
最近のシェールガスを巡る情勢について -わが国の天然ガス・LNG政策に対するインプリケーション-

1. はじめに
2. シェール革命と米国LNG産業
3. 世界の天然ガスの需給動向
4. アジアプレミアム問題への対応

2016年5月27日

LNG経済研究会
中東アナリスト 大先一正
ohsaki@g02.itscom.net

報告要旨

1. はじめに

- ・ 米国からの石油／LNGの輸出開始 ⇒ 地域資源からグローバル資源へ

2. シェールガス革命と米国LNG産業

- ・ シェール革命の特徴 ①農耕的生産技術 ②高コストだが豊かな新資源開発
- ・ 米国LNG産業の特徴 ①製造業的事業モデル ②地理的特性(欧州・アジア両市場)

3. 世界の天然ガスの需給動向

- ・ 価格低下に伴う「天然ガスの黄金時代」の本格的な幕開け
- ・ 新たな発展段階を迎えるLNG貿易
- ・ 大陸パイプラインとの関係による接続型国際天然ガス市場の形成

4. アジアプレミアム問題への対応 <需給緩和下の構造改革の好機>

- ・ パナマ運河拡張効果の限界
- ・ 厚みを増したアジア太平洋圏の天然ガス資源に注目
- ・ 北米西海岸LNG／大陸パイプラインガスの導入によるミッシングリンクの解消



目標 : 欧州並みの天然ガス価格の実現

1-1 米国からの原油／LNGの輸出開始



南仏に向かう原油タンカーTheo T号
(2015.12.31 テキサス州コーパスクリスティ港)

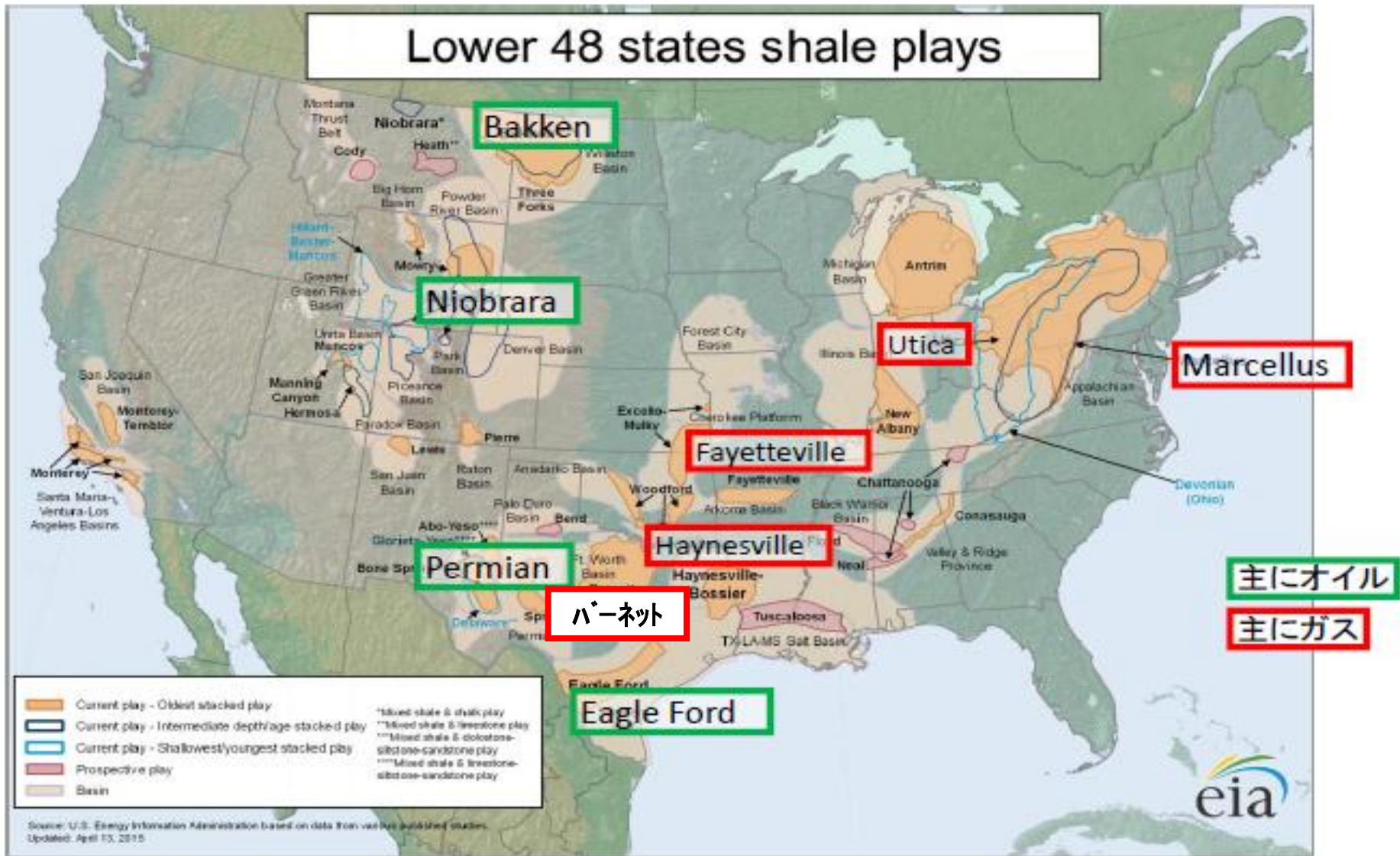


ブラジルへの出港を待つLNG船Asian Vision号
(2016.2.24 ルイジアナ州サビーンプス基地)



