
IV. 3. 第1回及び第2回海洋産出試験で得られたデータと知見

IV. 3.1 検層・コアのデータと貯留層性状

IV. 3.1.1 第1回及び第2回海洋産出試験における物理検層とコアリング

(1) 概要

掘削同時検層（LWD 検層）は軟弱な未固結堆積物中に構築される MH 貯留層の性状を知るために大変有効である。しかし、複数の検層ツールを接続してデータを取得する場合は、所定の目的深度に最も上位の検出器を達するためには、目的とした深度より深い深度までビットを降下させざるを得ない。MH 貯留層で MH 安定下限付近の検層を実施しようとする、必然的に MH 安定領域下限より深い深度の既にガスと水に分解している地層まで掘削孔を穿つことになる。ガス生産実験では下位からの水引のリスクを減ずるため、生産井は MH 安定領域下限を掘りぬかない掘止め深度を設定し、その他の坑井も LWD 検層とワイヤーライン（以下、WL）検層を組み合わせ、捨て穴となる区間を短くする工夫をしつつ掘削がされた。第1回及び第2回海洋産出試験における検層とコアリングについて表1に示す。

コアリングについては、室温・大気圧下はガスと水に分解してしまう MH の性質を踏まえ、ライナー内に取り込んだコア試料の圧力を保持できるボールバルブと圧力チャージ機構を組み込んだ圧力コアリングツールがシステムとして実用化され、また、被圧状態での堆積物性状を測定する装置の開発もフェーズ2・3の期間中に進み、得られたコアについての各種分析がなされた。なお、コアの分析結果については別項で示す。

(2) フェーズ3における検層

2012年度、第1回海洋産出試験に先立ち、MH 貯留層より上位の地層の性状調査を目的とした調査井(ジオテクホール)でコアリングが実施されたが、このときのコアリングは圧力保持ができない通常コアツールで実施され、MH を含んだ状態の半 - 未固結堆積物は回収されていない。また、原位置でのコーン貫入試験は行われたが、物理検層は実施されなかった。翌年の第1回海洋産出試験事前掘削のモニタリング井の掘削時及び仕上げ後に各種検層が行われ、とくに AT1-MC 井では LWD 検層、Open-Hole Wireline 検層 (OH-WL 検層) 及びケーシング設置後の Cased-Hole Wireline 検層 (CH-WL 検層) が行われた(表2)。第1回海洋産出試験におけるコアリングは、これらのモニタリング井の掘削後に行われ、圧力コアリングツールと IODP (統合国際深海掘削計画) で用いられる通常のコアツールの両者を用い、MH 貯留層区間で実施された。回収されたコアは密度、P 波速度の測定後に力学試験や MH 分解試験、各種堆積物物性の測定に供された。ガス生産実験後には、生産実験後の地層状態の把握を目的とした AT1-LWD1 と LWD2 の2坑井が掘削され、OH-WL 検層も実施された。

第2回海洋産出試験では、事前掘削で調査井を1坑、生産井とモニタリング井をそれぞれ2坑ずつ計4坑掘削した。生産井については、初年度は生産区間の直上で掘削を停止し、翌年にリエントリーをして生産区間を掘削し仕上げを行った。このため表2の第2回海洋産出試験の生産井の掘削及び検層項目がそれぞれで異なっている。2017年の生産井掘削では、LWD 検層とともに

多数の OH-WL 検層を予定したが、LWD での掘進で顕著な孔径拡大が観測されたことから、OH-WL 検層を見直し、AT1-P3 井のパルス中性子発生装置を用いた飽和率検層は実施しなかった。第2回海洋産出試験の廃坑時には、地層の性状把握を目的とした AT1-CW1 と AT1-CW2 が掘削され、改良された圧力コアリングツールを用いた圧力コアの取得とコア取得後の坑井での OH-WL 検層も実施された。

3.1.2 検層・コアデータからみたメタンハイドレート貯留層の特徴

(1) 岩相分布

LWD 検層を実施しつつ MH 安定領域下限を貫通した坑井は、AT1-MC、LWD1、LWD2、MT2、UD である。このうち、比抵抗検層、核磁気共鳴検層、パルス中性子を用いた密度や飽和率検層を実施した坑井は AT1-MC、MT2、UD の3坑井に限られる。これらの3坑井は AT1-MC、MT2、UD の順にアップディップに位置しており、これら3坑井の比較から堆積物を供給したタービダイトの古流向に直交する方向の地層連続性についての情報が得られる。また、第2回海洋産出試験の廃坑時に掘削された圧力コアリング井（CW1、CW2 井）は、MH 安定領域下限以深まで OH-WL による検層がなされており、タービダイトの古流向方向の地層連続性についての情報が得られる(図1)。

AT1-MC、MT2、UD の3坑井について、堆積物の鉱物種に大きく影響される自然ガンマ線と鉱物表面の吸着水に関連する核磁気共鳴検層の 3ms 未満の体積で比較すると、深度に応じた同じ変化のパターンをとることから、それぞれの坑井における深度方向の岩相プロファイルは対比が可能であるとわかった(図2)。これは AT1-MC、MT2、UD を結ぶタービダイトの古流向に直交する方向に層序的な欠落や岩相の変化が検層スケールで見いだせないことを意味し、地層連続性が良いことを意味する。AT1-CW1 井と CW2 井について、同じく自然ガンマ線と核磁気共鳴検層の 3ms 未満の値で比較すると、同様に深度プロファイルで対比可能である(図3)。すなわち、第1回及び第2回海洋産出試験を行った調査地の検層結果からは、地層の連続性が追跡できる程度に岩相変化が少なく、フェーズ3開始以前に推定されたような側方への岩相変化は、それほど顕著に見いだせないことがわかった。

第1回及び第2回海洋産出試験に伴い掘削された複数坑井で得られた岩相情報を基に、フェーズ2で構築されたユニット区分を再検討した。MH 貯留層をシールする上位の泥層とされた Unit III の下位は、MH 貯留層上部を構成するとされた薄砂泥互層 (Unit IV) と連続していたため、Unit III と Unit IV の境界深度を見直し岩相と対応させた。アップディップ側の掘削の結果、MH 貯留層下部を構成する厚層砂層は MH 安定領域下限以下の地層に連続することが確認されたため、厚層砂層を Unit V として再定義し、MH 貯留層上部を構築する薄砂泥互層 (Unit IV) と区別した(図4)。

(2) 比抵抗検層結果と MH 飽和率分布

検層やコア分析の結果から、MH 飽和率の分布に大きな不均質性があることがわかった。坑井毎に比抵抗検層結果に大きな差異があり、比抵抗に影響を与える MH 飽和率や間隙水のイオン濃

度の分布は岩相ほど一様ではないと推定された(図 5)。MH 貯留層区間内にも関わらず、深度方向に局所的に低比抵抗が連続する区間(低比抵抗区間: Low Resistivity Interval; LRI)も AT1-MT2 井や AT1-UD 井、AT1-P2 井等で顕著に観測された。コア試料の分析から、この低比抵抗区間に砂層が存在することも確認され、MH 飽和率は岩相のみによって規制されるのではないことが把握された。このような低比抵抗な低 MH 飽和砂層は、減圧法適用時には水生産層となることから注意を要する。

3.1.3 メタンハイドレート貯留層性状のまとめ

第 1 回及び第 2 回海洋産出試験を実施した第二渥美海丘の MH 貯留層性状は、海水準変動に伴う MH の分解・再生成などが関与し複雑化したと考えられ、MH 飽和率は一様ではなく、MH 飽和率が低い区間には MH 飽和率が極めて低い砂層（水層）も存在する。水層は、減圧を阻害し出砂の原因となるリスクであり、効率的なガス生産のためには MH 貯留層内の水層を把握する技術と、これを遮水する技術が要求される。資源量の観点からは、性状のよい砂層に高い飽和率で MH が含まれることが重要であると考えられてきたが、減圧法でのガス生産にあたっては生産井から圧力が伝播する初期水有効浸透率が低すぎないことも重要である。第 1 回と第 2 回の試験結果からは、やや MH 飽和率が少ない砂層がガス生産に寄与するようであるが、水層のリスクと背反する。生産区間の決定で留意する必要がある。

表 1 掘削一覽

年	月	呼称	目的	掘削坑名称	掘削区間
2011	2-3月	第1回海洋産出試験事前調査	貯留層上位の地盤性状の把握	ATS, AT1-GT1,GT2, GT3	Unit I, II, III
2012	2-3月	第1回海洋産出試験事前掘削	モニタリング井、生産井掘削	AT1-MC, MT1, P	Unit I, II, III, IV, V
2012	6-7月	第1回海洋産出試験事前掘削	貯留層性状の把握	AT1-C	Unit IV, V
2013	8月	第1回海洋産出試験廃坑時検層	貯留層性状の把握	AT1-LWD1, LWD2	Unit IV, V
2016	5月	第2回海洋産出試験事前掘削	モニタリング井、生産井掘削	AT1-MT2, MT3, P2, P3, UD	Unit I, II, III, IV, V
2017	4月	第2回海洋産出試験事前掘削	生産井掘削、仕上げ	AT1-P2, P3	Unit IV, V
2018	3-4月	第2回海洋産出試験廃坑時掘削	貯留層性状の把握	AT1-CW1, CW2	Unit I, II, III, IV, V

表 2 檢層種目

[illegible]

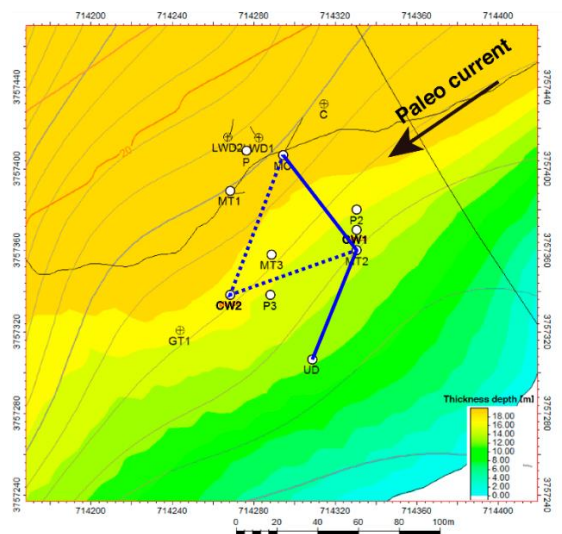


図1 フェーズ3で掘削した主な坑井位置

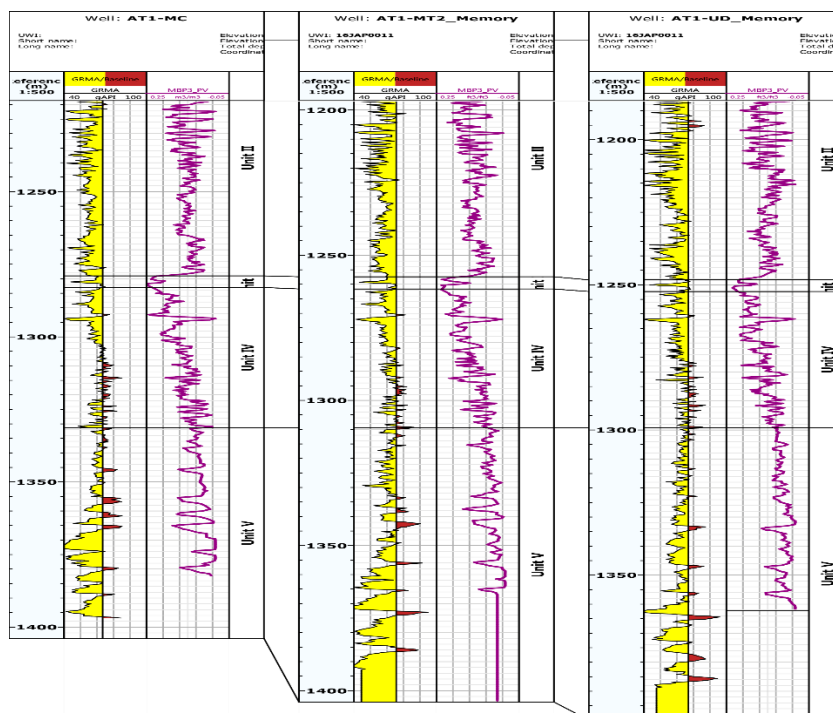


図2 AT1-MC, MT2, UD の自然ガンマ線強度(黒線)と核磁気共鳴(紫線)検層結果 (3ms 以下)

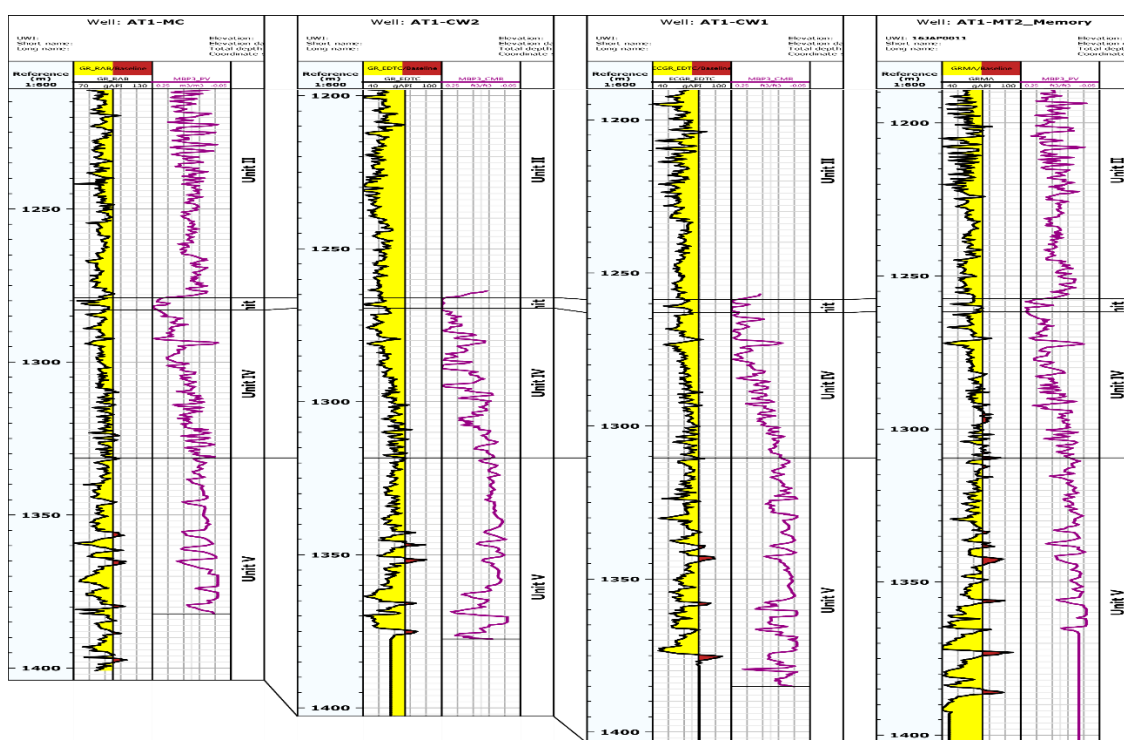


図3 AT1-MC, CW1, CW2, MT2 の自然ガンマ線強度と核磁気共鳴検層結果 (3ms 以下)

