

メタンハイドレートフォーラム 2017

経済性等に関する課題について

メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム (MH21)

サブプロジェクトリーダー 佐伯龍男 (JOGMEC)

資源量評価グループ 亀田治邦 (JOGMEC)

2017年11月29日

東京大学 伊藤国際学術研究センター 伊藤謝恩ホール

本日の内容

メタンハイドレート研究開発と、経済性について（佐伯）

経済性等に関する課題について（亀田）

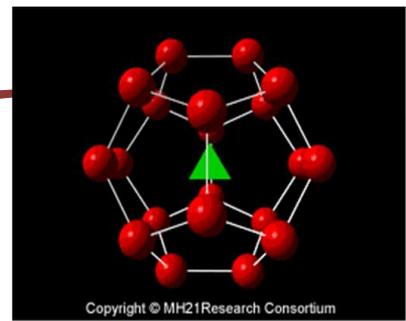
- ① 基本方針と経緯（フェーズ1終了時の評価）
- ② メタンハイドレート開発のイメージ（これまでの想定）
- ③ 第1回海洋産出試験までの知見を踏まえて実施した経済性評価と分析
- ④ まとめ

メタンハイドレートが将来の資源として期待される理由は？

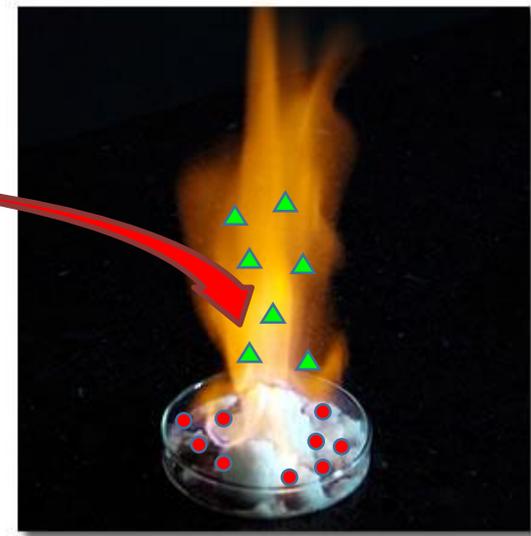


メタンハイドレートを含むコア試料

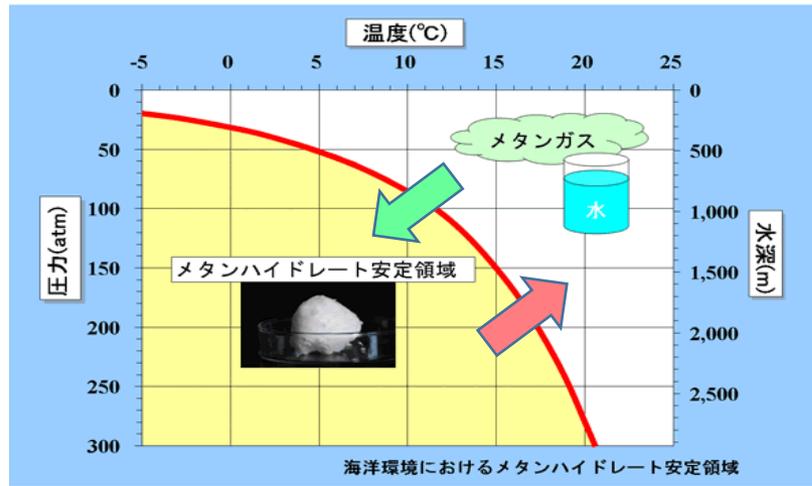
メタンハイドレートの分子構造



メタン分子と水分子が
特殊な形(*)で結合している
(*)水分子(赤)のカゴの内に
メタン分子(緑)が取り込まれている



人工メタンハイドレートの燃焼実験
あたかも氷が燃えているように見える
実際に燃えているのは、分解したメタン！



メタンハイドレートが安定的に存在する温度・圧力条件

低温・高圧になると
メタンと水からメタンハイドレートが生成される

高温・低圧になると
メタンハイドレートはメタンと水に分解する

**メタンハイドレートが分解すると
メタン(天然ガス)として利用できる！！**

.....かもしれない！？

画像出典：メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム

なぜ日本でもメタンハイドレートの研究がはじまったのか？

地球上の大半のエリアの海底下・地底では、メタンハイドレートは安定的に存在できない

→高圧ではあるが高温になるため

ただし、一部のエリア(低緯度あるいは高度の高いエリアの地底、水深500m以深の大水深の海底下)ではメタンハイドレートの存在に適した高圧・低温条件になっている

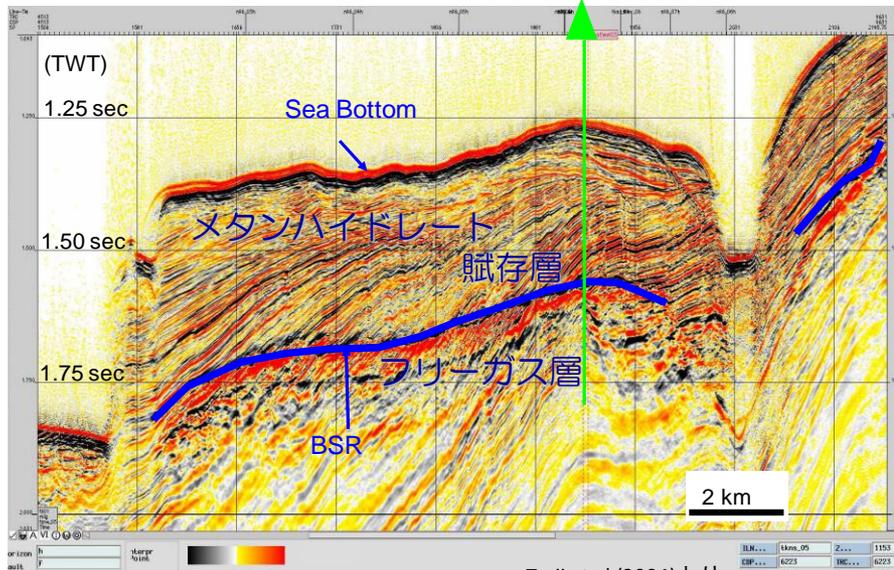
1960年代には、シベリア陸上(永久凍土地域)で、

1970年代には、米国フロリダ沖等(大水深域)で、

1980年代には、日本周辺海域(南海トラフ海域、大水深域)でも、

天然のメタンハイドレートが存在することがわかってきた

基礎試錐「南海トラフ」(1999)



Tsuji, et al. (2004)より

海底下に堆積した有機物から
メタン生成菌(海底下に生息)によって
微生物起源のメタンが生成
→その一部がメタンハイドレートに.....

海域でこれまで発見された天然ガス田の多くは
熱起源(地下深部の熱でメタンが生成)
ただし、近年、微生物起源のガス田も
発見されはじめているが.....

天然ガス田を探すだけでなく
メタンハイドレートとして
海底下に蓄積されたメタンを、
天然ガス資源として利用できないか？
というのが研究開発の考え方

メタンハイドレートが賦存するエリアでは、
メタンハイドレート 賦存層(適度に低温・高圧、ハイドレートが安定的に存在)と
フリーガス層(深くなるため温度が上昇し、メタンと水に分解)の境界で
BSR (Bottom Simulating Reflector : 海底擬似反射面)という特徴的な反射面が現れるため、
地震探査によって、メタンハイドレート賦存エリアを把握することができる

東部南海トラフ海域における資源量評価(2001~2006年度)

