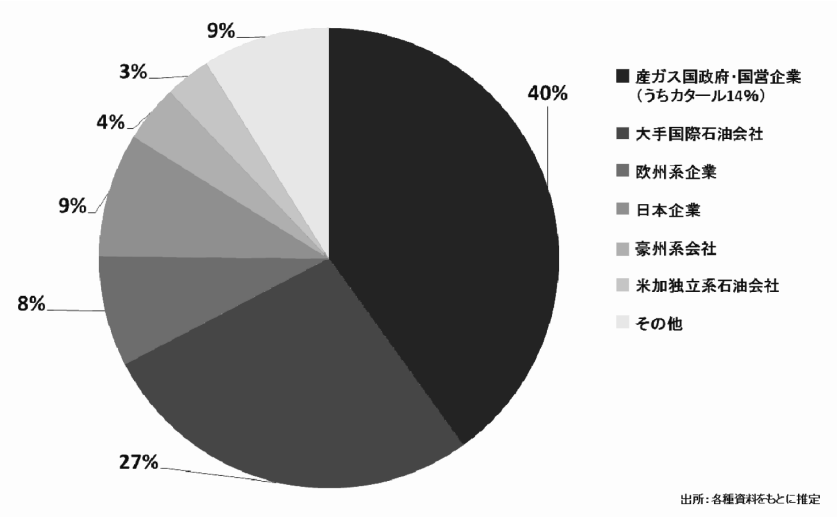
発表年月日	企業	州	地点	完成予定時期	エチレン生産能力（年産）万トン	投資額（億ドル）	備考
2011 年 11 月 15 日	ChevronPhillips	テキサス	Baytown	2017 年	150	50	
2012 年 11 月 30 日	Sasol	ルイジアナ	Lake Charles	NA	100 ～ 150	NA	2011 年 11 月 30 日に実現可能性調査を実施すると発表
2012 年 3 月 3 日	Formosa（台湾塑膠工業）	テキサス	Point Comfort	2010 年代半ば	80	10	
3 月 15 日	Shell	ペンシルバニア	Beaver County	2017 年	NA	数十	2012 年 3 月 15 日に工場建設場所選定を発表
4 月 19 日	Dow Chemical	テキサス	Freeport	2017 年	150	17	2012 年 4 月 19 日工場建設場所選定を発表
7 月 26 日	ExxonMobil	テキサス	Baytown	2016 年	150	NA	

出所：各種資料を基に推定

また、天然ガス液化基地というのは少なくとも数千億円、場合によっては数兆円というようなレベルの支出を伴うので、LNG が安定して販売できないようではプロジェクト開始に関する意思決定はできない。つまり、基本的に長期契約で顧客が確保できたか、できる見通しになったというような状況でないと、天然ガス液化基地建設プロジェクトが進む可能性は非常に低い。そういう意味では、顧客が出てきて需要が発生したときに初めて供給が確保されるということになる。結果として LNG については、たとえ米国からの輸出が開始される（ただそれは 2013 年に速やかに米国規制当局からの承認が得られたとしても完成は 2017 年になると見られる）としても、長期購入顧客を確保できない他の LNG 輸出プロジェクトの着工が延期されるので、アジア太平洋地域を中心として LNG 需要と供給のギャップがそれほど大きくない状況で推移していくということが予想される。さらに、世界の天然ガス液化施設権益保有状況であるが、このうち 40 パーセントが産ガス国政府・国営ガス企業によって占められている（図 24 参照）。さらには 27 パーセントを大手国際石油

会社（ExxonMobil を含めて 6 社)、また欧州企業が 8 パーセント、そのうち 4 パーセント程度はイギリスの BG1 社によって占められている。実は産ガス国政府は大手国際石油会社や BG といったところと組んで天然ガス液化施設を建設する場合が非常に多い。従ってこの 40 パーセントの部分と残りの 27＋4 パーセントの部分は一心同体というような企業行動をとる。彼らとしては、米国ではシェールガスが増産されてきたので LNG の受け入れには限界があると考えているようである。また、欧州においては英国やノルウェーといった域内での天然ガスの生産がある。またロシアやアルジェリアからもパイプラインでガスが輸入されてくる。このように競合する天然ガス供給が相当程度存在しているうえ、欧州債務危機や石炭との競合で、LNG を十分に高い価格で販売することはできない。ただし、アジアの主要国においては LNG 以外に天然ガスの調達の当てが殆どない。特に日本、韓国は天然ガスパイプラインで他国とつながっているわけでない。そうしたことで LNG しか受け入れようがないということがあるので、ここではできるだけ高価格で、ないしは長い期間で、原油価格連動型の天然ガスを販売したいという意向がある。以上のような諸条件を考慮すれば、世界的に LNG 需給が緩和することによりアジア太平洋の LNG 価格体系に変化が生じ、結果として LNG 価格が低下するまでには、少なくも時間を要するという結論を導きだすことができよう。