新旧岩相:Unit比較

以前の岩相	旧Unit区分	新規Unit	岩相	MC井と層準を対比したい場合の区間名	MC井
上部泥質層	Unit III	Unit III	上部泥質層	Unit III	
上部砂泥互層	Unit IV-1	Unit IV	上部薄層砂泥互層	Unit IV_a (旧 Unit III) ※旧Unit III下部は砂泥互層	Top of GH Reservoir
中間泥質層	Unit IV-2			Unit IV_b (旧 Unit IV-1)	
下部厚層砂層	Unit IV-3			Unit IV_c (旧 Unit IV-2) ※MC井のLRIと層準対比を行いたい場合	
BSR以深	Unit V	Unit V	下部厚層砂層	Unit V_a (旧 Unit IV-3)	
				Unit V_b (旧 Unit V)	Base of Gas Hydrate Stability Zone (BGHSZ)

図4 新ユニットと旧ユニットの対応

新ユニット区分は調査結果を基に岩相で区分。旧 Unit III 下部や旧 Unit IV-3 は水層となる低 MH 飽和砂層を狭在し、実態から“泥質層”から砂泥互層に変更した。

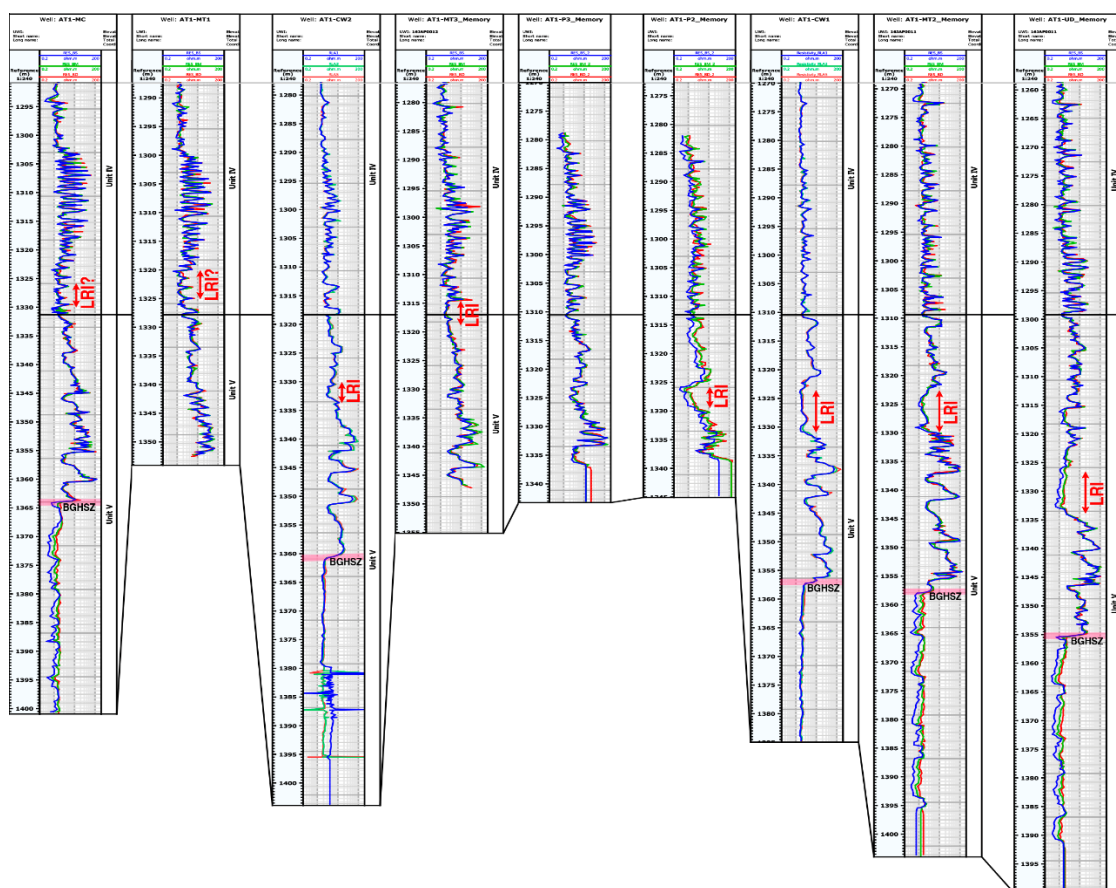


図 5 各坑井の比抵抗検層結果。
 対比可能な同じ層準であっても比抵抗値は異なる。
 LRI: 低比抵抗区間、BGHSZ: MH 安定領域下限。

IV.3.2 ガス・水生産挙動とモニタリングデータ

(1) 経緯と目的

フェーズ2及び3で実施された2回の海洋産出試験では、MHの資源としての有用性を検討するために、ガス・水がどれくらい生産されるか、それらが時間的にどう変化するか、ひいてはMHの分解が時間・空間的にどう進展するかといった情報を得ることが主要な目的であった。

それまでに実施された陸上産出試験（第1回陸上産出試験（Mallik 2002）、第2回陸上産出試験（Mallik 2007-2008）、Ignik Sikumi 2012）では、いずれも生産ガス・水量の計量に加えて、生産井内にDTS（Distribute acoustic sensor、光ファイバー型の温度計）などのセンサーを設置して温度・圧力計測を試みており、減圧法を適用した第2回陸上産出試験及びIgnik Sikumi 坑井では生産流体の温度を検出していた。また、第1回陸上産出試験ではモニタリング井にも光ファイバー温度計を設置したが、ハイドレート分解に伴う温度変化は検出できなかった。さらに、第1回陸上産出試験では坑井間音響トモグラフィーも試行され、データを収録している。

海洋産出試験においては、これらの実績を基にして、生産ガス・水量と、生産井及び複数のモニタリング井で取得された温度・圧力の情報を総合化し、ハイドレートがどこでどれくらい分解しているのかを検知する試みを行うこととした。各試験の生産井とモニタリング井の配置を図1に示す。

(2) 第1回海洋産出試験

第1回海洋産出試験における、生産井の坑内温度・圧力、及び生産ガス・水流量を図2に示す。2坑のモニタリング井（AT1-MT1（生産井から20m）及びAT1-MC（生産井から30m））には、坑内に温度計を設置した。装置と計測内容の詳細はIV.2-5に詳述している。モニタリング井では実験中のみならず、実験終了後も100日以上にわたって温度の計測を継続できたので、生産終了後の温度回復をモニターすることができた（図3）。

第1回試験では、坑底圧力を初期の13.5MPaから約4.5MPaまで9MPa程度減圧でき、ほぼ安定したレート（ガス20,000m³/日、水200m³/日）での生産を実現できた。このガス水比（～100）は、MH分解起源の水1に対して、地層水1を汲み上げていることに対応する。

各坑井で温度データを取得しており、その結果から考察できるのは以下の点である。

- ほぼ安定したレート（ガス20,000m³/日、水200m³/日）で生産が実現でき、ガス水比約100でほぼ安定的であったが、ガスレートが上昇する傾向は見られず。減圧度を高めた実験の後半でもガス量の増加はみられず、ガス水比も徐々に低下する傾向となった。（図1）
- 生産井の温度データから、主として上部の砂泥互層区間（0-20mBTMHCZ）と下部の厚層砂層区間（30mBTMHCZ）でハイドレートが分解して温度低下が生じていることがわかった（図2）。また、モニタリング井においても上部生産井に近いAT1-MT1井に加え

て、30m 離れた AT1-MC 井でも温度低下が検知されたことから、ハイドレート分解の影響がモニタリング井まで伝わったことがわかるが、下部ではモニタリング井では温度低下が検知されなかった。(図 3)

- AT1-MT1 井の温度データ (図 4) より、20mBTMHCZ では減圧開始直後から温度低下が始まっているが、温度低下は頭打ちとなっており、この状況はハイドレート分解によるものでは説明できないので、同区間では初期から地層の浅い側からやや温度の低い流体が侵入していることが示唆される。
- 生産井の温度データの詳細分析より、水が 20mBTMHCZ 付近で特異的に高いレートで生産されていると見られる。この現象は、モニタリング井において前述のハイドレート分解以外の原因での温度低下が生じた深度と一致することからも裏付けられる。(図 5)
- なお、この層は試験最終段階に出砂が発生した区間でもあり、また実験後の温度回復挙動も他の地層とは異なっていて、実験終了直後に急激な温度回復ののち、周囲の地層と平衡する挙動が見られた。

これらの計測結果から考えられる地層内の流動挙動を図 6 に示す。第 1 回海洋産出試験における生産挙動、出砂現象は、特異的な水生産層の影響を強く受けていると見られる。

(3) 第 2 回海洋産出試験

図 7 に第 2 回海洋産出試験における坑底圧力、ガス・水生産レートの挙動を示す。

AT1-P3 井では、出砂が継続したにもかかわらず、概ね 7MPa 強の減圧を約 12 日継続できた。しかし、第 1 回試験と同様に、ガスレートの増加傾向は見られず、ガスレートがやや低下、水レートはやや上昇傾向が見られた。また、比較的高い減圧度にもかかわらず、ガスレートが 3,000-4,000m³/日と第 1 回試験に比べて大幅に少なかった。水レートは 80m³/日程度で、ガス水比は 40-50 であった。

一方で、AT1-P2 井では、水量が想定以上に多かったため安定的に達成できた減圧度は 5MPa 程度と小さかったが、10,000m³/日以上 of ガスを生産できた。しかし、水レートが 300m³/日以上であり、ガス・水比は 20-30 まで低下した。また、ハイドレート再生成の問題などもあったが、徐々に減圧させた条件下、及び減圧度 3MPa 及び 5MPa でほぼ安定させた状況での生産挙動のデータを取得することができた。

いずれの条件下でも、ガスレートの増加は見られず、また減圧度を上げると一旦ガス量は増えるものの、10,000m³/日程度まで低下する現象がみられた。21 日目の荒天による計画切り離し以降は生産レートが安定する状況まで継続できなかったが、水量の増加とガス量の低下の傾向は見られる。

また、温度圧力データの分析から次のようなことが考察できる。

- 生産井の温度及び密度データ (図 8) より、AT1-P3 井ではハイドレート分解は主として砂泥互層区間より下位の 40mUnit-b (Unit IV-b 最上部より 40m) 以深で発生しており、他の坑井では主たるガス生産層であった上部の砂泥互層区間に減圧が伝わっていない、

あるいは砂泥互層区間のハイドレート飽和率、浸透率等が他の坑井と異なる特徴を持っていた可能性がある。

- 一方、AT1-P2 井では、ハイドレートの分解とガスの生産は主として砂泥互層区間の下部であり、下部厚層砂層及び砂泥互層区間の上部で、主として水が生産されている。また、特定の地層（特に下部の地層）ではモニタリング井の温度・圧力がほぼ一定となっており、分解が頭打ちになっている傾向が見られる。
- モニタリング井の圧力・温度データ（図 9）を仔細にみると、生産井で圧力が下がっているにも関わらず、モニタリング井では圧力・温度とも下げ止まりの傾向が見られ、一部のセンサー（AT1-MT2 井の下部の温度・圧力計など）では圧力・温度が上昇するデータも取得されている。
- 生産井の温度・密度データと、モニタリング井の温度データを比較すると（図 10）、AT1-P2、AT1-P3 井生産時に、それぞれ整合した変化が生じていたことがわかる。
-

これらのことから、各坑井で生じていた現象を模式的示したのが図 11 である。

なお、AT1-P2 井の初期の生産挙動には、出砂対策装置（GeoFORM™）の設置に用いた活性化剤（DE-acetate）が影響を与えた可能性がある。

3 坑の生産井(AT1-P、AT1-P2、AT1-P3)の、減圧度とガス・水生産レートとの関係を図 12 に示す。この図から、3 坑井のパフォーマンスの違いに加えて、水生産レートが減圧度にほぼ比例するのに対してガス生産レートは一旦上昇するが頭打ちになる状況が見てとれ、この原因を究明することが生産量を増大させることにつながると考えられる。

(4) まとめ

第 2 回海洋産出試験で、減圧度に応じてガスレート、水レートがどう変化したかを図 7 に示す。AT1-P2 井では低い減圧度で大量のガスと水が生産され、一方 AT1-P3 井ではガス・水生産レートが低かったことがわかる。異なる減圧度でのデータが取得された AT1-P2 井においては、減圧度に応じてガスレート、水レートが変化するデータを取得できた。

今後は、地質的な条件は類似している 3 坑井でなぜ異なる生産挙動が生じたのか、また、ガス生産レートが逡増しない、ガス水比が逡増するといった生産挙動の原因の解明が重要である。

参考文献

- Yamamoto, K., Kanno, T., Wang, X.-X., Tamaki, M., Fujii, T., Chee, S.-S., Wang, X.-W., Pimenov, V., and Shako, V. (2017a). "Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation." RSC Adv., 7, 5554 - 5577.
- Yamamoto, K., Konno, Y., Wang, X.-X., Wang X.-W., Kanno, T. (2017b): Thermal Data Analysis to Investigate Mass and Heat Transport during Methane Hydrate Dissociation Processes Vandamme et al. (eds), Poromechanics VI: Proceedings of the Sixth Biot Conference on Poromechanics, 2049 – 2056.