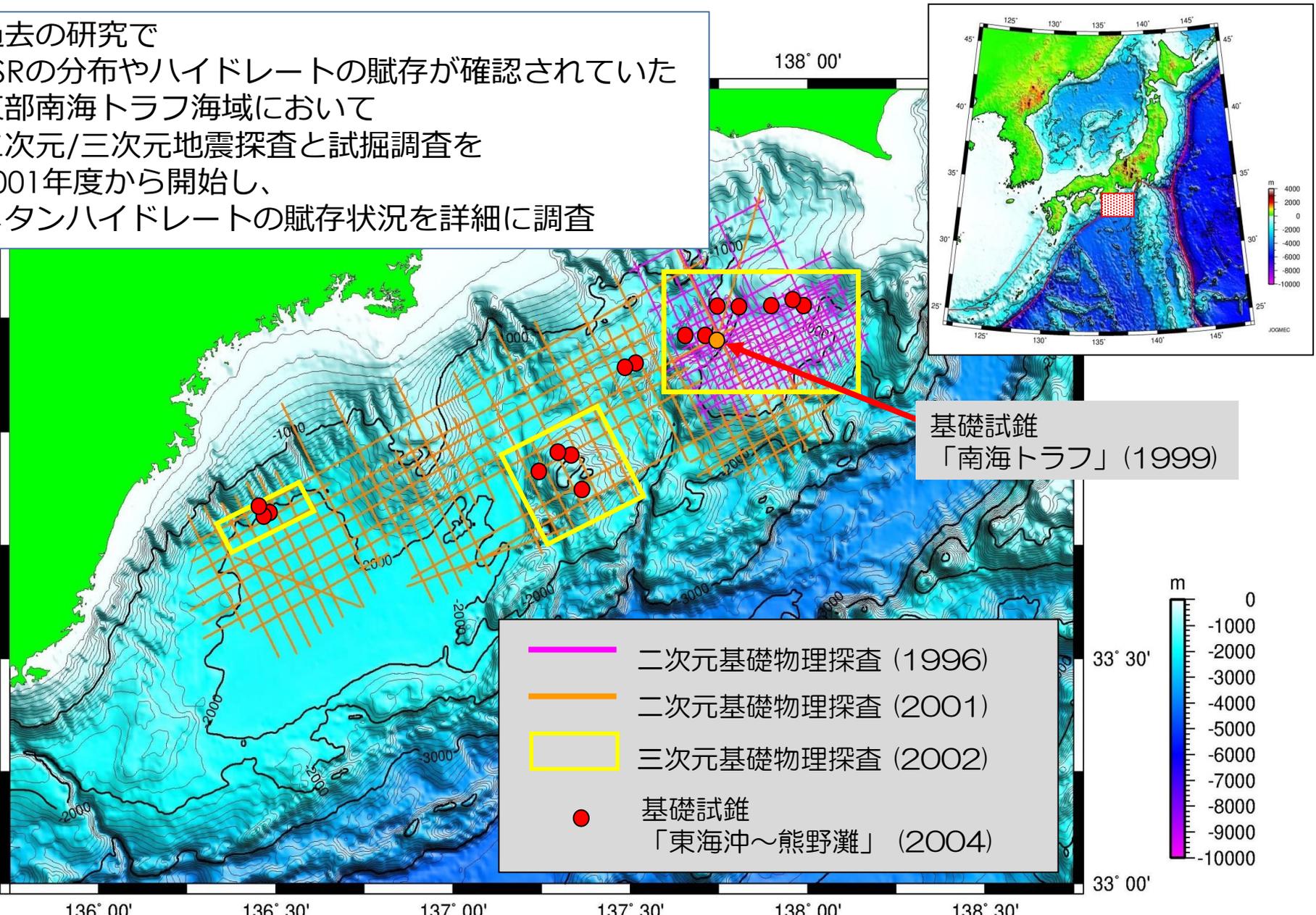
過去の研究で
BSRの分布やハイドレートの賦存が確認されていた
東部南海トラフ海域において
二次元/三次元地震探査と試掘調査を
2001年度から開始し、
メタンハイドレートの賦存状況を詳細に調査

34°

34° 00'

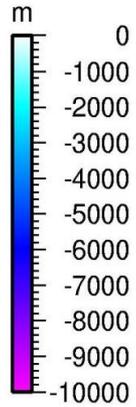
33° 30'

33° 00'

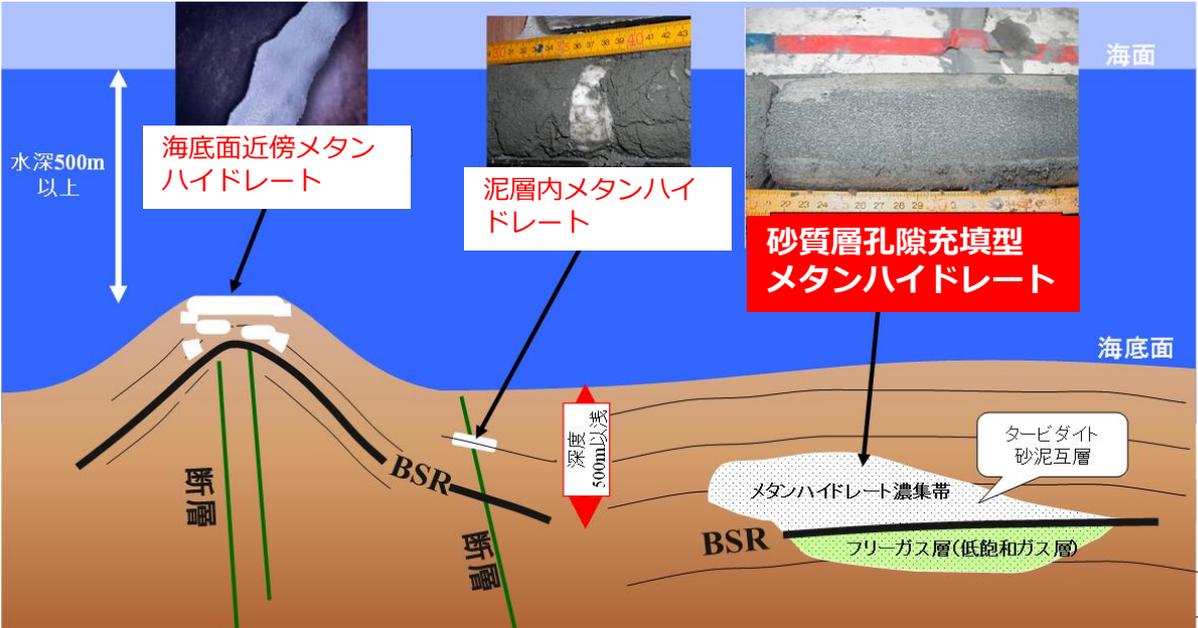


基礎試錐
「南海トラフ」(1999)

- 二次元基礎物理探査 (1996)
- 二次元基礎物理探査 (2001)
- 三次元基礎物理探査 (2002)
- 基礎試錐
「東海沖～熊野灘」(2004)



メタンハイドレート濃集帯の確認



砂質層孔隙充填型のメタンハイドレート濃集帯の存在を確認

- ・ 東部南海トラフ海域で16箇所
- ・ タービダイト砂泥互層が貯留層
→ 大水深の在来型ガス田と共通
- ・ 一定の厚さと面積を有し、ある程度の原始資源量を保有
→ 経済性における利点
- ・ 浸透性を有し、かつ海水と接しておらず、減圧法の適用が可能
→ 生産手法における利点
- ・ 海中へのメタン漏洩等のリスク少
→ 環境面での利点

東部南海トラフ海域の資源量評価結果

種類		算定パラメータ(合計/平均値)						MH原始資源量算定結果		
		GRV	N/G	ϕ	S_{MH}	VR	CO	P90	P10	P_{mean}
東部南海トラフのMH濃集帯(767km ²)	坑井有	44.55億m ³	0.38	0.43	0.52	172	0.95	402億m ³	1369億m ³	838億m ³
	未掘削	349.31億m ³	0.37	0.45	0.51	172	0.95	1367億m ³	9779億m ³	4901億m ³
	合計	393.86億m ³	0.37	0.44	0.51	172	0.95	1769億m ³ (6Tcf)	1兆1148億m ³ (39Tcf)	5739億m ³ (20Tcf)
MH濃集帯以外の東部南海トラフのMH賦存層(3920km ²)	面積 3920Km ²		Net 層厚 6.4m	0.48	0.29	172	0.95	1067億m ³ (4Tcf)	1兆2208億m ³ (43Tcf)	5676億m ³ (20Tcf)
	(1兆2544億m ³)		(0.02)							
合計								2835億m ³ (10Tcf)	2兆3356億m ³ (83Tcf)	1兆1415億m ³ (40Tcf)

GRV : 総岩石容積, N/G : ネット/グロス比, ϕ : 孔隙率, S_{MH} : MH飽和率, VR : 容積倍率, CO : ケージ占有率

東部南海トラフ海域の資源量評価(2001~2006年度)で得られた知見

東部南海トラフにおける資源量評価

- 濃集帯が存在しないエリアの原始資源量
3,920km²の海域で5676億m³(ガス換算)
→1m²あたり144m³

エリア単位では佐藤1996に近い数字
ただし、資源としては期待薄？

- 16箇所の濃集帯の原始資源量の合計
総面積767km²で5739億m³(ガス換算)
→1m²あたり748m³(ガス換算)

佐藤1996の時点では想定外
資源開発の候補

- BSR下位のフリーガス層のガス量
資源量として評価せず(*)

(*)試掘調査(検層)では
ガスが有るか無いかわからない程度の
低飽和ガス層と評価されたため
(地震探査の周波数帯域であれば
10%程度の低飽和ガスでも低速度層と
してガスの存在を検知可能)

以前の試算例(日本全域：佐藤1996)

