講 演
 Lecture

非在来型原油・天然ガスの生産性向上手法の紹介*

栗 原 正 典**

(Received September 2, 2013 ; accepted November 6, 2013)

Introduction to Methodologies for Improving Unconventional Oil/Gas Producibility

Masanori Kurihara

Abstract : Unconventional oil and gas attract attention as next generation energy, because of their vast amount of resources. A part of the unconventional oil and gas has been already produced on a commercial scale, while the development of some of them is still in the stage of research. This paper first reviews the methodologies for producing unconventional oil and gas, which are already utilized on a commercial basis or are considered to be promising in the research stage. It is, then, introduced how the existing production methods are being improved/modified to increase the productivity of unconventional oil and gas.

In the development of heavy oil/extra heavy oil/bitumen, advanced production methods including the combination of steam and solvent injection as well as the in-situ upgrading are investigated besides conventional steam injection and in-situ combustion. In the shale gas/oil exploitation, it is well-known that the improvement and integration of horizontal well, multi-stage hydraulic fracturing and micro-seismic technologies have made it possible to dramatically increase the production rate. However, the area of high productivity, which is called a 'sweet spot,' is confined to small parts of a formation. Toward the identification of this sweet spot, there is a variety of research work conducted, including the examination of the effects of reservoir properties such as natural fracture permeability, matrix permeability and hydraulic fracture length on gas/oil production, and the investigation of the fluid flow mechanism through micro organic pores. The research work for the development of methane hydrate has started recently. Although the superiority of the depressurization method over other methods such as thermal methods has been revealed, the recovery of methane by depressurization is expected to be not more than 50–60%. The methodologies that can be applied in conjunction with and/or after depressurization are being pursued.

Keywords : unconventional oil/gas, production method, heavy oil, shale gas/oil, methane hydrate

1. はじめに

2011 年 3 月 11 日に起こった東日本大震災、とりわけ福島第一原子力発電所の事故によって、脱原子力依存が必然的な流れになってきた。そこで太陽光発電や風力発電などの再生可能な自然エネルギーの利用に期待が集まっているが、これらの自然エネルギーには、気象条件によって出力が変動する、面積当りのエネルギー密度が低い、コストが高いなど、解決しなければならない問題が山積していて、その解決にはまだ時間を要する。したがって筆者は、短期

～中期的なエネルギー問題の解決には、現在でも 1 次エネルギーの 8 割以上を占めている化石エネルギーを中心に捉える以外に方法はないと考えている。その場合に懸念されるのが、化石エネルギーの枯渇、エネルギー安全保障、開発や二酸化炭素の排出に伴う環境破壊、コスト、などの問題であろう。

石油・天然ガスの開発や利用は環境破壊の代名詞のように言われているが、実際には (a) 大規模な海洋石油開発では国境を越えた国際的な視点で環境問題を捉えている、(b) 探鉱・開発・生産・廃鉱のライフサイクル期間が 30 年以上と長いため、各段階での標準化が進んでいる、(c) 石油工学の得意とする掘削技術・生産技術を駆使して不要物を地下圧入することによって、ゼロエミッションを達成している、などの点で、技術的にも政策的にも環境対策が進んでいる分野であると言っても過言ではない。特に (c)

* 平成 25 年 6 月 27 日、平成 25 年度石油技術協会春季講演会開発・生産シンポジウム「生産性・回収率向上に向けた産学の挑戦」で講演 This paper was presented at the 2013 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "Challenges to improve productivity/recovery factor by Industry and Academia" held in Tokyo, Japan, June 27, 2013.

** 早稲田大学 Waseda University

表1 世界の在来型・非在来型原油・天然ガスの資源量

		原始埋蔵量	累計生産量 (2010年末)	確認埋蔵量	未確認埋蔵量 (技術的可採量)			期待可採量
					埋蔵量成長	未発見可採量	計	
原油	在来型 ¹⁾ (BSTB)	8,616	1,169	1,202	410	522	932	2,134
	非在来型計 (BSTB)	20,440					1,774	1,774
	重質油	3,396 ¹⁾					717 ²⁾	717
	超重質油・ビチューメン	5,505 ¹⁾					712 ³⁾	712
	オイルシェール ¹⁾	4,786						
	シェールオイル ³⁾	6,753					345	345
	合計 (BSTB)	29,056	1,169	1,202	410	522	2,706	3,908
天然ガス	在来型 ¹⁾ (TSCF)	26,935	4,297	6,624	2,264	2,990	5,254	11,878
	非在来型計 (TSCF)	71,000～ 211,000					14,429	14,429
	シェールガス ³⁾	35,782					7,299	7,299
	タイトサンドガス ⁴⁾						2,965	2,965
	炭層メタンガス ⁴⁾						4,165	4,165
	メタンハイドレート ⁵⁾	35,000～ 175,000						
	合計 (TSCF)	98,000～ 238,000	4,297	6,624	2,264	2,990	19,683	26,307

¹⁾ 2012年石油鉱業連盟スタディ (石油鉱業連盟, 2012)

²⁾ 1999年 UNDP スタディ (UNDP, 1999)

³⁾ 2013年 EIA スタディ (U.S. Energy Information Administration, 2013)

⁴⁾ 2011年 IEA 報告書 (International Energy Agency, 2011)

⁵⁾ 2004年 Milkov, A.V. (Milkov, A.V., 2004)

については、随伴ガスのゼロフレアーや随伴水の地下圧入に加え、二酸化炭素の回収貯留 (CCS: Carbon dioxide Capture and Storage) 技術によって、他の産業から排出される二酸化炭素の処理にも積極的に貢献している。

一方で、本稿の主題に密接に関連する原油・天然ガスの資源量や安全保障の問題であるが、2012年に石油鉱業連盟が実施した資源評価スタディ (石油鉱業連盟, 2012) によると、表1に示すように、2010年末における世界の在来型の原油および天然ガスの原始埋蔵量は、それぞれ約8,600 BSTB および 27,000 TSCF と推定されている。また、在来型原油の確認埋蔵量は約1,200 BSTB であるが、その内の63%が中東産油国に集中している。なお、この確認埋蔵量を年間生産量29 BSTB (2010年) で除した可採年数 (R/P: Reserves/Production) は、約41年と推定される。一方、在来型天然ガスの確認埋蔵量は約6,600 TSCF で、その内の73%は中東および旧ソ連に占められている。また2010年の生産量142 TSCFに基づく可採年数は、約47年と推定される。なお、BP統計 (BP, 2012) では、天然ガスの可採年数は64年と、石油鉱業連盟のスタディ結果よりも大きく推定されているが、いずれにしても確認埋蔵量に基づく議論では、原油・天然ガスともに比較的早期に枯渇してしまうこと、中東や旧ソ連に偏在していて、エネルギー安全保障上極めて不安定であることは疑うべくもない。

しかしながら、将来は生産できると期待されているのは、確認埋蔵量に相当する原油・天然ガスだけではない。現時

点ではデータ不足により確認埋蔵量として計上できないものの、現在の技術では採取できないと思われるものが、将来の技術革新や石油・ガス価格の変動で採取できるようになったり、油ガス層の構造などが見直されることによって可採量が上方修正されることがあるが、これらによる可採量の増加を「埋蔵量成長」と呼ぶ。また現時点では発見されていないが、将来発見・採取されるであろうと期待される原油・天然ガスの可採量も、石油堆積盆地の分析等によって推定されている。米国 EIA (Energy Information Administration) では、埋蔵量成長と未発見可採量を合計したものを「未確認埋蔵量」あるいは「技術的可採量」と呼んでいるが、表1に示すように、原油および天然ガスの未確認埋蔵量は、それぞれ932 BSTB および 5,254 TSCF で、いずれも確認埋蔵量に匹敵する。確認埋蔵量と未確認埋蔵量の合計が今後現実的に期待できる可採量とも考えられるため、本稿ではこの合計値を「期待可採量」と呼ぶこととする。期待可採量まで考慮に入れば、可採年数は前述の約2倍になると推定できるため、早期枯渇の心配をある程度緩和できそうである。