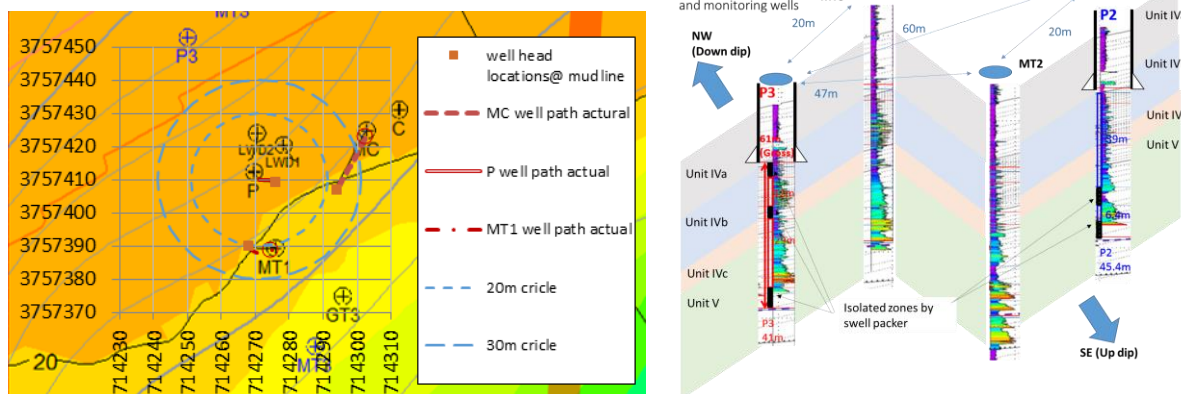


図1 第1回(左)及び第2回(右)海洋産出試験の坑井配置。第1回試験の場合は坑井傾斜が見られたため、坑跡を赤線で示している。結果的に、生産井が地層傾斜の深い側に掘削された。第2回試験は地層傾斜の影響を見極められるように、意図的に平行四辺形に坑井を配置した。

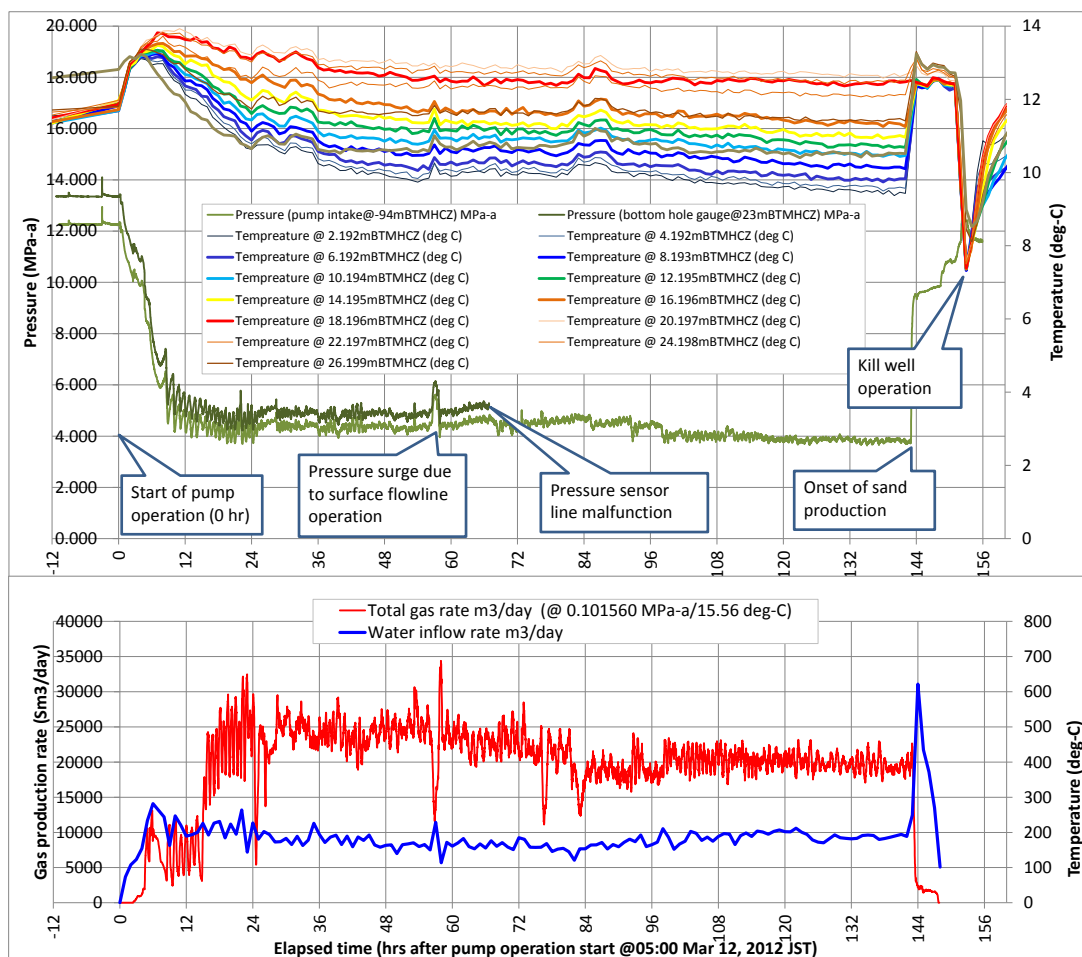


図2 第1回海洋産出試験の生産実績と生産井の温度・圧力データ。深度はいずれも濃集帯最上部(TMHCZ)を基準としている。同坑井においては、DTSによる温度の連続計測と、リアルタイムセンサーによる坑底の圧力計測を行ったが、断線により圧力計測は中断したため、ポンプ吸入口での圧力を付記している。水流量は、計測値から坑内の水を汲み上げた分を差し引いた値である。

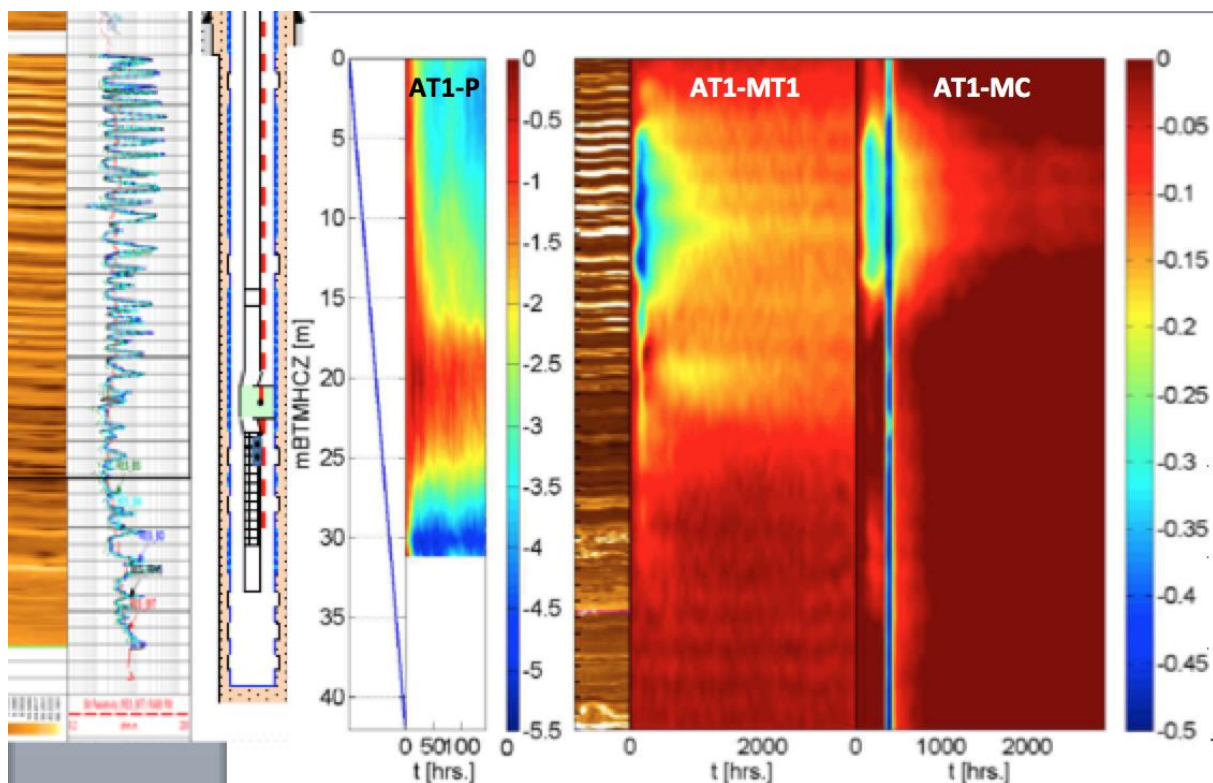


図3 第1回海洋産出試験の生産井 (AT1-P)、モニタリング井 (AT1-MT1/MC) の坑内温度データ (初期からの変化)。モニタリング井については、試験終了後、計測終了まで表示している。MC 井では試験後ケースドホール検層が行われて海水を循環したので、一旦温度の低下が見られる。

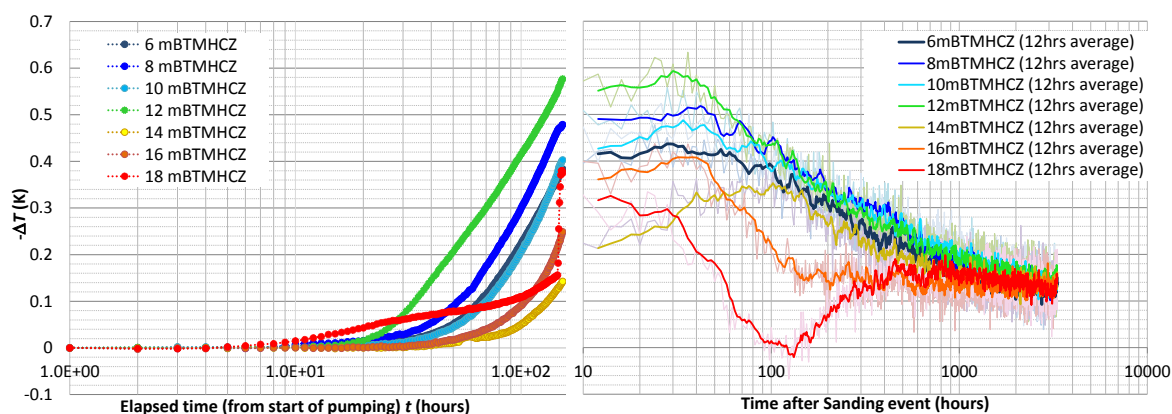


図4 第1回海洋産出試験の AT1-MT1 井の温度計測データ。20mBTMHCZ の温度変化は他の深度とは異なっており、ハイドレート分解ではなく地層傾斜に伴う低温流体の流入によるものとみられる (地層傾斜角の関係で、モニタリング井は生産井よりもやや浅い側に存在するため、生産井に向かう水の流れがあれば、より浅い、すなわち温度が低い側から水が流れることになる)。

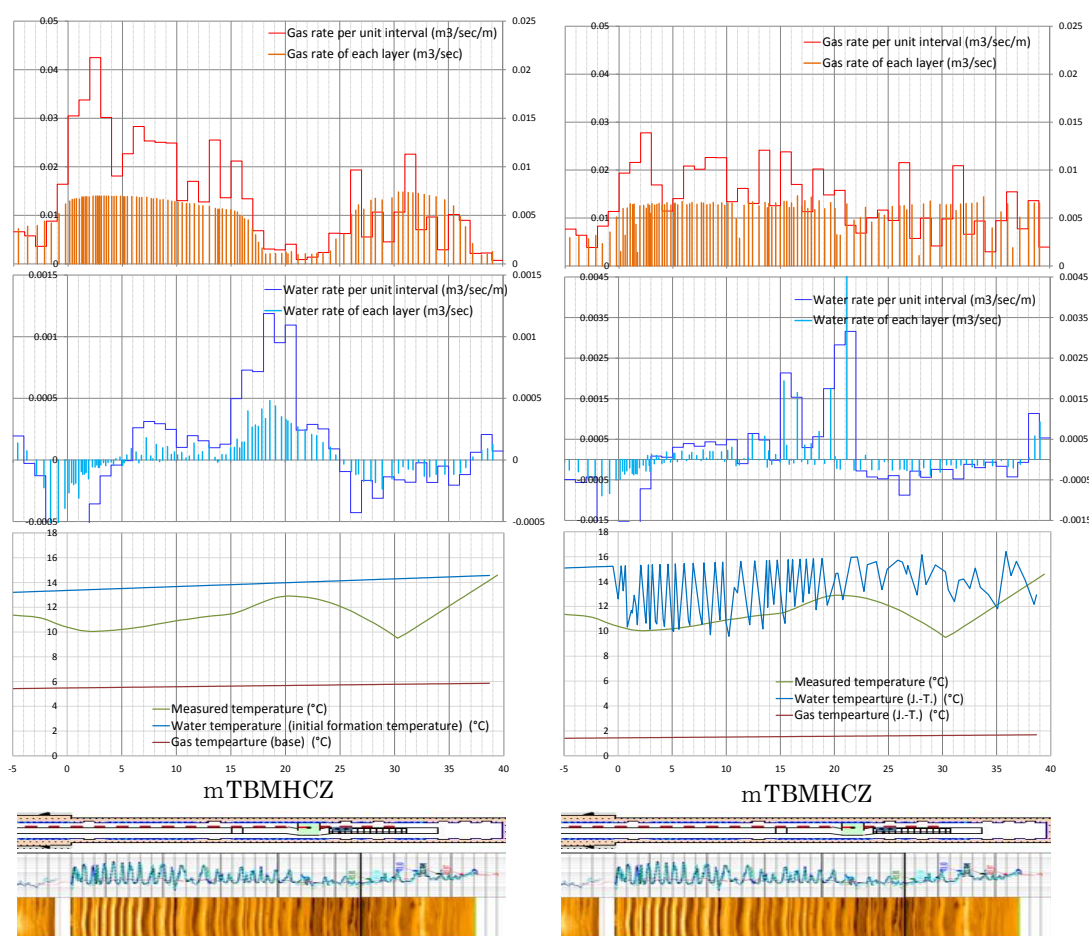


図5 ハイドレート分解で生じるガスの温度は相平衡温度まで低下し、地層水と混ざる水の温度は若干高いと考えて、計測された温度データから逆解析で見積もられた各深度でのガス・水生産レート (Yamamoto et al., 2017)。左と右は想定した流入流体温度の違いであり、左はガスの温度をハイドレート平衡温度、水の温度を初期地層温度とし、右はガスの温度をハイドレート平衡温度に Joule-Thompson 効果を考慮して低減、水の温度を初期の地層水の温度とハイドレート飽和率に応じた分解起源の水の影響にさらに Joule-Thompson 効果を考慮した温度である。いずれのケースでも 20mBTMHCZ 付近に水が集中的に流入した区間があることを示されている。