- ハイドレート賦存エリアの原始資源量
60,000km²での海域で4.65兆m³(ガス換算)
→1m²あたり77.5m³

→広大なエリアに拡がりすぎている ✕

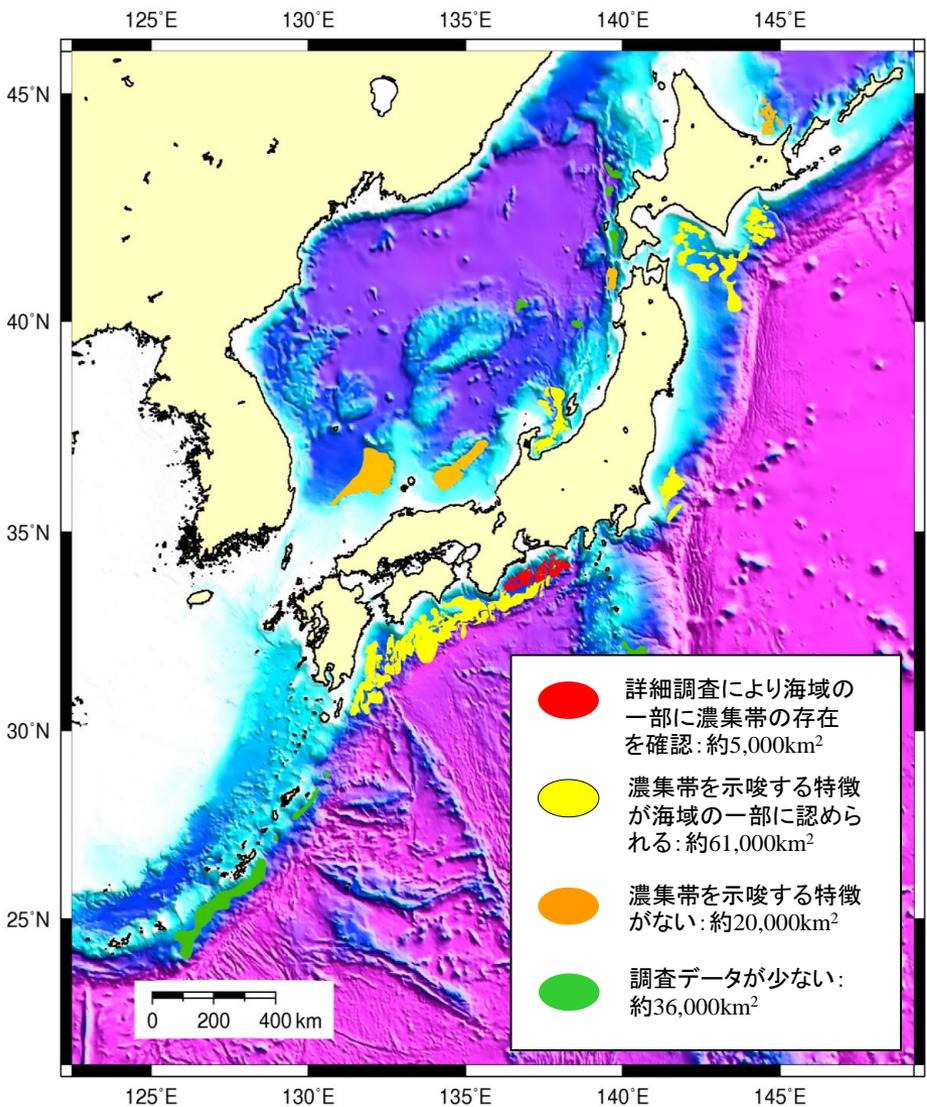
→面積あたりの量は大きい.....しかも、
まとまって存在する→生産には比較的好条件
→同じものや、もっとよいものが、まだまだ
見つかるかもしれない→さらなる探査への期待

- BSR下位のフリーガス層のガス量
60,000km²の海域で2.7億m³
回収率75%と仮定し
約2兆m³の究極可採資源量を期待
→生産方法の技術開発が必要な
ハイドレートよりも期待度は
高かったかもしれない

→ガス生産層としてはあまり期待できない ✕
(すくなくとも東部南海エリアでは)

資源量評価からメタンハイドレート濃集帯の詳細評価へ(2007年度以降)

日本周辺海域におけるメタンハイドレート起源のBSR分布(2009年)



日本周辺のBSRの広域分布については
既往の二次元地震探査データを精査
各エリアでの濃集帯の可能性を検討
→ 2009年版のBSR分布図として公表

他エリアの濃集帯の確認には、
新たな三次元地震探査と試掘調査が必要
.....しかし、現時点では、
濃集帯からのガス生産開発が可能か否か
を研究することが優先事項

このため、探査分野については
下記方針で研究を継続

- ・メタンハイドレートの新規調査は行わないが、三次元地震探査が行われた海域のデータを入手して評価エリアを拡大
- ・濃集帯の形成メカニズム(メタンハイドレートシステム)を研究し、濃集帯の評価手法の高精度化を目指す
- ・海洋産出試験地の地質評価・貯留層評価を進める

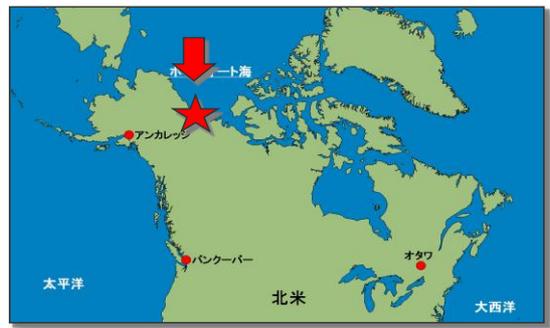
短期間のガス生産実験：2回の陸上産出試験と第1回海洋産出試験

・永久凍土地域に賦存するメタンハイドレートを対象に、カナダで2回の陸上産出試験を実施

(*) 国内の陸上にはハイドレートは存在せず。米・加・露などの北極圏近くの永久凍土地域等に限定。

→ 減圧法の有効性を確認し、海へ……
 → 第1回・第2回海洋産出試験

→ **長期挙動把握**のための適地探しへ……
 → 2014年、米国と**長期陸上産出試験**の実現に向けたMOU締結(アラスカを想定)



	第1回試験 (平成13年度)	第2回試験 (平成19・20年度)
参加国	5カ国(日加米独印)	2カ国(日加)
生産手法	温水循環法	減圧法
累計生産量	470m ³ (5日間)	13,000m ³ (6日間)



第1回海洋産出試験 (「ちきゅう」を傭船)

- ・ 平成23年度～25年度(2011～2013年度)
事前掘削(1年度目)、ガス生産(2年度目)、廃坑(3年度目)
- ・ 試験サイト：第二渥美海丘(渥美半島～志摩半島沖合)
- ・ 水深1000m、海底面下約300mの濃集帯に減圧法を適用
- ・ 2013年3月12日から6日間で、日産約20,000Sm³、
累計119000Sm³のメタンガスを生産
- ・ 急激な出砂で試験を終了→**より長期の生産挙動の解明**が課題

→ **第2回海洋産出試験の実施へ……**

画像出典：メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム

フェーズ3の位置づけと第2回海洋産出試験の意味

フェーズ3における達成目標

- (I) 一定期間の生産実験を通じて、
将来的に長期のガス生産が可能な技術基盤が構築しうる
と判断できる知見・データが蓄積されていること
- (II) 一定期間の生産実験を通じて、
ガスの生産挙動が把握されており、更に
長期のガス生産挙動についても一定の精度で予測可能な
技術レベルに達していると判断できること
- (III) 技術検討等を通じて、
実現可能性の高い開発システムの基本案が提示され、かつ、
将来の商業化が可能と示唆されるような経済性の評価や、
商業化段階での環境面での検討のベースとなる環境影響評価手法案
等が提示されていること
(『フェーズ3実行計画 1.3.2 フェーズ3の位置づけと達成目標』より)

上記の (I) (II) の目標を「具体的に解決する主要な方策」として

- ・ 約1ヶ月のガス生産実験を行う第2回海洋産出試験の実施
- ・ 米国アラスカを実験候補地とする長期陸上産出試験の実施

が挙げられている。(『フェーズ3実行計画 2.1 フェーズ3で取り組むべき目標と課題』より)

フェーズ3における経済性検討の位置づけ

フェーズ3における達成目標

- (Ⅲ) 技術検討等を通じて、
実現可能性の高い開発システムの基本案が提示され、かつ、
将来の商業化が可能と示唆されるような経済性の評価や、
商業化段階での環境面での検討のベースとなる環境影響評価手法案
等が提示されていること
(『フェーズ3実行計画 1.3.2 フェーズ3の位置づけと達成目標』より)

長期のガス生産挙動が把握されておらず、
長期のガス生産が可能な技術基盤が構築されていない.....段階では、
経済性の検討には制約が大きい(前提条件や数値の現実性や確度・精度に大きな幅あり)

一方、経済性を考慮せずに、研究開発を進めるべきではない

➔ 研究・技術開発と経済性検討は、いわば、ニワトリとタマゴのような関係？

経済性検討の必要性和重要度

- 研究が進展し、計画・コスト等に、より合理性・説得性が求められる段階にきている
- 各種の前提条件が必ずしも実態と一致しているか不明であっても、試算・評価結果の中から、進むべき道が見えてくる場合がある