さらには、最近では非在来型の原油・天然ガスを効率的に生産することが可能になりつつあり、一部の非在来型の原油・天然ガスはすでに商業生産されている。具体的には第2章で概説するが、現在注目されている非在来型の原油としては、在来型よりも重くて粘度も大きい重質油・超重質油・ビチューメン、比較的浅いシェール層の中でまだ熟成しきっていないオイルシェール、根源岩であるシェール

層やその近傍のタイト層に胚胎されたままのシェールオイルあるいはタイトオイルが挙げられる。表1に示すように、これらの非在来型原油の原始埋蔵量の合計は約 20,000 BSTB と、在来型原油の 8,616 BSTB を大きく上回り、また技術的可採量の合計も、オイルシェールを除いても約 1,800 BSTB と、在来型原油の期待可採量の 2,134 BSTB と遜色ない。一方、非在来型の天然ガスとしては、根源岩中のシェールガス、超低浸透率層に貯留されているタイトサンドガス、炭層の孔隙内に吸着している炭層メタンガス (CBM: Coalbed Methane) が挙げられる。これらの非在来型天然ガスの技術的可採量は約 14,000 TSCF と、在来型天然ガスの期待可採量である約 12,000 TSCF とほぼ同等である。これらに加えて、将来の夢のエネルギーと期待されているメタンハイドレートも非在来型の天然ガスに分類されるが、その原始埋蔵量は少なく見積っても在来型と同じくらい、楽観的なものでは在来型の 6 倍以上と推定されている。これらの非在来型原油・天然ガスの魅力はもちろん資源量・可採量の大きさにあるが、カナダ、ベネズエラ (重質油、など)、米国 (オイルシェール、シェールオイル・ガス、など) のように、中東以外の国々に賦存していること、つまりエネルギー安全保障上極めて好ましいことも大きな特徴である。

これからもしばくの間はエネルギーの主役の座を担わざるを得ないと考えられる原油・天然ガスの長期的な安定供給のためには、非在来型の原油・天然ガスの生産性を確立・向上させることが極めて重要となり、そのためにさまざまな研究が試みられている。また、筆者自身も石油工学とりわけ油層工学の研究者として、非在来型原油・天然ガスの開発に向けた研究を試みている。本稿ではこれらの非在来型原油・天然ガスの中から、主として重質油・超重質油・ビチューメン、シェールガス、メタンハイドレートを中心に、生産性の向上に向けた試みを、筆者自身の研究も含めて紹介する。

2. 生産性向上に向けた研究

ここでは非在来型の原油・天然ガスの中で、特に重質油・超重質油・ビチューメン、シェールガス、メタンハイドレートを中心に、資源の概要、基本的な生産手法、生産性向上に向けた試みおよび研究、などについて記載する。

2.1 重質油・超重質油、ビチューメン

2.1.1 概 要

UNITAR (United Nations Institute for Training and Research) の区分法では、貯留層温度で測定した粘度に基づいて、10,000 cP (10 Pa·s) より大きいものをビチューメン、それ以下を原油とし、次いで API 比重によってその原油を超重質油 (<10°API)、重質油 (10~20°API)、中・軽質油 (>20°API) と分類している (関口嘉一, 2005)。重質油には芳香族炭化水素と NSO 化合物 (レジンとアスファルテン) が 70~80% 含有されており、芳香族炭化水素と NSO 化合物の合計量が 80% 以上で、しかも NSO 化合物が全体の 50% 以上のものが 10,000 cP 以上の高粘度の

ビチューメンとなる。重質油は油質が劣化して生成されたと考えられるが、その主たる要因は、有効径の小さいパラフィンが選択的に好気性・嫌気性バクテリアによって分解され、残油中に径の大きい NSO 化合物と多環の芳香族炭化水素やシクロアルカンが濃縮するバイオデグラデーション (biodegradation) によるものである。他に溶存酸素による酸化、圧力低下に伴う揮発性成分の逸散、流動する地下水による水溶性成分 (特に芳香族炭化水素) の選択的除去なども原油の重質化の一因となると考えられている (関口嘉一, 2005)。

表1に示したように、重質油および超重質油・ビチューメンの原始埋蔵量はそれぞれ 3,396 BSTB、5,505 BSTB と

図1 世界の重質油・超重質油・ビチューメンの資源量の分布

図2 重質油・超重質油・ビチューメンの開発・生産手法

図5 2013年のEIAスタディで評価されたシェールガス・オイル層

推定されており、同じく表1に示した在来型原油の原始埋蔵量の8,616 BSTBと比べても、重質油・超重質油・ピチューメンが莫大な潜在ポテンシャルを秘めていることが分かる。これらは、ベネズエラのオリノコータルやカナダのオイルサンドに代表されるように、在来型原油がそれほど豊富ではない国にも分布している（図1）。また、重質油および超重質油・ピチューメンの技術的可採量は、評価者によって多少のばらつきはあるものの、全世界合計でそれぞれ614～717 BSTBおよび333～725 BSTB程度と推計されている（関口嘉一，2005）。

2.1.2 基本的な生産手法

図2に概要を示すように、重質油・超重質油・ピチューメンの開発・生産手法は、露天掘りと油層内回収法の2種類に大別される。地表から50 m程度の深度に存在するオイルサンドの回収には主として露天掘りが利用されるが、それよりも深部に胚胎されている重質油・超重質油・ピチューメンに対しては油層内回収法が適用される。油層内回収法については、重質油・超重質油・ピチューメンの特性に対応して様々な手法が提唱・適用されている。まず、比較的流動性のある重質油や超重質油には、油層にエネルギーを投入せずにポンピングによって油を回収するコールドプロダクション（cold production）と呼ばれる1次回収法が適用されるケースが多い（田中浩之・栗原正典，2009）。

これに対して、コールドプロダクション後に適用する手法として、あるいは極めて流動性に乏しい超重質油やピチューメンを対象とした手法として、油層に何らかのエネルギーを投入して油を回収するEOR（Enhanced Oil Recovery）法が提唱・適用されているが、これには熱エネルギーを投入する加熱法と熱エネルギー以外のエネルギーを投入する非加熱法に大別できる。重質油・超重質油・ピチューメンの回収では、油の粘度低下を意図して加熱法が広く利用されているが、その代表が、CSS（Cyclic Steam Stimulation）法やSAGD（Steam Assisted Gravity Drainage）法といった水蒸気圧入法である。また、研究段階ではあるものの、火攻法、地下改質法といった加熱法も提唱されている。電気エネルギーを熱エネルギーに変換して油層温度を上昇させる電気加熱法も一部で利用されているが、主力の回収法としてではなく、水蒸気圧入法の事前加熱などの補助的な利用法に限られている。一方、熱を加えないEORとしては水攻法、炭酸ガス圧入法など、在来型原油のEORとして利用されているものが挙げられる。