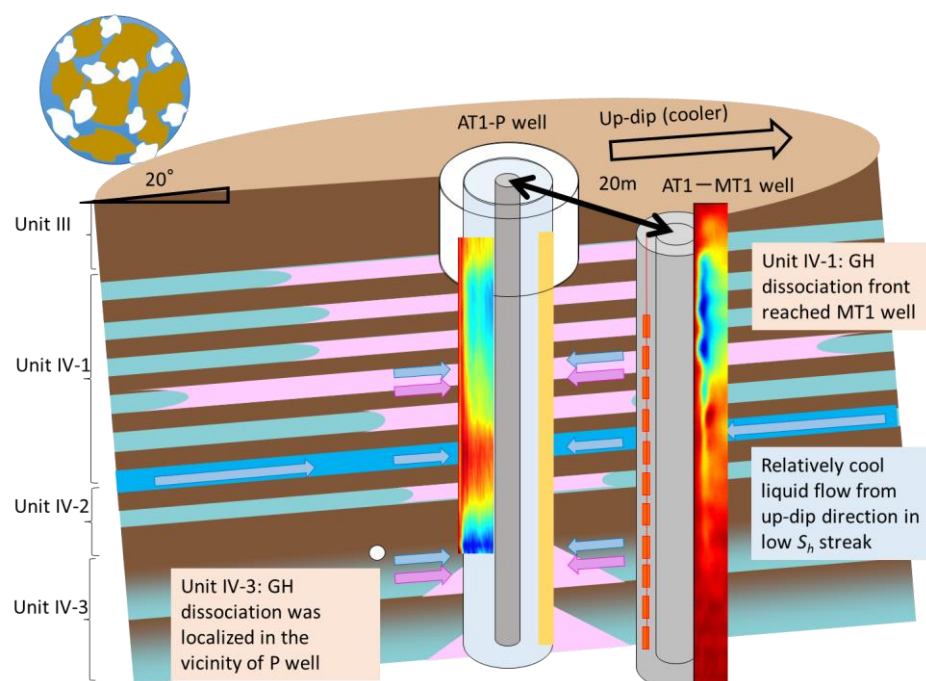
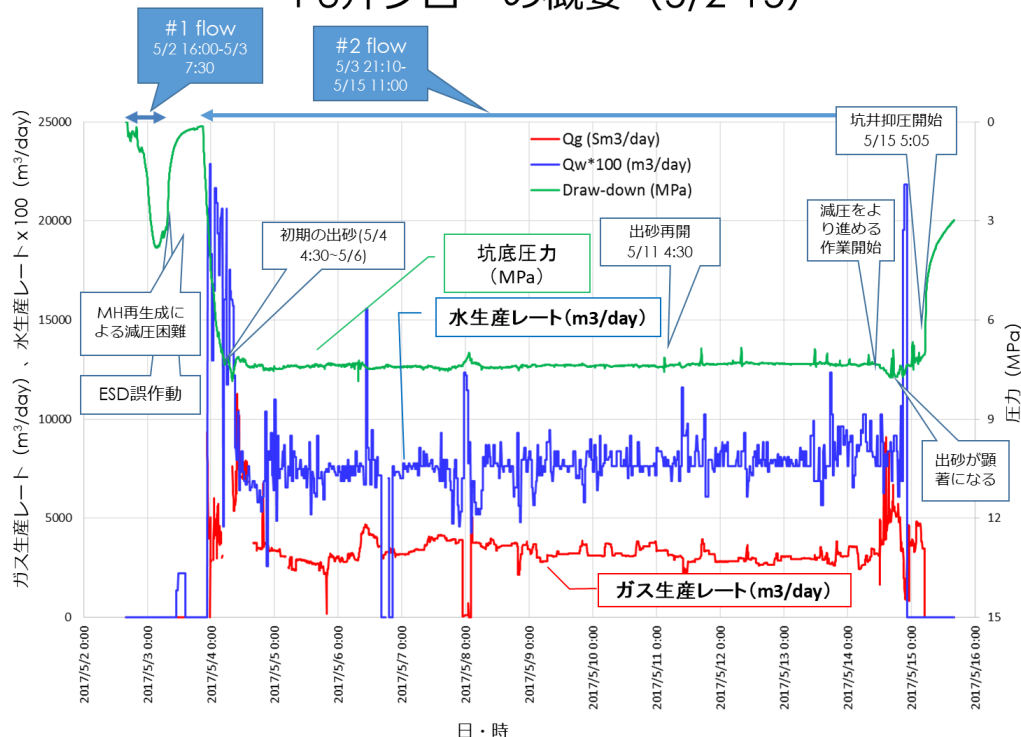


図6 第1回試験で生じた現象の予想図。上部の砂泥互層では分解がモニタリング井まで達したが、下部厚層砂層では分解は生産井近傍にとどまった。中間の深度に特異的に水を生産する層が存在し、この層は出砂の発生にもつながったと見られる。

P3井フローの概要 (5/2-15)



P2井フローの概要 (5/31-6/28)