本日の内容

メタンハイドレート研究開発と、経済性について（佐伯）

経済性等に関する課題について（亀田）

- ① 基本方針と経緯（フェーズ1終了時の評価）
- ② メタンハイドレート開発のイメージ（これまでの想定）
- ③ 第1回海洋産出試験までの知見を踏まえて実施した経済性評価と分析
- ④ まとめ

基本方針

- メタンハイドレートの研究開発は、海洋において2回の試験を実現するまでに至ってはいるものの、資源開発という視点で見るといまだ初期的な段階にある
- このような初期的な段階にあるとはいえ、マイルストーンごとにおいて、将来商業化を達成できる可能性の有無や研究開発の方向性を確認することが重要
- 不透明な点については様々な想定を置きつつ、感度分析を主眼とした経済性評価を実施。

<現在行っている経済性評価>

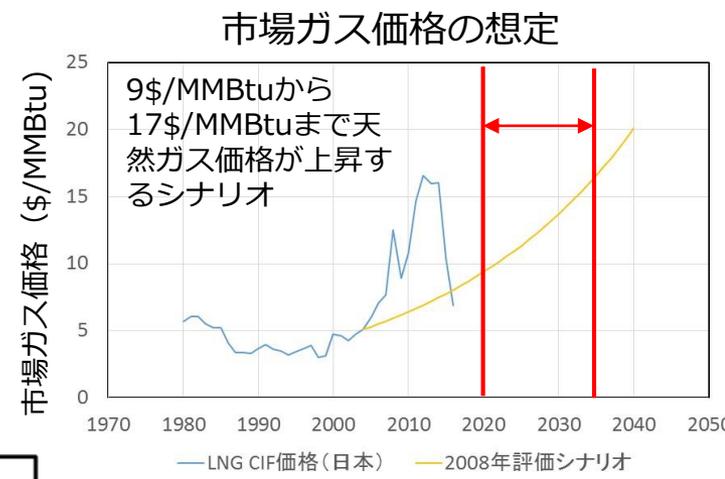
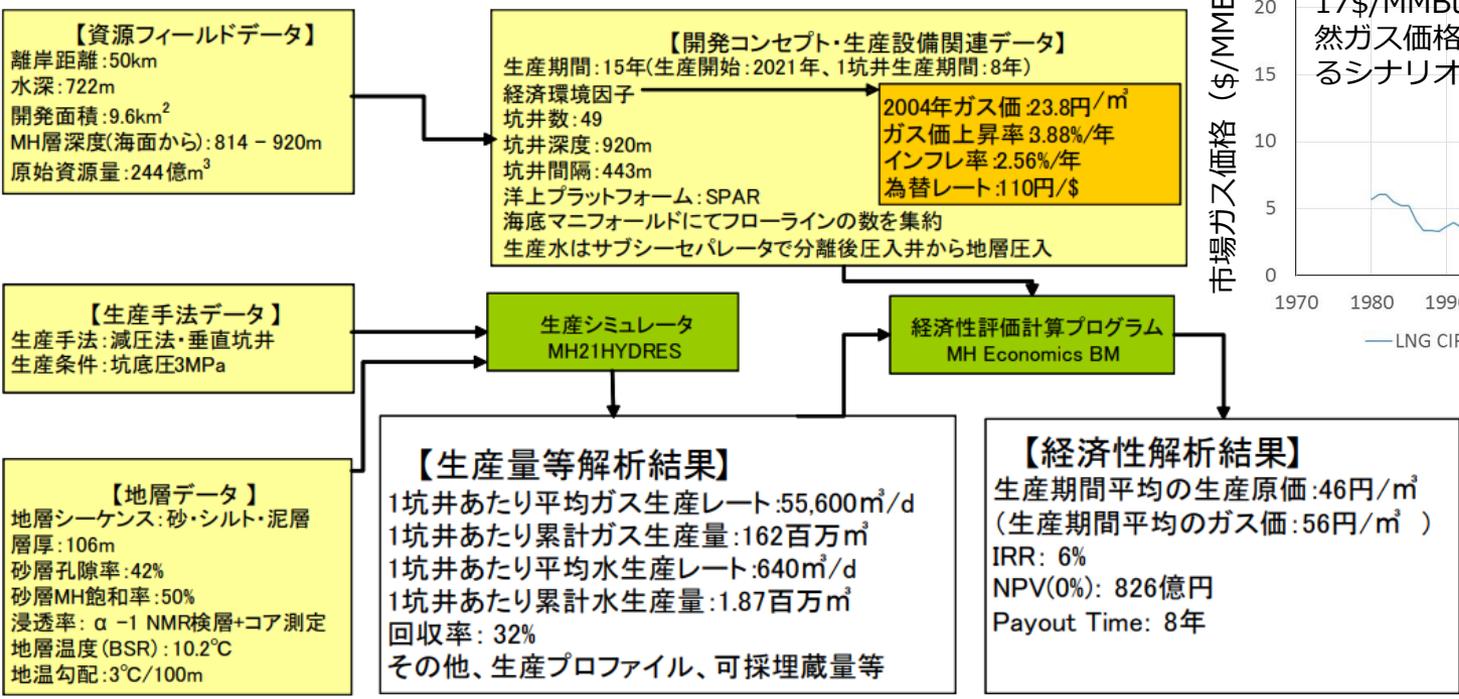
- 研究開発行為そのものの妥当性の確認
(どのような研究開発を行っても、商業化に至らないようなレベルのものでないか?)
- 研究開発の方向性の確認
(影響を与える因子の抽出と感度分析)

<実際の投資に向けた経済性評価>

- 精度の高い利益、損失の見通し
- 事業の資金ポジション
- 投資リスク
・・・等

経済性評価の経緯(フェーズ1終了時の評価)

- 技術開発の進展によって経済性が成立する可能性を示唆する結果を確認
- 生産性が重要であることを確認



メタンハイドレートの生産原価 : 46 ~ 174 (円/m³)

① 2007年の建設コストを前提とする場合 : 92 (円/m³)
 (経済性は2004年の建設コストをベース価格として計算したが、2007年頃は油価高騰のため建設コストが2004年比で約2~3倍上昇した。上記は、2004年比で建設コストが3倍上昇した仮定で計算を行った結果である)

② 仮定条件が全て成立する場合(2004年ベース) : 46 (円/m³)

③ 生産量が予測よりも低い(1/4)場合 : 174 (円/m³)

