

シェールガス環境影響シリーズ ～その 1 : シェールガス開発に伴う環境影響を鳥瞰する～

日本エネルギー経済研究所 地球環境ユニット

小川順子¹

はじめに

米国では、2000 年代中盤からシェールガスの開発が急速に進められており²、2007 年時点で 8%であった国内ガス生産量に占めるシェールガスの割合は、2011 年には 30%を占めるに至っており³、2040 年には 50%に到達することが予測されている⁴。しかし、急速な開発の裏側では、シェールガス開発における様々な環境影響も指摘されている。

そこで本稿では、シェールガス開発の主要ステークホルダーである政府、事業者、研究機関、環境団体が公表している情報等を中心に調査し、1. でシェールガス開発工程とそれに付随する環境影響を概観し、2. で主要環境影響の発生メカニズムと対策状況の詳細を紹介し、3. でシェールガス由来の環境リスクについての考察をまとめる。

1. シェールガス開発工程と環境影響

1.1. シェールガス開発の工程

シェールガス開発の環境影響を理解するためには、まずはシェールガス開発工程を把握する必要がある。シェールガス開発は、在来型石油・天然ガスと概ね同様に、探鉱、掘削、生産、精製、輸送の工程を経て行われる。

ただし、シェールガスは、一般に地下 1,000～5,000 m に存在する浸透率が非常に低い頁岩層から回収される天然ガスであり、在来型天然ガスで用いられる掘削手法でガスを取り出すことは困難である。在来型天然ガスは一般的に垂直井による生産が主体である一方、シェールガスは水平井での生産が基本となる。シェールガス坑井掘削では、ドリルで垂直に掘削した後、途中から水平方向に掘削し、さらに掘削した坑井に高圧力で水・砂・化学物質から成るフラクチャリング流体を注入して岩盤にガスの通り道を作る水圧破碎という工程が必須となる。これらの工程は技術水準およびコスト面でのハードルが高いため、シェールガスの商業生産は困難であると言われていた。しかし、水平掘削の低コスト化、水圧破碎法による人工的な亀裂形成と亀裂を保持する技術、地下の破碎状況を観測するマイ

クロサイスミック技術が確立されたことで、経済的に生産することが可能となった 2000 年代中頃から米国内では急速な生産拡大につながっている。シェールガス井の掘削は具体的には以下の手順で進められる。

① 垂直掘削 (Vertical Drilling)

生産井の掘削は、ビットと呼ばれるドリルに、ドリルパイプをつなげていき、これを回転させて行う。この回転とパイプの重さを利用して、先端のビットでかたい岩石をけずり、地中を掘り進んでいく。

② 水平掘削 (Horizontal Drilling)

次に、ビットの方向を垂直から徐々に水平方向に向け、掘削を継続する。水平方向の掘削距離は、2000m にも及ぶ場合もある⁵。

③ ケーシング (Well Casing)

掘削工程と同時並行して、掘削ホールにケーシングパイプの挿入とセメントの注入を行い、掘削ホール全体を多層的にケーシングする。これは、ホールを通過する流体が外部に漏洩することを防ぐためである。特に、水資源の貯留する地下数百～600m の浅部においては、水資源汚染防止の観点から、何重ものケーシング (Conductor Casing および Surface Casing) およびセメンチングが施される。

④ パーフォレーション (Perforation)

井戸の先端に穿孔銃 (爆薬をセットしたパイプ) を挿入し電氣的に着火させて、セメントを貫き、シェール層に亀裂を形成する。

⑤ 水圧破碎 (Hydraulic Fracturing)

シェール層に対する穿孔銃による破碎の後、水・砂・化学物質から成る高圧のフラクチャリング流体 (Fracturing Mixture) を圧入してさらに岩石を破碎し、割れ目 (Fracturing) を拡大する。これが水圧破碎であり、一つのガス井当たり平均 10 回程度行われる (1 ステージの距離は 100m 程度)⁶。砂粒などの保持材 (プロパント) は、Drillout (以下の⑥で説明) によって坑内の圧力を下げた際に、割れ目が塞がるのを防止する役割がある。平均的なフラクチャリング流体の構成比としては、水が 99.2%、摩擦減少剤などの化学物質が 0.79% を占める⁷。一回あたりの水圧破碎で使用される水の量はおよそ 200～300 万ガロンである⁸。

⑥ ドリルアウト (Drill out)

