

---

## IV メタンハイドレートからのガス生産技術

### IV.1 生産手法の基本的な考え方と実証の進展

#### (1) 経緯と目的

MH は固体として海底・地下に存在しているため、そこから可燃性天然ガスを生産しようとする場合、金属鉱物のように直接採掘した後に分解させてガスを採取するか、地下でガスと水に分解させて流動できる状態にして採取するかのいずれかとなるが、大水深海底面下数百メートルに存在する砂層型ハイドレートの場合、坑道を掘削したり露天掘りによって固体のまま直接的に採掘する手法は技術・コスト・安全性のいずれの観点でも現実的ではないと思われる。一方で、地層がある程度の浸透率（流体の流れやすさ）を持つ場合には、MH を原位置で流体（ガスと水）に分解して、そのガスを坑井に集めて採取する「分解採取法」を適用できることから、在来型の石油天然ガスの生産技術の応用で生産できる可能性があり、また、環境影響につながる海底面の擾乱も坑井近傍に限られるため、現実的な手法であると言える。

MH21 では、このような「分解採取法」を日本近海の MH に適用すべく研究開発を進めてきており、その一つの手法である「減圧法」による生産が海洋坑井でも実現できることを示してきた。本節では、減圧法による生産の原理と実証の過程について述べる。

#### (2) 減圧法のメカニズムと条件

MH は低温・高圧下で安定な物質であることから、分解させようとする場合には「温度を上げる（熱刺激法）」、「圧力を下げる（減圧法）」、「ハイドレートとガスの相平衡条件を変える（インヒビター圧入法）」などの手法が考えられる。

MH21 のフェーズ1の研究が開始された2001年頃には、いずれの手法が適切で実用的であるかの理解は進んでいなかった。しかし、MHの分解が吸熱反応であり、1kgのMH（約160リットルのメタンガスに相当）を分解させるには約436.8kJの熱を供給する必要があること、この熱量は、同質量の水を氷点から沸点直前まで加熱する以上の値となること、さらに、ハイドレートを加熱しようとするとき、周囲の堆積物や間隙流体も温めることになるので、さらに多くの熱が必要となることから、単純に加熱する手法はエネルギー収支比を向上させるのが難しいことが分かってきた。

一方で、地層中の間隙圧力を下げることができれば、地層の元々の温度と、減圧した後の相平衡温度の温度差分に地層の熱容量をかけた値の地層顕熱を分解に供することができ（図1）、それ故、外部からの熱の供給なしにMHを分解させることができる。そのため、減圧法は在来型の石油の「一次回収（油層自体の圧力で自噴することで回収する手法）」に対応すると言える。ただし、MHの分解による吸熱反応で熱が奪われて地層の温度は相平衡温度まで低下し、そこで分解が止まってしまうため、場にあるハイドレートをすべて分解させることは難しい山本, 2008)。そのため、減圧法の場合は、周囲の地層からどれだけ熱が集められるかで生産性・回収率が決まることになる。

また、一坑井からの生産を考えると、坑井から加熱する場合（加熱法）に、熱は坑井から周囲に放射状に伝熱するが、流体（ガス・水）は坑井に向かって集まる方向で流動させる必要があるため、その向きが逆となり、坑井から離れた場所に熱を伝えるのが難しい。一方で減圧法は物質の移動と熱の移動が同じ向きなので、移流によって周囲の熱を運んでくることができると期待される。また、減圧してハイドレートが分解した領域では地層の浸透率の向上が期待され、その場合は流れによる圧力損失が小さくなるため、減圧された領域が遠くまで広がることも期待される。（図2）

インヒビター圧入法は、減圧法同様に新たな相平衡温度と初期の温度との差を分解に供する方法となるが、インヒビターを坑井から地層に向かって届ける上で加熱法と同様の問題（流体とインヒビターの流れる向きが異なる）が発生する。

そのため、減圧法がもっとも現実的で効率の高い生産手法であると言えるが、減圧法が成立するためには、

- 地層の温度がある程度高い
- 地層の初期（ハイドレート分解前）の浸透率がある程度高い
- 地層のハイドレート分解後の浸透率がある程度高い
- 分解された領域が水理的に周囲と隔離されている（外からの水の流入がない）

という条件を満たす必要がある。（図3）

さらに、海底の資源の場合は、大水深海底に掘削された条件で長期・安定して減圧された状態を保つという技術課題も存在する。MH21の研究は、この減圧法が成立することを地層の性質と技術の両面で検証するために行われてきたと言える。また、加熱やインヒビター圧入法は、坑井刺激技術、あるいは2次回収技術として、生産性・回収率の向上策として適用される可能性がある。

### (3) 減圧法の実証

東シベリア、エニセイ川の流域にある Messoyakha ガス田では、1970年代より、深部のガス田の圧力減退に伴い、非意図的に減圧によるハイドレート分解が生じてガスを供給していた可能性が指摘されている（Makogon, 1984）。

2002年に日加独印米の5か国共同プロジェクトとして実施された第1回陸上産出試験（カナダ北西準州マッケンジーデルタ、マリックサイト）では、温水循環による加熱法を適用して、世界で初めてMHを意図的に分解させてのガスの生産に成功した（Hancock *et al.*, 2005a）。ただし、生産量は少なく（5日間で468 m<sup>3</sup>、以下いずれも大気圧下での体積）、不安定で継続できなかった。一方で、圧力検層ツール Modular Dynamics Tester (MDT, Mark of Schlumberger)による小規模な減圧実験（Hancock *et al.*, 2005b、Kurihara *et al.*, 2005a）が行われ、ハイドレートの存在する地層にも有限の（ゼロではない）浸透率があることがわかり、また核磁気共鳴（Nuclear Magnetic Resonance）を使用した物理検層でもハイドレート層の浸透率が確かめられ（Kleinberg *et al.*, 2005）、減圧法適用の可能性が見いだされた（Dallimore and Collett, 2005a）。

これらの成果を受けて、日本国内では、天然及び模擬コアの分解実験 (Okui *et al.*, 2005; Kawasaki *et al.*, 2005)、数値シミュレーション (Kurihara *et al.*, 2004; Masuda *et al.*, 2005) など多くの研究が行われ、減圧法が MH 貯留層に適用可能であることが示された。

一方で、基礎試錐「南海トラフ」(1999-2000 年)、東部南海トラフにおける二次元及び三次元地震探査 (2001-2002 年)、基礎試錐「東海沖～熊野灘」(2004 年) で得られた情報から、日本近海にも減圧法の適用条件を満たすような浸透率を持つ砂層のハイドレート貯留層が「MH 濃集帯」として存在することが明らかになってきた (Saeki *et al.*, 2008; Fujii *et al.*, 2008)。

そのため、減圧法の適用性を現場で実証すべく、2007 年と 2008 年の 2 冬にわたって、日加共同研究として、マリックサイトにおいて減圧法による第 2 回陸上産出試験が実施された (現地は水面とツンドラが凍結する冬季しか立ち入れない)。この作業では、掘削された坑井内にポンプを設置して水を汲み上げることで減圧法を実現し、2007 年の第 1 冬は出砂によりごく短期間でガス生産は終了したものの、半日で 830 m<sup>3</sup> と、加熱法の 5 日間の実績を上回るガスを生産できた。また、坑井に出砂対策を施した 2008 年 (2 冬目) の試験では、5.5 日間で 13,000m<sup>3</sup> のガスを継続的・安定的に生産することができた (Dallimore *et al.*, 2012)。 (図 4)

これらの成果をもって、減圧法が安定的なガス生産を実現できる手法と判断し、2009 年 4 月に開始された MH21 のフェーズ 2 以後の研究では、海洋において減圧法を実現して、技術の検証と坑井の生産性の確認を行うこととなった。

フェーズ 2 (2009-2015 年度) に実施された第 1 回海洋産出試験においては、東部南海トラフ第二渥美海丘で減圧法により 6 日間で 119,000 m<sup>3</sup> のガス生産に成功したが、出砂により作業を終了させざるを得なくなり、長期的な生産挙動を予測するのに十分なデータを取得できたとはいえなかった。そのため、フェーズ 3 (2016-2018 年度) では、第 1 回試験で明らかになった出砂等の技術課題への対応策を講じた上で試験に臨み、2 坑で合計 36 日間のフローを実現し、長期的な生産挙動の予測技術向上に資する多くのデータを取得できた。

一方で、1 年以上の長期的な生産挙動のデータを海洋で得るのは、コスト面、技術面で越えなければいけないハードルが高いため、次のステップとしては陸上産出試験で実現を目指すこととして、永久凍土層下にハイドレート資源を有する米国と協議するとともに、技術的な検討を継続している。

#### (4) まとめ

MH の生産手法については、1 次回収手法として減圧法がもっとも効率的であり、減圧法が適用できるかどうかは経済性に大きな影響を与える。フェーズ 1 以降の各段階で、地震探査、試掘、フィールド産出試験、ラボ実験、数値シミュレーション等を総合化し、海洋においても数週間という時間スケールでは、減圧法が適用でき、ある程度安定した生産が可能であることを示せた。

また、長期的な挙動を予測するための多くのデータが取得されているが、事前の予想と実

---

際の生産挙動には乖離がみられ、経済的なガス生産に至るには依然多くの課題が残されている。

以後の各節で、海洋産出試験の技術的成果と陸上産出試験の検討状況、生産手法開発に関わる各個別技術について、フェーズ2及び3の成果を報告する。

#### 参考文献

- Saeki, T., Fujii, T., Inamori, T., Kobayashi, T., Hayashi, M., Nagakubo, S., Takano, O. (2008): Extraction of Methane Hydrate Concentrated Zone for Resource Assessment in the Eastern Nankai Trough, Japan, 2008 Offshore Technology Conference, 5-8 May, Houston, Texas, USA.
- Fujii, T., Saeki, T., Kobayashi, T., Inamori, T., Hayashi, M., Takano, O., Takayama, T., Kawasaki, T., Nagakubo, S., Nakamizu, M., Yokoi, K. (2008): Resource assessment of methane hydrate in the Eastern Nankai Trough, 2008 Japan, Offshore Technology Conference, 5-8 May, 2008, Houston, Texas.
- Dallimore, S.R. and Collett, T. S. (2005): Summary and implications of the Mallik 2002 gas hydrate production research well program. in *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada* edited by Dallimore, S. R. and Collett, T. S., *Geological Survey of Canada Bulletin* 585.
- Dallimore, S. R., Wright, J. F. K. Yamamoto and Bellefleur, G. (2012): Proof of concept for gas hydrate production using the depressurization technique, as established by the JOGMEC/NRCan/Aurora Mallik 2007-2008 Gas Hydrate Production Research Well Program, in Scientific results from the JOGMEC/NRCan/Aurora Mallik 2007-2008 gas hydrate production research well program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada; Dallimore, S R (ed.); Yamamoto, K (ed.); Wright, J F (ed.); Bellefleur, G (ed.). Geological Survey of Canada, Bulletin 601, 2012, p. 1-15.
- Hancock, S. H., Collett, T. S., Dallimore, S. R., Satoh, T., Inoue, T., Huenges, E. and Weatherill, B. (2005a): Overview of thermal stimulation production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well. in *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada* edited by Dallimore, S. R. and Collett, T. S., *Geological Survey of Canada Bulletin* 585.
- Hancock, S. H., Dallimore, S. R., Collett, T. S., Carle, D., Weatherill, B., Satoh, T. and Inoue, T. (2005b): Overview of pressure-drawdown production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well. in *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada* edited by Dallimore, S. R. and Collett, T. S., *Geological Survey of Canada Bulletin* 585.
- Kawasaki, T., Tsuchiya, Y., Nakamizu, M. and Okui, T. (2005): Observation of methane hydrate dissociation behavior in methane hydrate bearing sediments by X-ray CT scanner. Proc. 5th Int. Conf. on Gas Hydrates, Trondheim, Norway, June 13-16, 2005. Paper 1041.
- Kleinberg, R. L., Flaum, C. and Collet, T. S. (2005): Magnetic resonance log of JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well: gas hydrate saturation, growth habit, and relative

permeability. in *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada* edited by Dallimore, S. R. and Collett, T. S., *Geological Survey of Canada Bulletin* 585.

Kurihara, M., H. Ouchi, Y. Masuda, H. Narita, and Y. Okada. (2004): Assessment of gas productivity of natural methane hydrates using MH21 Reservoir Simulator. *Proc. AAPG Hedberg Conference, Vancouver, B.C., Canada, September 12-16, 2004.*

Kurihara, M., Funatsu, K., Kusaka, K., Yasuda, M., Dallimore, S.R., Collet, T.S. and Hancock, S.H. (2005a): Well-test analysis for gas hydrate reservoirs: examination of parameters suggested by conventional analysis for the JAPEx/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 Gas Hydrate Production Research Well. in *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada* edited by Dallimore, S. R. and Collett, T. S., *Geological Survey of Canada Bulletin* 585.

Makogon, Y. F. (1984): Production from natural gas hydrate deposits. *Gazovaya Promishlennost*, **10**, 24-26.

Masuda, Y., Konno, Y., Kurihara, M., Ouchi, H., Kamata, Y., Ebinuma, T. and Narita, H. (2005): Validation study of numerical simulator predicting gas production performance from sediments containing methane hydrate. *Proc. 5th Int. Conf. on Gas Hydrates*

Okui, T., Uchida, T., Masuda, Y., Munakata, T. and Kawasaki, T., (2005): Laboratory analysis of gas hydrate dissociation in cores from the JAPEx/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well: observational and experimental investigations using X-ray computed tomography. in *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada* edited by Dallimore, S. R. and Collett, T. S., *Geological Survey of Canada Bulletin* 585.

山本晃司 (2009): メタンハイドレートの生産手法とフィールド産出試験, 地学雑誌, 118(5), 913-934.

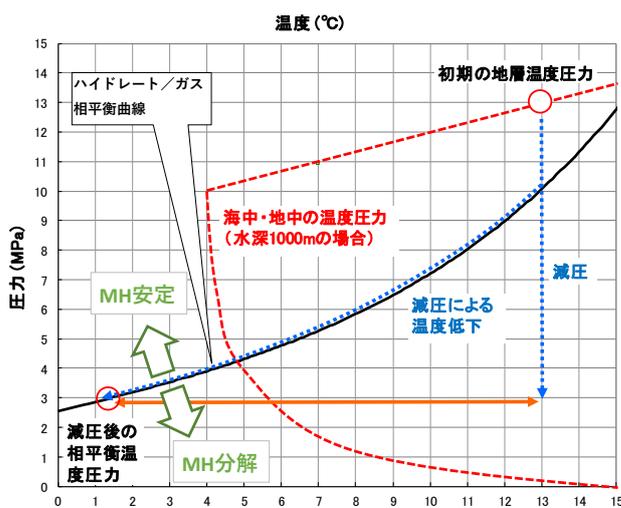


図1 ハイドレート平衡曲線と減圧法の熱供給メカニズム。初期の地層温度と減圧後の平衡温度の差がMH分解に使用できる熱となる。

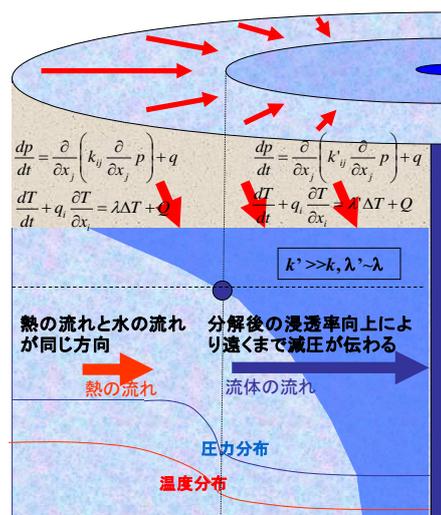


図2 減圧法の場合の坑井周辺の熱と流体の移動の状況。流体と熱がともに坑井の方向(右側)に流れ、MH分解で浸透率が向上したゾーンが拡大して減圧が伝わる。

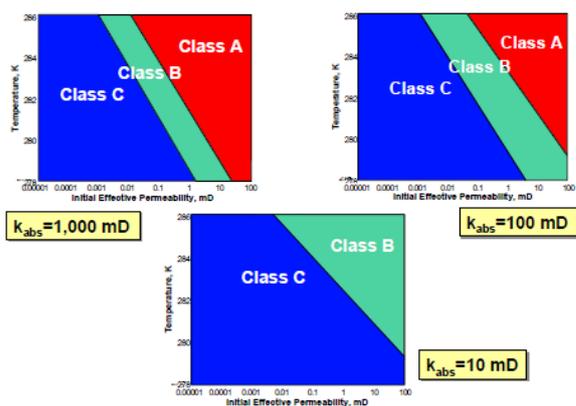


図3 減圧法が成立する温度、並びに初期及び絶対浸透率 ( $k_{init}, k_{abs}$ ) の範囲。温度が高く、浸透率も高いと減圧法で効率的にガスが生産できる。