本日の内容

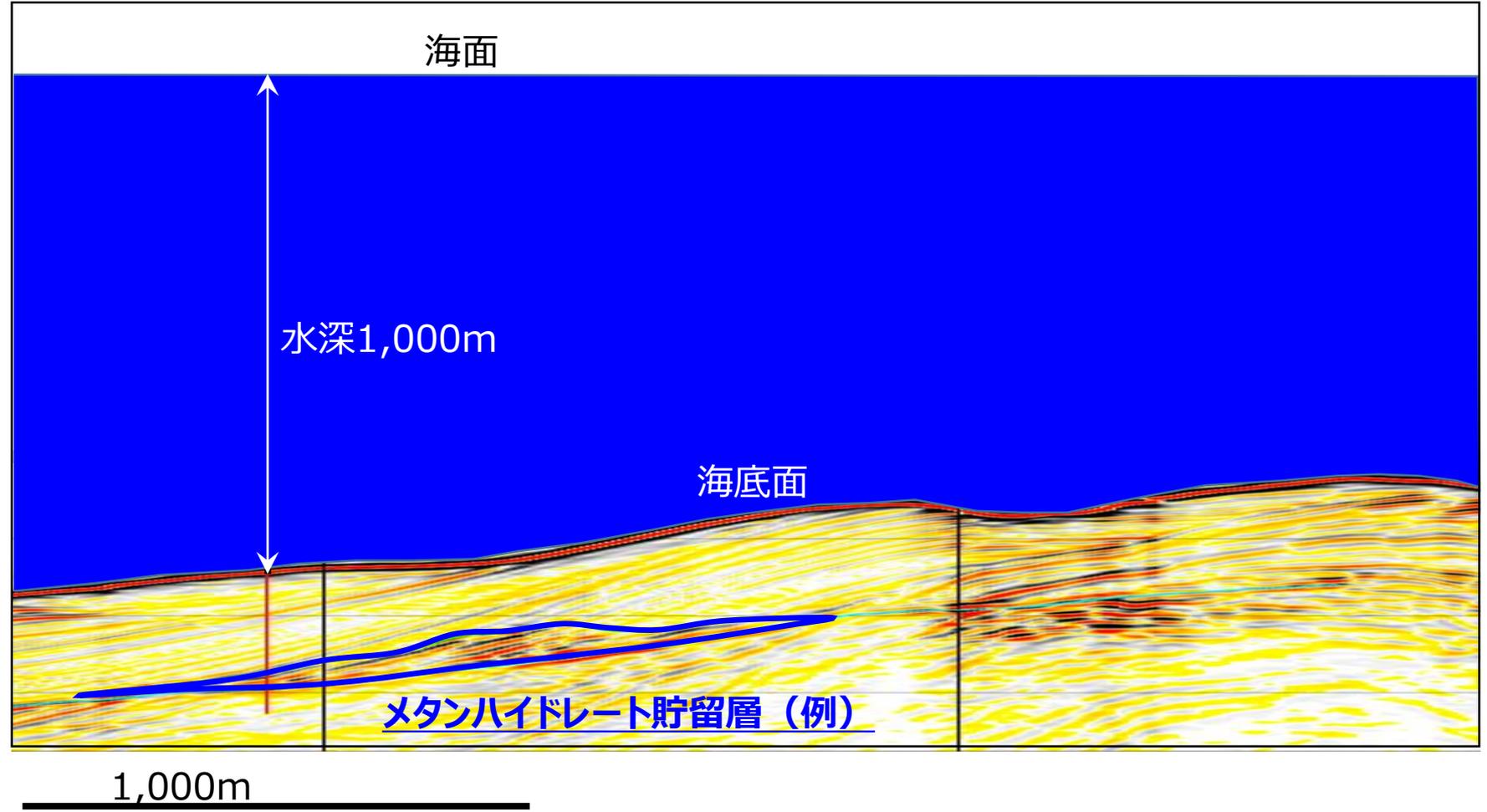
メタンハイドレート研究開発と、経済性について（佐伯）

経済性等に関する課題について（亀田）

- ① 基本方針と経緯（フェーズ1終了時の評価）
- ② メタンハイドレート開発のイメージ（これまでの想定）
- ③ 第1回海洋産出試験までの知見を踏まえて実施した経済性評価と分析
- ④ まとめ