また、油の粘度を低下させる目的で溶剤あるいはケミカルを貯留層に圧入する手法も提唱・適用されているが、この手法は他の回収法と組み合わせて用いられることが多い。すなわち、コールドプロダクションに溶剤圧入法を応用したものがVAPEX（Vapor Extraction）であり、水攻法にケミカルを加えたものがポリマー攻法あるいはアルカリ・界面活性剤攻法である。また、水蒸気圧入法に溶剤や界面活性剤を加えたES-SAGD（Expanding Solvent-SAGD）法、スチーム・フォーム（Steam-Foam）法なども研究さ

れている。

2.1.3 生産性向上に向けた試み

前項で述べたように、重質油・超重質油・ピチューメンの回収では水蒸気圧入法が広く利用されているが、この手法は基本的には厚い砂層からの油の生産を意図したもので、薄い砂層では熱損失が大きく、経済的に適用外となる。また、油層が頁岩層を含む場合、頁岩は流体の垂直流動を抑制すると共に、熱損失の要因ともなってしまう。さらには水蒸気圧入井での熱損失を考慮すると、適用可能油層深度も制限される。

水蒸気圧入法の効果を高めるために、あるいは水蒸気圧入法が適用できない場合にも油を回収できるようにいくつかの手法が提唱されているが、その中でも注目すべきと思われる手法を以下に紹介する。

(1) 改良型水蒸気圧入法

水蒸気掃取領域の拡大などを意図して、圧入流体や坑井配置などに種々の改良を加えた方法が提唱されている。現在提唱されている主な改良型水蒸気圧入法を以下に列挙する。

- ・ SAGD ワインドダウン（Wind Down）：回収率が45%以上になった時に操業が縮小モードに入り、熱損失を抑制する方法。
- ・ X-SAGD（Cross-SAGD）：圧入井が生産井に直交するSAGD法。
- ・ SAGP（Steam and Gas Push）：水蒸気とともに天然ガスなどの溶剤ガスを混合して圧入する方法。
- ・ SA-GOGD（Steam Assisted-Gas-Oil-Gravity Drainage）：フラクチャー炭酸塩岩油層で圧入された水蒸気が、フラクチャーに沿ってマトリックスを加熱するプロセス。
- ・ ES-SAGD：水蒸気と少量の溶剤を油層に圧入するSAGDプロセス。
- ・ SAGD-SAP（SAGD-Solvent Aided Process）：通常のSAGDの後に圧入水蒸気に溶剤を加える方法。溶剤は凝縮するものとは限らない。
- ・ LASER-CSS（Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery）：水蒸気と溶剤を同時圧入するCSSプロセス。
- ・ SAS（Steam-Alternating Solvent Process）：水蒸気と溶剤を交互に油層に圧入するプロセス。

(2) 改良型火攻法（THAI法）

火攻法は、酸素または空気を油層に連続的に圧入して油層中で炭化水素（コークスまたは原油）と反応させ、非常に高温な熱エネルギーを発生させるプロセスである。この手法は1950～1960年代から適用されているが、燃焼フロントを制御するのが困難で、通常は非常にコストがかかる。しかしながら、この20年間で水平坑井や新しいポンピング技術の利用など多くの研究が行われ、火攻法プロセスも発展し始めている。中でも注目されているのがTHAI（Toe-to-Heel Air Injection）法である。この手法は水平の生産井と垂直の空気圧入井の組み合わせであり、燃焼フロントは水平生産井のtoeからheelまでの油層中の油を掃取し、油の回収率は80%にまで到達すると予想されている。

(3) VAPEX

VAPEX は溶剤を圧入して重質油を希釈し、重質油の粘性を低下させて排油する方法である。溶剤には、プロパン、ブタン、二酸化炭素、メタンまたはこれらの混合物が用いられる。油の粘性の低下は、溶剤による希釈効果とアスファルテンの析出によってもたらされる。また、油が希釈されることにより、重質油の重質成分で高粘性の原因ともなっているアスファルテン分子が孔隙に析出するため、改質効果もある。

VAPEX は非加熱法に分類され、熱を使用しないため環境負荷が小さく、経済性が良いなどの利点もある。特に、加熱法で問題となる熱損失が問題とならないため、カナダのコールドプロダクション地帯を始めとする世界の層厚の薄い重質油層で期待されている。

基本的な坑井配置は SAGD と同じ形式で、2本の水平坑井を垂直に並べて配置して、上部の水平坑井に溶剤を圧入し、希釈された油を下部の水平坑井に重力排油するが、この基本的な坑井配置に加え、さまざまな坑井配置が研究されている。

(4) 地下改質法

地下改質法は、地下で触媒を使用して重質油の重質成分を分解し、油改質を行う技術である。油層中でアスファルテンやレジンの巨大分子の炭素鎖を熱分解反応により切断し、油の比重および粘度を低下させることで油の質を改善させて生産を向上させる。さらには、通常は地上の製油所で行う工程を地下で行うため、地上施設を必要としない、希釈剤を使用しなくてもパイプライン中を流動させることができるなど、大幅なコスト削減に繋がる。

地下改質法としては、以下が提唱されている。

- ・ THAI-CAPRI プロセス：火攻法の THAI の拡張型として開発され、生産井の水平坑井の周囲に触媒を充填した環状の反応装置を設置して、油が放射状流で坑井に流入するときに改質反応を生じさせる方法。
- ・ 触媒添加式水蒸気刺激法：水蒸気刺激法において、触媒および水素供与体を水蒸気に添加して圧入する方法。
- ・ 空気圧入法 2段階酸化プロセス：2段階の低温酸化反応条件を制御することで、熱分解反応を酸化反応よりも優勢にして油改質を行う方法。

2.1.4 最近の研究例

ここでは筆者の研究分野の中から、上記で概説した改良型水蒸気圧入法と改良型火攻法の効果を検討した数値シミュレーションの例を紹介する。

(1) 数値シミュレータ

重質油・超重質油・ビチューメンの開発では、上記のように加熱法によって貯留層の温度を上昇させるケースが多い。したがって、その生産挙動を予測するシミュレータは、通常のブラックオイル型のシミュレータとは異なり、貯留層温度の変化を予測する機能を有している。また、火攻法では、例えば「Dead Oil + O₂ → H₂O + CO₂ + N₂ & CO」や「Dead Oil + O₂ → CH_xO_y」といった化学反応による物質の移動を考慮しなければならず、さらには改良型の攻法で

は、溶剤等の物質も考慮しなければならない。そのために当該の数値シミュレータでは、ブラックオイル型のシミュレータのように油・ガス・水の単純な成分ではなく、「Dead Oil」, 「O₂」, 「溶剤」などの成分を取扱い、さらにはこれらの成分の移動を記述した化学反応を再現する機能を有している。

筆者の研究室で開発を試みている熱攻法シミュレータでは、以下の支配方程式を解いて、主要未知数である油層圧力・温度、各成分の質量分率を求めている。

各成分の質量保存

$$\begin{aligned} & -\nabla \cdot \left[(\rho_w \vec{u}_w w_i + \rho_o \vec{u}_o x_i + \rho_g \vec{u}_g y_i) - \phi \left(\rho_w \vec{D}_{iw} \nabla w_i \right. \right. \\ & \quad \left. \left. + \rho_o \vec{D}_{io} \nabla x_i + \rho_g \vec{D}_{ig} \nabla y_i \right) \right] + R_{iw} + R_{io} + R_{ig} - (q_{iw} + q_{io} + q_{ig}) \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi (\rho_w S_w w_i + \rho_o S_o x_i + \rho_g S_g y_i) + \phi_t A_i \right], i = 1, \dots, n_c \end{aligned} \quad (1)$$