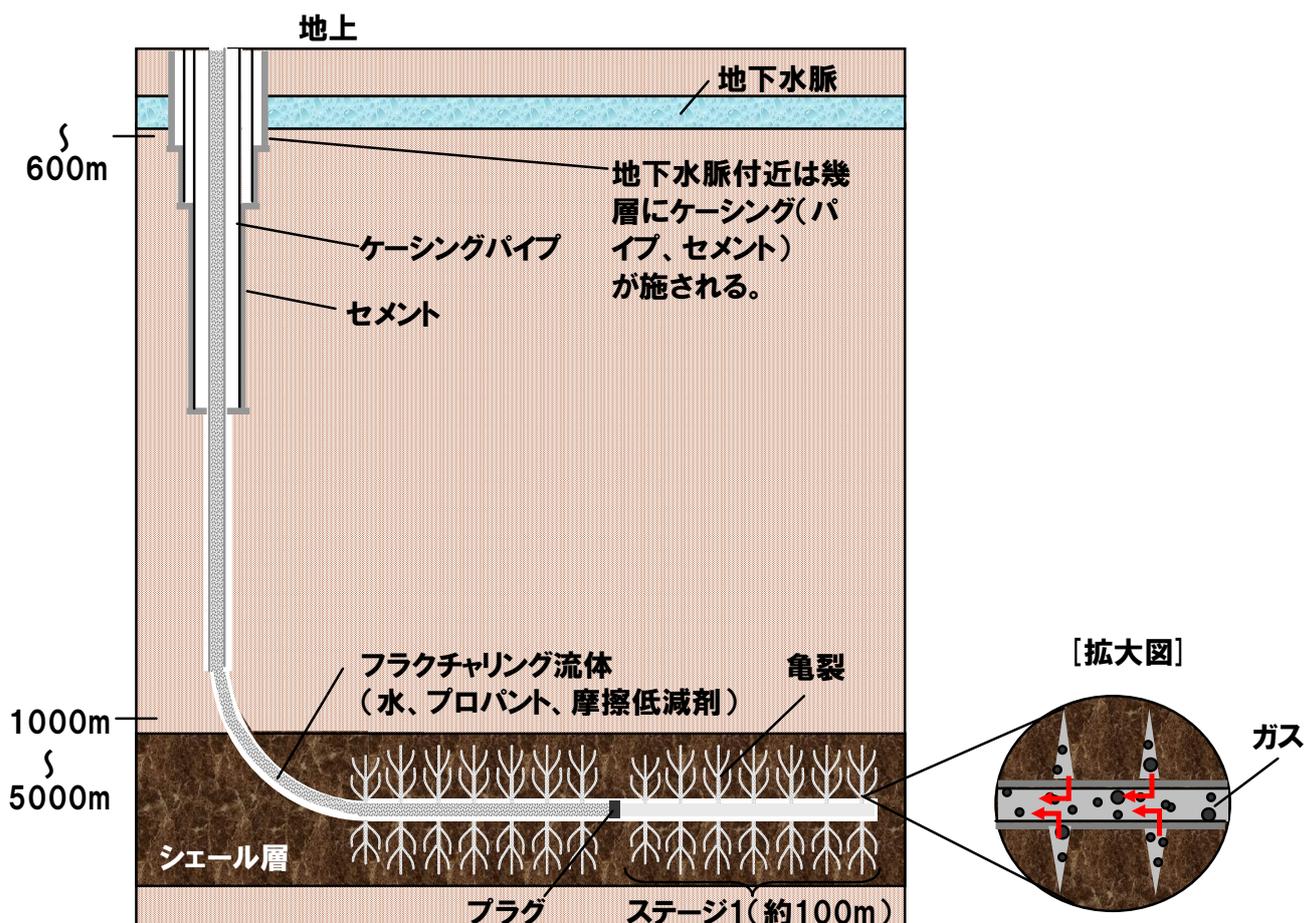
ドリルアウトは、水圧破碎時に坑内の圧力を高圧に維持するためのプラグおよび残余セ

メントを取り除く工程である。ドリルアウトと同時に、地下に留まる高压のガスおよびフラクチャリング流体は地表へ流出する。

⑦ フローバック (Flow back)

水圧破碎で使用したフラクチャリング流体の大约 30%~70%がポンプによって地上に還流される (これを“フローバック水”と呼ぶ)。回収装置 (2.2 において詳細を説明) が設置されている場合は、回収されたフローバック水からガス・油・水が分離される。回収されたガスと油は販売用パイプラインへ送られ、揮発性有機化合物 (VOC) は燃焼等の処理が行われる。フローバック水は水処理施設で浄水処理を行った後、再利用されるか、地下注入もしくは河川に放流される。なお、保持材 (プロパント) は割れ目が閉じるのを防ぐため地中に残される。