メタンハイドレート濃集帯のイメージ（例）

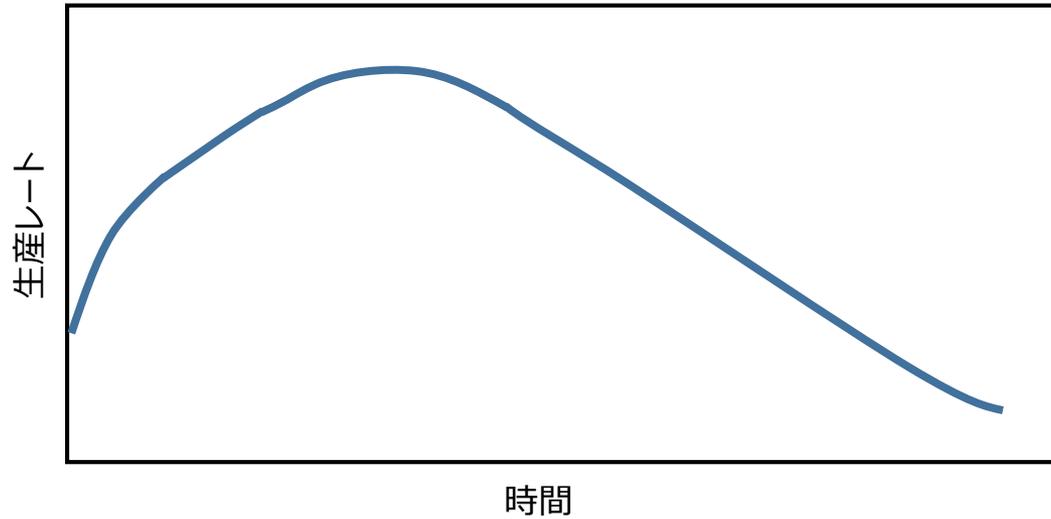
海底面から比較的浅い領域に存在する。
一定の厚さと広がりをもって分布する。



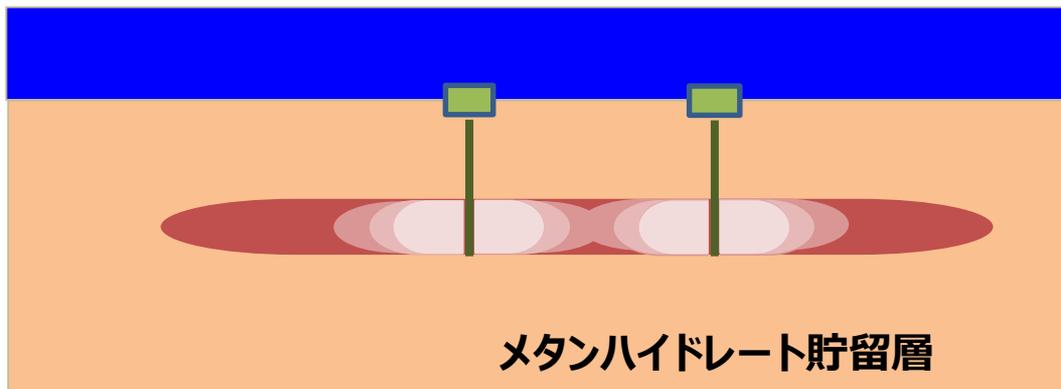
減圧法によるガス生産のイメージ

坑井を中心として減圧とMHの分解が進展すると想定
生産レートは、減圧範囲の拡大に伴い一定程度まで増加した上で減退していくことを想定

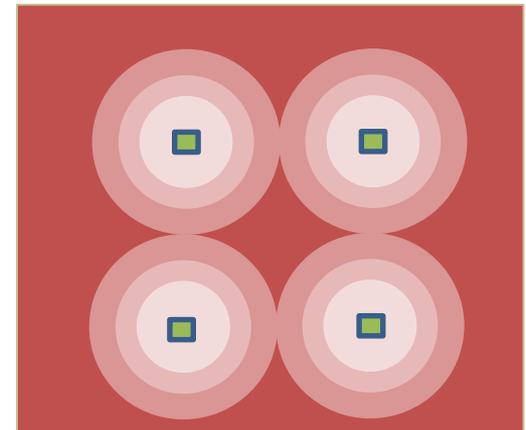
＜生産レートイメージ＞



＜断面イメージ＞

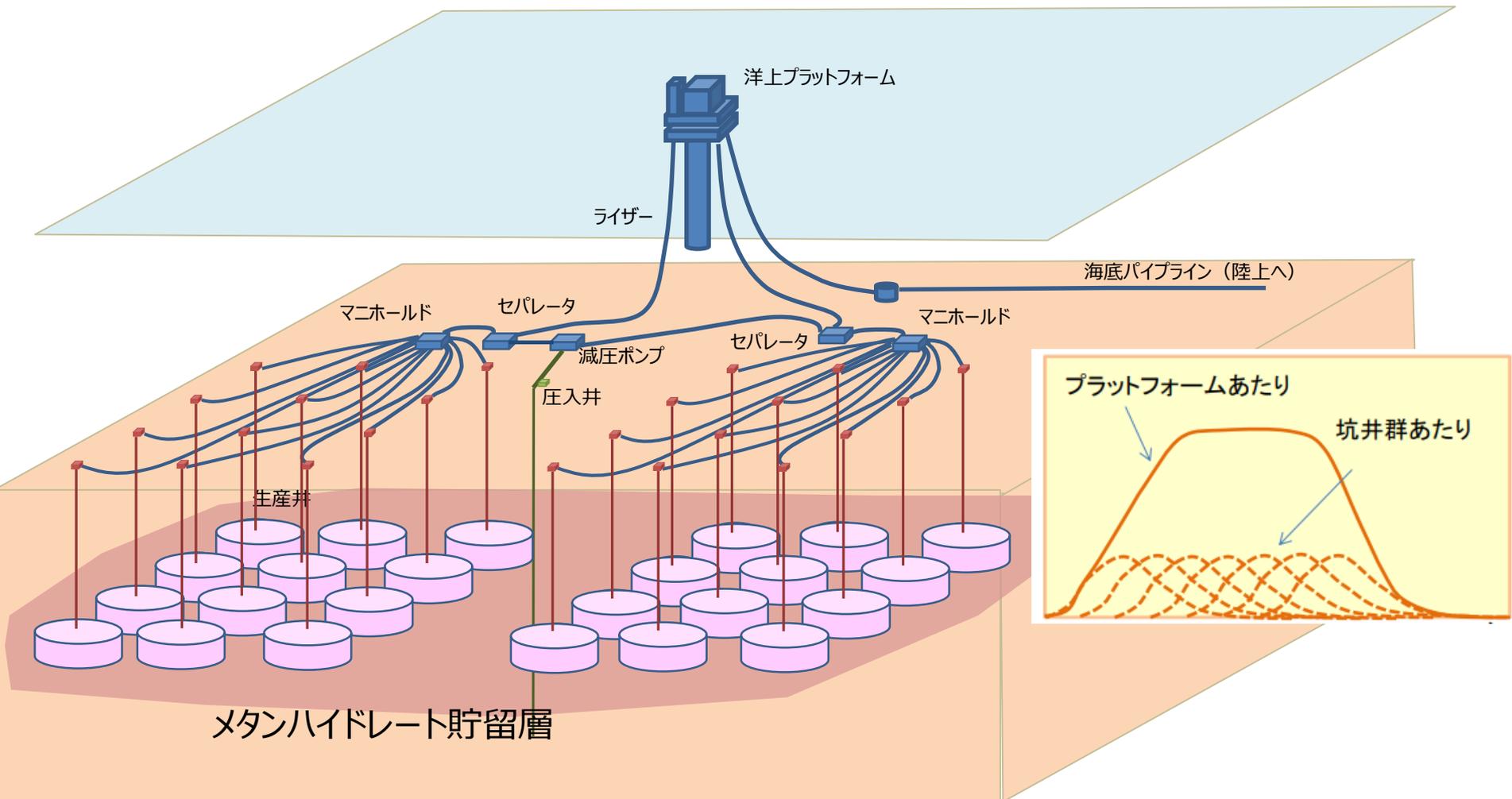


＜平面イメージ＞



開発のイメージ

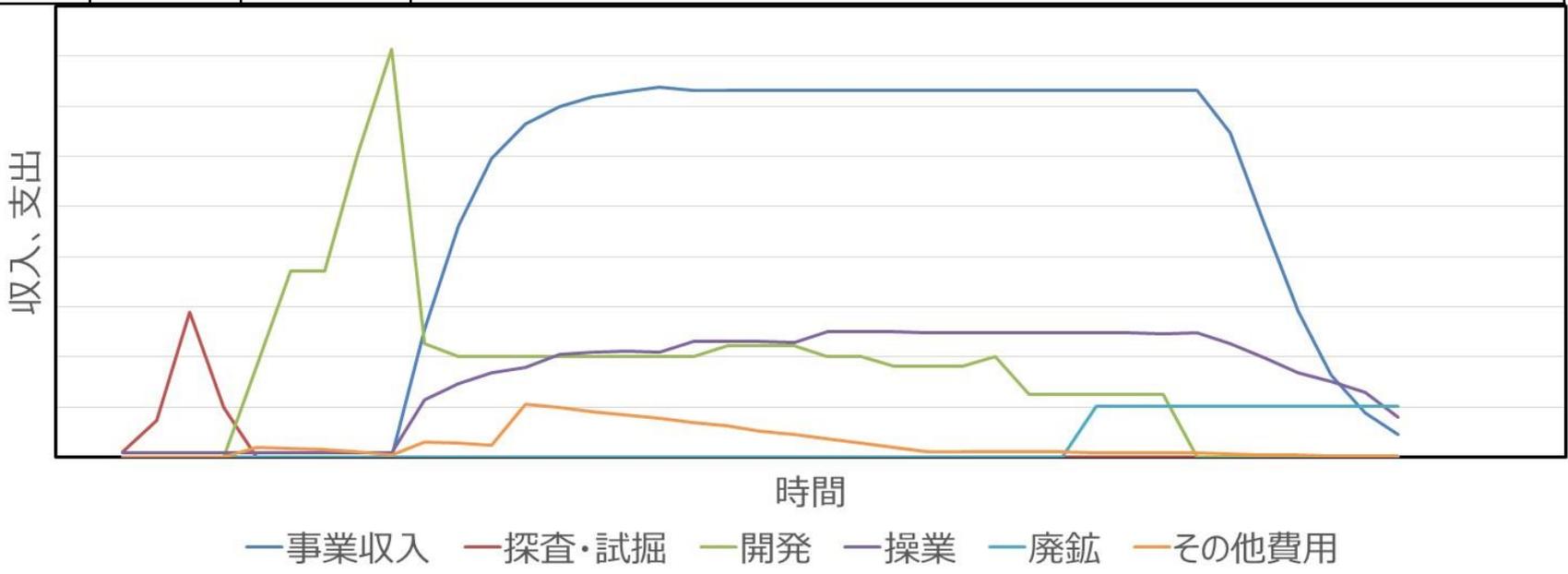
- 貯留層からガスを採取し、エネルギー事業者に海岸近傍で販売する事業を想定。
- 減圧法の場合 1本の坑井でカバーできる領域が限定されると想定され、多くの坑井を順次掘削しながら開発・生産を進めていく方式が考えられる。



開発スケジュールイメージと収支の時間展開イメージ

- ガス生産が始まってからも設備の導入は継続する。
- 初期投資額は設備費総額よりも低い。

項目 \ フェーズ	探鉱	開発	生産
探鉱費	■		
設備費		■	■
操業費			■
収入			■



本日の内容

メタンハイドレート研究開発と、経済性について（佐伯）

経済性等に関する課題について（亀田）

- ① 基本方針と経緯（フェーズ1終了時の評価）
- ② メタンハイドレート開発のイメージ（これまでの想定）
- ③ 第1回海洋産出試験までの知見を踏まえて実施した経済性評価と分析
- ④ まとめ

経済性試算を行ったモデル濃集帯の条件の想定

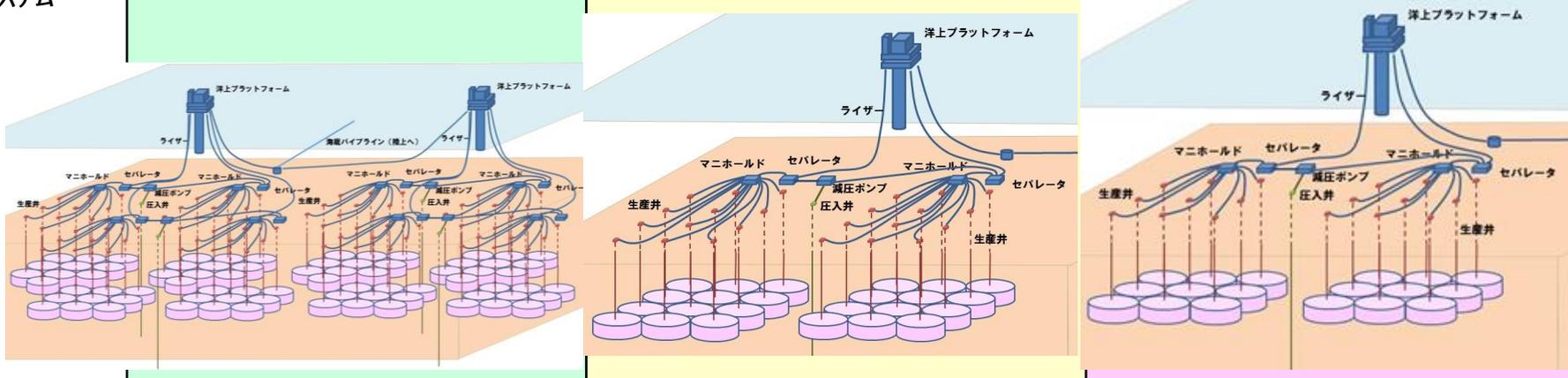
	モデル①（大規模）	モデル②（中規模）	モデル③（小規模）
水深	1,500m	700m	1,300m
開発対象面積	30km ²	10km ²	7km ²
MH層厚	200m	100m	40m
原始資源量	900億m ³	200億m ³	60億m ³
技術的可採埋蔵量	600億m ³	80億m ³	20億m ³
開発期間	30年	15年	15年
坑井当たり平均 ガス生産レート ※モデル①は8年間、モデル②、③は15年間の平均	30万m ³ /日	6万m ³ /日	2万m ³ /日

- ※・ 掘削による実在の確認ができていないものも含め、地震探査結果の解釈から日本近海に存在が期待される濃集帯を元に様々な仮定を加えることによりモデルを作成
- ・ 技術的可採埋蔵量やガス生産レートは様々な仮定に基づく生産シミュレーションより想定

それぞれのモデルにおける生産システムの想定

	モデル① (大規模)	モデル② (中規模)	モデル③ (小規模)
技術的可採埋蔵量	600億m ³	80億m ³	20億m ³
坑井当たり平均ガス生産レート (8年間の平均)	30万m ³ /日	6万m ³ /日	2万m ³ /日
プラットフォーム	16,000トン × 2基	13,000トン × 1基	12,000トン × 1基
坑井	500m × 約80本	200m × 約25本	200m × 約20本
坑井群	7セット	2セット	2セット
パイプライン	20inch × 55km	12inch × 50km	10inch × 50km

生産システムイメージ



※ 日本海洋掘削、新日鉄住金エンジニアリング、千代田化工建設、日本メカトロニクス調査、Intec Sea、FMC Technology等への業務委託等に基づき想定