エネルギー保存

$$\begin{aligned} & -\nabla \cdot \left[H_w \rho_w \vec{u}_w + H_o \rho_o \vec{u}_o + H_g \rho_g \vec{u}_g - \lambda \nabla T \right] \\ & - \Delta \hat{Q}_{\text{loss}} - (H_w \rho_w q_w + H_o \rho_o q_o + H_g \rho_g q_g) = \frac{\partial U}{\partial t} \end{aligned} \quad (2)$$

任意の化学反応

$$\sum_{i=1}^{n_c} s_{1ki} C_i \rightarrow \sum_{i=1}^{n_c} s_{2ki} C_i + H_k, k = 1, \dots, n_{\text{reaction}} \quad (3)$$

(2) シミュレーション例

ここでは、ES-SAGD 法による超重質油の回収と、THAI 法による重質油の回収の挙動予測シミュレーションの例を紹介する（田中浩之・栗原正典，2009）。

最初の例では、図 3(a) に示す油層モデルを用いてシミュレーションを行い、油層状態での粘度が約 4,000 cP の超重質油を ES-SAGD 法によって回収する際に最も効果的な溶剤を選択している。流体モデルとして“水”、“C₁”（メタン），“重質成分”、“IC₄ to NC₅”（ブタンとペンタンの混合物），“C₆ to C₈”（ヘキサン、ヘプタン、オクタンの混合物），“C₉ to C₁₁”（ノナン、デカン、ウンデカンの混合物）の 6 成分を定義しているが、この内“IC₄ to NC₅”、“C₆ to C₈”、“C₉ to C₁₁”の 3 成分は圧入溶剤に相当する。この 3 種類の溶剤をそれぞれ圧入したケースの 1 年後、3 年後、5 年後、10 年後のガス相中の溶剤のモル分率分布の予測結果断面図を図 3(b) に、油生産レート挙動予測結果を図 3(c) に示す。圧入溶剤の違いによる予測結果の差異は小さいが、圧入水蒸気の沸点温度に近い沸点温度を持つ溶剤が最も効果的であることが確認されている。

次の例は、図 4(a) に示す油層モデルを用いて、油層状態での粘度が約 1,000 cP の重質油を THAI 法によって回収する際の挙動をシミュレートしたものである。流体モデルは“H₂O”（水），“Dead Oil”（重質残留油），“溶解ガス”、“CO₂”（二酸化炭素），“Light Oil”（軽質油），“CH_xO_y”（炭化水素酸化物），“O₂”（酸素），“N₂&CO”（燃焼ガス），“Coke”（コークス）の 9 成分で構成され、高温酸化（HTO：High Tem-

図3 ES-SAGD法による超重質油回収の挙動予測シミュレーション

perature Oxidation) と低温酸化 (LTO: Low Temperature Oxidation) を想定して、化学反応モデルを定義している。HTO と LTO の2 ケースについて、1 年後、4 年後、7 年後の温度分布の予測結果断面図を図4(b)に載せるが、THAI 法による圧入井周辺から生産井 heel 方向への燃焼フロントの進行状況が確認できる。

2.2 シェールガス

2.2.1 概要

在来型原油・天然ガスの根源岩であるシェール層は数十～数百 m の層厚を持ち、数万～数十万 km² にわたって堆積盆地内に分布している。この根源岩で熟成した原油あるいは天然ガスが、在来型の油・ガスのようにシェール層から遊離・移動して多孔質媒体中に集積するのではなく、シェール層の中に貯留されたままのものをシェールオイルあるいはシェールガスと呼ぶ。したがって、シェールオイ

図4 THAI法による重質油回収の挙動予測シミュレーション

ル・ガスの性状は在来型の原油・天然ガスと変わらずに、ケロジエンタイプと熟成度によって乾性ガス、湿性ガス、ガスコンデンサート、原油に大別できる。良く知られている様に、2000 年代に入って、米国で水平坑井と多段階フラクチャリングの組み合わせ、およびフラクチャーの伸展を検知するマイクロサイスミックの技術が革新され、シェールガス・オイルの生産量は「シェール革命」と呼ばれるほどに増大した。

2013 年には EIA が米国を除く 41 カ国の 95 の堆積盆地における 137 のシェール層を対象に、シェールガス・オイルの技術的可採量を評価した (図5) (U.S. Energy Information Administration, 2013)。なお世界のシェールオイルの賦存量を網羅的に評価したのはこのスタディが初めてである。これにすでに実施している米国の 15 の堆積盆地におけるシェールガス・オイルの可採量の評価結果を加え、シェールガスおよびシェールオイルの (リスクを考慮した) 「技術的可採量」を、それぞれ 7,299 TSCF および 345 BSTB と公表している。シェールガスの技術的可採量は在来型天然ガスの期待可採量と比べても一定の割合を占めていて、本格的な開発が端緒についたばかりにもかかわらず、その存在感は大きい。一方、シェールオイルの技術的可採量は在来型原油の確認埋蔵量や期待可採量に比べればまだその値は小さい。しかしながら、上記の EIA の評価には、中東や中央アフリカの国々および海洋やカスピ海におけるシェールガス・オイルは含まれていないため、今後これら

の国々や地域も含めてさらに評価が進めば、上記の評価値が上方修正されることは疑うべくもない。

2.2.2 基本的な生産手法

シェールガス・オイルの基本的な生産手法は、前項でも述べたように水平坑井とフラクチャリングの組み合わせである。シェール層の浸透率は nD のオーダーと極めて小さく、したがって 1 水平坑井当りの排油・ガス面積も極めて限定されている。そこで、1 つの坑井敷地 (Pad) から複数の水平坑井を掘削し、これを開発単位として開発対象地域全体に拡張していく。

米国の Bakken 層の例では、水平坑井の水平長は、2007～2008 年には、1,000～2,000 m で 4～8 段階のフラクチャリングを行っていたが、2010 年には水平長 3,000 m で、28～32 段階のフラクチャリングの適用が可能になっていて、これにはセラミックス製のものを含めた高品質のプロパントの使用も大きく貢献している (井原賢, 2011)。水平坑井の伸長とフラクチャリングの段階数の増加によって 1 坑井あたりの掘削コストが倍増したとしても、総生産量はそれ以上の増加を示し、探鉱開発コストは徐々に低下している。

2.2.3 生産性向上に向けた試み

前述の 2013 年の EIA の評価スタディでは、米国における坑井生産量を参照して、シェール層の特性、例えば粘土の含有率、地層の複雑さ、孔隙圧力、などに応じてガス回収率を 15～25% (例外的に 10%あるいは 30%) と推定している (U.S. Energy Information Administration, 2013)。この回収率を向上させるために、通常技術の改良として、水平坑井の水平長やフラクチャリングの段階数の更なる増加、フラクチャリング流体の改良、マイクロサイズミックの観測・解析技術の改良、などが続けられている。また、マルチラテラル坑井を利用した生産性の向上も試みられている。

一方で、同一のシェール層、それも近距離間でも坑井の生産性に大きな差異があることが確認されている。シェール層は堆積盆地内で広範囲に厚く分布しているが、その性状はきわめて複雑で、生産性の高い領域が連っていたり、逆に生産性の低い領域が連っていたり、さらには局所的に極めて生産性の高い領域 (スイートスポット) が存在していることが多い。これらの性状や地下構造の変化・分布を把握し、生産性の高い領域を特定すべく、三次元地震探査を積極的に実施して高度なデータ解析を行って、シェールの物性と生産性との関連を解明して開発計画を最適化することも試みられている。