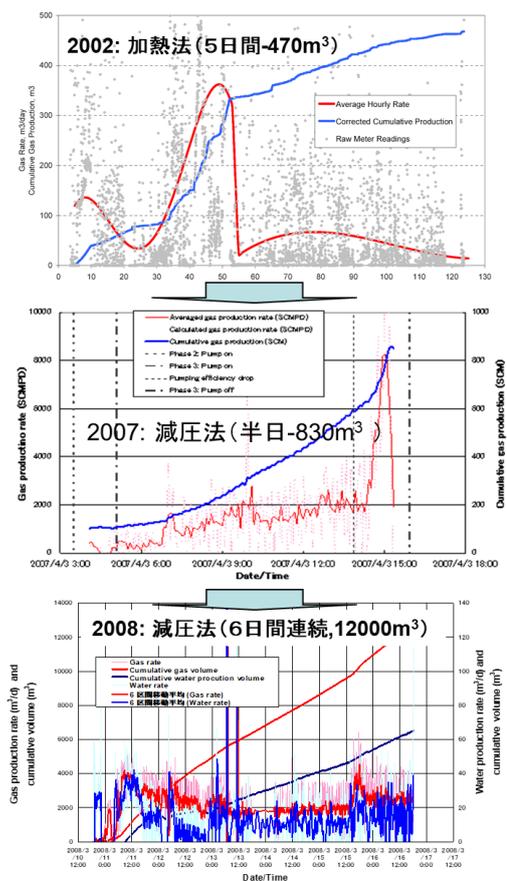


図4 第1回及び第2回陸上産出試験の進展。加熱法では安定した生産が難しかったが、減圧法の適用で安定した生産が可能になった。



図5 第2回陸上産出試験の現場の様子。

## IV.2 第1回及び第2回海洋産出試験の経緯と使用したシステム

### IV.2.1 ロケーションの選定と地質条件

#### (1) 第1回海洋産出試験におけるロケーションの選定と地質条件

第1回試験の実施対象地域は、フェーズ1で発見された東部南海トラフの資源フィールドから抽出した2か所の候補地（α濃集帯及びβ濃集帯）について検討を行い、最終的に、渥美半島・志摩半島の沖合の第二渥美海丘北斜面に広がるβ濃集帯を選定した。地震探査及び基礎試錐「東海沖～熊野灘」（2004年）の解析結果から、β濃集帯は、水深約1,000m、海底面下270 - 330m程度の区間にメタンハイドレート（MH）が濃集する。β濃集帯は、α濃集帯海域に比べてハイドレート層が比較的深くに存在しており、また、海底から約100mの比較的厚い粘土層があるため、坑井を掘削して坑口装置等の重量を支える基礎を作ることや、生産区間と海底を隔離することが比較的容易とみられ、坑内機器を収めるスペースも確保しやすいといった利点がある。そして、β濃集帯はα濃集帯に比べると濃集区間自体は薄いですが、地層温度を考慮するとガスの生産は有利と判断した。β濃集帯を選定したのは、これらの理由からである。一方、2010年度のロケーション選定時には、当該地域の地層の力学特性情報が不足していたが、同年度内に海底地盤ボーリング調査を行い、坑井掘削に必要なデータを取得した。

β濃集帯における試験実施地点として、貯留層性状評価の結果、主に、①チャンネルファシスの解析、②P波インピーダンスの分布、及び③振幅分布からMHの賦存可能性が高い有望エリアを抽出した。これらの貯留層性状評価に加え、既存坑井との距離を十分離すこと、及び、海底面傾斜が急でないことなどの坑井掘削や産出試験をするのに適した条件を考慮して総合的に判断し、最終的に、2004年に掘削したB1坑井地点から約150m南西のAT1エリア（図1(c)）に第1回海洋産出試験井を掘削することとした。

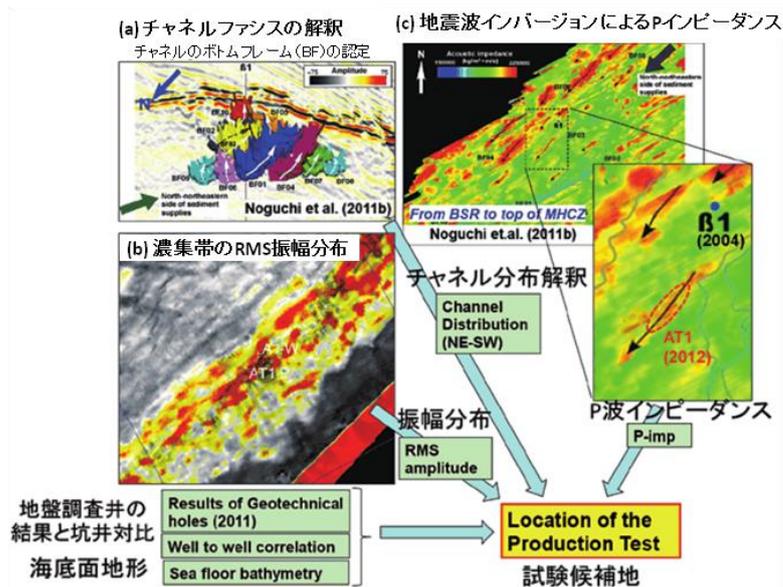


図1 第1回海洋産出試験における候補地選定のアプローチ（藤井ほか(2016)に加筆）

## (2) 第2回海洋産出試験におけるロケーションの選定と地質条件

第2回試験候補地点の絞り込みは、以下の基本条件を考慮して実施した。

- ① 事前掘削費用を最小限とするため、地質リスクの少ない既存坑井の近傍とする（100 - 200m 程度の範囲内）。
- ② 十分なレートでの安定生産が可能と見込まれる。
  - 原則として、第1回試験で観測井の温度変化から分解効率が良いことが確認されている濃集帯上部砂泥互層を重視。
  - 仕上げ区間は極力長く、貯留層上下からの水引きのリスクを最小限とする。
- ③ 既存坑井との干渉のリスクが少ない。
- ④ 断裂系からの水引き（または水動理的な境界）のリスクが少ない。
- ⑤ 中間層（低飽和のMH層）からの水引きリスクが少ない。
- ⑥ 海底面の傾斜がきつくない。

以上の条件を考慮して総合的に判断し、図2に示す2地点（ロケーション1及び2）を絞り込んだ。しかしながら、ロケーション1の場合は濃集帯上部薄砂泥互層の分布が期待できるものの、BSR（海底疑似反射面）下位（ダウンディップ側）からの水引きが懸念されること、一方、ロケーション2の場合は生産区間をより長く稼げるものの、濃集帯上部薄砂泥互層の分布に不確実性が高く、アップディップからの水引きのリスクがあることが懸念された（図3）。これらの懸念から、事前調査井（AT1-UD）をアップディップ側に掘削し（図2及び図3）、地層状況を確認した上で船上にて試験実施位置を最終決定することとなった。

AT1-UD坑井では、掘削同時検層（LWD）により、比抵抗イメージ・中性子／密度検層・音波検層・核磁気共鳴検層など貯留層性状の把握に必要な各種物理検層データを取得した。図4に、AT1-UD、MT2、MT3、MT1及びMC坑井の物理検層データ（自然ガンマ線検層及び比抵抗検層）を示す。UD坑井掘削後、地層評価及び貯留層性状評価を総合検討した結果、以下の理由から、第1回試験地より構造上位側にも海洋産出試験に適した貯留層が分布していると判断し、第2回試験実施地点をロケーション2とすることで最終決定した。

- ⑦ ロケーション1と比較して、長い生産区間長（BSRから15m上位で掘止めると仮定しても、計50m（ロケーション1の倍程度））が期待できる。
- ⑧ 第1回海試験で分解効率が比較的良好であったと解釈された濃集帯上部薄砂泥互層について、AT1-MC坑井とAT1-UD坑井間の単純内挿による推定の結果、AT1-P3坑井位置で約20mの厚さが期待できる。
- ⑨ 当該ロケーションにおける減圧法の適用において懸念された、アップディップからの水引きのリスクについて、得られた検層データの解析結果と既存坑井との比較、レザバシミュレーションによる事前予測も踏まえて総合的に検討した結果、上方シール及び側方シール能力については、問題ない性状であると判断でき、同リスクは大きくないと考えた。

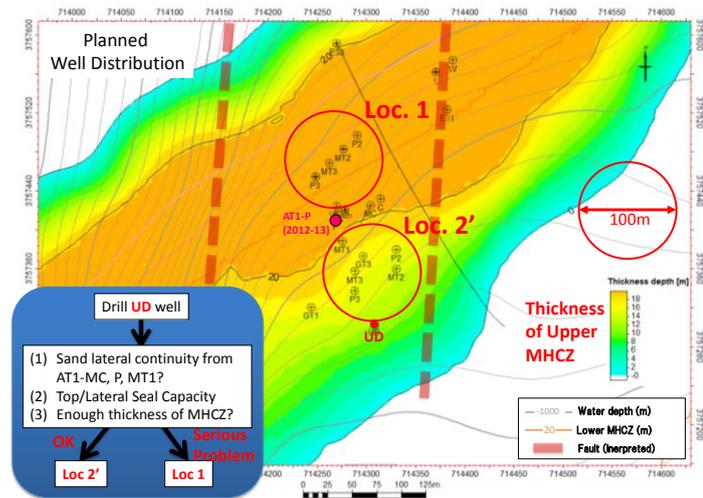


図2 第2回海洋産出試験候補位置図 (濃集帯内の上部薄層砂泥互層の層厚図)

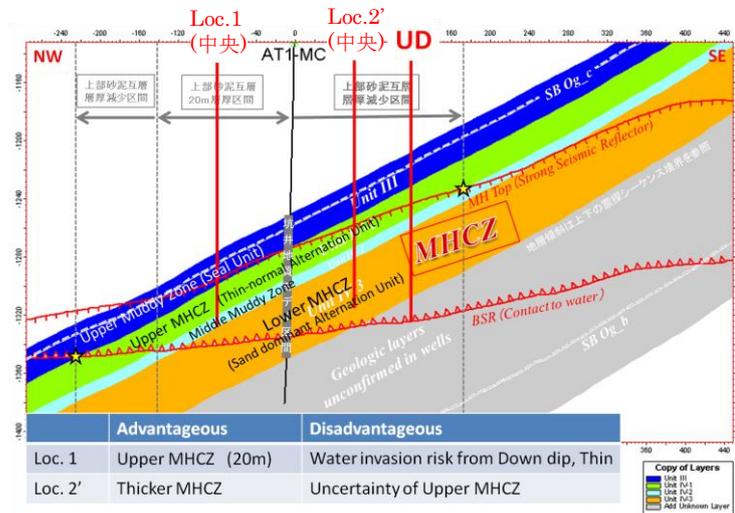


図3 第2回海洋産出試験地域の模式断面図

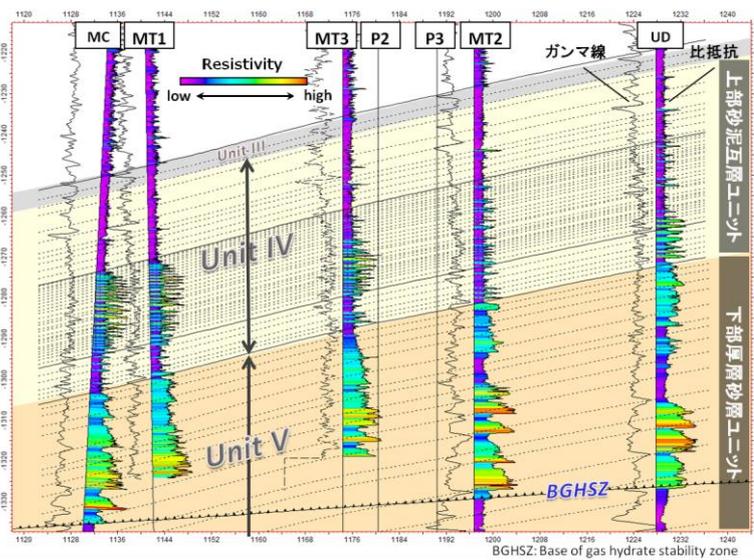


図4 坑井間対比図 (UD-MT2-MT3-MT1-MC 坑井)

---

## 引用・参考文献

- 1) 藤井哲哉・鈴木清史・玉置真知子・小松侑平・高山徳次郎、2016：東部南海トラフにおけるメタンハイドレート探査から分かってきたタービダイトの貯留層特性、石油技術協会誌、81(1)、84-95.

## IV.2.2 試験概要と坑井コンセプト

### (1) 経緯と目的

第1回及び第2回海洋産出試験では、比較的短期間（1か月程度以内）の作業を想定して、減圧法を海洋坑井に適用し、減圧によるMH分解とガス生産の挙動に関するデータを取得することを主たる目的として試験を実施した。両試験とも、事前調査から作業後のデータ取得・廃坑・原状復帰までの複数年にまたがるプロジェクトであり、第2回試験においては第1回試験の結果明らかになった技術課題の解決策の検証も重要な課題となった。

本節では、それぞれの試験における作業の流れと坑井のコンセプトについて述べる。

### (2) 作業スケジュールと坑井

減圧法の有効性の確認と長期的なガス生産挙動の予測に資するデータを得るという観点で、2回の海洋産出試験ではいずれも、減圧法によるガス生産実験に加えて、地質的条件、貯留層の物理的条件（水理・力学・熱）に関する情報を得るための検層・コアリング作業と、ハイドレート分解のモニタリングが重要な項目であった。

また、各坑井とも石油・天然ガス開発における掘削・廃坑の環境・安全基準に適合する必要があるがあった。

#### ① 第1回海洋産出試験（2012-2013年）

第1回試験は、生産井1坑とモニタリング井2坑、及びコアリング井1坑を掘削して、以下の経過で実施した（図1）。

- 2011年2月：事前調査実施

第二渥美海丘の2地点における、ハイドレート濃集帯よりも浅い区間の掘削による海底地盤調査及び海底地形地質調査（V.7参照）を実施。

- 2012年2-3月：事前掘削作業実施

1坑の生産井（AT1-P）の濃集帯より浅い区間と2坑のモニタリング井（ケースドホール検層可能なように坑内を海水のままとしたAT1-MC及び温度計測のために坑内をセメントで埋め立てたAT1-MT1）を掘削し、物理検層（掘削同時検層（LWD）及び／またはワイヤーライン検層）データを取得、モニタリング井に温度モニタリング装置を設置して長期計測を開始した。モニタリング装置については、IV.2.5参照。

- 2012年7月：圧力コアリングを実施（AT1-C井、V-1参照）

- 2013年1-3月：AT1-P井ガス生産実験実施（2013年3月12日 - 18日）。

AT1-P 井において試験区間掘削と出砂対策装置（グラベルバック）設置後、坑内試験装置を降下してガス生産実験を実施し、試験後ただちに生産井を廃坑。

AT1-P 井においては、初期の坑底圧力 13.5MPa から 4.5Mpa まで約 9Mpa 減圧することができ、6 日間で約 119,000m<sup>3</sup> のガスを生産した。しかしながら、試験開始から 6 日後に急激な出砂が発生し、同時に大量の水が坑内に流入したために減圧の継続が不可能となり、ポンプの運転は継続できたものの船上でも水と砂を処理しきれなくなったため、試験を終了させた。

- 2013 年 7-8 月：廃坑作業と追加データ取得

モニタリング井の廃坑作業を実施してデータを回収。追加データ取得として、AT1-P 井近傍に掘削同時検層（LWD）実施のための坑井（AT1-LWD1/LWD2）掘削。

- ② 第 2 回海洋産出試験（2016-2018 年）

その後の技術検討で出砂対策装置、坑内機器、海底機器等の改良を図った（IV.2.3 及び IV.2.4 参照）。第 2 回試験においては、これらの改良を反映した機材を利用し、坑井に関しても 2 種類の異なる出砂対策装置（あらかじめ膨張させたタイプと坑内で膨らませるタイプの形状記憶ポリマー（GeoFORM™ : Baker Hughes Inc.(現 Baker Hughes, a GE Company))）を比較するために 2 坑の生産井を設置することとした。作業経過は以下の通り。

- 2016 年 5-6 月：試験地点決定のための地質調査井 AT1-UD を掘削後、2 坑の生産井（AT1-P2/P3）の濃集帯より浅い区間と 2 坑のモニタリング井（AT1-MT2/MT3）を掘削し物理検層データを取得（図 2）。

- 2017 年 4-6 月：

- 生産井の試験区間掘削と出砂対策装置を設置。

- AT1-P3 井ガス生産実験実施。

坑底圧力 13Mpa から 5Mpa まで約 8Mpa 減圧できたが、初期から出砂が見られ、一旦収まったものの、再度出砂が発生して船上設備や海底機器を損傷する恐れが生じたため 12 日間で試験を終了した。