図 1 一般的なシェールガス坑井掘削のイメージ



1.2. 環境影響

シェールガス開発はその掘削工程を除き、基本的に在来型天然ガスと同様の開発プロセスをたどるため、シェールガス由来の環境影響とは、シェールガス掘削工程に付随する環境影響を意味すると言える¹⁰。そこで、シェールガス特有の掘削手法とそれに付随すると想定される環境リスクを表1にリストアップした。これらの環境影響の中でも、既往研究¹¹によれば主要な環境影響は、概ね次の3点にまとめられる。第一に、掘削時の水圧破碎工程に用いられるフラクチャリング流体およびメタンガスの地下水・地表水への混入、第二に、採掘現場から発生するメタンガスや揮発性有機化合物の大気への漏えい、第三に、フラクチャリング流体のシェール地層への圧入および廃水の地中への圧入による微小地震の誘発、である。そこで次章では、これらの環境影響の発生メカニズム、対策および規制状況について概観する。

表1 シェールガス掘削と懸念が指摘されている環境リスク

シェールガス掘削工程	主な環境影響
垂直掘削 (Vertical Drilling)	○騒音・振動・臭気 ○生産サイト・道路整備による森林減少(生態系への影響) ○景観が損なわれる (ただし、在来型石油・ガスでも同様の環境影響があるため、シェールガスのみリスクではない)
水平掘削 (Horizontal Drilling)	
ケーシング (Well Casing)	○水汚染 ・ケーシングの施工不備によるガスや水圧破碎用フラクチャリング流体の地下水脈への混入
パーフォレーション (Perforation)	○水汚染 ・亀裂が想定以上に大きくなることによって地下水脈に化学物質やガスが混入 ○土壌汚染 ・フローバック水貯留プールからの汚水漏えい ○水資源 水圧破碎用の水が農業用水を供給を圧迫 ○地震誘発 ・水圧破碎による高水圧が微小地震を誘発 ○道路破損・交通渋滞 ・水運搬用大型ローリー車の頻繁走行
水圧破碎 (Hydraulic Fracturing)	
ドリルアウト (Drill out)	○大気汚染 ・ドリルアウト・フローバック工程における有害ガス・メタンガスの漏えい ○水・土壌汚染 ・フローバック水貯留プールの施工不備による土壌への流出 ・フローバック水が未処理のまま土壌や河川に放流 ○地震誘発 ・廃水の地下注入が微小地震を誘発
フローバック (Flow back)	

2. シェールガス開発における環境影響

2.1. 水質汚染・水資源

水質汚染においては、水圧破碎工程および廃水処理工程における地下水・地表水汚染、水資源においては、水圧破碎による水の大量消費が地域の水資源枯渇の原因になるという指摘がある。それぞれの具体的な事象と現状を①水圧破碎工程、②廃水処理工程、③水資源においてまとめる。

① 水圧破碎工程

水圧破碎工程においては、プロパント（砂粒）の流れをスムーズにするための摩擦減少剤・化学薬品（腐食防止剤、スケール防止剤、バクテリア殺菌剤等）を水とともに地下に圧入する。この際に、計画以上に亀裂が大きくなることによる地下水脈への化学物質の混入リスクが指摘されている。

本リスクについては、水圧破碎と地下水脈の深度に差があることに着目する必要がある。米国北東部に位置するシェールガス埋蔵エリアの **Marcellus** の事例では、地下水脈の深度は1,000 フィート(約 300m) 以内であるのに対し、水圧破碎は最も浅い部分でも 4,700 フィート(約 1,400m) 程度である。**Marcellus** 以外のシェールガス層においても、地下水脈とシェール層の間には一般的に大きな深度の差があることが計測されている¹²。また、割れ目が形成される時に発生する地震波を計測することによって、割れ目の広がり具合を観測できるマイクロサイスミック技術を用いて水圧をコントロールしながら亀裂形成を進めていく手法も確立している。規制措置としては、米国の多くの州で、石油およびガス井の開発に際して、住宅等の建築物とガス井の間に一定の離隔距離を確保すること、開発許可申請時には水質調査を実施すること¹³、フラクチャリング流体に使用した化学物質の公開¹⁴等を事業者にも義務付けている。

この他のリスクとして、生産井におけるケーシングパイプの施工不備や劣化が原因でケーシングの割れ目から地下水脈に化学物質やメタンガスが混入するリスクも指摘されている。この問題については、現在ではケーシングの構造、施工方法、地上からの距離、管理方法等が細かく規定されており、これに違反した場合は罰則が課せられることとなっている¹⁵。こういった規制強化に加え、米国石油協会（API）は事業者向けの詳細な運用マニュアルや技術ガイダンスの提供を行っている¹⁶。

以上の状況から、既にある技術とノウハウを用い、適切に計測しながら水圧破碎が実施・運用される場合は圧入水が地下水脈に混入する可能性は非常に低い状況であることが伺える。