2.2.4 最近の研究例

ここでは筆者の研究分野である数値シミュレーションを通したシェールガスの生産性向上に向けた研究を 2 種類紹介する。1 つ目は高生産性領域の特定に向けた感度分析スタディであり、2 つ目はシェールガスの流動機構の解明のための微細モデルによるスタディである。

(1) 感度分析スタディ

シェールガス・オイルを対象とした数値シミュレータでは、ガス成分の流動は通常は以下の二重孔隙・浸透モデルの式を用いて記述している。

フラクチャー流動

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[\frac{\vec{k}_f k_{rgf}}{\mu_{gf} B_{gf}} (\nabla p_{gf} - \gamma_{gf} \nabla D) \right] - q_{gf} + \Gamma_g \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi_f S_{gf}}{B_{gf}} + \frac{\phi_{tf} A_{gf}}{\rho_{gf} B_{gf}} \right) \end{aligned} \quad (4)$$

マトリックス流動

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[\frac{\vec{k}_m k_{rgm}}{\mu_{gm} B_{gm}} (\nabla p_{gm} - \gamma_{gm} \nabla D) \right] - q_{gm} - \Gamma_g \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi_m S_{gm}}{B_{gm}} + \frac{\phi_{tm} A_{gm}}{\rho_{gm} B_{gm}} \right) \end{aligned} \quad (5)$$

マトリックス・フラクチャー流動

$$\Gamma_g = \frac{\sigma V}{\Delta V} \frac{k_m k_{rgm}}{\mu_{gm} B_{gm}} (p_{gm} - p_{gf}) \quad (6)$$

(a) SPE 152639

(b) SPE 162699

図 6 シェールガス層特性に対するガス生産性の感度分析スタディ結果

すなわち、フラクチャー間およびマトリックス間の流動に加え、フラクチャー・マトリックス間の流動も考慮し、さらにはマトリックスおよびフラクチャーにおけるガスの吸脱着も考慮している。一般的なシェールガス層の挙動予測シミュレータは、式(4)～(6)に水成分に対する同様の流動方程式を加えたものを支配方程式として、フラクチャーおよびマトリックスにおけるガス相の圧力と飽和率を第一義的な未知数として解いている。

こうした機能を持つシミュレータを利用して、シェールガス層の特性を変化させた感度分析シミュレーションを実施した研究がいくつか発表されている。各特性が水平坑井の生産性(累計生産量)に及ぼす影響の度合いを分析して、高いガス生産性に繋がる貯留層特性を明確にすることによって、スイートスポットを形成するための貯留層条件を解明しようと試みたものである。SPE 152639では、マトリックスの孔隙率・浸透率、天然フラクチャーの孔隙率・浸透率・形状係数、Langmuir など温吸着式の係数(最大吸着量、吸着圧力)、坑井長、人工フラクチャーの長さ・浸透率、乱流によるスキン、層厚、坑底圧力、ガス層圧力を、米国のフィールド例を参照して不確定と考えられる範囲で変化させたシミュレーションを実施し、図6(a)に示す結果を得ている(Morales-German, G. *et al.*, 2012)。また SPE 162699では、これらの特性値に加えて岩石の圧密、人工フラクチャーの高さ・密度、吸脱着のタイプ、拡散係数も対象として感度分析を行っている。この論文では各特性値を変化させた程度が明記されていないが、各々の影響度を図6(b)に示すようにまとめている(Kalantari-Dahaghi, A. *et al.*, 2012)。SPE 152639とSPE 162699の両者ともに、天然フラクチャーの浸透率および人工フラクチャーの長さの影響を重要視しているが、天然フラクチャーの形状係数や最大吸着量の影響は小さいとしている。またマトリックスの孔隙率・浸透率、人工フラクチャーの浸透率、坑底圧力などのように、いずれか一方では重要視しているものの他方ではその影響は小さいとしている特性もある。筆者の研究室でもシェールガス生産挙動予測シミュレータを開発しているが、それを用いてこれらの特性に対するガス生産性の感度を独自に検討し始めたところである。

(2) 微細モデルスタディ

シェールガス層の構造は、孔隙の中にガスが含まれるといった単純なものではない。SPE 137693には、米国のシェールガス層から採取されたシェール内を電子顕微鏡で観察した写真が掲載されているが(図7)(Curtis, M.E. *et al.*, 2010)、シェール層のマトリックス内には、通常の孔隙に加えて有機物が内包されていて、その中のナノ孔隙やバグの中にもガスが存在するし、有機物に吸着しているガスも生産に寄与することになる。従ってシェールガス層からのガス生産機構を厳密に解明あるいは再現するために、SPE 153535では図8(a)に示した概念に基づき、人工フラクチャーと天然フラクチャーのフラクチャー部とマトリックス部とから成るモデルを開発している(Hudson, J. *et al.*, 2012)。このモデルではマトリックス部をさらにバ

グとナノ孔隙を含む有機物マトリックスと、通常の岩石粒子と孔隙から成る無機物マトリックスとに分類している。SPE 163651では、上記のシェール内の構造を反映して、無機物マトリックス、有機物マトリックスのバグ、有機物マトリックスのナノ孔隙の各々を代表するグリッドブロックを配置して、非常に小さいスケールを対象としてシェールガスの流動・生産機構の解明を試みている(Yan, B. *et al.*, 2013)。この論文では、単純な二重孔隙・浸透モデルではなく、マトリックス内の有機物も考慮した場合にはガスの生産挙動の予測結果が異なることが示されているが、より厳密には、単純なグリッドブロックの集合ではなく、三重あるいは四重の孔隙・浸透モデルを構築することが提唱されている(Hudson, J. *et al.*, 2012)。

筆者の研究室では、図8(b)に示すように、フラクチャー、

図7 米国シェールガス層のシェール内の構造

(a) 概念モデル

(b) 四重孔隙・浸透モデル

図8 シェール内の構造を記述したモデル

無機物マトリックス内の孔隙、有機物マトリックス中のバグはそれぞれ連結しているが、有機物マトリックス中のナノ孔隙はバグとのみ連結しているとの概念に基づく四重孔隙・浸透モデルの開発を試みている。これによって、有機物マトリックス内のガス流動や吸着がガスの生産にどのような影響を及ぼすのかを明確にしていきたいと考えている。

2.3 メタンハイドレート

2.3.1 概要

メタンハイドレート (MH) とは水分子の作るかご状構造の中にメタンガスを含む水和物で、一見すると氷と大差はないが、火を付ければ燃焼する。1 m³ の MH を分解すると、0℃、1 気圧で 160～170 m³ のメタンガスを得ることができる。MH は低温高压下 (1 気圧ならば -80℃以下、0℃ならば 23 気圧以上) で安定であるため、永久凍土の下数百 m の地層および深海の海底～海底下数百 m の地層には MH が賦存している可能性が高く、世界的にも広く分布していると評価されている。表 1 に示したように、世界の MH の資源量は 35,000～175,000 TSCF と推定されているが、この値は在来型天然ガスの確認埋蔵量の約 6,600 TSCF よりも 1 桁以上大きなものである。