- AT1-P2 井ガス生産実験実施。

出砂対策を強化したのち、13Mpa から 10Mpa 程度まで徐々に減圧した。水量が想定より多かったこと、水ライン 1 本の閉塞が生じたことなどからその圧力をしばらく維持し、ラインの閉塞が解消された後に 8Mpa まで減圧を進めた。

また、天候悪化が予想されたため、21 日目で一旦減圧をとめて天候悪化による掘削船と坑井の計画切り離しを行ったが、再接続して試験を再開することができ、合計 24 日間のフローを実現できた。

- 試験終了後、生産井は仮廃坑。

- 2018 年 4-5 月：追加データ取得及び廃坑作業実施

- 追加データ取得として 2 坑の坑井（AT1-CW1 及び CW2）を掘削。

---

それぞれで圧力コアリング及びワイヤーライン検層を実施。AT1-CW1 井は AT1-P2 井と AT1-MT2 井の間に掘削され、生産試験の影響を受けた場所、一方の AT1-CW2 井は AT1-MT3 井より約 20m 離れて掘削され、試験の影響をほぼ受けていないと予想される場所に掘削された。

➤ すべての坑井を廃坑。

その際、AT1-P2 井からは坑内に設置したメモリー式の圧力・温度計を回収し、試験後1年間の長期計測のデータを取得した。出砂が起きた AT1-P3 井では坑内機器が砂に埋没したため回収が困難であったことから、出砂対策装置を含めて坑井全体の冠浚（掘り出し）作業を試みたが実現できなかった。また、AT1-MT2/MT3 井のデータ収録装置を回収して、2年分の長期モニタリングデータを取得できた。

第2回試験の坑井掘削においては、第1回試験の際に坑井傾斜が大きかったことから、Rotary steerable tool(シュルンベルジェ社の Power V)を使用して、ほぼ垂直の坑井を掘削できた。モニタリング井と生産井は、2生産井間の干渉をなるべく防ぎながら、モニタリング井で温度・圧力データを有効に取得すること、及びハイドレート分解による温度変化とアップディップ（地層傾斜の上方向）またはダウンディップ（同下方向）側からの水の流入による温度変化を区別できるように配置した。

各海洋産出試験の実績を、表1に示す。なお、これらの坑井における作業とは別に、4成分地震探査及び環境モニタリングの作業を実施している。

### (3) 作業プラットフォーム

MH の生産手法が確定していないこと、経済性が未知であることに鑑み、いずれの試験も大規模な設備を新たに開発・製造することなく、信頼性の高い既存の設備の改良や組み合わせで作業を実施することとした。また、作業を行う洋上施設は浮遊式の掘削リグを利用することとし、通常日本近海で作業していることが多く動復員の費用が安価で済むため傭船費用が節約できる（独）海洋研究開発機構（現（国研）海洋研究開発機構）の地球深部探査船「ちきゅう」が選定された。

同船は、Dynamic positioning system(DPS)による位置保持ができることから係留が不要で、海底ケーブルの多い第二渥美海丘付近でも問題なく作業できること、日本周辺の気象海象条件でも比較的安定して作業できる位置保持性能を有すること、生産水を一時保管できる大容量のタンクを持つこと、研究設備・研究者が滞在するスペースを有し、研究開発が目的である今回の作業に適していることなども選定の理由であった。

同船を用いて、掘削作業、ガス生産実験、その他付帯作業を基本的に一隻の船で実施したが、同船の運航に必要なサプライポートの他、環境モニタリング、4成分地震探査などの目的で個別に必要な船舶を傭船している。

#### (4) 実施体制

各海洋産出試験は、鉱業法・鉱山保安法に基づく可燃性天然ガスの試掘作業として実施された。第1回試験は石油資源開発(株)、第2回試験は日本メタンハイドレート調査(株)がオペレータとして作業を担当した。また、両試験とも、坑内機器の開発は日本海洋掘削(株)が主として担当し、坑内モニタリング装置はシュルンベルジェ(株)が担当した。船上及び陸上でのデータ解析は、JOGMECとAISTが、各民間企業、大学等と協力して実施した。

第1回及び第2回試験の組織図を図3に示す。

#### (5) 主たる成果とまとめ

第1回試験は、海底面下のMHからガスを生産する世界で初めての試みであり、浮遊式掘削リグから坑井を掘削して減圧を実現し、ガスが生産することを示すことができた。しかしながら、急激な出砂により減圧を継続できず、試験を終了せざるを得なくなり、海洋坑井でガスが生産できることを示したものの、安定的な減圧とガス生産が可能なのは証明できず、また長期挙動を理解するのに十分なデータが取得できずと言えなかった。また、出砂の他、気液分離の課題や、緊急切り離しのリスクが存在し、切り離した場合試験再開が困難であったなどの技術課題も明らかになった。

そのため、これらの技術課題に関する対策を検討し、より長期のガス生産を目指して第2回試験を実施した。AT1-P3井では再び出砂が発生したが、12日間の減圧とガス生産が実現できた。約8MPaの減圧が実現できたが、ガス生産レートは3,000-4,000m<sup>3</sup>/日と少なく、事前のシミュレーションで予想されたようなレートの増大傾向は見られなかった。水生産レートは80m<sup>3</sup>/日程度で推移した。

大量の水生産で減圧の継続が困難だった2013年の第1回試験と異なり、AT1-P3井では減圧自体は維持できたことと、坑内圧力温度データから出砂原因が出砂対策装置の不具合以外である可能性が高いと考えられたことから、引き続きAT1-P2井では出砂元と疑われた坑底の逆止弁上にプラグをセットして封止し、船上の設備はできるだけ砂を除去して生産を継続できるようにしたうえで、試験を開始した。

AT1-P2井においては水生産量が想定よりも多かった(300-500m<sup>3</sup>/日)ことから減圧を進めるのが難しく、最大5Mpa程度(安定期、瞬時値は7Mpa程度)しか減圧できなかったものの、AT1-P3井よりも高いガス生産レート(10,000m<sup>3</sup>/日程度)が計測された。しかし、減圧が進まず海底付近で管内がハイドレート安定領域内にとどまったため、ハイドレート再生成の問題も発生した。また、天候悪化が予想されたため、21日目で一旦減圧をとめて計画切り離しを行ったが、再接続して試験を再開することができ、合計24日間のフローを実現できた。AT1-P2井及びAT1-P3井の生産井2坑合計では36日間のフローを実現した。

#### 参考文献

山本 晃司, 関 誠, 猪川 晃道 (2012): メタンハイドレート第1回海洋産出試験のための坑井計画, 石油技術協会誌, 77(5), 349-357.

Yamamoto, K., Terao, Y., Fujii, T., Ikawa, T., Seki, M., Matsuzawa, M. and Kanno, T. (2014):Operational overview of the first offshore production test of methane hydrates in the eastern Nankai Trough.” Proc. 2014 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 5-8 May 2014.

表1 第1回及び第2回海洋産出試験の作業及び生産実績

坑井	AT1-P	AT1-P3	AT1-P2
掘削深度	水深： 仕上げ区間：	水深： 仕上げ区間：	水深： 仕上げ区間：
試験期間 (ESP 運転時間)	2013年3月12日05:00~ 2013年3月18日15:00 合計フロー期間： 6d10h00m	2017年5月2日16:00~ 2017年5月15日11:00 #1 5/2 16:00-5/3 7:30 (0d15h30m) (ESD 誤作動による休止) #2 5/3 21:10-5/15 11:00 (11d13h50m) 合計フロー期間： 12d5h20m	2017年5月31日20:30~ 2017年6月28日18:50 #1 5/31 20:30-6/20 23:00 (20d2h30m) (荒天による計画切り離し) #2 6/22 20:30-6/24 8:10 (1d11h40m) (管内 MH 除去作業) #3 6/25 14:25-6/25 15:20 (0d0h55m) (管内 MH 除去作業) #4 6/26 4:50-6/28 18:50 (2d14h0m) 合計フロー期間：24d4h5m
最大減圧度	9Mpa (13.5Mpa – 4.5Mpa)	7.85Mpa (13.0Mpa – 5.15Mpa)	瞬時値 6.73Mpa (13.0Mpa – 6.27Mpa) 安定期間 約 5Mpa (13.0Mpa – 8Mpa)
累積生産量	ガス：119,000Sm <sup>3</sup> 水：1,245m <sup>3</sup>	ガス：40,849.9Sm <sup>3</sup> 水：922.5m <sup>3</sup>	ガス：222,587.1 Sm <sup>3</sup> 水：8,246.9m <sup>3</sup>
主要イベント	出砂検出期間 3/18 4:05-15:00	出砂検出期間 #1 5/4 4:30-5/6 6:00 #2 5/11 5:00-5/15 5:00	出砂なし 計画切り離し 6/21 6:15-6/22 11:30

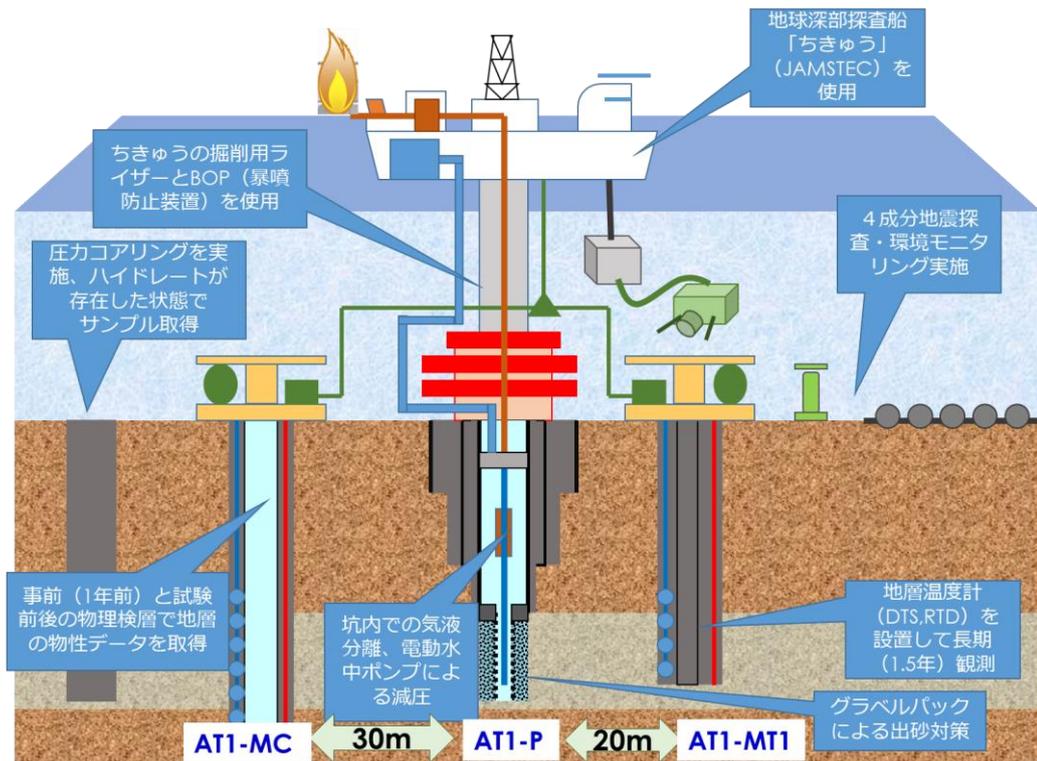


図1 第1回海洋産出試験の坑井コンセプト

第1回試験と同様に浮遊式掘削リグを使用。

気象・海象条件を考えて、期待できるガス生産実験作業継続期間は1か月程度と想定

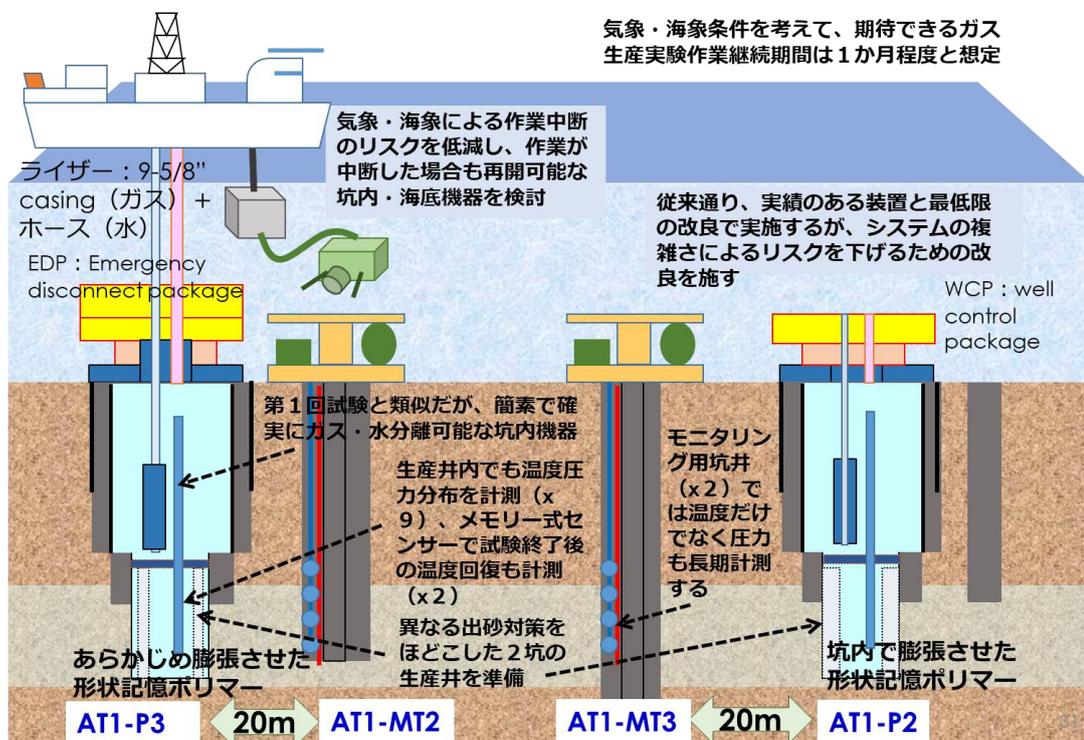
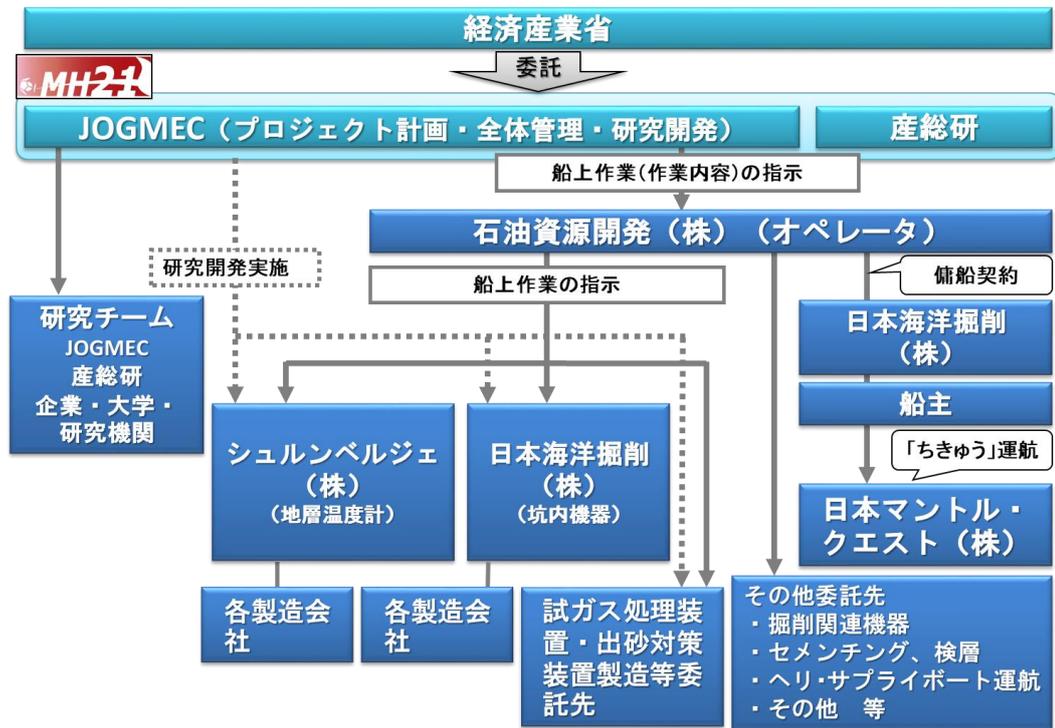
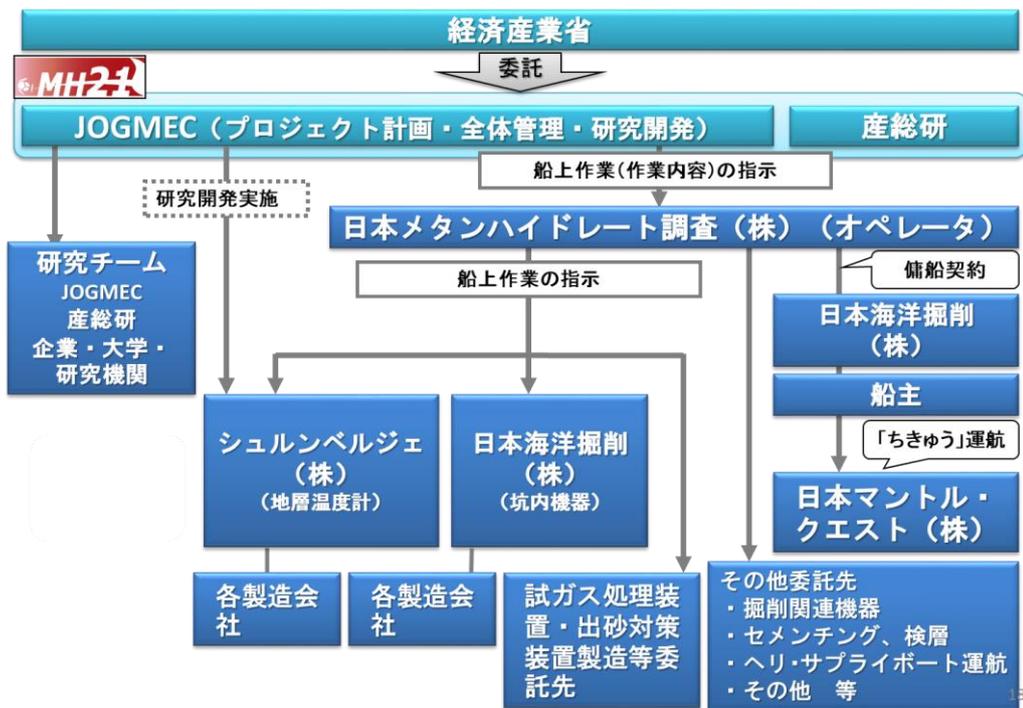