② 廃水処理工程

米国では、在来型の石油およびガス開発の回収水、産業用の廃水等についても、地下注入により処分する方法が一般的に採用されている¹⁷。シェールガスに関しても水圧破碎に使用した廃水を地下に注入して処分する手法がとられる場合が多いが、この際に地下水に廃水が流入する可能性が指摘されている。

米国では地下水が飲料用に広く使用されていることから、飲料水の水質保護のための規制として **Safe Drinking Water Act (SDWA)** が 1974 年に制定され、飲料用の水源を汚染するような地下注入は禁止されている¹⁸。

また、SDWA および 1948 年に制定された水質汚濁の規制に関する法律である **Clean Water Act**¹⁹に基づき、米国環境保護庁 (EPA) は地下注入の基準である **Underground Injection Control (UIC)** を制定しており、ケーシングおよびセメント等の仕様、機械試験の実施、定期的なモニタリング報告、閉止の際の計画提出といった事項が定められている²⁰。

廃水を地下に注入しない場合は、廃水の浄化処理を行い、再利用もしくは河川へ放流することが行われるが、この際の廃水については、**Clean Water Act** の下で EPA が規制を行っており、NPDES(**National Pollutant Discharge Elimination System**)というプログラムにより管理している²¹。事業者は廃水の放流に際して EPA の許可を得る必要があり、EPA は各州の規制当局と連携して、放流計画が適切であるかを管理監督しており、義務に反する行為があった場合は事業者側に罰則が課せられる。

以上のように廃水処理については、既に連邦規制による管理が行われており、事業者が規制を遵守することで廃水によるリスクは低減できるものと思われる。

③ 水資源

水圧破碎では多量の水を消費するため、飲料水や農業用水等の水の確保が困難になるという指摘がある。これに対し、マサチューセッツ工科大学の研究チームは、シェールガス開発で使用する水量は地域で消費される水の 1%以下であることを報告している(表 2)。さらに、1Btu (**British thermal unit** : 英国熱量単位) の熱量のエネルギー開発に使用する水量で評価した場合も、シェールガスが約 1 ガロンであるのに対して、とうもろこし由来のバイオエタノールでは数千ガロンに達していると報告している²²。

表2 主要地域におけるシェールガス開発の水使用量割合

	主要な資源プレイ			
	バーネット (テキサス州)	フェイエットビル (アーカンソー州)	ヘインズビル (ルイジアナ州/テキサス州)	マーセラス (ニューヨーク州/ペンシルバニア州/ ウェストバージニア州)
公共水道供給	82.7%	2.3%	45.9%	12.0%
産業工業	3.7%	33.3%	13.5%	71.7%
かんがい農業	6.3%	62.9%	8.5%	0.1%
畜産業	2.3%	0.3%	4.0%	<0.1%
シェールガス開発	0.4%	0.1%	0.8%	<0.1%
その他	4.6%	1.1%	27.3%	16.2%

(出所) MIT(2011),The Future of Natural Gas

2.2. 大気汚染

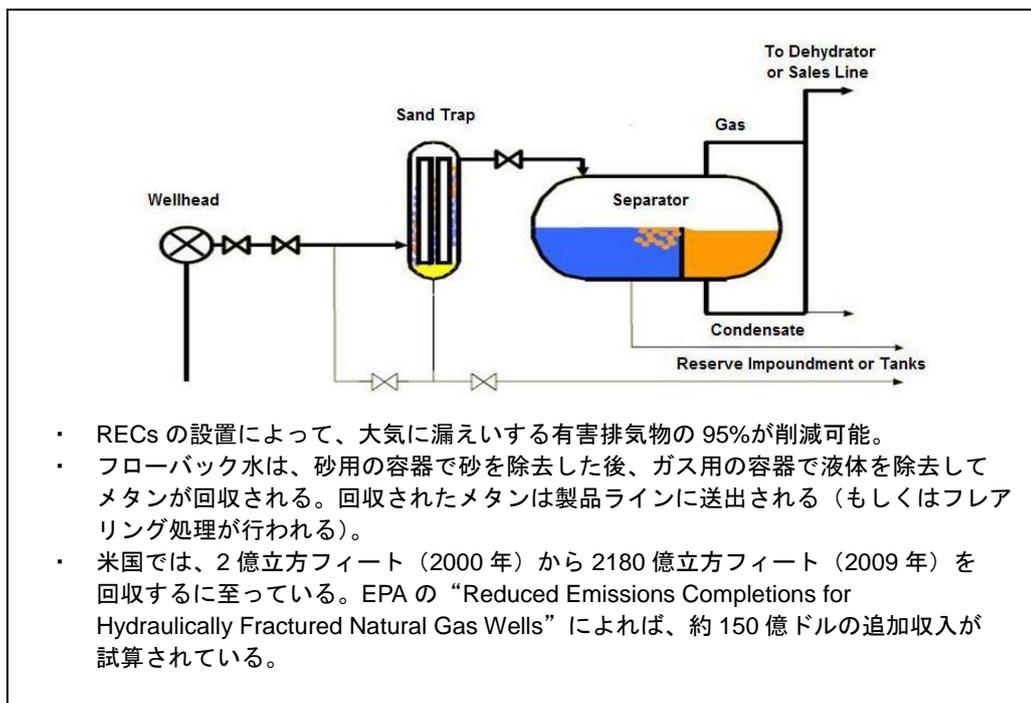
水圧破碎工程では、フローバック水を回収する際、揮発性有機化合物（VOC）が放散されることによって大気が汚染される、水に随伴するメタンガスが放散されることによって温暖化が促進されるという指摘がある。例えば、米国コーネル大学のロバート・ハワース教授を中心とした研究チームが、シェールガス掘削時に大量のメタンの漏えいがあり、掘削から最終消費までのライフサイクルで評価した場合、石炭よりも温室効果ガスの排出量が大きい可能性があることを指摘した²³。他方、ハワース教授の論文は、データの誤用があること²⁴、メタンの温室効果が過大となる地球温暖化係数を採用している等の指摘を受けている²⁵。また、近年発表された、シェールガスの温室効果ガス排出量ライフサイクル分析に関する論文のほとんどは、シェールガスのライフサイクル温室効果ガス排出量は石炭、石油よりも小さいと報告している²⁶。