経済条件の想定

- メタンハイドレートの商業化とは、メタンハイドレート由来の天然ガスが、LNG由来の天然ガスの代替として利用者から選ばれる状態になることを指す。
- メタンハイドレートの商業化の開始時期は概ね、2030年代が見込まれており、その後の投資回収期間に10～20年程度の期間を要すると想定すると、2030年～2050年にかけての我が国着の**LNG価格見通し（11～12\$/MMBtu）との競争性を確保しておく必要がある。**
- そのためには、一定の企業利益も考慮すると、生産原価を6～7\$/MMBtuに抑えられる技術開発を目指すことが求められる。
※これらの価格は現時点のデータから試算したものであるため、必要に応じて見直すこととしたい。
- メタンハイドレートにはLNG代替としての価値の他に、『我が国EEZ内の国産資源』『将来の安定的なエネルギー資源』『海外からのエネルギー調達の際のバーゲニングパワー』としての価値も存在するが、それを現時点において定量化することは困難であるため、今後、メタンハイドレートの商業化が視野に入った段階で改めて検討することとしたい。

価格・見通し（米国エネルギー省情報局（Energy Information Center：EIA））

	油価(brent)(\$/bbl)					北米産日本着価格（\$/MMBtu)想定※					HH価格（\$/MMBtu）				
	2015	2020	2030	2040	2050	2015	2020	2030	2040	2050	2015	2020	2030	2040	2050
AEO2017(2017年1月)	53.06	74.82	94.52	109.37	116.80	8.06	10.18	10.76	10.83	11.70	2.66	4.51	5.00	5.07	5.83
AEO2012	113.97	115.74	126.51	-	-	-	-	-	-	-	4.29	4.58	6.29	-	-
AEO2007	44.61	46.47	51.63	-	-	-	-	-	-	-	5.46	5.71	6.52	-	-

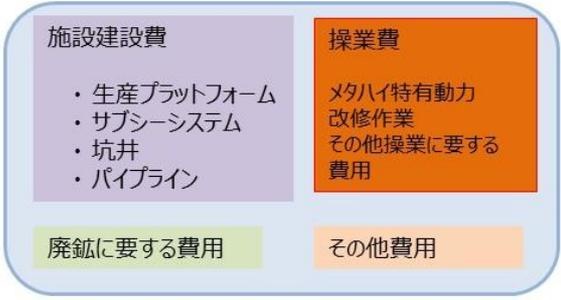
※原料ガス:HH価格x115%、液化費用（3\$/MMBtu）、輸送費（2\$/MMBtu）として参考値を試算。FID前の2012年以前は、試算除外

※価格は、実質価格（2016年、2010年、2005年価格）

経済性試算結果例（生産原価とコスト内訳の解析）

- 大規模濃集帯ほど費用は大きくなるものの、生産ガス熱量あたりの単価は低くなる傾向がある。
- 大規模濃集帯では、低コスト化による経済性の改善効果は期待できるが、小規模濃集帯では、単純な低コスト化によって商業化が実現できるレベルまで経済性を向上することは期待しにくい。
- 経済性を確保するためには、大規模で生産性が高い濃集帯を対象とすることが重要である。

	モデル① (大規模)	モデル② (中規模)	モデル③ (小規模)	
技術的可採埋蔵量（生産量） [億m ²]	600	82	23	
生産年数[年]	30	15	15	
生産井数	80	25	18	
探鉱費 [百万US\$]	430	260	240	
	地質評価、震探、試掘評価井費	240	60	50
	FS, Pre-FEED, FEED費(EIA含む)	190	190	190
開発費 [百万US\$]	5,000	1,100	1,000	
(CAPEX)	掘削費	1,000	230	170
	施設建設費	3,900	920	860
	プラットフォーム	930	380	340
	サブシーシステム	2,700	370	360
	パイプライン	310	170	160
	開発費単価 [US\$/MMBtu]	2.2	3.7	12
操業費 [百万US\$]	5,500	1,200	780	
(OPEX)	施設操業費	3,200	770	570
	改修費	1,200	240	120
	生産・輸送（減圧システム、コンプレッサー用燃料）	660	77	24
	その他（管理費等）	490	100	68
	操業費単価 [US\$/MMBtu]	2.5	3.8	8.8
廃山費 [百万US\$]	760	180	160	
	廃坑費・施設撤去費	760	180	160
開発・操業・廃山費合計 [百万US\$]	11,000	2,500	2,000	
	単価[US\$/MMBtu]	5.1	8.1	22
総計（探鉱・開発・操業・廃山費） [百万US\$]	15,000	3,300	2,800	
	税金	3,000	280	120
	単価 [US\$/MMBtu]	6.6	10	26
	NPV(10%) [百万US\$]	280	<0	<0



ガス生産原価 = $\frac{\text{総費用}}{\text{回収ガス量}}$

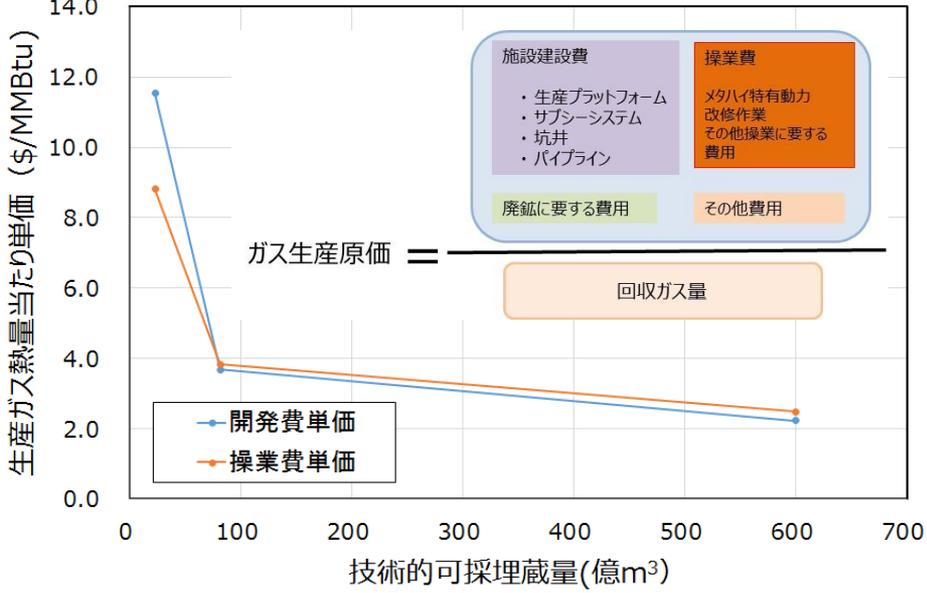
市場ガス価格10\$/MMBtu、インフレ率0%を想定
資金コスト、コンティンジェンシー等は含まない
他にもさまざまな想定あり

※ コストは、日本海洋掘削、新日鉄住金エンジニアリング、千代田化工建設、日本メタンハイドレート調査、Intec Sea、FMC Technology等への業務委託や外注等を参考に想定し、在来型を対象とした経済性評価ソフトウェアを用いて大きくずれていないことをチェック。
 ただし、研究開発段階での推定であるため、本質的に大きな見積り誤差が含まれていると考える必要がある。

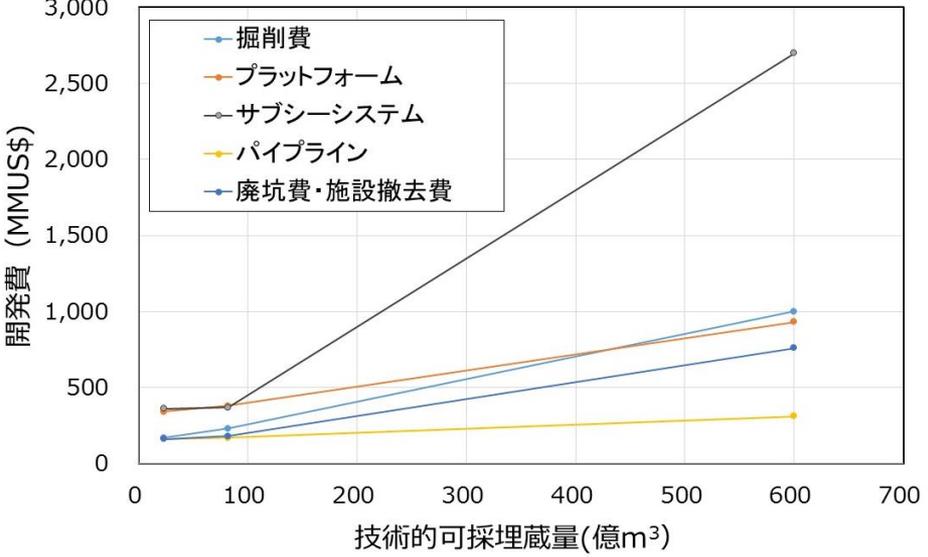
経済性評価結果（生産原価とコスト内訳の解析）

- 小規模な濃集帯で生産原価が大幅に高い値を示すのは、生産規模によらず必要となる要素があるため。
- 他の濃集帯との共用や設備のリサイクル利用を含め、単位設備当たりのガス生産量を大きくできるような工夫が重要である。