図2 第2回海洋産出試験の坑井コンセプト



(1) 第1回海洋産出試験の実施体制



(2) 第2回海洋産出試験の実施体制

図3 第1回及び第2回海洋産出試験の実施体制

---

### IV.2.3 生産システム（坑内、船上）

#### (1) 目的

2 回の海洋産出試験を通じ、生産システムの設計や調達、運用を行うとともに、生産挙動を把握するためのデータの取得や坑底圧制御並びにガス生産の継続といった、基本的な生産技術の実証と課題点の抽出を目指した。

#### (2) 経緯

フェーズ1の第2回陸上産出試験において、減圧法の有効性が示されたことを踏まえ、フェーズ2及び3では、それぞれ東部南海トラフ海域で減圧法による2回の海洋産出試験を実施した。ガス産出実験で用いられた生産システムは、生産井に設置するポンプやモニタリング機器などを含む坑内装置と、船上で流体を処理・計量する試ガス装置、これらを繋ぐライザー装置などから成る。いずれのガス生産実験でも、水中電動ポンプを坑内に設置し坑内の水を汲み上げる事で坑底圧を減圧した。ただし、試験海域は水深約1,000 mのため、掘削船などの浮体構造物を用いた坑内装置の設置や操作を前提に、陸上試験と異なる要素を考慮した技術検討を実施した。特に、悪天候に備えた船の計画切り離しやドリフトオフ等による緊急離脱は、浮体構造物を用いた作業時には重要な項目であるため、ライザーや坑内機器の切り離し装置に関しては入念に検討した。また、想定されるガスと水の生産レートや、流路の温度・圧力のプロファイルも、陸上試験とは大きく異なるため、坑底圧制御とハイドレート再生成の対策に係るフローアシュアランス検討も実施した。

#### (3) 内容及び成果

第1回と第2回海洋産出試験の生産システムについて、特に重要な機能である①坑底圧制御と②ライザー切り離しに着目し、設計と結果の概要を以下に記述する。

##### ① 気液分離と坑底圧制御

図1に第1回及び第2回試験の坑内システムの模式図を示す。第1回試験では、9-5/8"ケーシングの中に坑内ポンプを設置し、ポンプの回転数制御によりドリルパイプ内の液面の高さを調節し、坑底に作用する水頭圧を制御する想定で設計した<sup>[1]</sup>。しかし実際には、船上のガストレインにスラグ流が継続的に到達し、結果としてポンプの回転数を制御することで計画通りに坑底圧を3MPaまで減圧することができなかった<sup>[2]</sup>（図2）。

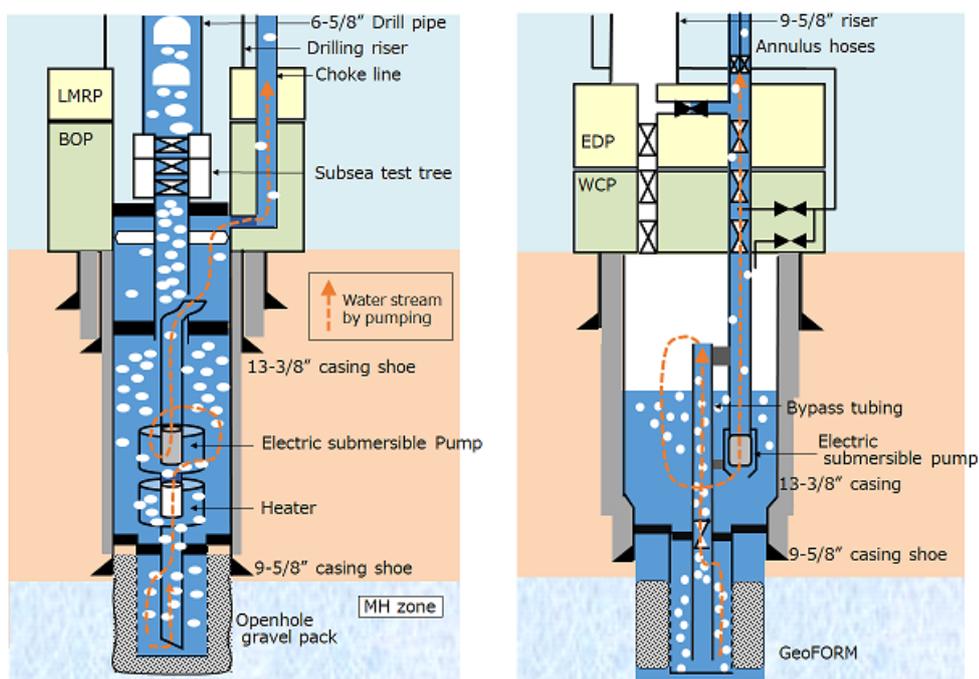


図1 第1回（左）と第2回試験の坑内システム

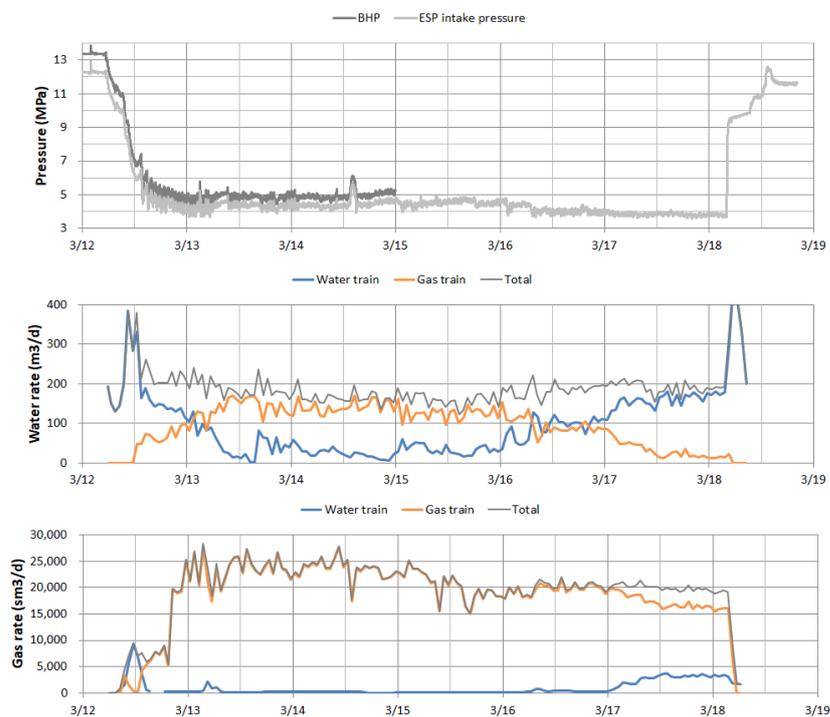


図2 第1回試験での坑底圧力と生産レートの推移

第2回試験では、坑内での重力分離を促進するため、口径の大きい13-3/8”ケーシングの内部にポンプを設置した。さらに、船上のガストレインにチョークバルブを追加し、背圧を制御する機

能を付与した。その結果、液面を制御し、ガストレインに水が同伴して生産することを抑制しながら、継続的にガスを生産することができた。ただし、特に AT1-P2 井では生産シミュレーションを参考に定めた設計流量を超えて水が生産されたことが影響し、思うように坑底圧を下げられなかった(図3)。また、坑内で再生成したハイドレートが流路を閉塞する兆候が何度か確認され、メタノールを注入するなどの対策を実施した。

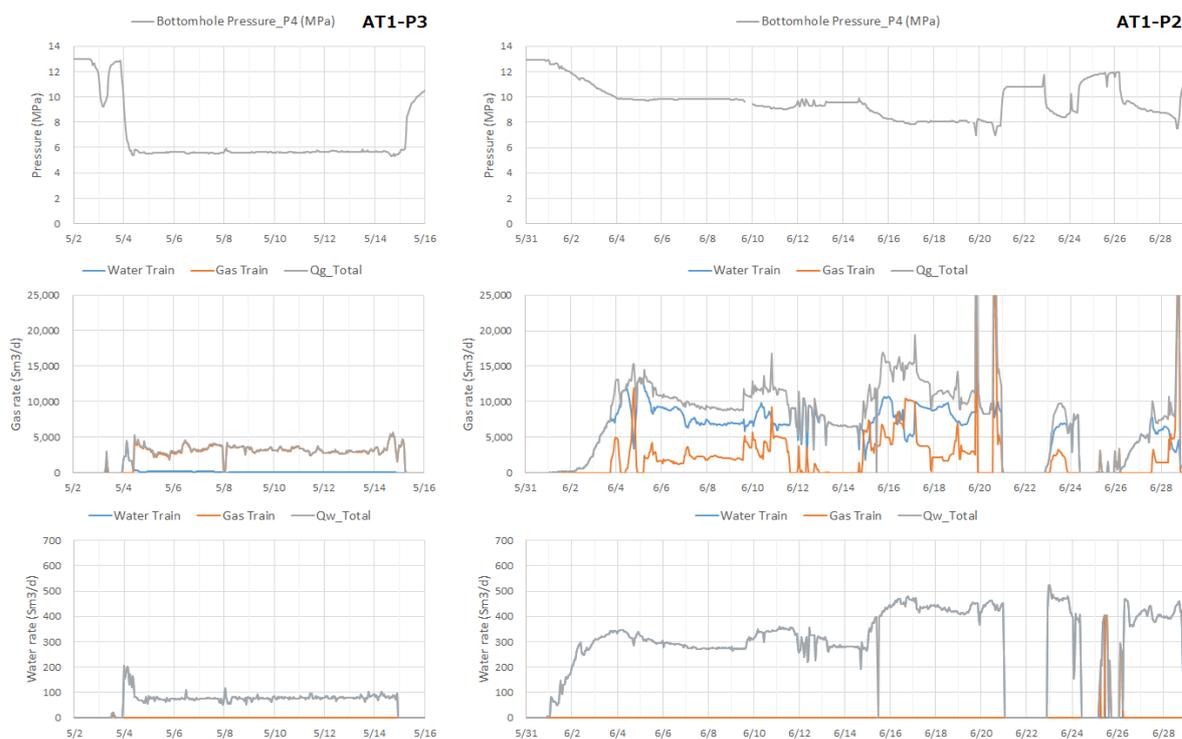


図3 第2回試験での坑底圧力と生産レートの推移

## ② ライザー切り離し

第1回試験の生産システムでは、まず掘削ライザーとBOP(暴噴防止装置)を坑口に接続し、その内部にドリルパイプで坑内装置を設置・生産する方法を採用した。緊急離脱時には、BOPのシアラムによる坑内装置の切断と、掘削ライザーの切り離しを2段階で行う計画であった。そのため、ガス生産時に切り離しボタンを押すべき船の許容オフセット(基準点からのずれ)は14mと小さく、荒天時に実験を中断するリスクが懸念された。また、坑内機器の電源と信号ケーブルは、切断するかサブシーテストツリーのドライマイトコネクタ(着脱は陸上で行うコネクタ)で切り離す必要があったため、いずれにせよ再接続には坑内装置を船上に回収する必要があった。幸いガス生産実験時での切り離しは回避されたが、切り離した場合の実験は断念することを前提としていた。

第2回試験では、坑井の改修などワークオーバー作業に使用されるライザーシステムを採用したことで、第1回試験の生産システムと比べてライザーの降下時間が大幅に短縮したことに加え、海底でのガスと水の生産ラインの切り離しが行えるようになった(図4)。その結果、船の

許容オフセットが 44m に拡大し、多少の悪天候でも試験が継続できるようになった。また、電源・信号ケーブルはウェットメイトコネクタ（水中での着脱が可能なコネクタ）で切断されるため、海中でのライザーの再接続が可能になり、二つの生産井を短期間で切り替える試験プログラムが可能になった。



図4 第2回試験のライザー切り離し装置

#### (4) まとめ

海洋産出試験に供する生産システムの設計と運用を通じて、生産技術の実証と改良を行った。技術的な観点で重要性の高い、坑底圧制御とライザーの切り離しに関して、2回のガス生産実験を通じて技術の改善を確認できた。一方で、本生産システムを用いたガス生産実験の結果から、ハイドレートの再生成に対する予防と対策など、将来より長期間の生産を目指す際に考慮すべき課題を抽出できた。

[1] A Completion System Application for the World's First Marine Hydrate Production Test, Matsuzawa, Maki, Terao, Yoshihiro, Hay, Bill, Wingstrom, Luke, Duncan, Mike, Ayling, Ian, 25310-MS OTC Conference Paper – 2014

[2] Issues and Challenges With Controlling Large Drawdown in the First Offshore Methane-Hydrate Production Test, Sakurai, Shunsuke, Nishioka, Itoyuki, Matsuzawa, Maki, Matzain, Bazlee, Goto, Ayae, Lee, Jay E., 182230-PA SPE Journal Paper – 2017

#### IV.2.4 出砂対策装置

##### (1) メタンハイドレート開発における出砂対策の経緯

砂層孔隙充填型のMHは未固結堆積層の孔隙中に胚胎する。固体の状態であればハイドレートも地層を支持する役割を担うが、減圧に伴い分解してガスと水に変わると、地層を支持できない状態となる。未固結の砂層中をガスと水が流動することで地層中をかく乱し、砂や細粒分が流動化して出砂が発生しやすい状況が生まれる。それでも出砂対策が機能していれば問題はないが、その機能が失われると、流動化した砂が坑内に排出され出砂が生じる。

フェーズ1(2001 - 2008年度)で実施した2回の陸上産出試験のうち、第2回試験の第1冬目に出砂を経験した。2002年に実施した第1回試験の際、検層のツールであるMDT (Modular Formation Dynamics Tester: Schlumberger社登録商標)が詰まる事象が発生したことから、出砂のリスクは事前に把握していたが、坑内で処理可能であると判断し、出砂対策装置を設置せず、坑内の捨て穴(対象のMH層深度よりも深くまで掘削し、出てきた砂を溜められるようにしてある坑内部分)に蓄積する方法での生産を実施した結果、想定以上の砂が生産され試験を中断することとなった。この経験から2008年に実施した第2冬目の試験では、生産区間にあらかじめ出砂対策装置を設置し、出砂を抑制しながら6日間の生産を行っている。

フェーズ1における経験から出砂対策の必要性が認識されたため、フェーズ2では開始当初より海洋産出試験に向けた出砂対策の検討に着手した。

##### (2) 第1回海洋産出試験に向けた出砂対策装置の選定

第2回陸上産出試験では、MeshRite® (Schlumberger社)と呼ばれる出砂対策装置を坑内に設置し、有効に機能する事を確認したが、海洋産出試験候補地点では生産の対象となる地層の粒度分布が図1に示すように陸上の試験地点とは異なり、細粒分が多く存在することが確認された。そのため、海洋産出試験を対象として改めて出砂対策装置の検討を行うこととした。