規制面では、EPA が連邦規制の Clean Air Act のもとで規制を検討してきた結果、2012年4月に石油・天然ガス生産に伴う大気汚染の防止基準を策定し、フローバック水を回収する際に、Reduced Emission Completions (RECs) と呼ばれるフローバック水から VOC やメタンガスを回収する装置の導入を義務付け²⁷、本対策を実施しない事業者に対しては厳しい罰則を課すことを決定した²⁸。この RECs 装置に関しては、回収したガスを販売することによって、事業者は設置費用を回収できることから、規制導入前から既に多くの事業者では RECs 装置を設置しているという報告もある²⁹。以上のことから、ハワース教授らによる、「水圧破碎工程において発生するガスが、すべて大気に放散されている」という指摘は、現状のシェールガス開発状況を反映するものではないと言える³⁰。

また、2011年からは石油・ガスシステム（石油は精製、ガスは需要家に渡る手前までの全活動）に関する EPA の GHG 排出量の報告義務制度が開始された。2013年2月には初とな

る天然ガスを含む大規模施設毎の GHG 排出量データが公表されており³¹、こういった情報開示制度も事業者側には削減努力のインセンティブとして働くことが予想される。

図 2 RECs (Reduced Emission Completions) の概要



(出所) US Environmental Protection Agency

2.3. 微小地震の誘発

シェールガス開発では、水圧破碎の際に、近傍で地震が発生するという指摘があり、米国、カナダ、英国において複数の調査や研究が進められている³²。水圧破碎による地震発生のメカニズムは、多量の液体を地中に圧入することにより、もともと存在する断層等に沿ってせん断すべりが発生することによるものである。

米国研究評議会は人為的な地震発生の実績を調査しており、調査報告書を 2012 年 7 月に公表した。人為的に発生した可能性のある地震に対して、考えられる発生要因を『石油および天然ガスの採掘』『石油の 2 次回収』『廃水の地下注入』『地熱』『水圧破碎』に分類し、これまでの事例の要因分析を行っている。その結果、水圧破碎が原因と見られる地震は非常に少なく、上に掲げた他の要因に比べて発生リスクが低いことが確認されている³³。また、英国においては水圧破碎の実施を禁止していたが、開始前に地震リスクと断層の有無を評価すること、水圧破碎中の地震の監視を適切に実施することによって地震発生リスクをコントロールできるとし³⁴、2012 年 12 月にはエネルギー気候変動省が水圧破碎禁止措置の解除を承認している³⁵。

3. 考察

シェールガスの掘削に必須の「水圧破砕」は 1940 年代に開発され、石油開発現場での実用件数は 250 万件に上り、60 年強の実用実績がある掘削手法であるが³⁶、改めて水圧破砕の環境問題に注目が集まる理由は、シェールガス開発の急速な増加にあると言える。在来型ガスと比べ採掘が難しい点が実用化に向けた障壁になっていたシェールガスであるが、採掘技術の飛躍的な進歩とコスト低減によって状況が一変し、特に過去 10 年間は中小企業を中心として、急速に成長してきた。他方、シェールガスの生産技術は、種々の工業プロセスを統合したものであり、これに伴う環境負荷に対する規制や対策が急速なシェールガス成長に追いつかず、周辺住民を中心として、環境影響に対する不安を招く結果となった。現状においてもシェールガス掘削が及ぼす環境影響についての議論と評価の取組みは続いている。