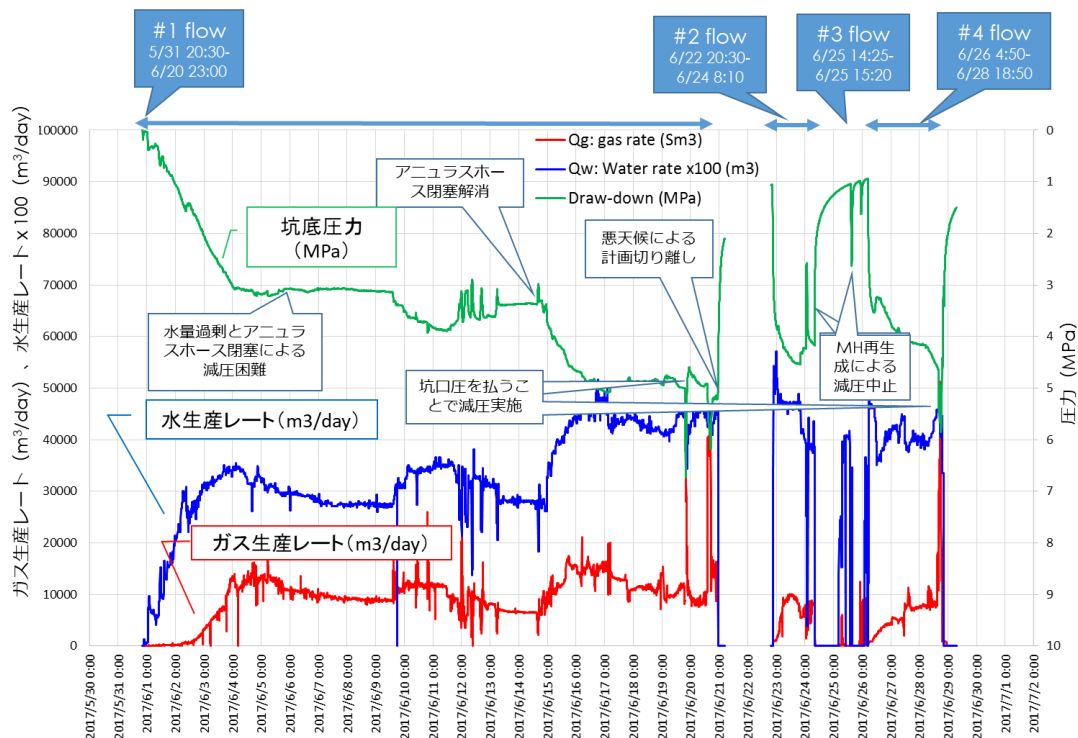


図 7 第2回海洋産出試験の生産実績

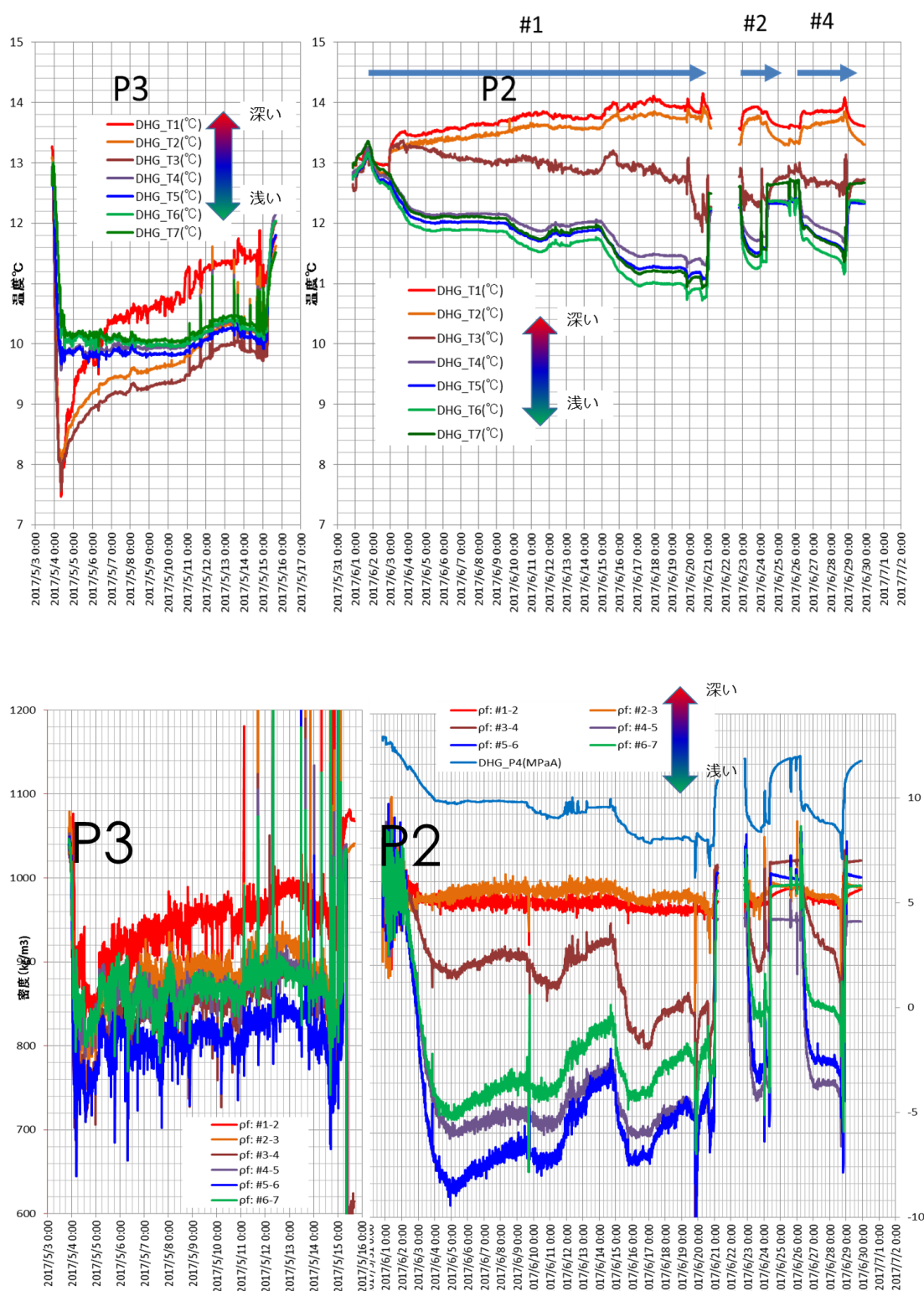


図8 第2回海洋産出試験の生産井における温度と、圧力から計算された坑内流体密度のデータ。

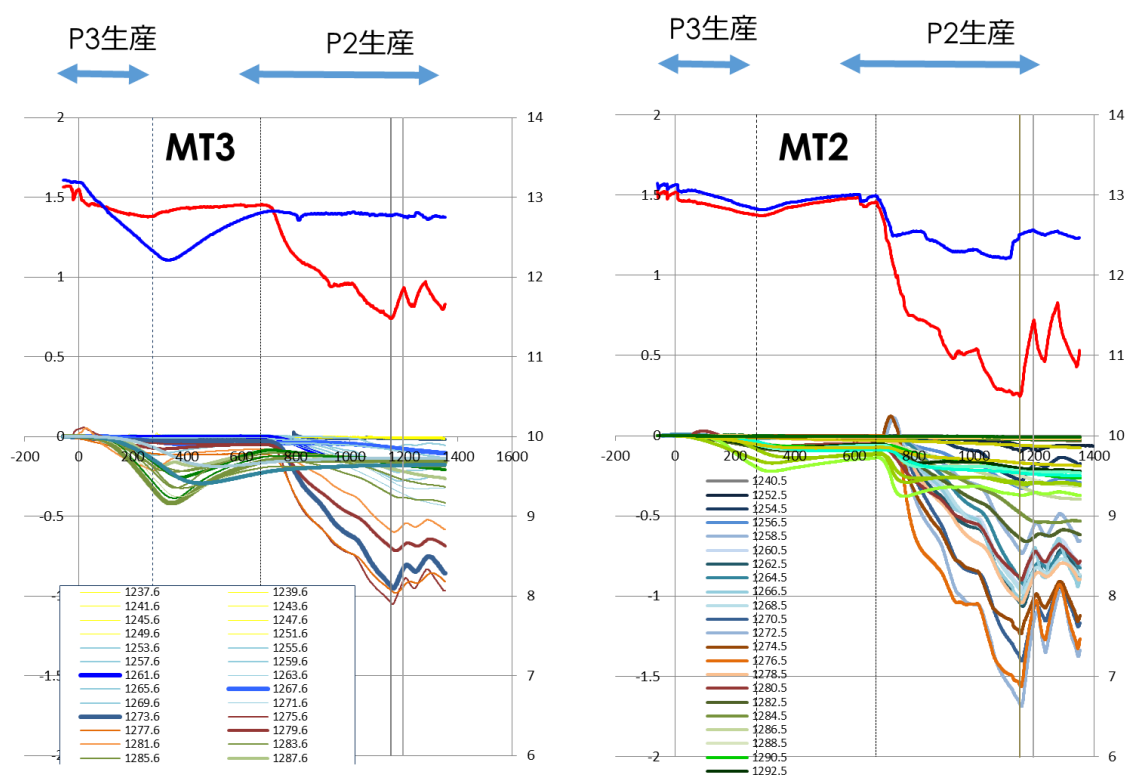
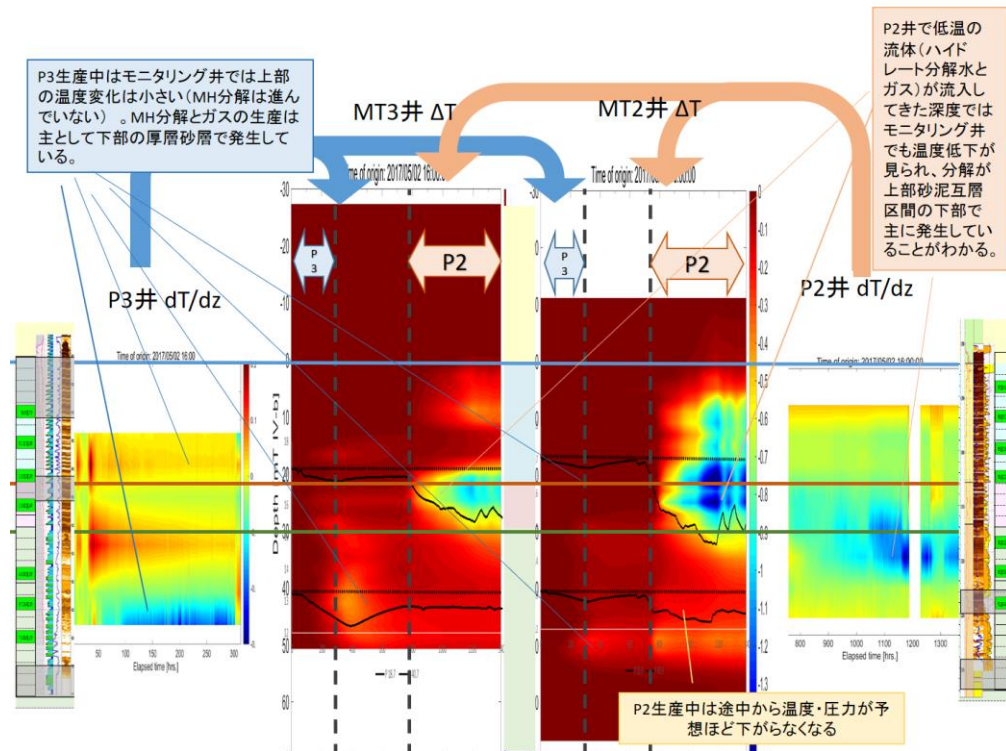
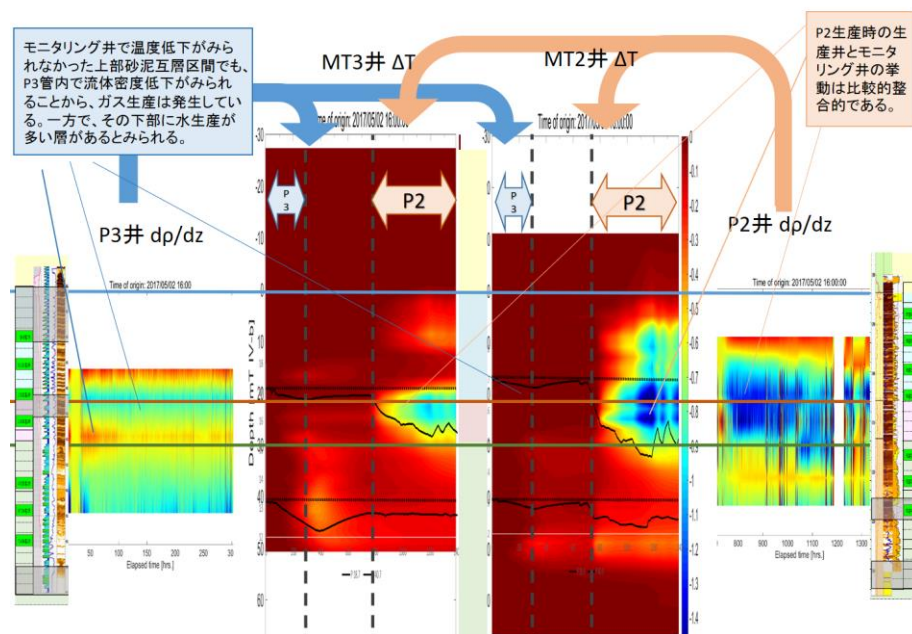


図9 第2回海洋産出試験におけるモニタリング井の温度・圧力データ

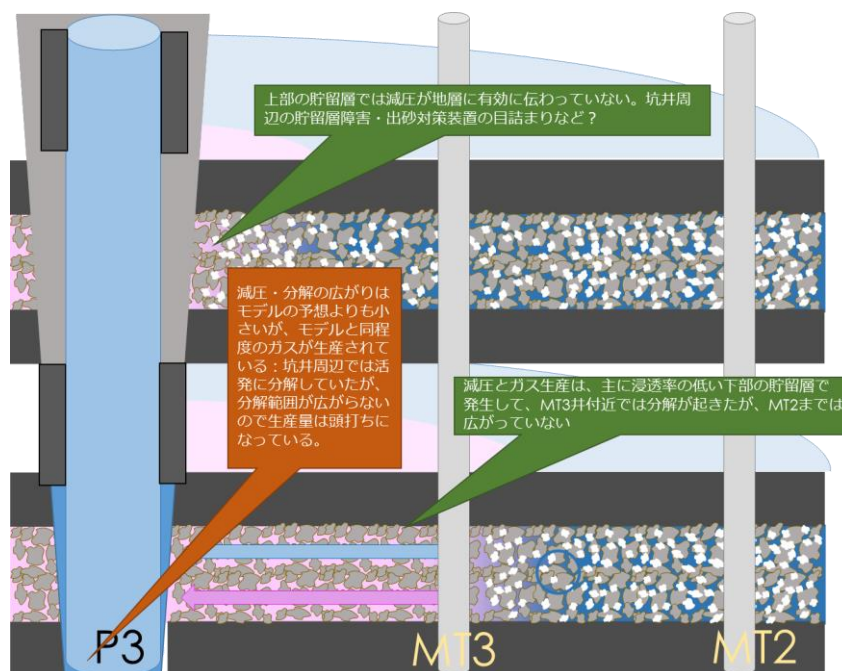


(1) 生産井内の温度勾配とモニタリング井の温度・圧力の比較

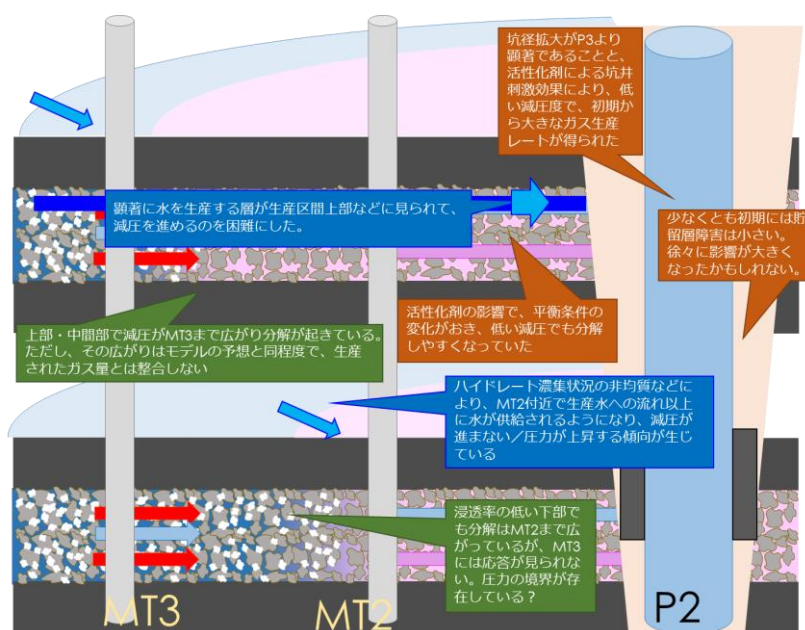


(2) 生産井内の密度勾配とモニタリング井の温度・圧力の比較

図10 第2回海洋産出試験の坑内温度・圧力データ。生産井については、流入流体の温度・密度が推定できるように、(1)では温度の深度方向の微分（+の場合、より暖かいものが流入）、(2)では圧力の深度方向の二階微分（+の場合、より重たいものが流入）を示す。



(1) AT1-P3 井生産時



(2) AT1-P2 井生産時

図 11 第 2 回試験で生じた現象の予想図。AT1-P3 井では上部砂泥互層区間を有効に減圧できなかった可能性がある。AT1-P2 井では、水の生産が多い区間が存在して減圧を妨げたが、減圧された領域は広がってガス量が多かった。

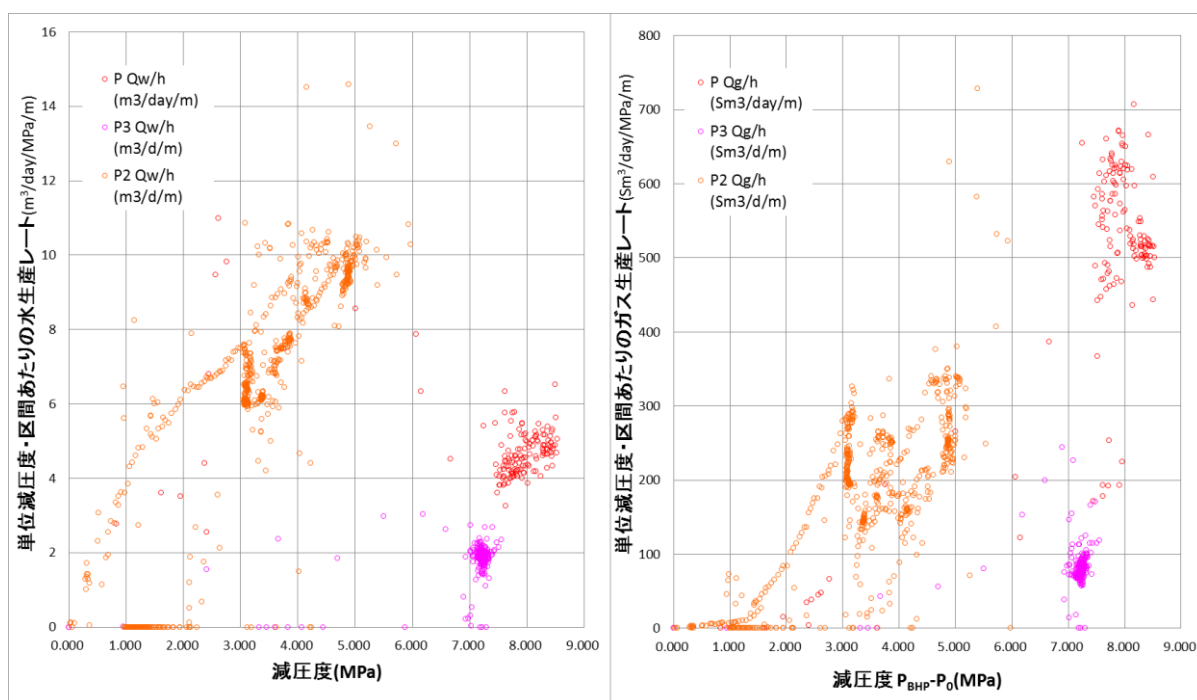


図 12 第 1 回及び第 2 回海洋産出試験の減圧度とガス・水生産レートの関係。

IV.3.3 サンプルの分析

第 1 回及び第 2 回海洋産出試験時に、生産ガス及び生産水のサンプリングが行われた。また、第 1 回及び第 2 回試験の事前掘削や廃坑時作業ではコア試料も取得されている。サンプルとその分析は多種に渡るが、ここでは第 1 回及び第 2 回試験時に船上で取得された、生産ガス及び生産水の取得と分析結果を中心に述べる。