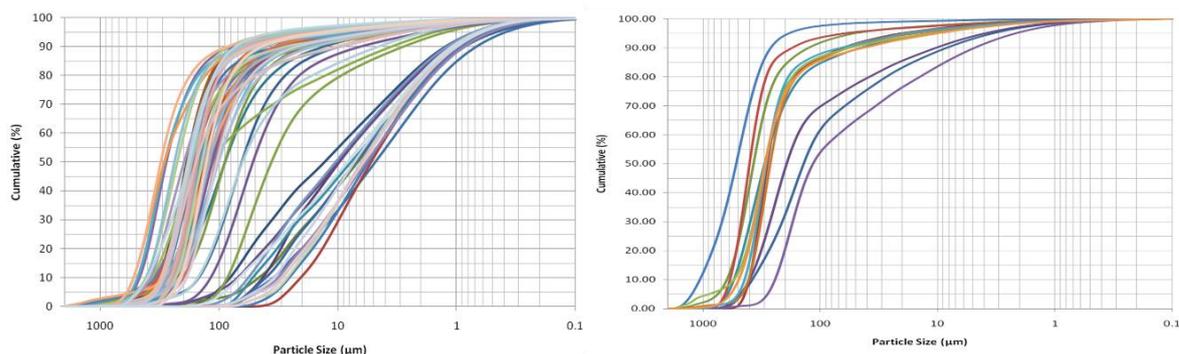


図1 海洋産出試験実施候補地点(左)と陸上産出試験実施地点の粒度分布

最初の検討はAdvanced Well Technologies PTY Ltd.社(AWT:現 NauticAWT社)に委託し、対象層の粒度分布をベースに候補となる出砂対策装置の抽出を行った。検討の結果、重要なポイントとしてDepth Filtration(深層濾過)が有効に機能する構造であることが挙げられた。また地層が動くのを防ぐため、坑壁に密着する構造である方が良い事が示された。結果として、単層の構造

により出砂を防止するシングルワイヤラップスクリーンやスロテッドライナーなどは不適として除外され、陸上産出試験で使用された MeshRite®を含むプレミアムスクリーンやフラックパックなどが候補として抽出された。また、グラベルパックについては、細粒分が多い地層には適さないが、実際の地層条件で室内試験を実施し効果を確認すべきとの提案がなされた。

次に、室内試験(AWT 社からの委託を受け Oilfield Production Tecnology 社(現 Oilfield Technology 社))による検討が実施された。先に実施した検討の条件に合うスクリーンから数点を選択し、スラリーテストやサンドバックテスト(図 2)と呼ばれる手法を用いた検証を実施した<sup>[4]</sup>。また、グラベルパックについても機能した場合には有効な Depth Filtration となることから、効果を確認すべく同様の試験による検証を実施した。試験では、目詰まりなどの生産障害の可能性や透過粒度の変化などを確認し、出砂対策装置の適用可能性を評価した。試験の結果、プレミアムスクリーンの一つが良好な結果を示しており、海洋産出試験に適用可能である事が示されたほか、グラベルパックについても、長期生産に伴う目詰まりの不安は残るものの、Depth Filtration が有効に機能し、海洋産出試験実施地点においても適用可能であることが示された。

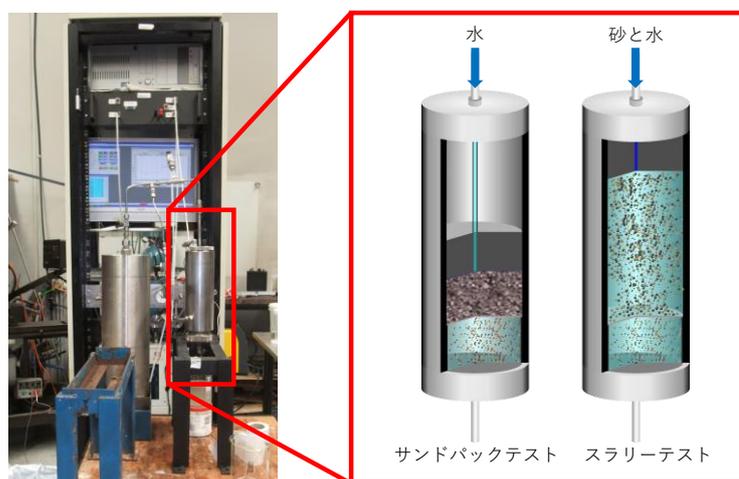


図 2 実施した室内試験の概要

上記結果を踏まえ検討を行い、第 1 回海洋産出試験ではオープンホールグラベルパックと呼ばれる仕上げ方法を選択した<sup>[5][7]</sup>。この仕上げは、裸坑のままの坑内にスクリーンをセットし、スクリーンと地層の間にグラベルを充填する事で出砂を抑制する手法である。裸坑で仕上げる事で、グラベルを設置した面すべてが流路となる為、局所的に流速が早くなる事を抑制し、また、適切に設置されれば、グラベルを充填した層が厚みを有する為、Depth Filtration が機能する事を期待した。一方で、軟弱な地層にグラベルを充填するため、比重が地層強度を超えるとフラクチャ(地層に亀裂)が発生し、グラベルが逸失するリスクも考えられた。そのため、比重の軽い LiteProp125(Baker Hughes Inc.(現 Baker Hughes, a GE Company))と呼ばれる材料をグラベルとして選定した(図 3)。



図3 グラベルバックスクリーン(左)とオープンホールグラベルパック仕上げの断面(右)  
(引用:メタンハイドレートフォーラム 2014 資料より抜粋)

(3) 第1回海洋産出試験における出砂

第1回海洋産出試験では、6日目に産出が開始された。それまでの生産では、生産水中の細粒分も極僅かであり、出砂の兆候のようなものは確認されておらず、突然の事であった(図4(左))。

船上では、6日目にポンプの電流値が急上昇し、安全装置が作動するのが確認された。これによりポンプの回転数が低下し、坑底圧が元の圧力近くまで回復した。その後、ポンプの動作は正常に回復したが、大量の水が生産され減圧が継続できなくなり、15分後に砂が排出されるのを確認した。最終的には約27m<sup>3</sup>の砂が船上で確認された(図5)。一方坑内では、圧力の回復とともに、生産井の温度がほぼ初期の状態まで回復するのが確認された(図4(右))。

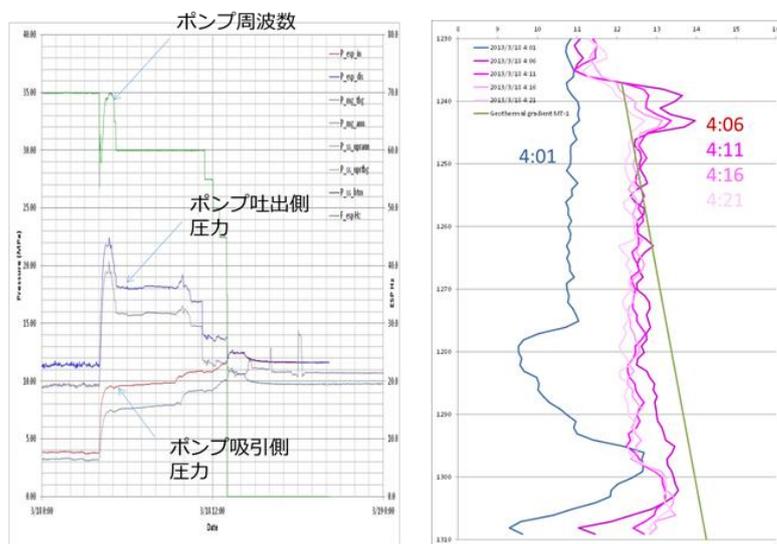


図4 出砂発生時のポンプ挙動(左)と温度の変化(右)  
(引用:メタンハイドレートフォーラム 2014 資料より抜粋)



図5 出砂時の様子

(引用:メタンハイドレートフォーラム 2014 資料より抜粋)

これらの確認された事象、観測データなどをもとに事後検討を実施し、出砂原因と推定される三つの仮説が立てられた。検討された仮説は以下。

- ① 減圧による圧力差と地層の応力によるスクリーンの破損
- ② 地層の収縮によるグラベルトップの低下
- ③ 地層がグラベルを押しよけスクリーンと接触

上記①については、ベースパイプなどが荷重を支えられずに破損するケースや、座屈や曲げなどの発生による破損の可能性も含め検討された。②では、地層の収縮などにより生じた隙間にグラベルが流れ出し、上部に空隙が生じた結果、砂が排出される事を想定している。また③についてはグラベルの比重が軽いため、流動化した砂にグラベルが押しよけられ、これによって出砂が生じる事を想定している。検討を重ねた結果、①などによるスクリーンの破損と③のグラベルが押しよけられる現象が複合的に作用し出砂が発生したと推定された<sup>8)</sup>。

#### (4) 第2回海洋産出試験に向けた出砂対策装置の選定

第1回海洋産出試験における出砂に関する検討結果に基づき、第2回海洋産出試験に用いる出砂対策装置の検討では以下の点を考慮した選定が行われた<sup>9)</sup>。

- ① 作業時に坑内で作用する圧力をできる限り排除可能な装置、手順、材料である事
- ② グラベルまたはそれに代わる部分が動かない構造のものである事
- ③ 力学的な強度が十分に高く、エロージョン等に強い材料による多重防御
- ④ 将来的なコスト削減に寄与しうる技術である事

上記4点を考慮し、出砂対策装置の絞り込みを行い、図6に示す四つの出砂対策装置を候補として選定した。

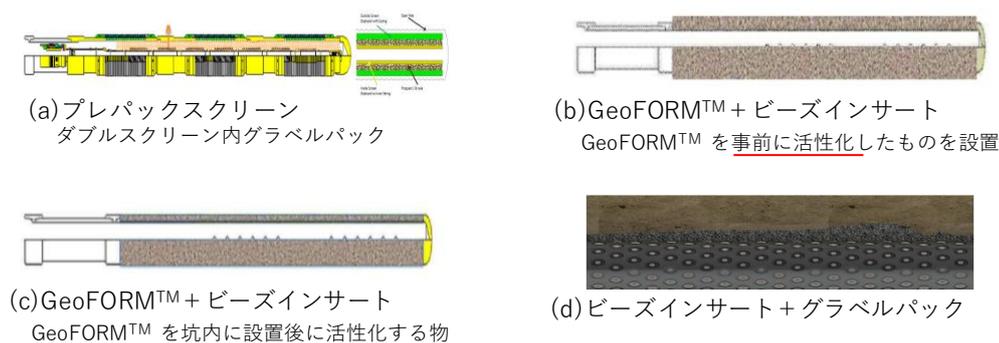


図 6 絞り込まれた 4 種類の出砂対策装置

図中(a)に示す出砂対策装置は、二重に設置されたスクリーンの間にグラベルを予め封じ込めたものとなる。水層の隔離などに必要となるパッカーの径など装置に関する制約や、信頼性などの課題が検討段階で指摘された。

(b)、(c)はともに形状記憶ポリマーによる出砂対策装置である GeoFORM™ (Baker Hughes Inc.(現 Baker Hughes, a GE Company))とビーズインサートと呼ばれるものの組み合わせとなっている。同じ構成だが、(b)については、GeoFORM™ をあらかじめ活性化(膨張)させた出砂対策装置を坑径よりも小さい径に削り設置する。そのため、坑内に活性化剤を注入し活性化を待つ時間が不要となるが、坑壁と出砂対策装置の間に隙間が生じるのは回避できず坑井近傍の地層は動きやすい状態となる。これに対し (c) の出砂対策装置は、坑内で活性化させる方法であり、活性化剤を注入し完全に活性化するまで待つ時間が発生するが、(b)と比較すると坑壁に密着させることが可能となるため地層が動きにくい状態となると考えられた。

(d)については、スクリーンよりも力学的な強度が高いと思われるビーズインサートとグラベルの組み合わせであり、使用するグラベルについても移動しにくくするために高比重のグラベルを間欠的に送ることでフラクチャの発生を抑えつつ施工する事を検討した。しかしながら、作業が複雑となり、工期が延びる可能性や水層が存在した場合の隔離が困難である点などが指摘された。

候補の四つの装置はいずれも第 1 回海洋産出試験における問題点を考慮したものとなっているが、④に示すコスト削減などの将来性を考慮して(b)及び(c)の二つの出砂対策装置を採用することとし、生産井 2 坑に対して(b)及び(c)をそれぞれ 1 坑ずつ設置する事とした。

図 7 は採用した GeoFORM™ の断面を示している。地層側の形状記憶ポリマーは厚みを有し、グラベルと同様、Depth Filtration が機能する構造となっている。その内側にはメッシュスクリーンがあり、さらに内側にはビーズインサートが設置される三重構造となっている。仮に形状記憶ポリマー部分がエロージョンなどにより機能を失っても内側には 2 層の出砂対策が残っており、それら内側 2 層とも破損しない限りは出砂が生じない構造となっている。



図 7 GeoFORM™

(引用:メタンハイドレートフォーラム 2017 資料より抜粋)

(5) 第 2 回海洋産出試験における出砂

ガス生産は AT1-P3 井、AT1-P2 井の順で実施した。AT1-P3 井の出砂対策装置には、事前に活性化した GeoFORM™ を使用した。減圧開始直後に ESD(Emergency Shutdown)が誤作動するトラブルが発生したため、坑内の圧力を回復し初期状態に戻した後に減圧を再開したが、この 2 回目の減圧の途中で砂を分離するために船上に設置したサンドフィルターの差圧が大きくなり、最初の出砂が確認された。確認された砂は、出砂対策装置を通過する事が可能な大きさであり、量も少量であったが、徐々に粒径が大きくなり量も増加した。初期の出砂は数日間断続的に発生したが、ポンプの回転数を落とした事で停止した。その後しばらく出砂は確認されず生産を継続していたが、中盤を過ぎたころから再び出砂が見られた。初期の出砂に比べ排出される砂の量が増えたためか、リアルタイムで確認していた観測データに、顕著な温度、圧力の変化が捉えられるようになり、船上に砂が到達する前に出砂の発生が予測できる状況であった (図 8) [11]。最終的には、出砂による機器へのダメージとそれに伴う AT1-P2 井の生産への悪影響を避けるため 12 日間で生産を終了している。

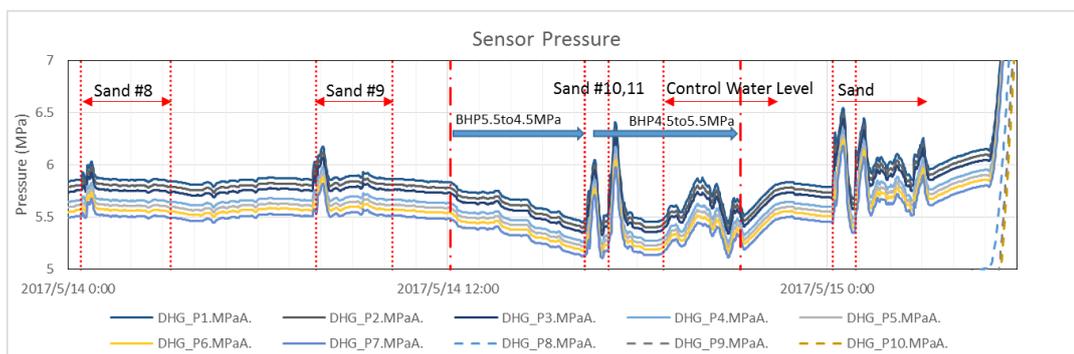


図 8 出砂の兆候としてとらえられた圧力変化の例

AT1-P3 井での出砂は、観測した温度圧力変化から、坑内下方から発生している可能性が高いと判断している。出砂原因について、出砂対策装置の破損や、流動化した砂などによるエロージョンの可能性も含め検討したが、出砂対策装置の構成要素である形状記憶ポリマーやビーズイン

サートは十分な強度を有しており、エロージョンや破壊が生じる可能性は極めて低い事が確認された。一方、出砂の原因として最も可能性が高いと考えられるのが編成最下部に設置された逆止弁を有する GPV シューと呼ばれる部分である。生産終了後にデータを確認したところ、初期の出砂時に坑内下部から温度の高いものが流入している事が確認されており、その後の出砂時の変化も、下部から生じている事が確認されている。

AT1-P2 井の生産では、AT1-P3 井における出砂原因の検討結果を踏まえて、下部に設置された GPV シューの上部にプラグを設置し、下部からの侵入を防止する対策を講じた。また、船上においてもある程度のサンドマネジメントが可能となるよう、機器や配管を追加した。結果として、24 日間の生産を実施し、水生産量などは AT1-P3 井に比べ多かったものの出砂は生じなかった。これらの結果から、出砂対策装置自体の不具合あるいは破損により出砂が生じたわけではないと考えている<sup>[12]</sup>。