このような状況を受けて、国際エネルギー機関は 2012 年 6 月に、非在来型ガスが促進されるための「原則」「条件」をまとめた、「Golden Rules for a Golden Age of Gas～World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas」と題する報告を公表した。この報告では、大規模な非在来型ガス田の開発が、その地域のコミュニティー、土地利用、水資源と密接な関わりがあり、それらの現在までのあり方を一変させてしまう可能性があること、大気・表層水・地下水の汚染等に対して重大な影響を及ぼす可能性があることを指摘している。そして、シェールガスをはじめとする非在来型天然ガスの大幅な利用拡大がガス黄金時代到来の鍵をにぎるとし、シェールガスの持続可能な開発のためには環境影響への対応が不可欠であると結論付けている。

このような環境リスクへの対策について同報告は“環境保全の観点から十分に受け入れ可能なレベルで開発を行っていただくの、技術やノウハウは既に存在している”とも評価している。既に存在している技術とノウハウを適切に導入し運用・操業していくことが重要なポイントであることを示唆している。報告では、地下水脈や生態環境への影響を加味した掘削サイトの選別を行うことによって環境影響を低減できること、適切な坑井の設計・施工が地下水脈へのガス・化学物質の混入を防ぐことができること、井戸仕上げ時の優良技術を導入することによってメタン漏えいを防ぐことができること、事業開発の各段階において地元住民やステークホルダーと密接なコミュニケーションをとり適切かつ迅速に対応することによって住民の理解が得られること、等々のシェールガス開発・生産の各段階における行動規範「Golden Rules」をまとめている。提示された行動規範を全て実施したとしても、一般的なシェールガス井の開発費用上昇幅は総費用の 7%程度であり、マルチラテラル坑井プロジェクト³⁷ではさらに費用の割合は下がるとしている。

実際には、シェールガスの開発が最も進んでいる米国ではここ数年、政府の規制が整備されつつあると同時に、業界団体が独自の運用マニュアル／ガイドラインを提供したり³⁸、シェールガス開発事業者と環境保護団体が協力して持続可能なシェールガス生産に必要な

パフォーマンス基準を検討する活動を行う等³⁹、環境への影響を最小限にすべく様々なレベルでの取組みが実施されている。今後、シェールガス開発が期待される地域では、このような先駆的・具体的な取組みを参考にすることができるため、環境対策導入はよりスムーズになっていくことが予想される。

シェールガス開発の環境影響については現在も議論が続いており、全てが完全に解明されるには時間を要するかもしれないが、現時点ではシェールガス開発による飲料水汚染、メタン漏えい、地震誘発等の環境影響については、適切な技術の導入と操業（オペレーション）によって十分に予防できるとの評価が妥当であると言える^{40,41}。

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp

(主要文献)

- ・ International Energy Agency (2012)、Golden Rules for a Golden Age of Gas
http://www.worldenergyoutlook.org/media/weoweb/2012/goldenrules/WEO2012_GoldenRulesReport.pdf
- ・ Broderick et al(2011)、Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts, Tyndall Center
http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/broderick_et_al_2011_shale_gas_update_high_quality.pdf
- ・ Broomfield et al (2012)、Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe, AEA
<http://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/fracking%20study.pdf#search='support+to+the+identification+of+potential+risk+for+the+environment+and+human+health'>
- ・ Groat et al(2012)、Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development, The Energy Institute Flawn Academic Center, The University of Texas
[http://www.velaw.com/UploadedFiles/VEsite/Resources/ei_shale_gas_reg_summary1202\[1\].pdf](http://www.velaw.com/UploadedFiles/VEsite/Resources/ei_shale_gas_reg_summary1202[1].pdf)
- ・ Hyland et al(2013)、Realizing the Potential of U.S. Unconventional Natural Gas, CISIS
http://csis.org/files/publication/130409_Ladislav_RealizingPotentialUnconGas_Web.pdf
- ・ Krupnick et al(2013)、Pathways to Dialogue What the Experts Say about the Environmental Risks of Shale Gas Development, Resources for the Future
http://www.rff.org/Documents/RFF-Rpt-PathwaystoDialogue_FullReport.pdf
- ・ MIT Energy Initiative(2011)、The Future of Natural Gas
<http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>
- ・ 伊原賢、シェールガス争奪戦、日刊工業新聞社、2011年

¹ 本調査に際して、佐々木宏一氏、杉野綾子氏、ガンペックイエン氏に多大なるご協力を頂きました。ここに深謝いたします。

² また米国はロシアを抜いて、世界第一の天然ガス生産国となっており、2012年には世界のガス生産量の約2割を米国が占めている。BP Statistical Review 2012
<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/statistical-review-of-world-energy-2013/downloads.html>