IV.3.3.1 生産ガス分析の概要

生産ガス分析は、ガスの組成及び炭素同位体組成からガスの起源等を調査する目的で実施された。サンプルは、石油資源開発（株）技術本部 技術研究所でガスクロマトグラフを用いて、 O_2 、 N_2 、 CO_2 及び炭化水素（ CH_4 - C_6H_{14} ）の定量を行った。使用した機器は Agilent 社製 GC 7890A Valve System で検出器は熱伝導度型検出器（TCD）と水素炎イオン化検出器（FID）のそれぞれで行なった。また、ガスクロマトグラフを用いてメタン、エタン、プロパン、イソブタン、ノルマルブタン、二酸化炭素の各成分に分離した成分について、ガスクロマトグラフ燃焼同位体質量分析計（GC-C-IRMS ; GV Instruments 社製 IsoPrime-GC）でガス炭素同位体組成を分析した。測定精度は $\pm 0.2\text{‰}$ 程度である。

(1) 第 1 回海洋産出試験の生産ガス分析

第 1 回試験では、ISOTECH 社の IsoTube を用いて、船上設備のガストレイン（GT）と水ト

レイン (WT) から生産ガスサンプル各 5 試料を取得した。これらの試料を分析したところ、酸素と窒素が概ね一定の比率で検出され、サンプリングの過程で IsoTube 内に空気が混入していることが判明した。その結果、生産ガスのガス組成について満足な結果は得られなかったが、C₁ についての炭素同位体組成 ($\delta^{13}\text{C}$) が測定でき、-68.1~-63.9 という値が得られた。

(2) 第2回海洋産出試験の生産ガス分析

第2回試験では、第1回試験において試料に空気が混入し満足な分析ができなかった経験を踏まえ、十分な事前準備のもと前回同様に ISOTECH 社の IsoTube を用い、ガストレインに設置したサンプルロより主にサンプリングを行なった。採取試料の一部は、地球深部探査船「ちきゅう」のラボにて直ちに分析を行い、コンタミがなくサンプリングが適当であることを確認した。

第2回試験の期間中に、AT1-P2 井では 21 試料、AT1-P3 井では 15 試料の計 36 本のガス試料が採取され、ガスクロマトグラフを用いた一般ガス分析とガス炭素同位体組成分析が、第1回試験時の分析と同じ仕様で行なわれた。分析の結果、東側の生産井の AT1-P2 井では検出されない C₂ が、西側の AT1-P3 井で検出された。また、AT1-P2 井では C₁ について、AT1-P3 井では C₁ と C₂ について、炭素同位体組成 $\delta^{13}\text{C}$ が測定できた。

(3) 生産ガス分析の結果について

第1回試験の一般ガス分析は空気が混入していたためガス組成についての議論は難しいが、第2回試験の生産ガスは、C₁ についての炭素同位体組成 $\delta^{13}\text{C}$ は -57~-70 の範囲を示し、C₁/ (C₂+) は 1,000 以上であるので、微生物起源のメタンを主成分とするガスと判定される。ただし、0.02% のエタンも検出されていることから、海底面から貯留層付近までの海底面下の浅い領域で生成した微生物起源のメタンガス以外に、深い深度からのガスが供給されていることを念頭に、メタンハイドレートシステムを考える必要がある。

第2回試験の生産ガス分析では、AT1-P2 井と AT1-P3 井のガス組成が異なる興味深い結果が得られた。近傍の AT1 - C 坑井から圧力コアリングで取得した MH 含有堆積物コアから取得したガスを分析した Kida et al. (2015)によると、MH 貯留層の下位 (Unit V) でエタン濃度が高く、中間深度 (Unit IV-b 最下部~Unit IV-c) にやや高い層準が見出されている。第2回海洋産出試験時の温度モニタリングでは、温度変化が生じた深度が AT1-P2 井と AT1-P3 井で異なっており、AT1-P3 井では貯留層の深い層準、AT1-P2 井では浅い層準で温度変化が生じた。すなわち、生産ガスは AT1-P3 井では貯留層の深い層準、AT1-P2 井では浅い層準からのものとなり、AT1-P3 井のガス試料に C₂ 成分が検出され、AT1-P2 井で C₂ 成分が検出されないことと、主要な MH の分解層準 (ガス生産層) の深度が調和的である。このように MH 貯留層内の C₂ 成分の分布に深度による相違が反映されたことから、第1回及び第2回試験を行なった第二渥美海丘の MH 貯留層には、垂直方向(深度方向)で何らかの不連続面による流体の不均質性、もしくは流体移動の制限があると考えられる。

3.3.2 生産水分析の概要

生産試験では汲み上げられた生産水の計量証明を取得し、これを適切に処理することを目的として各種の元素やイオンについての分析がなされた。生産水の船上分析は、「ちきゅう」の研究区画のラボにて、(株)マリン・ワーク・ジャパン (MWJ) によって逐次行なわれた。また、船上で逐次行われた生産水分析のほか、陸上で冷蔵保管されていた生産水を用いての分析も実施された。これらの分析の結果、間隙水の塩化物イオン濃度異常など、第二渥美海丘の MH 貯留層についての重要な情報が得られた。

(1) 第1回海洋産出試験の生産水分析

第1回試験の生産水は、生産開始時は船上生産設備のガスセパレーター下流の水ラインから採取されていたが、その後、水ラインとガスラインが合流した後のソリッドコントロールタンク下流（デガッサー）での採取に変更され、計 66 試料が船上で分析された。また、後日、陸上のラボで一般水質と水素及び酸素の同位体組成についての分析が 6 試料で実施された。

水分析の結果、第1回試験の生産水は、減圧初期に表面海水の塩化物濃度 19,500[mg/L]より一時期低い状態になったものの、その後塩化物イオン濃度は徐々に増加し、最終的に 20,500[mg/L]付近で安定する変化が得られた。生産水は、真水である MH 分解水と間隙水の混合物であることから、間隙水のみ塩化物イオン濃度はこの 20,500[mg/L]より高いと推定される。後日、陸上のラボで分析された 6 試料もほぼ同濃度の塩化物イオン濃度が測定された（図 1）。

(2) 第2回海洋産出試験の生産水分析

第2回試験では、生産水は船上生産設備の水トレインのセパレーターから採取され、分析までポリプロピレンの広口瓶で冷蔵保管された。これらの採取試料について、AT1-P3 井からの生産水 65 試料については船上ラボで逐次水分析を実施したが、AT1-P2 井では 2 試料しか船上分析を実施しなかった。これは AT1-P2 井では出砂対策装置の GeoFORM™ を坑内で膨らます工法を採用したため、当初から生産水処理(廃棄)が困難となる有機溶媒（De アセテート）が地層水及び生産水に混入することとなり、船上では COD 以外の計量証明の取得を目的とした詳細な水分析はなされなかったことに因る。この AT1-P2 井の生産水については、後日、冷蔵保管していた 19 試料について AIST 北海道センターの手配で分析した。

水分析の結果、第2回試験の AT1-P3 井の生産水は、減圧初期に 22,000～23,000[mg/L]という高い塩化物イオン濃度の間隙水を生産し、その後、やや塩化物イオン濃度を減じた 20,500[mg/L]付近で最終的に安定したことがわかった（図 2）。続いて実施された AT1-P2 井の試験で得られた生産水の塩化物イオン濃度は、20,400[mg/L]を示した後、漸増し塩化物イオン濃度は増加し 23,000[mg/L]付近で安定した（図 3）。つまり、AT1-P3 井の 1 試料の例外がある以外は、ほぼ総ての試料の塩化物イオン濃度は表面海水より高いという結果が得られた。

(3) 生産水分析の結果について

生産水の塩化物イオン濃度は、フェーズ 1 - 2 当時、MH 分解水により間隙水が希釈される過

程が観測できると考えられていた。また、第1回試験のモニタリング井を掘削し判明した MH 安定領域下限の深度と、直接測定された地層の温度から、MH 安定領域下限では、MH の相平衡条件から 1.35%の塩分濃度という推定がなされた。ところが、第1回試験のガス生産安定期の生産水は、20,500[mg/L]という塩化物イオン濃度[mg/L]を示した。これを日本海洋学会海洋観測ガイドラインに則り、塩素量[‰]を用いる以下の式、

$$\text{標準組成塩分 } S_R[\text{g/kg}] = 1.815069 \times (\text{塩素量 } \text{‰})$$

によって標準塩分濃度を求めると、36.5[g/kg]という値になる。第2回試験では、ガス生産安定期における生産水の塩化物イオン濃度はこれよりも高く、AT1-P2 井、AT1-P3 井それぞれの塩化物イオン濃度から海水の標準組成塩分として換算すると、AT1-P2 井が 41.0[g/kg]、AT1-P3 井は 36.5[g/kg]となる。生産水は、MH 分解水と間隙水の混合物であることから、MH 貯留層内に生産水より高い塩分濃度の間隙水の存在が示唆される。

MH 生成時に MH 結晶に海水成分は取り込まれず間隙水に残留するため、MH が生成する環境で塩化物イオンを含む間隙水は濃集される。Egawa et al. (2015) は、電子顕微鏡によるコア試料観察によって、菱鉄鉱 (siderite: FeCO_3) の結晶が MH 貯留層中の砂表面に自形結晶として析出し、普遍的に見られることや、一部のコアでは石膏 (gypsum: $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) の結晶が析出していることを見いだした。これらの結晶は高塩分環境が一定期間存在したこと、特に石膏の析出から海水の2倍程度に塩分が濃縮された可能性が高いことを示唆している。その一方、塩分濃度が表層海水程度でも現在の MH 貯留層の下位は MH が存在できない温度圧力状態であり、もし濃縮した間隙水が満遍なく存在する環境であれば、現在観測されている MH 貯留層の成立はかなり困難となる。MH 貯留層と高い塩化物イオン濃度の生産水を説明するためには、MH 層と MH がない高塩分濃度の水層が偏在する、間隙水構造が不均質な MH 貯留層を想定する必要がある。ガス分析の結果得られた C_2 成分の分布からも推定されるように、第二渥美海丘の MH 貯留層区間に不均質な塩濃度分布があると考えて、貯留層構造を検討することが必要と考えられる。

参考文献

- Kida M., Jin Y., Watanabe M., Konno Y., Yoneda J., Egawa K., Ito T., Nakatsuka Y., Suzuki K., Fujii T., Magao J., 2015, Chemical and crystallographic characterizations of natural gas hydrates recovered from a production test site in the eastern Nankai Trough, *Marine and Petroleum Geology*, 66, 396-403.
- Egawa K., Nishimura O., Izumi A., Fukami E., Jin Y., Kida M., Konno Y., Yoneda J., Ito T., Suzuki K., Nakatsuka Y., Nagao J., 2015, Bulk sediment mineralogy of gas hydrate reservoir at the East Nankai offshore production test site, *Marine and Petroleum Geology*, 66, 379-387.
- 海洋観測ガイドライン, 日本海洋学会, 海洋観測ガイドライン編集委員会, 2016.12, 606p, ISBN-978-4-908553-21-9

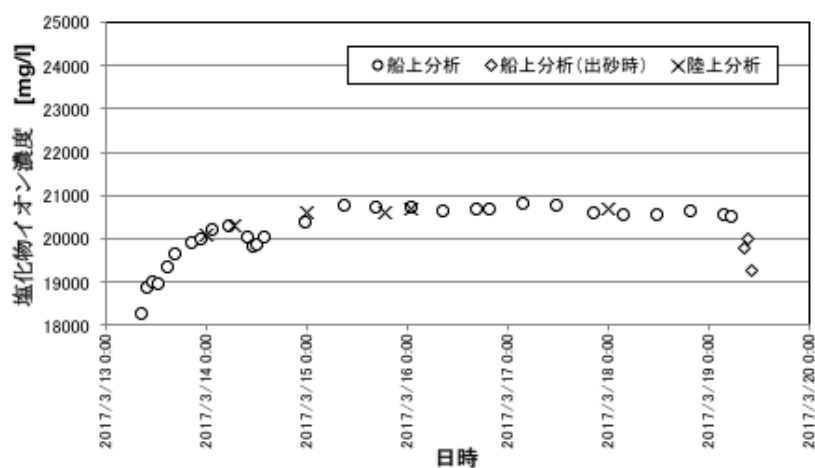


図1 第1回海洋産出試験の生産水の塩化物イオン濃度の変化

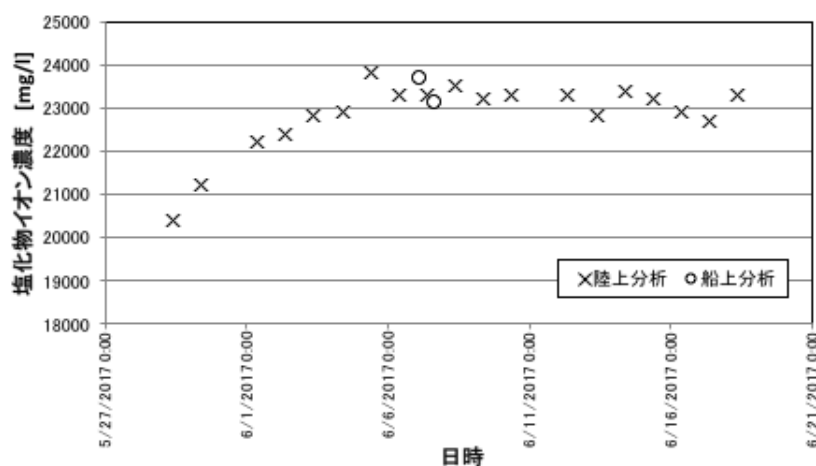


図2 第2回海洋産出試験の AT1-P2 井の生産水の塩化物イオン濃度の変化

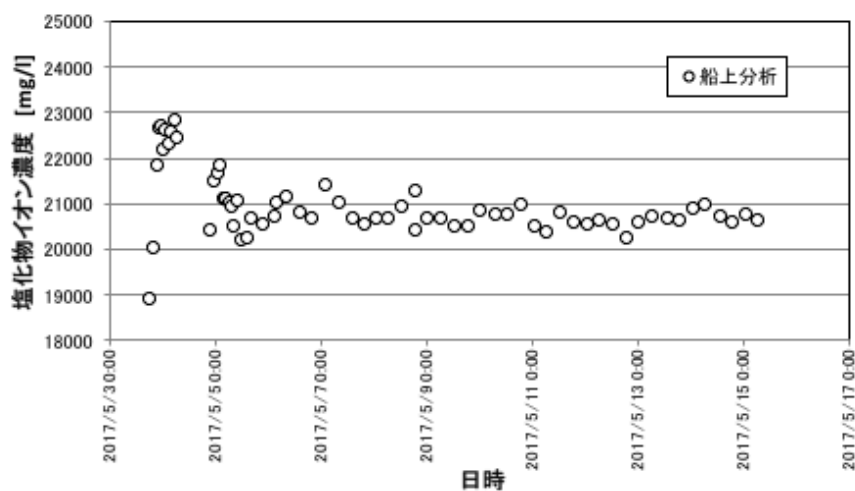


図3 第2回海洋産出試験の AT1-P3 井の生産水の塩化物イオン濃度の変化

IV.4 海洋産出試験から得られた知見のまとめ

(1) 経緯と目的

第1回及び第2回海洋産出試験では、海洋坑井において一定期間減圧法を適用するという技術的な課題と、減圧法による生産挙動を知るという地層の応答に関する課題の二つの課題があった。ここでは、それぞれについて、成果と残された課題について整理する。