試験的なボーリングの結果、日本近海でも水深 500～1,000 m の海底下に MH が賦存していることが確認されたため、日本政府は 2001 年 7 月に「メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム (MH21 研究コンソーシアム)」を組織して、3 つのフェーズからなる「我が国におけるメタンハイドレート開発計画」を開始した。2001 年～2008 年度のフェーズ 1 では、東部南海トラフにおける物理探査・基礎試験の実施、カナダの北極圏におけるフィールド産出試験などを実施した。また、2009 年～2015 年度に実施中のフェーズ 2 では、東部南海トラフにおいて 2 回の海洋産出試験を実施する計画であるが、第 1 回目の試験は本年 3 月に成功裏に完了している。フェーズ 3 は 2016 年～2018 年度に予定されており、2019 年からの商業生産に向けた準備・整備を行う計画である。

2.3.2 基本的な生産手法

MH は低温高压で安定であるから、温度を上げるか、圧

力を下げればメタンと水とに分解する。したがって MH からガスを生産する手法としては、石油・天然ガスの生産技術を応用して MH を胚胎する地層の圧力を下げる手法 (減圧法) と、地層の温度を上げる手法 (加熱法) の 2 つが基本的なものである (図 9)。生産手法の研究が開始された当初は、MH 貯留層には殆ど浸透性がなく、MH を分解するには、MH 貯留層に掘削した坑井の中を温めて、その熱を地層に伝播させて MH を分解するしかないと考えられていた。そのために 2002 年に日本も参加してカナダの北極圏で実施した産出試験では、坑井内に温水を循環する手法が採用され、5 日間で約 500 Sm³ のメタンガスの生産に成功した。しかしながら MH21 研究コンソーシアムでは、開発中の数値シミュレータを用いてこの試験の結果を解析したり、室内実験をくり返したりする過程で、MH 層にはある程度の浸透性があること、したがって坑井内の圧力を下げればその圧力が MH 層内に伝播して MH の分解が継続的に進行する、つまり減圧法が有効に機能することを解明した。この結果を反映して、2007～2008 年に同じくカナダで実施した産出試験では減圧法を適用し、6 日間の連続生産で約 13,000 Sm³ のガスを産出することに成功した。さらには本年 3 月に愛知県・三重県沖の東部南海トラフで世界初の海洋産出試験を実施し、減圧法を適用することによって正味 6 日間でカナダの試験の 10 倍近い (約 120,000 Sm³) ガスの産出に成功したのは記憶に新しい。

現在では各国とも、経済性の観点からも減圧法を中心とした手法の考案に取り組んでいる。数値シミュレーションを中心とした研究では、ガスの生産性の観点からは、貯留層の初期温度や浸透性が十分に高ければ、減圧法によって MH を分解・生産することが可能であり、条件によっては加熱法でさらにガス生産量を増加させることが可能であることが示唆されている。ただし、経済性も考慮すると加熱法には課題が多く、減圧法に優る生産手法は提唱されていないのが現状である。

2.3.3 生産性向上に向けた試み

前項で述べたように、経済性も考慮した MH の分解生産手法として、減圧法を中心とした研究が行われているが、貯留層特性によっては減圧法が適用できない場合が存在する。また、減圧法による生産が可能な場合でも、メタンの回収率はせいぜい 50～60% 程度である。そこで減圧法と併用して、あるいは減圧法の実施後に適用して MH 層からのガスの生産性を向上させたり、減圧法の適用範囲を拡大させたりする可能性のある手法がいくつか提唱されている。

まず、従来の石油・天然ガスを開発・生産する際にも適用される手法である水平坑井やマルチラテラル坑井によって坑井と MH の接触面積を増加させ、減圧の効果を高めようとの試みがある。これは比較的均質で貯留層の層厚が厚い場合には効果的かもしれないが、日本近海に存在する MH 貯留層のように砂泥互層で垂直方向の浸透率が極めて小さい場合に、どの程度の効果が期待できるのかを評価しているところである。また初期に MH が存在している状態では、流体の有効浸透率が小さいため、フラクチャリン

図 9 MH－メタン－水の相平衡と MH 分離・生産手法

図 10 MH 分解・生産挙動予測シミュレータによるガス生産量の予測結果例

グを実施することも提唱されている。これについては、未固結砂層が MH によって一時的に固結したような状態における水压破碎の挙動を解明しようとの試みがなされている。その他にも MH 層下部の比較的温度の高い水層の水を（あまりエネルギーを使わずに）ダンプフラッディングで MH 層に圧入する手法や、MH 層ではなく直下の帯水層に温水を圧入して MH の分解に伴う吸熱を補う手法なども提唱されているが、いずれも「案」の段階である。

一方で、MH の分解・生産機構を勘案した MH 特有の開発・生産手法として以下の手法も提唱されているが、その多くは室内実験の段階である。

- ・ 分解促進剤（インヒビタ）圧入法：メタノールや塩等を MH 層に圧入して、MH - メタン - 水の平衡状態を変化させて MH の分解を促進する方法。
- ・ 異種ガス圧入法：メタン以外のガス、例えば二酸化炭素や窒素を低圧で MH 層に圧入することによってガス相中のメタンの分圧を低下させ、MH の分解を促進する方法。
- ・ メタン - 二酸化炭素置換法：二酸化炭素をある程度高圧で MH 層に圧入し、MH 分子中のメタンを二酸化炭素で置換して回収するとともに、二酸化炭素ハイドレートを生成する方法。
- ・ MH 層近傍への二酸化炭素の圧入法：MH が胚胎されている層の近傍の帯水層に二酸化炭素を圧入して二酸化炭素ハイドレートを生成し、その生成熱を利用して近傍の MH の分解を促進しようとする手法。
- ・ 電気加熱法：重質油の回収に利用されている手法を MH の分解・生産に応用しようと試みたもので、坑井近傍に電流を流し、その際のジュール熱で坑井周辺の温度を上昇させる手法。
- ・ 超音波照射法：坑井から超音波を照射して MH 層を振動させることによって MH の分解を促すと共に、坑井近傍のスキンの軽減を試みた手法。

2.3.4 最近の研究例

ここでは主として（筆者の専門である）数値シミュレーションを利用した研究をいくつか紹介する。

(1) 数値シミュレータ

MH の分解・生産挙動を予測するシミュレータは世界で

図 11 MH 層減圧後の温水圧入効果の予測結果例

も数少ないが、日本でも 6 成分（メタン、窒素、二酸化炭素、水、メタノール、塩）、5 相（ガスハイドレート、ガス、水、氷、（析出）塩）の以下の支配方程式を記述したシミュレータが開発されている（栗原正典ほか，2009）。

成分 i の質量保存

$$\nabla \cdot \left(\rho_g y_i \frac{k^* k_{rg}}{\mu_g} \nabla \Phi_g + \rho_w w_i \frac{k^* k_{rw}}{\mu_w} \nabla \Phi_w \right) + \dot{m}_i - \dot{q}_i = \frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_{j=1}^{n_{\text{phase}}} \phi \rho_j S_j z_{ij} \right) \quad (7)$$

エネルギー保存

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot (\lambda \nabla T) - \nabla \cdot (\rho_w H_w \vec{u}_w + \rho_g H_g \vec{u}_g) \\ & - \Delta \hat{Q}_{\text{loss}} - \Delta \hat{Q}_h - \Delta \hat{Q}_{\text{ice}} - \Delta \hat{Q}_{\text{NaCl}} - \sum_{i=g,w} (\Delta \hat{q}_i H_i) \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[(1-\phi) \rho_R C_R T + \phi S_h \rho_h C_h T + \sum_{i=g,w} (\phi S_i \rho_i U_i) \right] \quad (8) \end{aligned}$$