³ http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dc_u_NUS_m.htm より計算

⁴ USDOE(2013), Annual Energy Outlook 2013

[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf)

⁵<http://www.total.com/en/special-reports/shale-gas/appropriate-production-techniques/horizontal-drilling-hydraulic-fracturing-201957.html>

⁶ http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/rdsgeisch50911.pdf

⁷ <http://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>

⁸ http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPreports/Shale_Gas_Primer_2009.pdf

⁹ http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPreports/Shale_Gas_Primer_2009.pdf

¹⁰ 掘削以外の工程においては、開発準備段階における機材搬入のために道路整備とこれに伴う森林伐採や騒音、生産段階では、配管からのガス漏えい、オペレーションミスによる爆発事故等が挙げられている。これらはシェールガス特有のものではなく、在来型石油・天然ガスの開発にも共通するリスクである。

¹¹ IEA (2012)、AEA (2012)、Broderick et al(2011)、Hyland et al(2013)、Krupnick et al(2013)等

¹² MIT (2011)、The Future of Natural Gas

http://mitei.mit.edu/system/files/NaturalGas_Report.pdf

¹³ 例えば、Marcellus Shale を有するペンシルバニア州では”The Pennsylvania Oil and Gas Act Section 205: Well Location Restrictions (58 P.S. § 601.205)”によって既存の井戸と建築物から 200 フィート(60m)の距離を保たなければならないことが義務付けられている。その他、The Pennsylvania Code Title 25 Environmental Protection Chapter 78. Oil And Gas Wells Subchapter D. Well Drilling, Operation And Plugging において細かな手順と管理方法を既定している。

¹⁴ ニューヨーク州 (R SGEIS 8.2.1.1)、コロラド州 (2 CCR 404-1 Rule 205)、テキサス州 (HB 3328) 等が化学物質の規制当局への開示を義務付けている。

¹⁵ 例えば、ペンシルバニア州では上記脚注の CODE 25 PA ADC 78、ニューヨーク州では、SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Chapter 7 Mitigation Measures、テキサス州では Texas Administrative Code Title 16 Economic Regulation Part 1 Railroad Commission of Texas Chapter 3 Oil And Gas Division Rule §3.13 Casing, Cementing, Drilling, and Completion Requirements において施工管理基準が定められている。

¹⁶http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/Hydraulic_Fracturing_InfoSheet.pdf

¹⁷ 米国においては 1965 年に Solid Waste Disposal Act、1976 年 Resource Conservation and Recovery Act が成立しており、これが地下注入の根拠法となっている。対象物は、生活廃棄物を中心とする Municipal Waste、産業廃棄物の Solid Waste、有毒物質を含む廃棄物の Hazardous waste に別れており、それぞれ、極小化 (ゴミの排出を減らす)、回収、処分方法とリサイクルについて詳細を定めている。

¹⁸ <http://water.epa.gov/lawsregs/rulesregs/sdwa/index.cfm>

¹⁹ http://cfpub.epa.gov/npdes/cwa.cfm?program_id=45

²⁰ <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/index.cfm>

²¹ <http://www.epa.gov/compliance/monitoring/programs/cwa/npdes.html>

²² MIT(2011)、The Future of Natural Gas

<http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>

²³ Howarth et al(2011)、“Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations”

<http://thehill.com/images/stories/blogs/energy/howarth.pdf>

²⁴ 例えば、ハワース論文は、Lost and Unaccounted Gas (LUG) に関する仮定について、査読なしテキサス州業界誌 (当該雑誌は 2010 年 12 月より廃刊) が報告したデータに基づいて、メタンの漏洩率は井戸当たりの総生産量 (gas produced over the life of a well) の 1.4~3.6%に相当すると仮定している。これについて、Marcellus Shale Coalition は“Five Things to Know about the Cornell Shale Study (Courtesy of Energy in Depth)”において、「当該雑誌の注釈には、“LUG は必ずしも全てがロス分というわけではなく、自家消費や井戸から tailgate までのガス量測定上の問題などの要因が含まれている。”と定義しているのにも関わらず、Howarth は、これらの要因を無視して、雑誌に報告された数値のみを用いて、これを漏洩量として推定している。このため、漏洩量の中には、本来漏洩には含まれるはずのない自家消費分を含有し、さらには測定上の問題までもがすべて「漏洩」と仮定されているため、過大評価となってしまっている」と指摘している。

²⁵ Cathles et al(2011)、A commentary on “The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations” by R.W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea

<http://www.geo.cornell.edu/eas/PeoplePlaces/Faculty/cathles/Natural%20Gas/2012%20Cathles%20et%20al%20Commentary%20on%20Howarth.pdf>