#### (6) 今後の課題

第 2 回陸上産出試験では、プレミアムスクリーンの一種である MeshRite®、第 1 回海洋産出試験ではオープンホールグラベルバック、第 2 回海洋産出試験では GeoFORM™ とビーズインサートの組み合わせといったように、産出試験ごとに、過去の実績や経験、室内実験による検討結果を踏まえ、出砂対策装置の選定を行ってきた。これまでの成果から、出砂対策の必要性や Depth Filtration の有効性は確認されている。

一方で、長期的な生産を考えると、現時点では第 2 回海洋産出試験において AT1-P2 井で 24 日間生産を実施したのが最長であることから、将来的な長期生産時の出砂対策の有効性を検討するには不十分であるといえる。これまで海洋産出試験を実施してきた東部南海トラフのような細粒分を多く含むタービダイト堆積層では、生産により流動化した細粒分が坑井近傍もしくは出砂対策装置内に蓄積し、目詰まり等が生じる可能性も考えられ、引き続き検討が必要である。また、第 2 回海洋産出試験では比較的新しい技術である形状記憶ポリマーを用いた出砂対策装置を採用したが、今後の検討では、地層性状により適した出砂対策装置の検討を進めるとともに、より長期的な生産による影響を検討し確認していくことが将来の長期安定生産につながっていくといえる。

#### 引用・参考文献

- 1) MH21, 2008 : 「我が国におけるメタンハイドレート開発計画」 フェーズ 1 総括成果報告書, p.18
- 2) MH21, 2014 : メタンハイドレートフォーラム発表資料
- 3) MH21, 2017 : メタンハイドレートフォーラム発表資料
- 4) 中塚善博・寺尾好弘、2011 : 出砂対策とパーフォレーションの検討、平成 22 年度石油開発技術本部年報、140-142
- 5) 寺尾好弘、2012 : 出砂対策の検討、平成 23 年度石油開発技術本部年報、190-191
- 6) 山本晃司、2013 : 「メタンハイドレート第 1 回海洋産出試験」の概要、平成 24 年度石油開

発技術本部年報、197-198

- 7) 寺尾好弘、2013：出砂対策装置、平成24年度石油開発技術本部年報、218-219
- 8) 山本晃司・水口正広、2015：出砂現象に関する検討、平成26年度石油開発技術本部年報、142-143
- 9) 水口正広・山本晃司、2015：出砂対策装置の検討、平成26年度石油開発技術本部年報、151-152
- 10) 山本晃司・水口正広、2016：出砂対策装置の検討、平成27年度石油開発技術本部年報、107-108
- 11) 山本晃司・中塚善博、2018：第2回海洋産出試験・ガス生産実験の経緯、平成29年度石油開発技術本部年報、142-146
- 12) 山本晃司・中塚善博、2018：第2回海洋産出試験:技術課題の解決(2) 出砂対策、平成29年度石油開発技術本部年報、154-157

#### IV.2.5 モニタリング装置

減圧法によりMHを分解してガスを生産するガス生産実験において、生産井付近では温度・圧力、及び物性の変化が生じる。海洋産出試験でそれらの変化を捉えることを目的とし、坑内モニタリング装置を設置して温度及び圧力データを取得するとともに、生産井付近に地震計を設置して物性変化を捉えるための4成分地震探査データの取得を行った。

##### IV.2.5.1 坑内モニタリングに関して

###### (1) 目的

長期的な生産を実現するための開発システムの検討を行うには、多くの貯留層特性や貯留層応答に関するデータの取得が望まれる。一方、生産井付近に設置されるモニタリング井では、生産期間中の貯留層応答を受動的に観測できるメリットがある。この長所を活かし、第1回及び第2回の海洋産出試験における坑内モニタリングでは、以下のことを目的とした。

- 地層の初期状態や原位置での物性情報の把握
- 減圧法に対する地層応答に関する情報の取得
- MHの分解挙動の理解
- 地層中における熱と流体の移動に関する知見の獲得

これらの項目を達成するために、第1回海洋産出試験では貯留層の温度、第2回海洋産出試験では貯留層の温度と圧力のデータの取得を目指した。以下では、フェーズ2及び3で行った温度と圧力データの取得を実現するための技術や、取得されたデータ解析の結果を報告する。

###### (2) 経緯

フェーズ1では、2002年の基礎試験東海沖～熊野灘において地層温度計を設置して地層温度の計測を試みた<sup>[1]</sup>。また、2回の陸上産出試験において温度測定を実施した<sup>[2]</sup>。フェーズ2と3では

海洋におけるガス生産が目的であり、産出試験の検証と評価をする観点から、フェーズ1で構築した温度測定技術の移行しつつ、フェーズ1と同様に貯留層の温度データの継続的な取得を行うため、シュルンベルジェ(株)に委託してモニタリング井における温度計測装置の構築を行った。

フェーズ2の2013年の第1回海洋産出試験では、モニタリング井において6日間の生産期間中の貯留層の温度データを獲得することができた。そのため、2坑のモニタリング井に2種類の地層温度計をケーシングの外側のセメント内に設置した。このうち光ファイバー温度計 DTS (Distributed Temperature Sensor) では、海底面から坑底までの温度を連続的に取得可能で、2012年2月から2013年8月まで、長期間にわたって温度計測を継続した。他方のRTD (Resistivity Temperature Detector) は、高精度のアレー状のセンサーで、試験期間中リアルタイムの温度計測に適用した。その一方で、MH分解の引き金となる圧力変化やその伝播などに関するデータは計測されなかった。

フェーズ3の2017年において実施された第2回海洋産出試験では、2坑井において合計約1か月超のガス生産が行われたが、その間モニタリング井において連続的に貯留層の温度と圧力データが取得された。第1回海洋産出試験時と同様に、温度計測に関しては2種類の地層温度計が設置され、また、生産井からの圧力伝播をモニタリングするために、モニタリング井に圧力計の設置を試みた。

### (3) 内容及び成果

#### ① モニタリング装置・設計

##### ア 温度計測に関する成果

第1回及び第2回海洋産出試験のそれぞれにおいて、測定仕様の異なる「光ファイバセンサーを用いるDTS」と「白金測温抵抗体(Pt)をセンサーとして用いるRTD」を組み合わせた温度計測システムを構築した。DTSは坑底から坑口までの区間に設置し、RTDは複数のセンサーがMH濃集帯を集中的にカバーするように各モニタリング井に設置した(図1、2)。

両計測システムともに、生産試験期間中に亘り海底に耐圧容器を設置し、坑内に配置したセンサーケーブルからのデータの取得・保存を行うことができるサブシーシステムを採用することとした。当該システムは、耐圧器内部に配置された計測装置、駆動電源用バッテリー、電源管理・制御用コントローラ等と水中着脱コネクタやケーブル類から構成される。

なお、第1回試験では、RTDは生産試験期間とセメンチングの初期の時間帯以外は電力消費等の観点から貯留層の温度を観測していなかったが、第2回試験では、データ取得間隔をコントロールできるような設計にしたこと、また海底で予備のバッテリーシステムとの交換を容易に行える坑口装置を開発したことなどの改良により、モニタリング装置の設置から廃坑までの約2年間の長期計測を行うことに成功した。

結果として、第1回及び第2回試験のそれぞれにおいて、各モニタリング井でガス生産実験の前後も含め1年以上の期間に亘り温度計測を実施し、かつガス生産実験中は温度データをリアルタイムで取得できることを確認した(図3)。

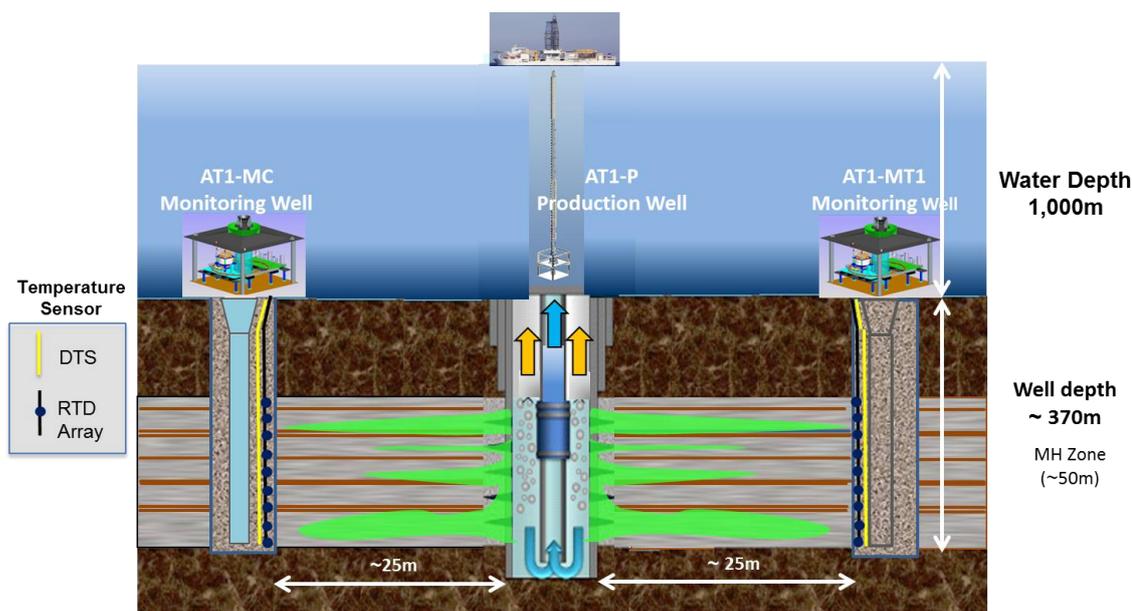


図1 第1回海洋産出試験における地層温度計モニタリング概念図

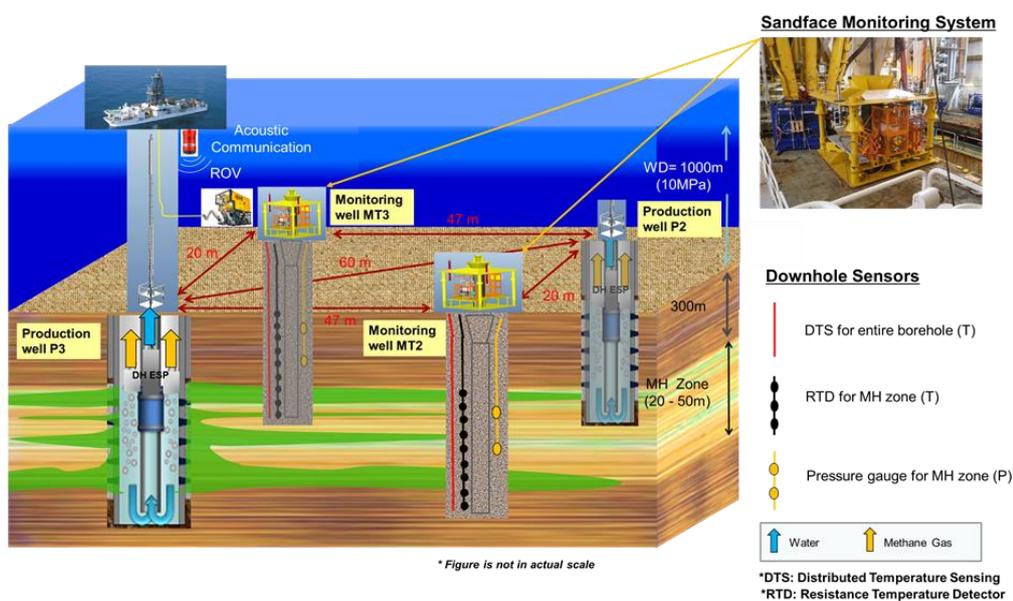


図2 第2回海洋産出試験における地層温度計・圧力計モニタリング概念図

イ 圧力計測に関する成果

第1回試験では設置の難しさから実現を見送った圧力計測であるが、温度同様に重要なパラメータであることからモックアップを設計し、第2回試験での実現に向けた検討作業を進めた。検討の結果、設置の実現可能性が確認できたことから、第2回試験では、各モニタリング井の上部と下部のMH層にそれぞれ一つずつ圧力計を設置できるようなシステムを構築した。センサーをケーシングに取り付けるクランプには、セメンチング後も圧力計が地層との導通を図れ

るよう、複数のセンサーポートを設置し、それらのセンサーポートと孔壁の間にセメントが回りにくい工夫をこらした。温度計測と同様、各モニタリング井で設置から1年以上の期間に亘り圧力計測が行われ、かつ生産実験中は圧力データをリアルタイムで取得できることを確認した。

## ② 音響通信システムの実証

第1回試験において、海底から海上へのデータ転送は、主にケーブル通信システムを利用した。生産実験中、船上とモニタリング装置がケーブルを通してつながり、RTDとDTSが計測した温度データがリアルタイムで船上に転送された。その他の時期に計測されたデータは、廃坑時のモニタリング装置の回収に伴い取得され、全期間のデータを回収することができた。

しかし、このような有線式の通信では設置に時間がかかり、緊急切り離しへの対応を阻害する可能性があり、特に二つの坑井で生産実験をする計画である第2回試験においては、作業の効率性のため無線式の通信が求められた。そのため、設置時は第1回試験で採用したケーブル通信システムを使用するが、その後は音響通信システムによりデータを取得することとし、生産実験中及び実験後のモニタリング井のデータ取得作業は、音響通信システムを介して行った(図3)。いずれの場合も問題なくデータは取得され、海洋産出試験において初めて信頼性の高い無線型の音響データ通信を確立することができた。その結果、船上と坑内のモニタリング機器とのケーブル接続が不要となり、作業時間の短縮、及び緊急切り離し時の安全性向上を達成することができた。

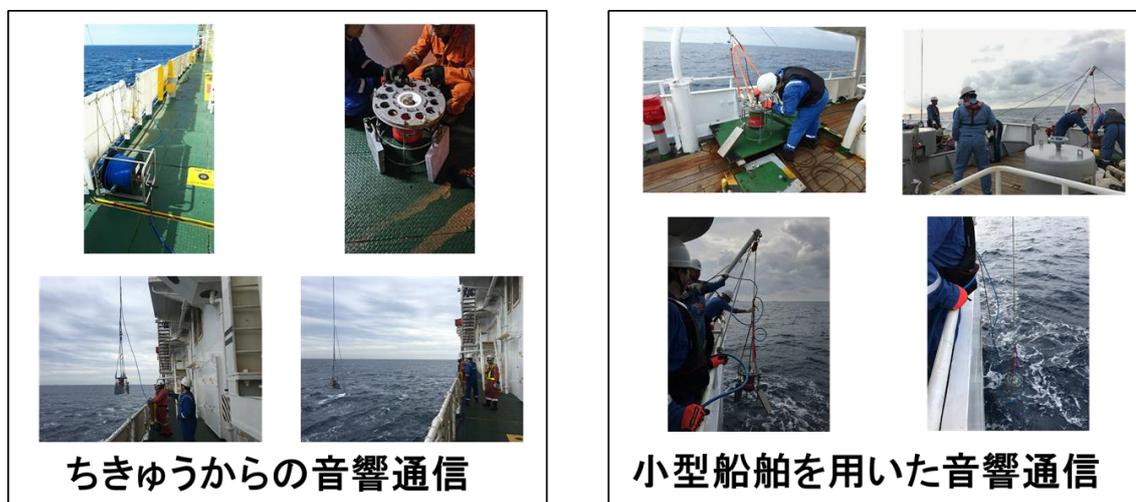


図3 音響システムによるデータ取得作業

## ③ 取得されたデータから得られた知見

### ア セメントの発熱と坑井周辺のMHへの影響評価

MH坑井の仕上げに関する懸念の一つが、生産対象層と別の地層や海底との間を隔離するためのセメントの健全性が保持されているかという点である。また、セメント固化時の発熱・温度上昇がMHを分解させて、MH層の安定性に影響を与えたり、発生したガスが坑井健全性を

阻害することなどが懸念される。

DTS ではセメンチング作業前から温度を計測しており（図 4）、それらの温度データは、モニタリング井近傍における各深度でのセメントの発熱の影響範囲の推定に用いられ、また、計測された温度変化とシミュレーションとの比較による分解開始時点の推定なども実施された。発熱の程度はセメントの量に関わるため、坑径が拡大している区間、すなわちセメント量が多い区間では高い温度上昇が見られた<sup>[3]</sup>。