(2) シミュレーション例

上記のシミュレータを用いて、MH の分解・生産手法の検討やフィールド試験の設計・解析に向けた数多くのシミュレーションが行われている。ここではその一例を紹介する。

図 10 は減圧法を用いた場合の坑井のガス生産量の予測結果の例を示している。この例では、坑底圧力を一定にしているため、初期のガス生産レートはある程度高いが、MH の分解に伴う貯留層温度の低下に伴い、ピークレートは長期間は継続せず、メタンの回収率は 50% 程度である。そこでガスの生産が減退し始めた頃から貯留層に温水を圧入した場合にどの程度の効果があるかをシミュレーションによって検討した。MH が十分に分解される前に、つまり MH 飽和率が高い状態で温水を圧入しようとしても、低浸透性あるいは分解メタンと水による MH の再生成のため、連続的に水を圧入することはほぼ不可能である。しかしながら、減圧によってある程度 MH が分解して MH 飽和率が低下した後であれば、図 11 に示すように、温水は連続的に貯留層に侵入して MH を分解し続ける。これを長期間継続すれば最終的にはほぼ 100% の MH を分解すること

が可能である。ただし温水の準備や圧入には多大なコストがかかるため、この手法は経済的には適用不可能であり、現在はコストを削減可能な温水圧入法を模索している状況である。

なお、二酸化炭素によるメタンの置換法についても室内実験やシミュレーションによる種々の研究が行われており、本講演会でも東京大学の増田准教授が講演されている。これらの研究についてはそちらを参照されたい。

2.4 その他

上記で取り上げた非在来型の原油・天然ガス以外ですでに商業生産を行っているものとして、オイルシェールとCBMの生産性向上手法について簡単に記載する。

2.4.1 オイルシェール

オイルシェールは現在最も注目されている非在来型の原油であるシェールオイルと混同されがちであるが、全く異なるものである。前述のようにシェールオイルが比較的深部の根源岩で熟成した「シェール層の中の通常油」であるのに対し、オイルシェールは油母頁岩とも言われ、藻類等の根源物質を含むシェールが比較的浅い地下に埋没して、ケロジェンや十分に中・軽質油にまで熟成される前の未熟成の重質油を含むようになったものである。つまりオイルシェールとはシェールオイル・ガスに熟成される約500℃に達しない地下において、シェール内で有機物と無機物が混ざり合ったものである。

エネルギー資源としてのオイルシェールの魅力は資源量の大きさで、表1に示したように、世界全体の資源量は約4,800 BSTBと推定されている。ただし、その内の約3,700 BSTBは米国に賦存しており、その大部分はColorado, Utah, Wyomingの3州にわたって存在するグリーンリバー層に胚胎されている。オイルシェールの開発は100年以上も前から行われており、その歴史は古い。しかしながら、オイルシェールの生産コストはケロジェンの品質や抽出率に依存し、50～110 \$/STBの範囲であるために、大規模な開発には至っていないが、2004年以降の油価の急騰を反映して、再び注目されている。

オイルシェールの開発・生産手法としては、露天堀りや坑道式掘削のように直接掘り出した後に地上で無酸素状態で450～500℃に加熱（乾留）して、ケロジェンを熱分解することでガスや油を抽出する手法が一般的である。これに対して油層内回収方法として、油層内でオイルシェールに点火して油を改質・抽出してその油を地上に汲み上げる方式も考案されている。この手法には、地上から坑井を掘削した後にフラクチャリングを実施して点火し、坑井から生産するという、石油開発の得意とする技術を応用したものも含まれているが、これらは未だ実験段階であり、実用化には至っていないものが多い。

したがって、オイルシェールの生産性向上に向けては、特に油層内回収方法の改善、開発コストの削減、さらには開発時の環境保全など、研究・検討すべき課題は山積していると思われる。

2.4.2 CBM

石炭層には石炭の熟成過程で生成したメタンを主成分とするガスが石炭の微細な孔隙表面に吸着されているが、このガスを資源として開発しているのがCBMで、米国やオーストラリアではすでに商業生産が行われている。CBMは石炭と同様にロシア、中国、米国、オーストラリアを始め、世界に広く分布し、IEAによると期待可採量は約4,000 TSCFと予測されている（石油鉱業連盟, 2012）。

石炭層では石炭化の過程で脱水と揮発成分の放出によって石炭が収縮してクリート（炭理）と呼ばれる亀裂が発生し、次第にネットワークが形成される。このクリートは初期には水で満たされているため、PCP（Progressive Cavity Pump）などによってクリート内の水を抜いて圧力を低下させ、ガスを孔隙表面から脱着させて生産する。したがって、ガスの流動は孔隙ネットワーク内では濃度勾配に基づく拡散、クリートネットワーク内では圧力勾配に基づくダルシー流動と、複雑なものとなっている。

石炭層の浸透率は良好な場合には数十mD程度が期待できるが、数mD程度と低い場合も多く、その場合にはフラクチャリングやキャビティコンプレッション（圧縮ガスによる坑底の加圧・除荷を繰り返して、石炭層に空洞を作ってクリートを発達促進させる方法）などの坑井刺激法が適用される。さらには増進回収法（ECBM: Enhanced Coalbed Methane）として、炭層に窒素や二酸化炭素を圧入する手法が研究開発されている（山口伸次, 2010）。窒素圧入ではメタンの分圧を低下させ、石炭層表面からのメタンの脱着を促進する。一方、二酸化炭素は石炭層に圧入すると優先的に吸着し、吸着しているメタンを置換してクリートへ押し出す。またこの手法は、ガスの増産とともに二酸化炭素を石炭層中に固定できるため、CCS技術としても注目されている。

3. おわりに

重質油やシェールガスに代表される非在来型の原油・天然ガスについては、生産することそのものが挑戦的であり、研究開発の要素を帯びている。長年にわたる試行を経て、水蒸気圧入に代表される熱攻法や水平坑井とフラクチャリングの組み合わせ、などの生産技術を実用化し、経済的な生産を可能としたものもある。また一方で、MHのように研究開発が端緒についたばかりで、実践的な生産手法を模索中であるものも存在する。本稿では、ある程度実用的な生産が行われているものに対してはその概説を行い、さらなる増産や経済性の向上を意図した生産手法の開発・研究の現状を紹介した。また、生産手法を研究している段階のものに対しては、その研究例を紹介した。しかしながら、ここで紹介した事例は、主として筆者の専門でもある油層工学の観点からのもので、他の分野からの視点が欠けているかもしれない。

その1つが、地層の力学的挙動を考慮した生産性向上の研究である。非在来型の原油・天然ガスには、重質油やMHのように、貯留層が浅部に堆積しているものも多く、

そのために原油あるいは天然ガスなどが未固結な砂層に胚胎されている例も多い。この場合には、深部に堆積して圧密の影響をそれほど受けない在来型の貯留層と異なり、生産や圧入あるいは分解に伴う貯留層の大規模な圧密や膨張、熱の影響によるせん断フラクチャーの形成、帽岩の破壊、ひいては貯留層の崩壊、などが心配される。またシェールガス・オイルやCBMのように貯留層の浸透率が極めて小さなものに対しては、フラクチャリングの適用が試みられている。これらに関しては既存モデルによってフラクチャーの伸展を予測することができるが、シェール層や石炭層の特徴を考慮した、より厳密な岩石力学的挙動の予測が望まれる。このように非在来型の原油・天然ガスの開発においては、在来型のもの以上に岩石力学的挙動が生産挙動に大きく影響を及ぼすため、両者を融合した研究も始まっている。