図 24　世界の天然ガス液化能力権益保有比率



ただ、ひとつあり得る展開としては、2020 年以降に中国でシェールガスの国内開発が進んで生産が大きく増加することになり、その結果、中国での LNG 輸入が急速に減少するという展開になった場合には、それまで中国が輸入していた LNG については契約が更新されないということになり、そのような LNG が他に受入先を模索する段階で価格を引き

下げてくるということは考えられる。しかし、そうした展開は 2020 年、さらにはそれ以降になってある程度、非在来型の天然ガス供給が確保できた上での契約更新ということになるから、今後二重三重の事態の進展を待たなければならないので、やはりそれなりに時間を要するのではないかと思われる。

５．シェールガスを巡る企業の活動

過去シェールガスは中小企業により比較的小規模で進められてきたというのが現状である。大手国際石油会社は米国でもメキシコ湾沖合の深海油田やカナダのオイルサンドといった非在来型石油資源、そして米国外の深海油田（西アフリカ、ブラジル等)、旧ソ連諸国といった遠隔地、天然ガス資源開発・液化（LNG）事業に対して大規模に投資し大規模に開発を推進、大規模に生産・販売し、大規模に収益を獲得するといった手法で事業を進めていったため、シェールガス事業の推進はかつてはそれほど積極的というわけではなかった。ただ、近年中国やインドとの石油・天然ガス資産獲得競争の激化や資源ナショナリズムの高揚により、北米外では必ずしも優良資産に恵まれているわけではない大手国際石油会社も北米のシェールガス資産に着目するようになってきており、近年の天然ガス価格下落の環境下で資金繰りの苦しくなった中小企業の資産や企業の買収を実施するといった例が出てきている。例としては、2010 年 6 月の ExxonMobil による XTO Energy の買収、2011 年 2 月には Chevron による Atlas Energy の、また準大手クラスではあるが 2011 年 7 月の豪州 BHP Billiton による Petrohawk の買収などが挙げられる。

終わりに：日本の立場

このようにシェールガスは当面北米で増産される見込みであるが、これは米国にとってとりもなおさずエネルギーコスト､石油化学産業などでは加えて原料コストの低減を指し、つまり米国製造業復活を意味する。このようなことから、世界の製造業においては、今後シェールガスによるエネルギーや原料コストが低下した米国、従来から大油・ガス田を擁しエネルギーや原料コストの低廉な中東、そして人件費で有利な中国やインドのような発展途上国といった地域での優位性が際立っていくと考えられ､欧州や日本といった地域は、この面では劣勢に立たされる可能性が出てくることになる。従って資源のない日本としては、国外から調達するエネルギー資源の価格を低下させる努力を継続したり、産業構造転換を含め省エネルギー政策を推進していったりするといった方策が求められることになろう。国外から調達するエネルギー資源の価格の低下努力としては、エネルギー資源の多様化、また単一のエネルギー資源の供給源の多様化を推進すること（勿論省エネルギーも併

用して）とともに、このようなバランスのとれたエネルギー消費構造を武器に、売り手側に値下げ圧力を加えるといった手法が考えられる他、日本企業による日本国外でのエネルギー資源の自主開発の促進といったことも有効であろう。ただ、通常石油・天然ガス開発は生産までに長期間（しばしば 10 年もしくはそれ以上）を要する他、省エネルギー政策も実施直後に効果は現れるものの社会に広く行き渡るまでには、やはり 10 年程度の時間を要することから、我が国としては、多角的な方策で、能動的、かつ速やかに行動していくことが求められよう。

参考文献

BP 統計 2012 年版

http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf

BP Energy Outlook 2030

http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9048887&contentId=7082549

ExxonMobil：2013 The Outlook for Energy, A View to 2040

www.exxonmobil.com/Corporate/Files/news_pub_eo2013.pdf

米国エネルギー省エネルギー情報局（EIA）各種データ

www.eia.gov

市原路子「シェール層開発で復活する石油天然ガス開発大国の米国」石油天然ガスレビュー, 2012 年 1 月

http://oilgas-info.jogmec.go.jp/report_pdf.pl?pdf=201201_039a%2epdf&id=4572