一方、第 2 回海洋産出試験では DTS に続き RTD でもセメンチング作業前から温度を継続的に計測していたため、モニタリング井近傍におけるセメントの発熱の影響の推定に用いられた。フェーズ 2 で構築されたセメントの発熱モデルに基づき、セメンチング中のモニタリング井近傍における MH 層の安定性に関して評価した。その結果、セメントの発熱によるモニタリング井近傍での MH 分解は数センチメートルのオーダーであり、特段の懸念事項にはならないと考えられた<sup>[4]</sup>。また、熱力学的なアプローチから原位置での熱物性値の評価を行ったが、MH 層以外の部分では妥当な範囲の値を示したものの、MH 層では非現実的な値となり、今後もモデルの改良が必要と考えられる<sup>[4]</sup>。

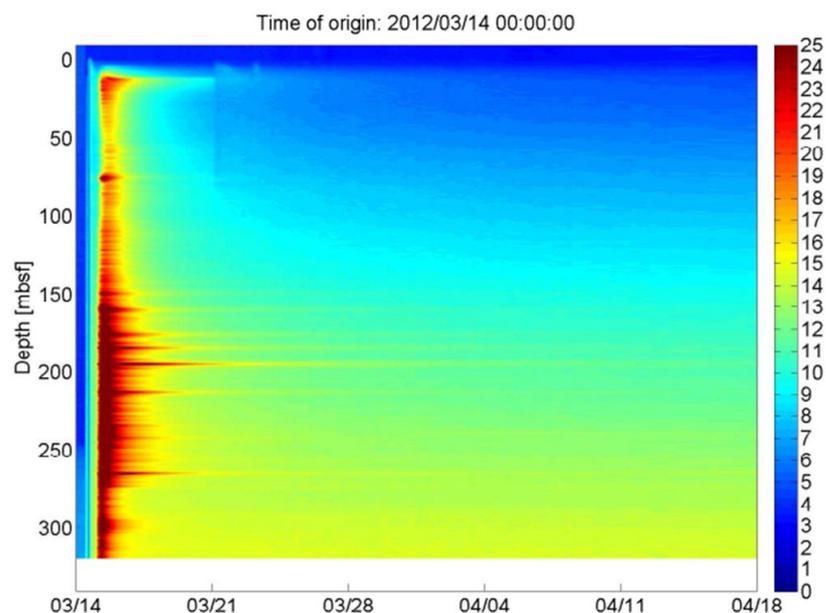


図 4 MT1 におけるセメンチング前からのセメント発熱の温度変化

#### イ 初期地層温度の確定

MH の分解過程を正確に理解するには、擾乱のない状態での地層温度情報が重要である。2004 年の基礎試験「東海沖～熊野灘」でも温度計の設置が試みられたが、第二渥美海丘の坑井ではデータ取得が出来ず、データが取得できた他の坑井でも、坑内が海水で満たされ、生産対象層と別の地層との海水の流動が可能な状態だったため、地層自体の温度は正確には評価できなかった。

第 1 回試験では、掘削・セメンチングによる擾乱から試験開始まで約 1 年の時間があったた

め、地層と坑内の平衡が成立した後の地層温度を測定することができた<sup>5</sup>。

#### ウ 出砂深度の特定

第1回試験は減圧着手から6日後に急激な出砂が発生したが、生産井において出砂が開始されたと思われる時刻の直後から、モニタリング井でも急激な温度変化が発生した地層が見られた。出砂と同時に水生産量が急増していることから、これはこの地層の浸透性が高いため、水生産の影響がモニタリング井まで伝わったためと考えられるが、この温度情報から出砂が起きた層が概ね特定できたと考えている。

#### エ 圧力計測の結果

第2回試験では、各モニタリング井の上部と下部のMH層にそれぞれ一つずつ圧力計を設置した。セメンチング後も圧力計が地層との導通を図れるよう、センサーポートと孔壁の間にはセメントが回りにくい特殊な加工をこらした。

図5の左図は生産井とモニタリング井の圧力推移を表している。両者を比べると、生産井に追従した圧力低下がモニタリング井で観測された。また右図では、各モニタリング井で観測された圧力と温度の相図を示しており、ガス生産実験期間中は概ねMHの分解曲線上を推移していることから、圧力計測の結果が有効であることを示唆している。

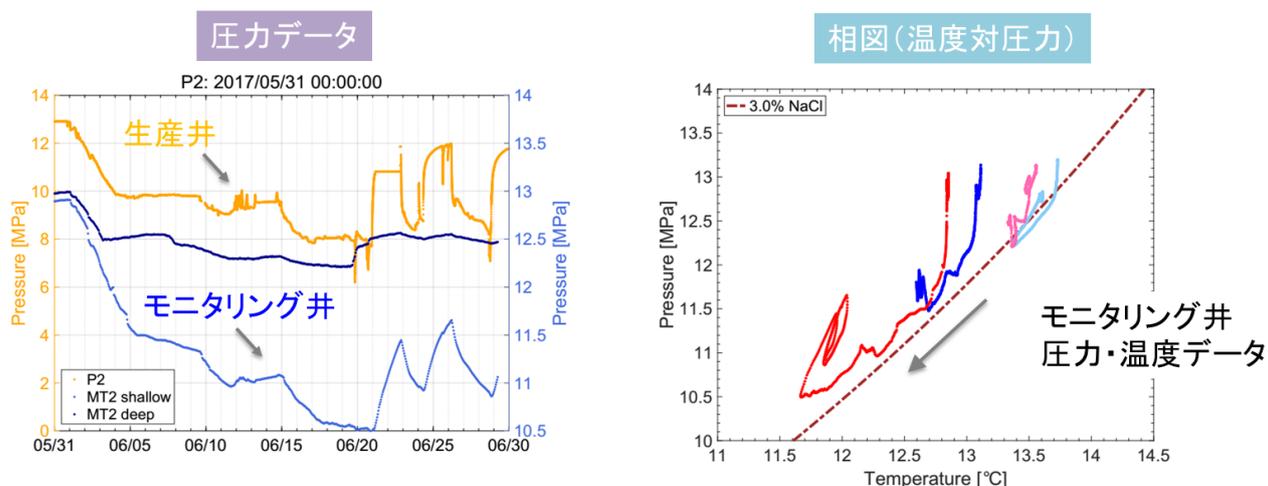


図5 生産井と AT1-MT2 モニタリング井の圧力推移 (左) と各モニタリング井における相図 (右)

#### オ MH 分解挙動への理解

図6は第1回試験におけるモニタリング井で検出された温度変化を示しており、ガス生産実験中に顕著な温度変化が生じた地層を確認することができ、MH 分解に伴う吸熱反応が各モニタリング井周りでも起きていることを示唆している。これらの温度データは生産シミュレータによるヒストリーマッチングの過程においての重要な情報となっている。一方で、モニタリング井近傍において断熱過程を用いた、3相の流動シミュレーションを実施した。その解析結果と温度データの実測値を比較することで、ガス生産層が持つ(有効)浸透率を推定することが

でき(図 7)、推定された浸透率はロギング (NMR、DST) や圧力コアから取得される値と同程度であった[6]。

また、第 2 回試験で用いた 4 坑井 (生産井 2 坑、モニタリング井 2 坑) においては、取得されたデータでは、各生産井で減圧が施された際に、生産井坑内で温度・圧力の低下が計測され、モニタリング井の計 4 点の圧力計からも減圧が伝播してきたと考える圧力低下が見られた。また、各モニタリング井において温度低下も観測された。これらのデータは 2 回の各生産実験中においてモニタリング井周りで MH の分解が進んでいることを示していると考えられる(図 8)。

AT1-P2、AT1-P3 それぞれの生産中に、主としてどの区間で MH の分解が生じ、それが空間的・時間的にどのように拡大・変化するかの情報得られた。第 2 回試験において、AT1-P2 と AT1-P3 で分解の区間と範囲が大きく異なっていたことが特徴だと言えた。

この結果を利用して、MH の飽和率変化量の分析を進めている。モニタリング井周りでは第 1 回試験時と同等の数%と見積もっている。

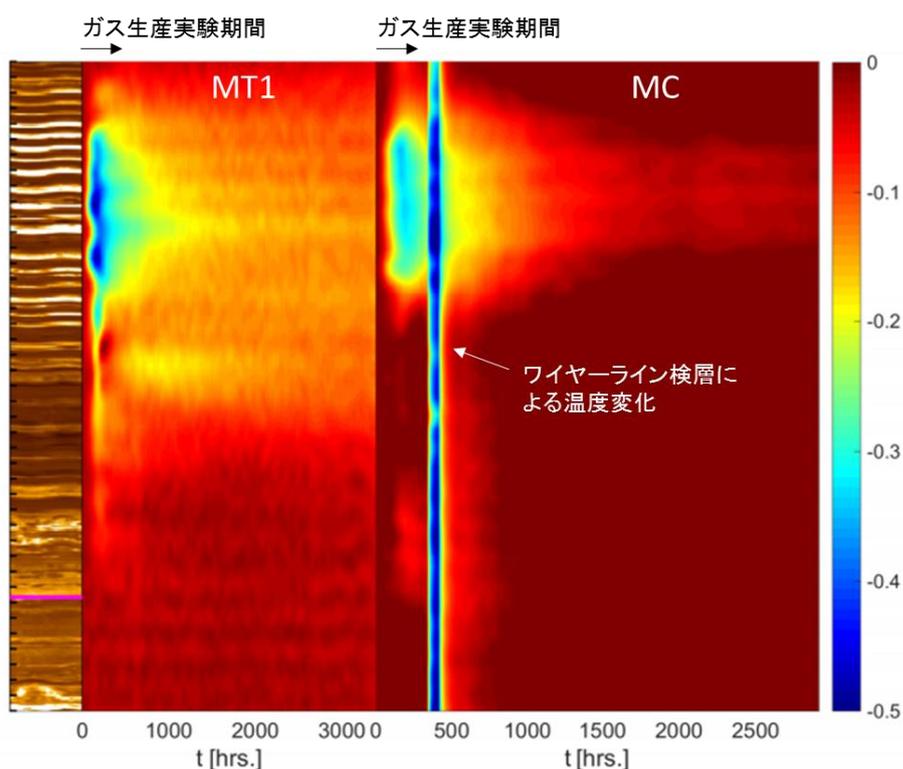


図 6 貯留層の比抵抗図 (左) と各モニタリング井における生産実験前後の温度変化図 (右)

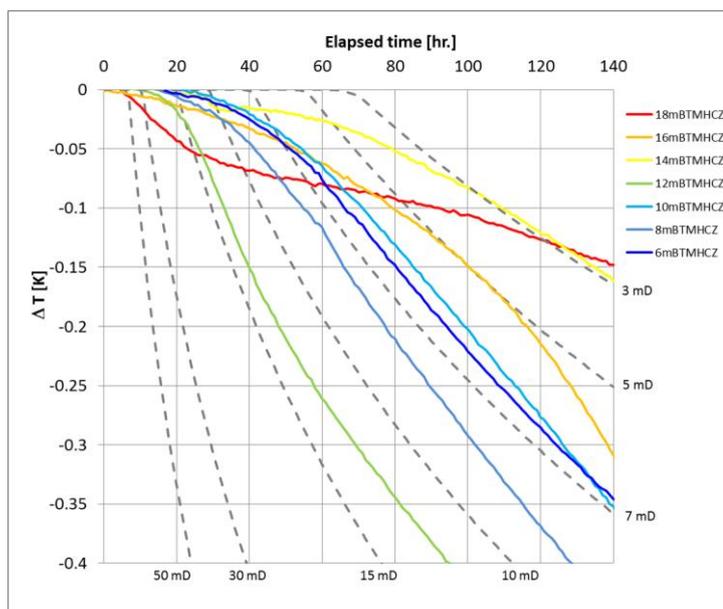


図7 各浸透率に基づいた温度変化の計算値（破線）と AT1-MT1 における実測値（実線）

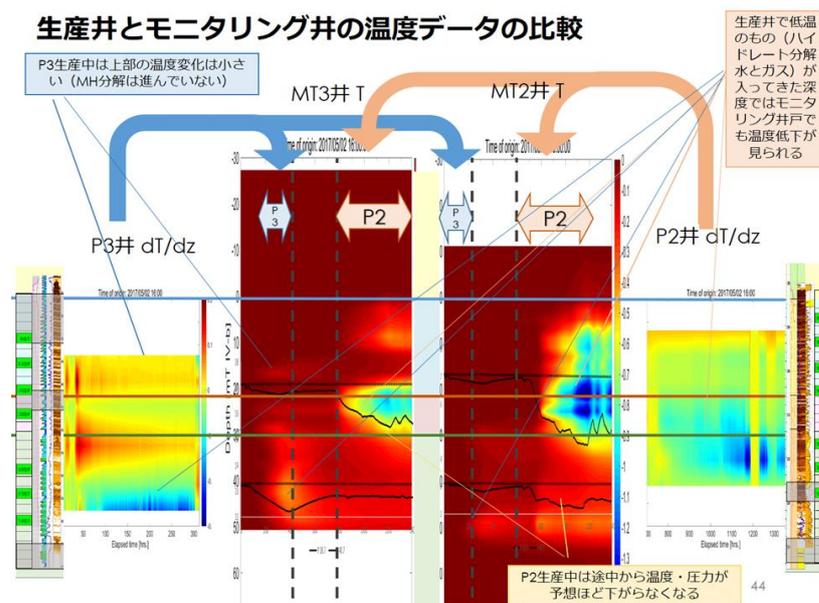


図8 2 生産実験時の生産井及びモニタリング井の温度変化（生産井については、流入流体の温度の影響を見るために垂直方向の温度変化  $dT/dz$  を示している）

(4) まとめ

フェーズ2及び3期間中に実施された2回の海洋産出試験において、モニタリング装置を設置し、温度と圧力の計測が行われた。

海底から船上へのデータ転送は、有線ケーブルのみならず、音響通信システムを介してデータを移送することに成功し、船上とケーブルを結ぶ必要がなくなった。その結果、作業時間を短縮

---

でき、緊急切り離し時の安全性を高めることができた。

取得したモニタリングデータからは MH の分解範囲、及び地層内の流動挙動に関する情報が得られることが分かった。また、海洋産出試験後のデータからは地層の熱物性や地層が供給できる熱量<sup>7)</sup>といった長期的生産挙動に結びつく情報を得られることが期待されている。今後は、将来の陸上及び海洋産出試験にむけて構築したモデルの改良や、取得データの見直しを行うことにより、モニタリングシステムの改良を図っていく必要がある。具体的には、今回確立したモニタリング技術を応用し、計測範囲や項目を更に発展させ、長期的生産挙動をより多角的に把握し、将来の商業化を見据えたシステムの提案などが重要であろう。

#### 引用・参考文献

- 1) Schlumberger, Methane Hydrate Temperature Measurement System Deployment Feasibility Study and High-level Design, 2013.
- 2) 我が国におけるメタンハイドレート開発計画、フェーズ1 総括成果報告書、平成 20 年 8 月。
- 3) X. Wang, M. Takekoshi, T. Kanno, V. Shako, V. Pimenov, A. Parshin, and K. Yamamoto, "Numerical simulation on the impact of temperature behavior for cement hydration for the world's first offshore methane hydrate production test", OCT2014, 25326, Houston, Texas, United States, May 2014.
- 4) X. Wang, T. Kanno, S.S. Chee, V. Shako, V. Pimenov, and K. Yamamoto, "Review of in-situ monitoring data from the cement heat of hydration for the first and second Offshore MH production test in the Eastern Nankai Trough, Japan", ICGH9, Denver, Colorado, United States, June 2017.
- 5) T. Kanno, M. Fukuhara, O. Osawa, S. Chee, M. Takekoshi, X. Wang, V. Shako, V. Pimenov, T. Fujii, and K. Yamamoto, "Estimation of geothermal gradient in marine gas-hydrate-bearing formation in the Eastern Nankai Trough", ICGH8, Beijing, China, July, 2014.
- 6) K. Yamamoto, T. Kanno, X. Wang, M. Tamaki, T. Fujii, S.S. Chee, X. Wang, V. Pimenov, and S. Valery, "Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation", RSC Adv., vol. 7, pp. 5554-5577 2017.
- 7) Yamamoto, K., Konno, Y., Wang, X.-X., Wang, X.-W., Kanno, T., 2017: Thermal Data Analysis to Investigate Mass and Heat Transport during Methane Hydrate Dissociation Processes, 6th Biot conference on poromechanics, July 10-13, Paris, France.