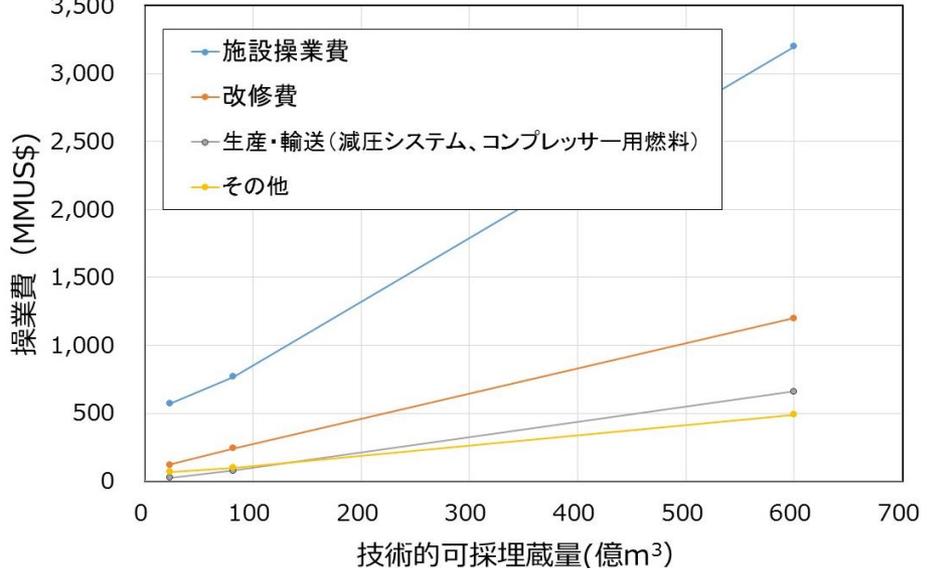
各費用の生産ガス熱量当たり単価と濃集帯規模の関係



開発費等と濃集帯規模の関係



操業費等と濃集帯規模の関係



各モデルにおける経済性試算結果

- モデル① : 2030～2050年頃の輸入LNGと競合できる可能性を示す試算結果
- モデル② : 過去に日本で経験実績のある輸入LNG価格と競合できる可能性を示す試算結果
- モデル③ : 大幅なガス価格の上昇を見込んで、輸入LNGと競合することは困難である可能性を示す試算結果

一定の利益を見込んだ場合の損益分岐ガス価格（ブレイクイーブン）

想定内部利益率 (IRR)	モデル① (大規模)	モデル② (中規模)	モデル③ (小規模)
5.0%	6	11	> 50
10%	7	15	> 50
15%	9	19	> 50

※ 探鉱段階のコスト、資金コストは含まない
コンティンジェンシーは考慮していない。

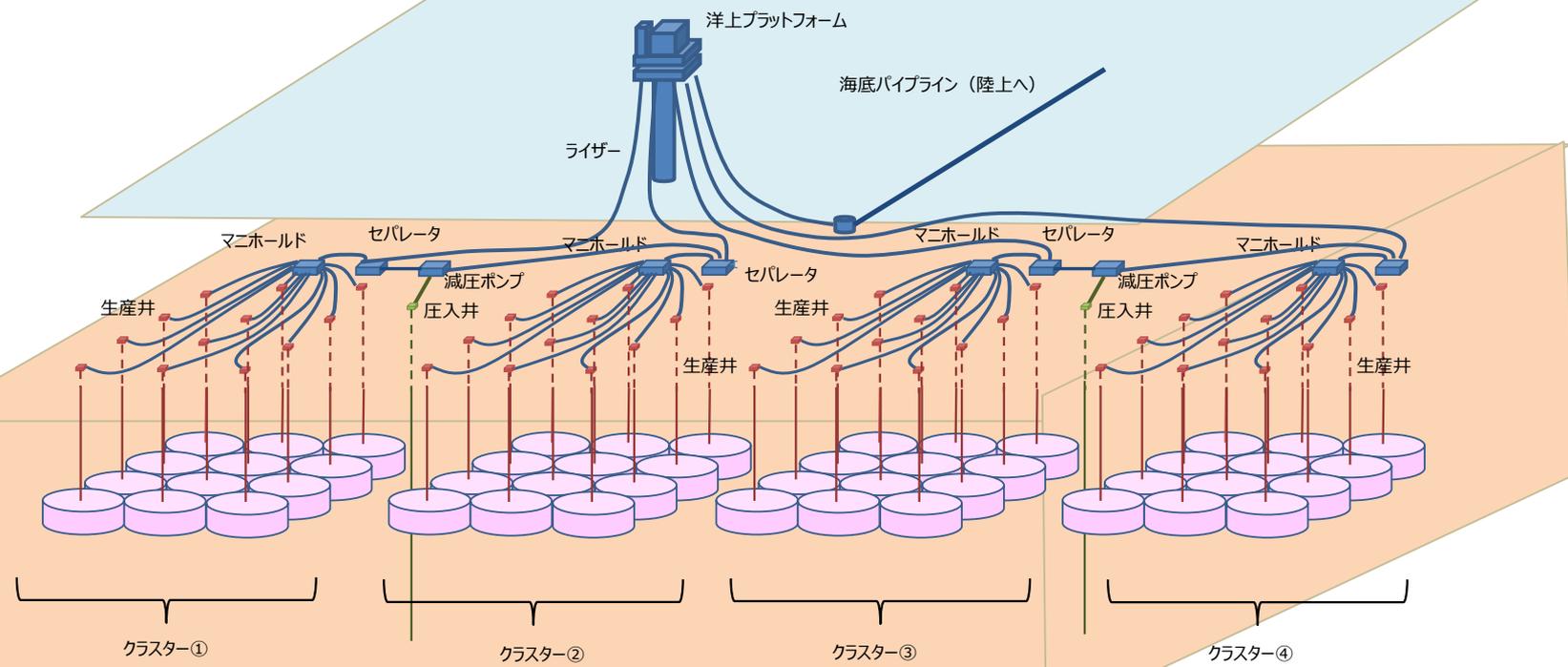
< 11\$/MMBtu
11～18\$/MMBtu
> 18\$/MMBtu

商業化を実現できる条件の検討 (ベンチマーク条件として)

モデル①の条件を元に、経済性が得られる限界条件の例を試算した。

重要なのは単位設備あたりのガス生産量

濃集帯	開発エリア面積	約20km ²
	原始資源量	約500億m ³ (約1.5~2TCF)
	ガス生産量	約200~250億m ³
開発システム	坑井数	48坑井
	坑井当たり生産レート	平均8~18万m ³ /日
	プラットフォーム数	1基
	坑井群数	4群
	輸送・販売方法	海底パイプラインで陸上に輸送 海岸近傍にて発電事業者へ販売



商業化の実現が期待できる濃集帯規模および生産性の条件

- 商業化を実現できる可能性のある濃集帯の規模と生産レートを目安を整理した。
- この条件はガス価格動向や開発システムのコストによって変動する。

約10\$/MMBtuを基準

約18\$/MMBtuを基準

原始資源量 坑井生産レート (8年平均値)	大規模 約500億m ³ (約2TCF) 以上	中規模 約100~500億m ³ (約0.4~2TCF)	小規模 約100億m ³ (約0.4TCF) 以下
高 15万m ³ /日程度以上	◎ (優先順位：高)	○ (優先順位：中)	× (対象外)
中 5~15万m ³ /日程度	○ (優先順位：中)	△ (優先順位：低)	× (対象外)
低 5万m ³ /日程度以下	× (対象外)	× (対象外)	× (対象外)

ベンチマーク

本日の内容

メタンハイドレート研究開発と、経済性について（佐伯）

経済性等に関する課題について（亀田）

- ① 基本方針と経緯（フェーズ1終了時の評価）
- ② メタンハイドレート開発のイメージ（これまでの想定）
- ③ 第1回海洋産出試験までの知見を踏まえて実施した経済性評価と分析
- ④ まとめ

まとめ

商業化を目指すためには、今後以下が必要である。

- ① **生産挙動の把握および生産性向上技術の開発**
(坑井の生産性を可能な限り高く、また、これを長く維持できることが重要)
- ② **条件の良い濃集帯の存在の確認**
(期待される生産性が高く、かつ、大規模な濃集帯を対象とすることが重要)
- ③ **開発システムの低コスト化**
(坑井当たりの生産性の向上に限界がある事を想定した場合、特に坑井掘削費やサブシーシステム費を中心として、開発システムの低コスト化を実現することが重要)
- ④ **検証および商業化までの工程の再整理**
(①~③について技術的な検討を進めた上で、再度経済性を評価することにより商業化の実現可能性を確認するとともに、これに基づき商業化までの道筋を再整理することが重要)
- ⑤ **常識にとらわれない柔軟な発想とオープンな姿勢**
(このような難易度の高い技術開発の実現には、これまで以上に重要となる。)

本資料は、経済産業省の委託により実施しているメタンハイドレート
研究開発事業において得られた成果に基づいています。以下の関係先
に謝意を表します。

経済産業省 資源エネルギー庁 資源・燃料部 石油・天然ガス課

メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム (MH21) の
委託業務先各社