Marcellus Shale Coalition(2011)、Marcellus Shale Coalition : Five Things to Know about the Cornell

Shale Study (Courtesy of Energy In Depth)

<http://marcelluscoalition.org/2011/04/five-things-to-know-about-the-cornell-shale-study-courtesy-of-energy-in-depth/>

HIS CERA(2011), Mismeasuring Methane: Estimating Greenhouse Gas Emissions from Upstream Natural Gas Development

²⁶ Jiang et al(2011),Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas

http://iopscience.iop.org/1748-9326/6/3/034014/pdf/1748-9326_6_3_034014.pdf

Skone et al(2011),Life Cycle Greenhouse Gas Inventory of Natural Gas Extraction, Delivery and Electricity Production

<http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NG-GHG-LCI.pdf>

Stephenson et al(2011), Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production

<http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es2024115>

Burnham et al(2011),Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale and Conventional Natural Gas

<http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es201942m>

AEA Technology plc(2012),Climate Impact of Potential Shale Gas Production in the EU

http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120815_final_report_en.pdf

²⁷ 2012 年 8 月から 2014 年末までは回収されたガスのフレアリング措置が暫定的に認められているが、2015 年 1 月 1 月から全ての新規ガス坑井に対して REC の設置が義務付けられている。

²⁸ Oil and Natural Gas Sector: New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews

<http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20120417finalrule.pdf>

²⁹ O'Sullivan et al(2012),Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions, MIT

http://iopscience.iop.org/1748-9326/7/4/044030/pdf/1748-9326_7_4_044030.pdf

³⁰ 米国マサチューセッツ工科大学の研究者が約 4000 の水平抗井に対する GHG データを評価した結果、シェールガス井戸仕上げ時点に出てくるガス量は、在来型ガスよりも大きいため、REC の導入の投資コストは十分回収可能とし、シェールガスの水圧破碎工程が、ガス産業全体の GHG 排出原単位を上昇させる原因となるという指摘は正しくないとの内容の論文を公表した。

http://iopscience.iop.org/1748-9326/7/4/044030/pdf/1748-9326_7_4_044030.pdf

³¹ <http://www.epa.gov/ghgreporting/ghgdata/reported/petroleum.html>

³² Pater et al(2011), Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity

http://www.cuadrillaresources.com/wp-content/uploads/2012/02/Geomechanical-Study-of-Bowland-Shale-Seismicity_02-11-11.pdf

BC Oil and Gas Commission(2012),Investigation of Observed Seismicity in the Horn River Basin

www.bcogc.ca/node/8046/download

³³ National Research Council(2012), Induced Seismicity Potential in Energy Technologies

http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=13355#toc

³⁴ Preese Hall Shale Gas Fracturing Review & Recommendations For Induced Seismic Mitigation

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/15745/5075-preese-hall-shale-gas-fracturing-review.pdf

³⁵ Written Ministerial Statement by Edward Davey: Exploration for shale gas

<https://www.gov.uk/government/news/written-ministerial-statement-by-edward-davey-exploration-for-shale-gas>

³⁶ 伊原 (2011)

³⁷ 一本の坑井から多方向に複数の水平掘削を行うことでシェール層への接触面積を増やし、一つの井戸からの生産効率を上げる手法。

³⁸ API, 「Guidance/Best Practices on Hydraulic Fracturing (HF)」

http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/upload/hydraulic_fracturing_infosheet.pdf

Petroleum Technology Alliance Canada and Science and Community Environmental Knowledge Fund, 「The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources」

<http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=210903&DT=NTV>

³⁹ 例えば、Center for Sustainable Shale Development では、事業者側として Shell や Chevron、環境団体側として Environmental Defense Fund や Clean Air Task Force、行政側として Pennsylvania Environmental Council、研究機関としてカーネギーメロン大学が協同し、パフォーマンス基準策定を行っている。 <https://www.sustainableshale.org/>

⁴⁰ 英国議会のエネルギーと気候変動委員会は第 5 期環境報告(2011)の中で、「水圧破碎は適切な管理運用

のもとで十分な安全性を保てる。大気や水の汚染を防ぐためには、政府（エネルギー気候変動省）によるモニターも必須」と結論付けた。

<http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/795/79502.htm>

⁴¹米国研究評議会は「Induced Seismicity Potential in Energy Technologies」(2012 年)では、人為的に発生した可能性のある地震に対して、考えられる発生要因を『石油および天然ガスの採掘』『石油の 2 次回収』『廃水の地下注入』『地熱』『水圧破碎』に分類した結果、水圧破碎のリスクは低いとの見解。

<http://i2.cdn.turner.com/cnn/2012/images/06/15/induced.seismicity.prepublication.pdf>