#### IV.2.5.2 4成分地震探査

##### (1) 経緯及び成果

フェーズ2で実施された第1回海洋産出試験において、ガス生産実験によるMH分解に伴う物性変化を把握することを目的とし、4成分地震探査による物理探査モニタリングを実施した。

実験井付近に4成分（加速度計水平2成分、垂直成分、ハイドロフォン）36チャンネルを内蔵した海底受震ケーブル1本を設置し、海上でのエアガン発震による地震探査データを取得した（図1）。データはガス生産実験前1回（2012年8月）、ガス生産実験後2回（2013年4月、2013年8月）、計3回取得した。実験後2回データ取得したのは、約4か月おいた実験後データを比較することにより、どのような変化が起きているのかを把握することが目的であった。

得られた成果は、実験前後のデータ比較から物性の変化を捉えることができたことである。解析する過程で当初、物性変化はMHの分解、あるいはMHの生成及び再生成と考えていた。その後の研究により、MH分解後の間隙水のガス飽和率の変化、堆積物の圧密による密度変化等の様々な要因もあることがわかってきた。MH分解で生じるガスはインピーダンスの低下、圧密はインピーダンスの増加となる。MH貯留層の減圧区間とその周辺で見られるインピーダンスの変化は圧密、ガス等の影響による増減要因を含んでいるので、この変化の起因を空間的に詳細に検討する必要が出てきた。そのためには、実験前後の比較による違いが、有意なものであるのかどうかが必要となる。それには取得データの品質の向上及び、取得データのデータ処理の見直しが必要となった。そこで第2回海洋産出試験で物理探査モニタリングを実施するにあたり、

- 生産井付近のイメージング効果を高めるための受振点及び発震点レイアウト
- 発震精度を高めるための措置
- データ取得時期

の技術検討を行った。

事前にシミュレーションを行い、実験井付近の貯留層イメージを高めるため（図2）に、2本の受振ケーブルは生産井を挟むように東西に配置し、発震点は実験井を中心とする南北4km×東西3kmの範囲に配置した（図3）。また、震源位置精度を向上させるため、エアガンを吊るすフロートの中心にGPSアンテナを設置（図4）することにし、2016年7月下旬から8月初旬にかけ、実験前のデータ取得作業（M0）を実施した。図5に発震点、受振点、抗井位置及びデータ取得仕様、表2に第1回と第2回海洋産出試験時のデータ取得仕様の比較を示す。

実験後第1回目（M1）のデータ取得を2017年10月下旬から同年11月初旬にかけて実施した。また、取得データのデータ処理を実施し、M0データとM1データの比較を行った。実験前後データ比較のためのタイムラプス処理とし、M1データはM0データと同じ処理の適用、かつ、同じパラメータの適用、ランダムノイズの低減のためにM0データとのジオメトリの差異の補正、重合数の均等化、実験前後の振幅及び周波数成分の差異の補正、潮位変化や海水層速度変化による反射面位置のズレの補正を行った。タイムラプス処理の適正を評価するために再現性指標を算出したところ、減圧の影響が小さく、それによる物性の変化も小さいとされる領域でNRMS値が10%となった。再現性が良好とされるNRMS値は30%以下とされている（Johnston, 2013）ことから、適切なタイムラプス処理が適用されと判断した。図6にM0及びM1の解釈例、図7に

---

MH 貯留層内の振幅イメージを示す。

2018年7月下旬に実験後第2回目データ(M2)を取得し、M2データのデータ処理、実験前後の物性評価を行うためのM0、M1及びM2データのタイムラプス処理を実施した。

(2) まとめ

フェーズ2において2012年から2013年度にかけ、第1回海洋産出試験におけるガス生産実験前後に4成分地震探査を実施し、実験前後のデータ比較から物性の変化を捉えることができた。一方、MH分解と物性変化との因果関係については課題として残った。

第1回海洋産出試験時の課題の技術検討を踏まえ、フェーズ3の第2回海洋産出試験において、2016年から2018年度にかけて4成分地震探査を実施し、M0、M1、及びM2の計3回のデータを取得し、各々のデータのデータ処理は終了し、現在それらのデータの解析中である。

最終的にはM0とM1及びM0とM2の比較から、その違いの有意性検討を踏まえ、MH分解の影響による物性変化の評価を行う。さらにM1とM2との比較から、ガス生産実験後にどのような変化が起きているのかも確認する。そしてこれらの結果が、MH貯留層評価に有用となることが期待される。

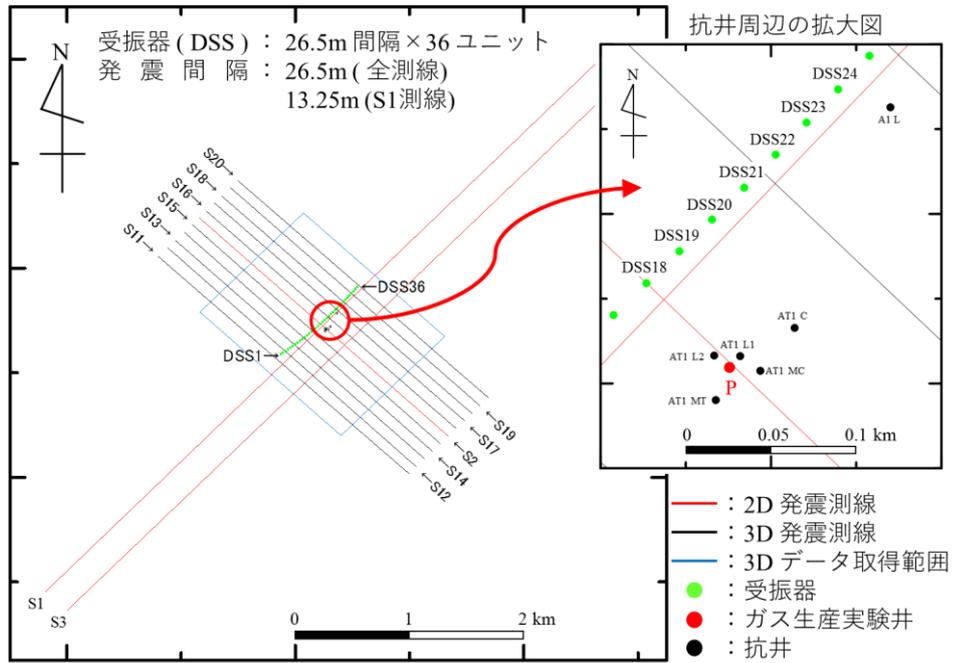


図1 第1回海洋産出試験における発震測線、受振点、抗井位置

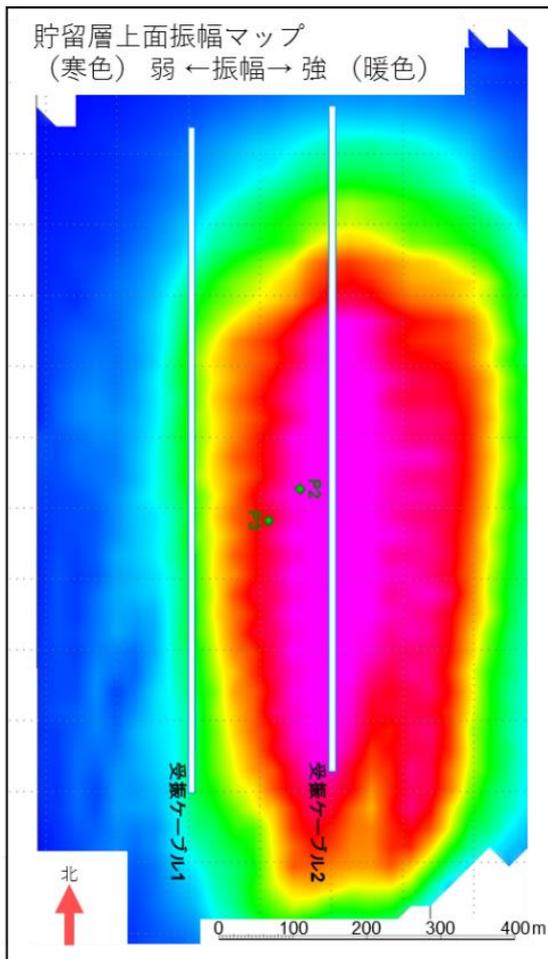


図2 シミュレーション結果

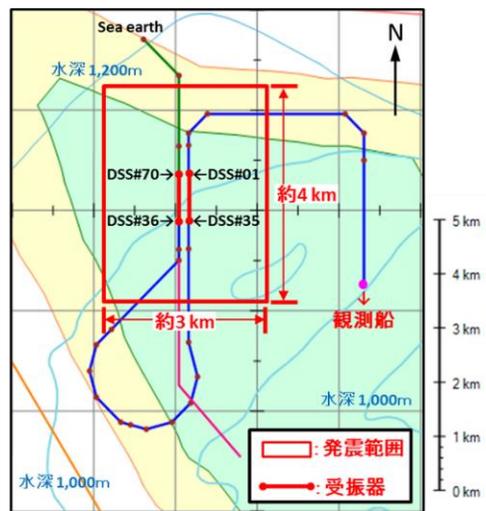


図3 ケーブル配置及び発震範囲

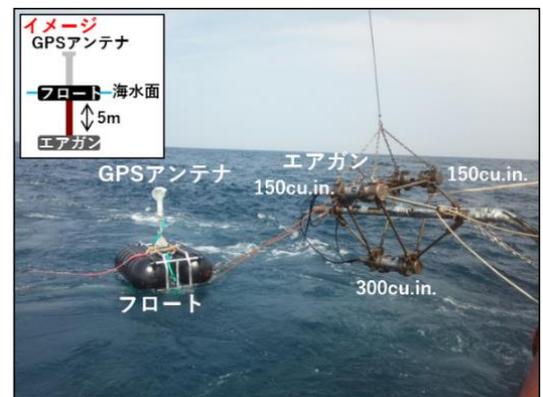


図4 発震位置精度を高める措置

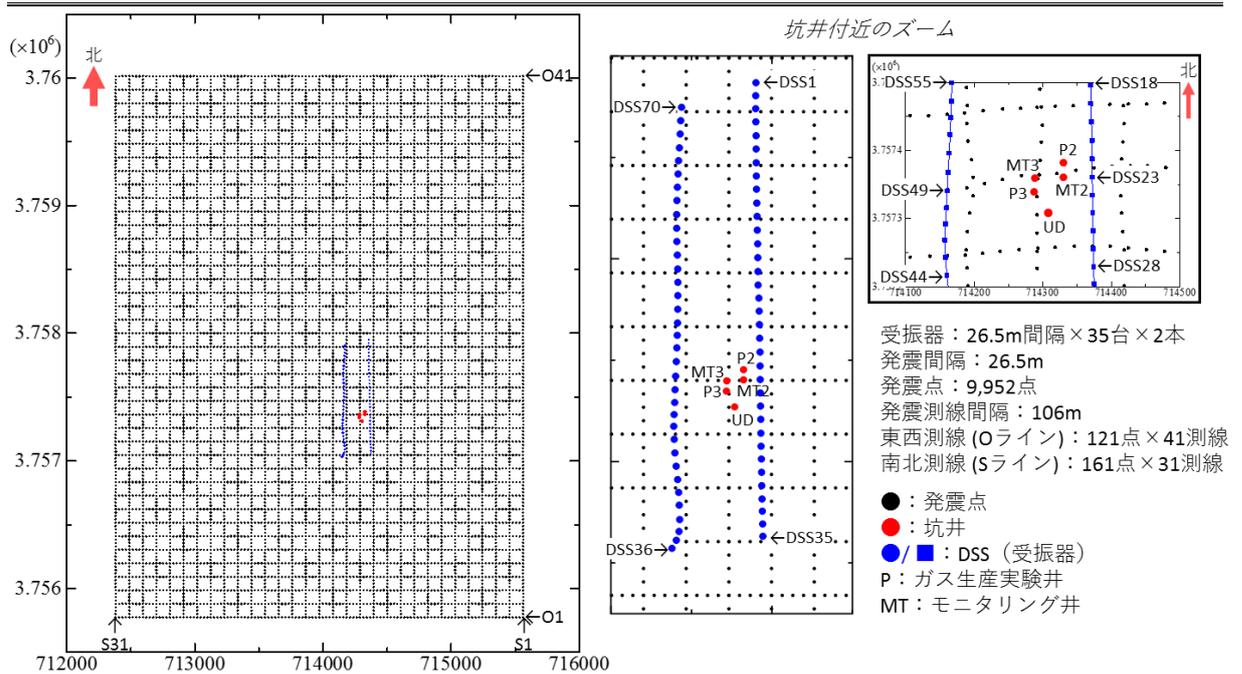


図5 発震点、受振点、坑井位置及びデータ取得仕様

表2 仕様の比較

	第1回海洋産出試験	第2回海洋産出試験
受振ライン	36台×1	35台×2
受振ライン間隔		約200m
受振点間隔	26.5m	26.5m
発震測線	北西-南東：11測線	東西：41測線
	北東-南西：2測線	南北：31測線
発震測線間隔	北西-南東：100m	東西：106m
	北東-南西：267.5m	南北：106m
発震点間隔	26.5m	26.5m
発震点数	1,797点	9,952点

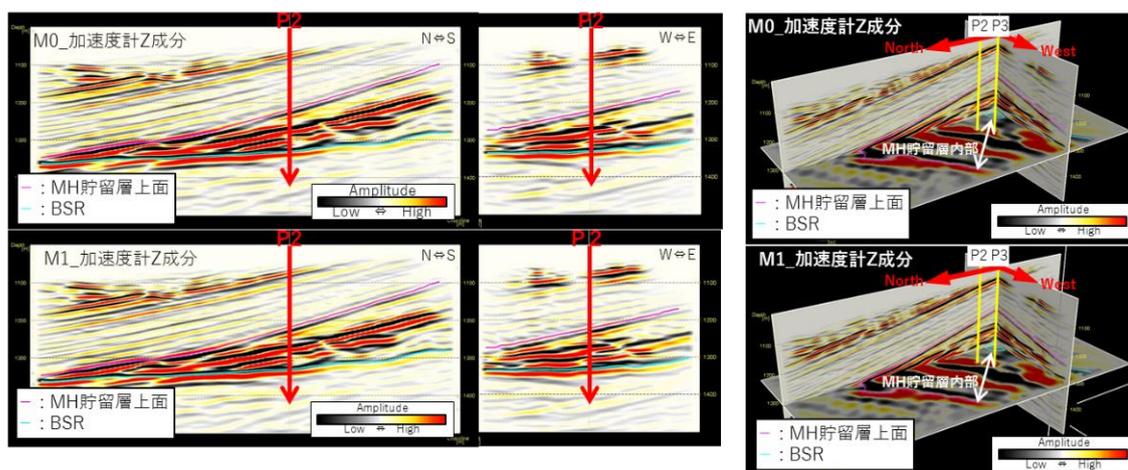


図6 M0及びM1データの解釈例

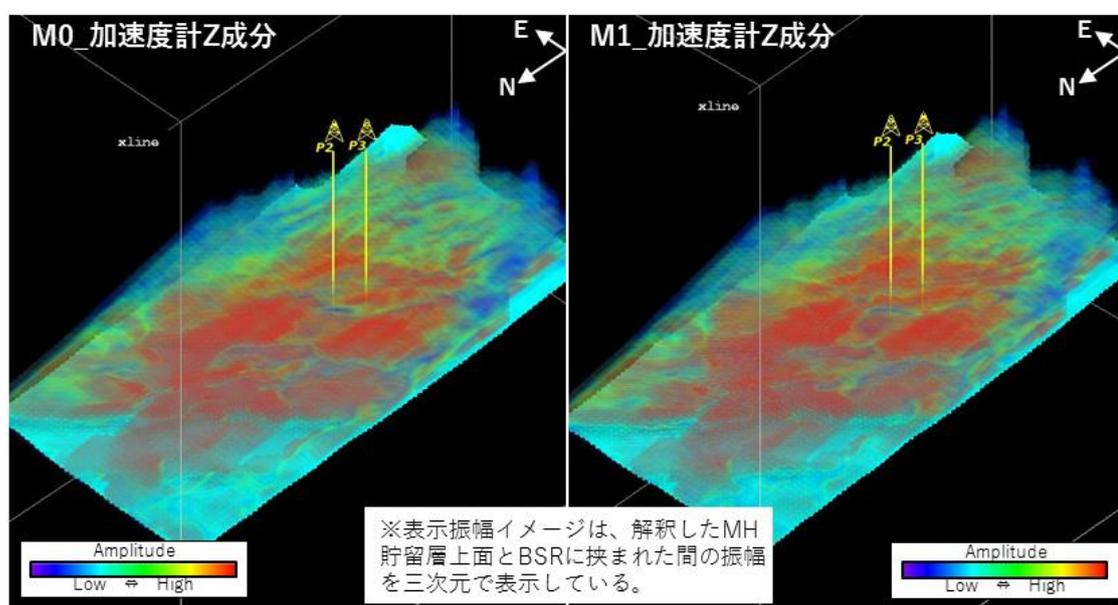


図7 M0及びM1データのMH貯留層内の振幅イメージ

参考文献

Johnston, D. H. (2013). Practical applications of time-lapse seismic data. Society of Exploration Geophysicists.