(2) 技術的課題のまとめ

技術的な課題については、第2回試験において合計36日間の減圧を達成できたことから、数か月以内の継続的な減圧は可能となったと考えている。

① 操業の安定性について

いずれの海洋産出試験も、Dynamic Positioning System (DPS) により GPS の情報等を用いてスラスターを稼働させ続けて位置保持する浮遊式の掘削船である、地球深部探査船「ちきゅう」を使用して実施した。「ちきゅう」の掘削用ライザーと暴噴防止装置を使用した第1回試験では緊急切り離しが生じて試験継続が困難になる可能性があったことがわかり、第2回試験では船の変位の余裕を増やすことで緊急切り離しの確率を下げ、さらに切り離した場合も再接続可能なシステムを構築した。また、第2回試験は比較的気象条件が穏やかな4-6月に実施したこともあり、坑井の切り替えと一度の計画切り離しを経て、合計36日間のフローを実現できた。したがって、DPS 船によっても1か月以上の連続生産は可能であることが示せたといえる。

ただし、作業期間が数か月以上となり、特に台風の時期を含めて作業する場合には状況が変わることが考えられ、係留による位置保持等を考慮する必要があるであろう。ただ、係留に関しては既設の海底ケーブルとの干渉、海底地質等、検討事項が多くなる。

② 出砂対策について

出砂で作業を打ち切らざるを得なかった第1回試験に続き、第2回試験でもAT1-P3井で出砂が発生した。しかし、砂が坑内に流入したのは出砂対策装置自体の不具合でない可能性が高く、水・ガスレートとも高かったAT1-P2井では出砂は起きなかったことから、第2回試験で用いた出砂対策装置は有効に機能したと考えている。

一方で、MH 貯留層の堆積物は容易に流動化し、システムに弱点があれば継続的に流入し続けることもわかった。また、出砂対策装置が生産挙動に影響を与えた可能性も、特にAT1-P3井では否定できず、今後も改良が必要である。

③ 坑内機器について

電動水中ポンプ (ESP) を使用した減圧システムは、出砂などの問題にも関わらず、いずれの試験においても有効に機能した。AT1-P2井で高い減圧度を実現できなかったのは、水生産量が想定を超えたためであり、機器の問題ではないと言える。

また、AT1-P 井で課題であったガス・水分離は、AT1-P3 井では十分に機能し問題が解決されたが、AT1-P2 井では課題が残った。しかし、これも減圧度の問題同様に水生産量が想定を超えたことが原因であり、生産量予測が最大の課題であるといえる。

AT1-P2 井ではハイドレート再生成の問題も頻発したが、これも減圧度が高くできなかったこと、ひいては水生産量が多かったことが原因であるといえる。ハイドレート坑井の場合はこの問題は今後もついてまわる問題であり、対策技術を継続的に検討する必要がある。

④ その他の成果と課題

坑井の掘削については、海底面下の浅い区間に坑井を掘削、ケーシング降下、セメンチングの作業を行って、すべての生産井で地層間隔離(海底などから坑内への水流入や生産ガスの海底への漏洩)の問題を起こさず作業を完遂した。

一方、第1回試験では坑井傾斜角が大きくなり、計画どおりに坑井を配置することができなかったが、第2回試験では Rotary Steerable Drilling System の使用で計画通りほぼ垂直に掘削することができた。ただし、第2回試験では想定以上の坑径拡大が発生し、それが出砂対策、出水対策に影響を与えた可能性があることなどが課題として挙げられる。また使用した坑井は石油開発の安全基準に基づく設計であり、掘削には時間を要したが、この点はコスト削減の余地があると考えられる。

船上システムについては、風向きが変わったときに一時的でもフレアの炎が風上側にならないための対策、ガス・水の計量の精度、砂が発生した場合に生産を継続する手立ての検討、など様々な問題が発生したが、その都度船上で協議し対策を打って問題を解決していった。これらの知見を今後に引継ぎ、より良いシステムの構築を目指す必要がある。

生産水処理については、第1回試験、及び第2回試験の AT1-P3 井では水質汚濁防止法の基準に従い海洋に放流することができたが、AT1-P2 井では出砂対策装置の活性化剤やハイドレート生成防止に使用したメタノールの影響で生産水を陸上で産廃処理せざるを得なくなり、コスト面で課題が残った。

また、「ちきゅう」のラボを有効活用することができ、生産水の分析、砂の分析などを迅速に行えたことが一つの成果であった。

(3) 貯留層応答の成果と課題のまとめ

貯留層の応答については、いずれの坑井でもほぼ安定的なガス生産が実現でき、特に AT1-P2 井では 24 日間にわたって、異なる減圧度でのデータを取得でき、生産井、モニタリング井において、長期の生産挙動を予測するのに有用なデータが取得された。一方で、得られた生産挙動には予測との乖離が見られた。この乖離については次のように整理できる。

① 坑井による生産挙動の違い

AT1-P 井、AT1-P2 井、AT1-P3 井の 3 坑井で、同じ減圧度に対するガス・水生産レート並びに生産区間に大きな違いが見られた。その原因については、次の二つが考えられる。

ア 貯留層の条件の違い

これらの坑井は、100m ほどの範囲内に掘削され、堆積物の観点では類似していると思われるが、ハイドレートの濃集状況、水層の状況などに違いが見られた。これらの貯留層条件の違いが生産挙動に違いを生じさせた可能性がある。

イ 坑井の条件の違い

3 坑井は、それぞれ異なる出砂対策装置を用いており、それが生産挙動に影響を与えた可能性がある。いずれも、生産に影響を与える可能性が低いことを事前の実験等で確認していたが、掘削時の条件の違い（坑径、出砂対策装置設置時に使用する流体など）も相まって、特定の箇所では圧力損失が大きくなるなど、減圧を地層に伝えにくい深度が生じた可能性が考えられる。特に AT1-P3 井の浅い区間で分解が進まなかったことはその可能性が否定できない。

ウ 生産の条件の違い

減圧の進め方の違い（比較的早く減圧した AT1-P 井及び AT1-P3 井と、ゆっくり減圧した AT1-P2 井）が、周囲の地層に影響を与えた可能性がある。

実際には複合的な要因があろうが、特に後者 2 件は、坑井周辺の圧力損失の程度（正または負のスキン）に係る課題であり、技術的に解決可能と考えられ、さらには生産量を増大させる手法を検討する際のヒントになる可能性があり、原因の究明が必要である。

② 生産挙動の事前予想との違い

生産挙動の事前の予想との違い、特にガス量が逡増しなかった点についても、貯留層自体の条件と、坑井及び周辺の現象に分けて考えられる。

ア 貯留層の条件：異方性、不均質性

数値シミュレーションでは、地層の不均質性を完全に模擬することは困難である。実際の地層では、ハイドレート賦存状況、水層の広がりにも異方性、不均質性が存在し、また特異的な水の流路、圧力の伝播を妨げる構造の存在（コンパートメントライゼーション）などモデル化に含まれていない要素が生産に影響を与えた可能性が考えられる。地震探査、物理検層、コア、それぞれで得られる情報の範囲とスケールが異なっており、それらを総合化して貯留層の構造を理解することが必要となる。

イ 貯留層の条件：貯留層物性

ハイドレート貯留層の場合、浸透率のような水理物性、熱伝導率などの熱的な物性、弾性定数・強度などの力学的な物性が減圧とハイドレートの分解／ガスの発生によって動的に変化する。現在の理論が十分に実際の現象を表現できていない可能性、あるいはモデルに十分反映されていない現象が生産挙動に大きな影響を与えた可能性がある。これらについても、検層、コアのデータを総合化して検証する必要がある。

ウ 貯留層の条件：熱の供給の問題

第 2 回試験のモニタリング井で計測された圧力温度データは貯留層から離れた地点でもガ

スとハイドレートの相平衡曲線に乗った変化を捉えているが、大域的には分解フロントに伝熱・移流によって有効に熱が供給されていない可能性がある。

エ 坑井周辺の状況

①で述べた坑井周辺の圧力損失が、時間やガス・水比などで変化していく可能性がある。具体的には、細粒分の集積・圧密などによるみかけ浸透率の低下、出砂対策装置の閉塞、ガス・水混相流における非ダルシー流れの影響などが考えられる。これらの現象は、水圧破碎や酸処理の適用など技術的に対処できる可能性がある。

(4) まとめ

2回の海洋産出試験の実施により、海洋坑井に減圧法を適用してハイドレートを分解させてガスを生産できることは示すことができた。第1回試験では出砂による作業期間の短縮で、長期的な生産挙動の予測に十分なデータを得ることはできなかったが、様々な改良をほどこした第2回試験においては、合計36日間のフローを実現し、モニタリング井でも多くのデータを取得することができた。

一方、計測された生産挙動は事前の予測と乖離があり、その乖離の原因を突き止めることが、経済的な生産が可能かを判断する、あるいは経済的な生産を可能とするような技術開発の方向性を定めるために必須である。また、今回取得されたデータからは、ハイドレート分解の時間的・空間的な広がりに関する情報が得られたと言え、これまで理論主導、モデル主導で演繹的・順問題的なアプローチで進められていた研究を、実際のデータを用いた帰納的・逆問題的なアプローチとバランスをもって進められるようになったと言える。

取得されたデータからは、あらためて現実のMH貯留層並びにMH分解に伴う物理現象の複雑さが明らかになったといえるが、取得されたデータの分析から、技術課題の抽出・整理、対策の検討にステップを進めることが重要であろう。

IV.5 長期陸上産出試験を目指した検討

(1) 経緯と目的

我が国のMH資源は大水深の海底面下に存在しているが、陸上の永久凍土層下に存在しているMH層は、アクセスが海洋に比べてやや容易であるため、より経済的に合理的にデータを取得できること、また砂層型のハイドレートの場合は物理的な性質（温度・圧力・孔隙率・ハイドレート飽和率等）において海洋の貯留層と類似点があることなどから、実フィールドでの研究開発の場として有効に活用してきた。

2002年にカナダ、マッケンジー川河口部のマリックサイトで実施した第1回陸上産出試験では加熱法（温水循環法）において世界で初めてMHからの意図的なガス生産に成功し、また減圧法につながるデータの取得が実現できた。2007・2008年に同サイトで実施した第2回陸上産出試験では減圧法による連続生産に成功し、海洋産出試験実施の判断材料となった。また、2012年のア

ラスカ Prudhoe Bay 油田で米国と協力して実施したメタンと二酸化炭素の置換実験及び引き続く減圧法による生産試験では、置換が原位置で発生することの証明と、減圧法によるやや長期の生産データの取得ができた (Schoderbek et.al., 2013)。このように、陸上産出試験で取得されたデータは、我が国の MH 研究に重要な役割を果たしてきた。

2013 年及び 2017 年のガス生産実験において、海洋においても減圧法により MH からガスが生産できることが確かめられたが (IV.1、IV.2 参照)、生産手法の確立に向けては年単位でのガス生産挙動の把握が必要であり、他方、海洋で通年の長期産出試験を実施することは気象・海象要因から半恒久的施設を建設しなければ難しく、大きな費用負担となるため、合理的に長期生産挙動を知る方法として、陸上の MH 層を対象にした長期産出試験が必要と考えられ、フェーズ 2 及び 3 の実行計画に含まれていた。

また、米国も同様に、陸上での長期のガス生産実験を企図してきた (Collet and Boswell, 2009) ことから、日本側も夏季も通行可能な道路等のインフラが整備されたアラスカでの試験が最も望ましいと考え、日米が協力して長期陸上産出試験を実現することを目的として情報交換を続けてきた。

(2) 内容及び成果

① MOU 締結:

アラスカにおける長期陸上産出試験は、操業中の油田も存在する鉱区内での作業となることなどから、関係者との調整に時間を要してきたが、アラスカ州天然資源局の協力もあり、2014 年 11 月 6 日に JOGMEC と DOE 傘下の米国エネルギー技術研究所 (NETL) との間で、アラスカ州での MH 陸上産出試験の実現に向けた協同作業実施に関する覚書 (MOU) が締結されることとなった。

この MOU に基づいて、米国側 (NETL (米国エネルギー技術研究所) 及び USGS (米国地質調査所) と協同して、以下のステップを踏んで試験を実現すべく、双方協力して検討を開始した。

- ・フェーズ 1 試験候補地の優先順位付け、概略試掘計画立案等
- ・フェーズ 2 試験候補地決定、試掘・検層作業計画策定及び実施
- ・フェーズ 3 長期産出試験及び貯留層応答のモニタリング等
- ・フェーズ 4 試験データの解析・解釈、廃坑等

2018 年 12 月時点で、フェーズ 2 まで進捗しており、試掘を実施して、これまでに抽出された候補地点が試験実施に適切かどうかを確認するためのデータを取得している。

② フェーズ 1:

共同での検討開始直後は試験候補地点をアラスカ、ノーススロープ地域においてハイドレートが存在している広い範囲から選択するため、3D 震探データの購入と解析と解釈、USGS から提供を受けた物理検層データ (計 11 坑井) 及び泥水検層データを用いた地質解釈などを実施した。これら解釈結果に基づき同鉱区内の MH 賦存ポテンシャルを検討するとともに、主要な候補地を抽出、順位付けを実施した。また各候補地について、ガス生産挙動予測及び感度分析に資する初期

的な貯留層モデルを構築した。

一方、2015年10月に NETL、USGS、JOGMEC、AIST 参加の下でワークショップを実施し、長期陸上産出試験の目的と、データ取得項目の概要を整理した。

試験目的は、減圧法で可能な限り長期に生産試験を実施して MH の生産挙動を把握することとし、生産後期には増進生産手法の適用も検討することとした。また、日本側が海洋産出試験で培った技術を活用することと、陸上での技術開発を海洋にフィードバックすべく、出砂対策技術、減圧に必要な人工採油技術、坑内モニタリングの技術等の開発と、これらを反映した坑井設計は日本側主導で実施することとした。

貯留層特性と MH 分解挙動を知るのに必要なデータ取得項目について双方で協議し、物理検層とコアリングの実施、坑内において温度、圧力に加えて、光ファイバー式音響測定装置 (Distributed Acoustic Sensing, DAS) を設置して坑内出砂検知や Vertical seismic profile (VSP) に用いること、光ファイバー式歪み測定装置 (Distributed Strain Sensing, DSS) を利用した地層変形の検知などの技術開発を始めることとした。

③ フェーズ 2:

フェーズ 1 において実施した候補地検討作業結果により、Prudhoe Bay Unit (PBU 鉦区) に位置する Kuparuk State 7-11-12 (図 1) 地点が有望候補として抽出された。同地点では、当該箇所及び既存坑井の検層データから MH の存在が示唆されており地質リスクが比較的小さいこと、地層温度が比較的高く減圧法の適用に適していること、近傍に道路や既設グラベル (砂利) パッドがあり夏季も作業を継続することが可能であることから、長期の試験に望ましいと考えられた。また、3D 震探データの解釈作業により、主要な断層との相対的位置関係や推定される MH 分布等を考慮して、詳細な調査地点を定めた。しかし、この地点で取得された検層ログは 1980 年代に取得されたもので、ハイドレートの賦存と貯留層の特性把握に十分なデータがなかったことから、試掘井 (Stratigraphic test well) 掘削を行う方針を定め、当該地点の鉦区保持者と作業実施に関する協議を開始した。

当該地点には永久凍土層の下位に位置する複数の砂層で MH が存在している可能性があり、産出試験が実施される場合には比較的地温が高い下部の B 層 (深度 850mMSL、圧力 8.5 MPa、温度 10℃) が主たる対象となり、上部の D 層 (深度 700mMSL、圧力 7.0 MPa、温度 5℃) も生産の検討対象と考えている。なお、大凡の深度は R. Boswell (2016) より引用し、圧力は K.A. Lewis et.al. (2013) と M.E. Torres et.al. (2011) に基づき推定し、温度は T.S. Collett, USGS より推定されたデータの提供を受けた。

技術検討、オペレータの選定等を経て、試掘作業は 2018 年 12 月に実施され、圧力を保持した状態で坑壁から取得したサンプル (sidewall core) と検層ログが取得され、日米で分析に供されている。

今後、長期産出試験実施が可能と判断された場合には、コアリング等により詳細な貯留層情報を得るためのデータ取得井 (Geo-data well)、及び生産井の 2 坑を追加で掘削することを検討しており、試掘井とデータ取得井はモニタリング井に転用する計画としている。これらの坑井はグ

ラベルパッドから試験候補地点まで坑井傾斜 30°以下の傾斜井として掘削することを検討している。

日本側では東洋エンジニアリング（株）に長期試験システム計画策定支援作業を委託し、坑井仕上げの原案などを作成中で、光ファイバーケーブル等のモニタリング機器、それらと一体化させたサンドコントロール装置、強減圧まで考慮したポンプ、二つの対象層を別々に試験し、また層変更や改修作業を容易にするための坑内機器の組合せ等を検討した。想定している坑井とモニタリング機器の配置について図2に示す。

また、坑内モニタリング装置については詳細な調査と実験を行っており、特に DSS についてカリフォルニア大学バークレー校との共同研究を実施した。また DAS による出砂検知の可能性についても実験、検討した。

さらに、暫定的な貯留層モデルを構築し、試験期間内に貯留層応答が得られそうな生産井とモニタリング井の距離を検討し、また減圧法適用時において想定されるガス・水生産量を評価も実施している。

その他、敷地造成等のための土木工事、許認可等についても情報収集した。

(3) まとめ

2014年11月に JOGMEC と NETL との間で締結された MOU に基づき、日米で協力して技術検討と現場作業の準備を進め、フェーズ3終了までに、試験候補地の優先順位付け、概略試掘計画立案、アラスカ州 PBU 鉱区の Kuparuk State 7-11-12 における試掘作業の実施まで進めてきた。

今後、試掘井で得たデータの解析を進め、陸上産出試験の実施の可否を見定め、日米双方で実施の方向が定まれば、さらに具体的な計画策定と、実施体制の構築を進める必要がある。

ここで得られたデータは、今後の日本近海の MH 資源の資源量評価と生産手法、生産技術の進展に活かしていく。

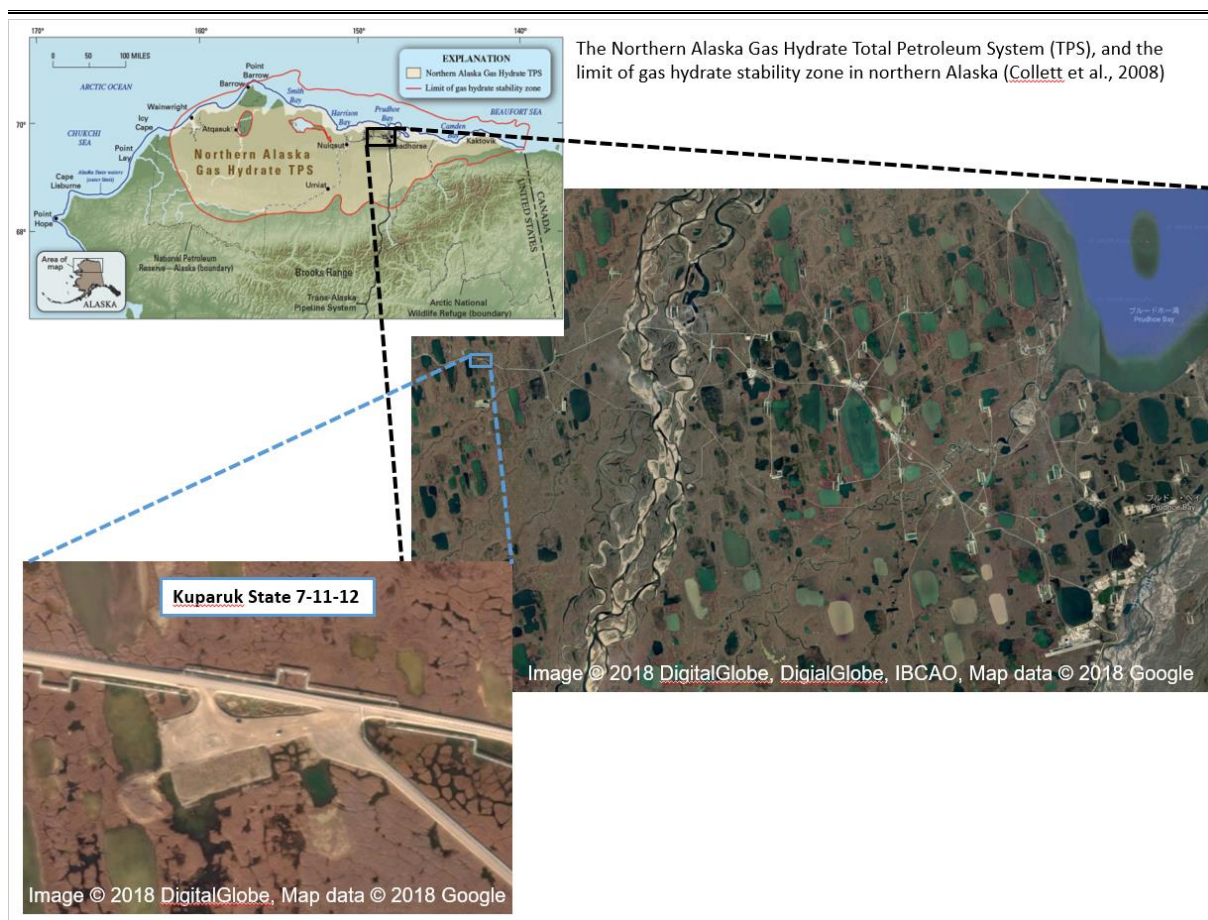


図1 試験候補地（Kuparuk State 7-11-12）位置図

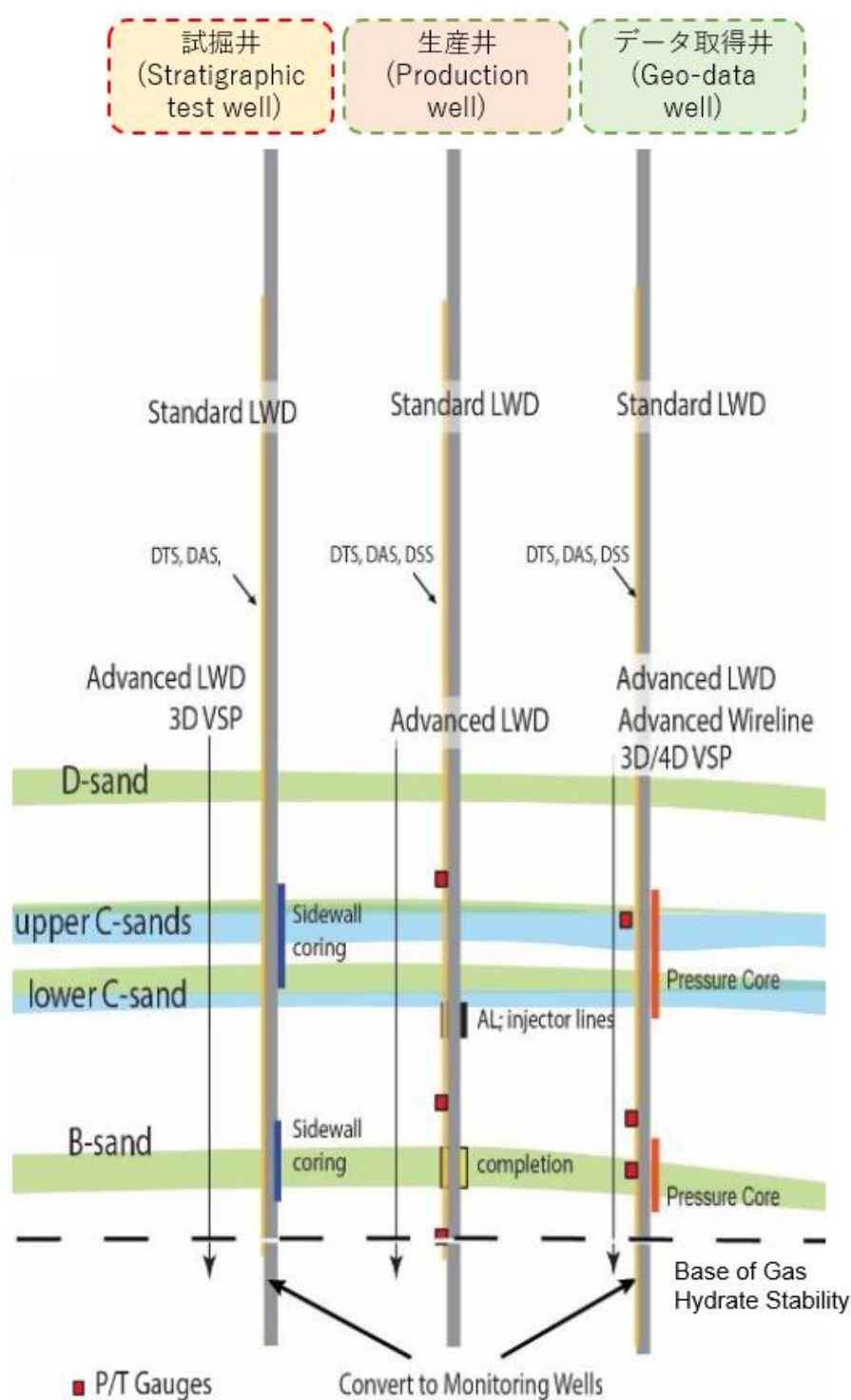


図2 想定している坑井とモニタリング機器の配置

(R. Boswell, US DOE Methane hydrate advisory committee meeting, October 18-19, 2018, https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/11/f57/MHAC_Alaska%20Project%20Update%20Final.pdf)

参考文献

D. Schoderbek, H. Farrell, K. Hester, J. Howard, K. Raterman, S. Silpngarmklert, K. L. Martin, B. Smith, and P. Klein, ConocoPhillips Gas Hydrate Production Test Final Technical Report, October 1, 2008–June 30, 2013, DOE Award No.: DE-NT0006553.

Collett, T., and Boswell, R. (2009): The Identification of Sites for Extended-term Gas Hydrate Reservoir Testing on the Alaska North Slope, Fire in the Ice, NETL Methane Hydrate Newsletter, 9(2), 12-16.

Boswell, R. (2016): US DOE Methane hydrate advisory committee meeting, Major Projects Update Presentation, October 19, 2016

Kristen A. Lewis and Timothy S. Collett, Brookian Sequence Well Log Correlation Sections and Occurrence of Gas Hydrates, North-Central North Slope, Alaska, U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2013–5050

M.E. Torres, T.S. Collett, K.K. Rose, J.C. Sample, W.F. Agena, E.J. Rosenbaum, Pore fluid geochemistry from the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope, Marine and Petroleum Geology 28 (2011) 332–342