上記を含め、多くの研究は端緒についたばかりと言っても過言ではないが、非在来型原油・天然ガスの早期のしかも大量の生産に向けた研究は、フィールド試験も含めて着実に進められている。

SI 単位換算係数

STB $\times 1.58987\text{E} - 01 = \text{m}^3$
 BSTB $\times 1.58987\text{E} + 08 = \text{m}^3$
 TSCF $\times 2.83169\text{E} + 10 = \text{m}^3$
 cP $\times 1.0\text{E} - 03 = \text{Pa}\cdot\text{s}$
 141.5/(131.5 + °API) = g/cm³
 mD $\times 9.86923\text{E} - 16 = \text{m}^2$
 nD $\times 9.86923\text{E} - 22 = \text{m}^2$

記号の説明

A_m	: 成分 m の孔隙容積当りの吸着量	[kg/m ³]
B_l	: l 相の容積係数	
C	: 成分	
C_l	: l 相の比熱	[J/kg/K]
D	: 深度	[m]
D_{ml}	: l 相中の成分 m の拡散係数	[m ² /s]
H_l	: l 相の単位質量当りのエンタルピー	[J/kg]
H_k	: 反応 k に伴う生産熱	[J]
k	: 浸透率	[m ²]
k_{rl}	: l 相相対浸透率	
k^*	: 固相存在下での気・液单相有効浸透率	[m ²]
$\dot{m}_m$	: ガスハイドレートの分解による貯留層単位かさ容積当りの成分 m の生成レート	[kg/m ³ /s]
n	: 数	
p_l	: l 相の圧力	[Pa]
q_l	: l 相の貯留層単位かさ容積当りの生産レート	[l/s]

$\hat{q}_l$	: l 相の貯留層単位かさ容積当りの質量生産レート	[kg/m ³ /s]
q_{ml}	: l 相中の成分 m の貯留層単位かさ容積当りの質量生産量	[kg/m ³ /s]
$\hat{q}_m$	: 成分 m の貯留層単位かさ容積当りの質量生産レート	[kg/m ³ /s]
R_{ml}	: l 相中の成分 m の貯留層単位かさ容積当りの化学反応生成レート	[kg/m ³ /s]
S_l	: l 相の飽和率	
s_1, s_2	: 化学反応式の各成分の係数 (化学量数)	
t	: 時間	[sec]
T	: 温度	[K]
U	: 貯留層単位かさ容積当りの内部エネルギー	[J/m ³]
U_l	: l 相の単位質量当りの内部エネルギー	[J/kg]
u_l	: l 相のフラックス	[m/s]
V	: 貯留層単位かさ容積	[m ³]
w_m	: 水相中の成分 m の質量分率	
x_m	: 油相中の成分 m の質量分率	
y_m	: ガス相中の成分 m の質量分率	
z_{ml}	: l 相中の成分 m の質量分率	
γ_l	: l 相の密度 (圧力勾配)	[Pa/m]
Γ_l	: l 相のマトリックス・フラクチャー間の貯留層単位かさ容積当りの流量	[l/s]
$\Delta\hat{Q}_h$	: ガスハイドレートの生成・分解に伴う単位貯留層かさ容積当りの吸熱レート	[J/m ³ /s]
$\Delta\hat{Q}_{ice}$	: 氷の生成・融解に伴う単位貯留層かさ容積当りの吸熱レート	[J/m ³ /s]
$\Delta\hat{Q}_{loss}$	: 貯留層単位かさ容積当りの熱損失レート	[J/m ³ /s]
$\Delta\hat{Q}_{NaCl}$	: 塩の析出・溶解に伴う単位貯留層かさ容積当りの吸熱レート	[J/m ³ /s]
ΔV	: マトリックスかさ容積	[m ³]
λ	: 総熱伝導率	[W/m/K]
μ_l	: l 相の粘度	[Pa s]
ρ_l	: l 相の密度	[kg/m ³]
σ	: フラクチャー形状係数	[1/m ²]
ϕ	: 孔隙率	
Φ_l	: l 相のポテンシャル	[Pa]

下付き文字

c	: 成分
f	: フラクチャー
g	: ガス
h	: ガスハイドレート
i	: 成分 i

m : マトリックス
 o : 油
 $phase$: 相
 R : 岩石
 $reaction$: 化学反応
 t : 総合 (吸着部分も含む)
 w : 水

引用文献

- BP, 2012 : BP Statistical Review of World Energy.
- Curtis, M.E., Ambrose, R.J., Sondergeld, C.H., Rai, C.S., 2010: Structural Characterization of Gas Shales on the Micro- and Nano-Scales. Paper CUSG/SPE 137693 presented at Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada.
- Hudson, J., Civan, F., Michel-Villazon, G., Devegowda, D., Sigal, R., 2012: Modeling Multiple-Porosity Transport in Gas-Bearing Shale Formations. Paper SPE 153535 presented at SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16-18 April 2012, Mexico City, Mexico.
- 伊原 賢, 2011 : 非在来型の原油や天然ガスの生産にかかる技術トピック, 石油天然ガス・金属鉱物資源機構資料.
- International Energy Agency, 2011 : World Energy Outlook 2011, Special Report "Are we entering a golden age of gas?"
- Kalantari-Dahaghi, A., Esmaili, S., Mohaghegh, S.D., 2012: Fast Track Analysis of Shale Numerical Models. Paper SPE 162699 presented at SPE Canadian Unconventional Resources Conference, 30 October-1 November 2012, Calgary, Alberta, Canada.
- 栗原正典, 船津邦浩, 大内久尚, 増田昌敬, 成田英夫, 海老沼孝郎, 2009 : メタンハイドレート生産シミュレーションの開発, 石技誌, **74** (4), 297-310.
- Milkov, A.V., 2004 : Global estimates of hydrate-bound gas in marine sediments: how much is really out there?, *Earth-Science Reviews*, **66**, 183-197.
- Morales-German, G., Navarro-Rosales, R., Xavier Dubost, F., 2012 : Production Forecasting for Shale Gas Exploration Prospects Based on Statistical Analysis and Reservoir Simulation. Paper SPE 152639 presented at SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16-18 April 2012, Mexico City, Mexico.
- 関口嘉一, 2005 : 重質・超重質油鉱床と分布状況, および原始埋蔵量と可採埋蔵量, 石技誌, **71** (2), 176-185.
- 石油鉱業連盟, 2012 : 石鉱連資源評価スタディ 2012 年.
- 田中浩之, 栗原正典, 2009 : 重質油の開発・油層評価技術の現状, 石油・天然ガスレビュー **43** (1), 63-76.
- UNDP, 1999 : Energy Resources in World Energy Assessments.
- U.S. Energy Information Administration, 2013 : Technically recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.
- 山口伸次, 2010 : 石油の開発 コールベッドメタンの増進回収と二酸化炭素炭層貯留, ICEP ニュース, **72**, 15-19.
- Yan, B., Wang, Y. and Killough, J.E., 2013 : Beyond Dual-Porosity Modeling for the Simulation of Complex Flow Mechanisms in Shale Reservoirs. Paper SPE 163651 presented at 2013 SPE Reservoir Simulation Symposium, 18 - 20 February 2013, The Woodlands, TX, USA.