テキサス州バーネットシェール層の掘削現場

1-2 米国内のシェール層の分布

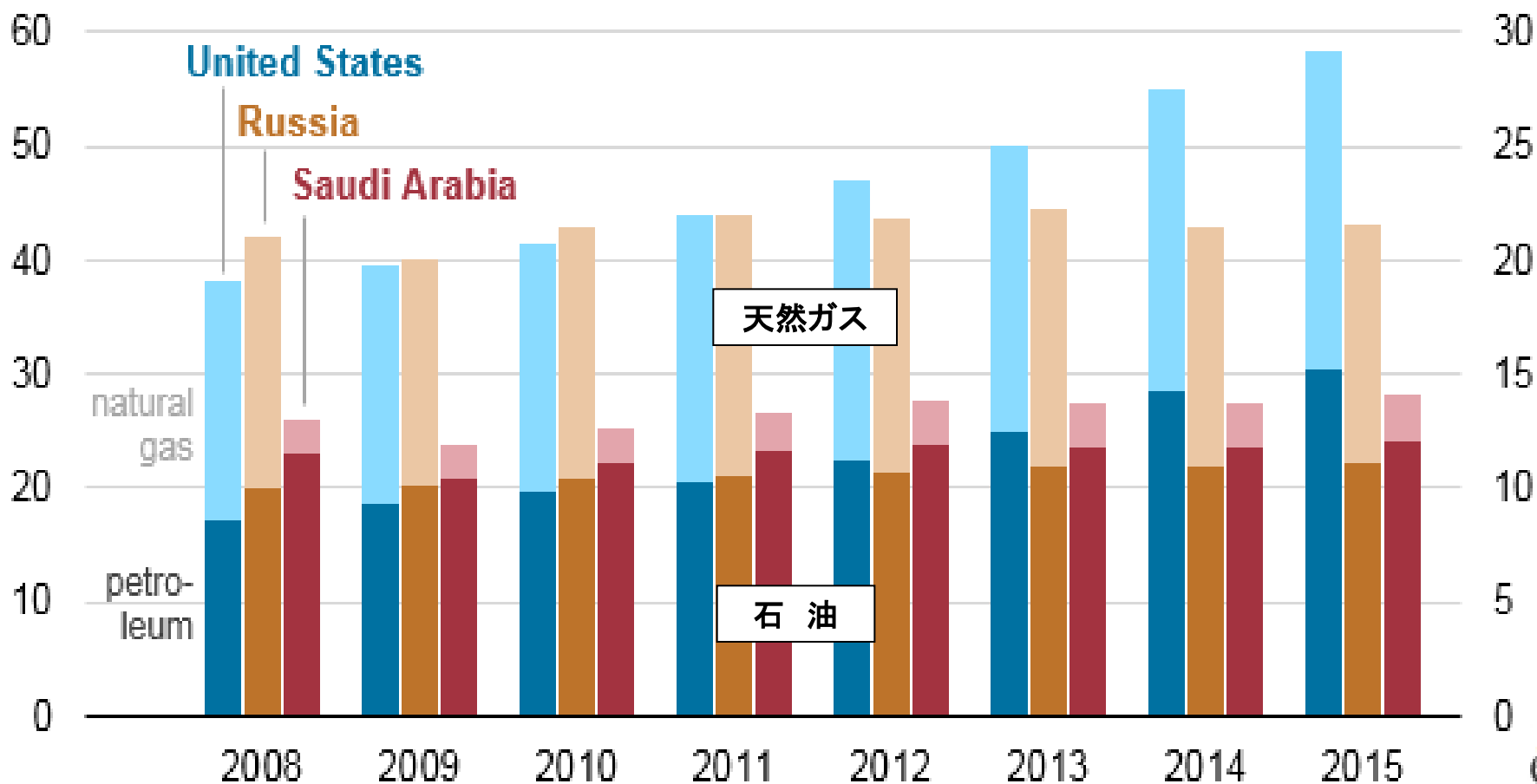


(出典: JOGMECブリーフィング資料「米国シェールプレイの概況」2015.11.19)

1-3 世界最大の産油国・産ガス国に返り咲いた米国

- ・ 2011年 ロシアを上回り、世界最大の産ガス国
- ・ 2013年 サウジアラビアを上回り、世界最大の産油国

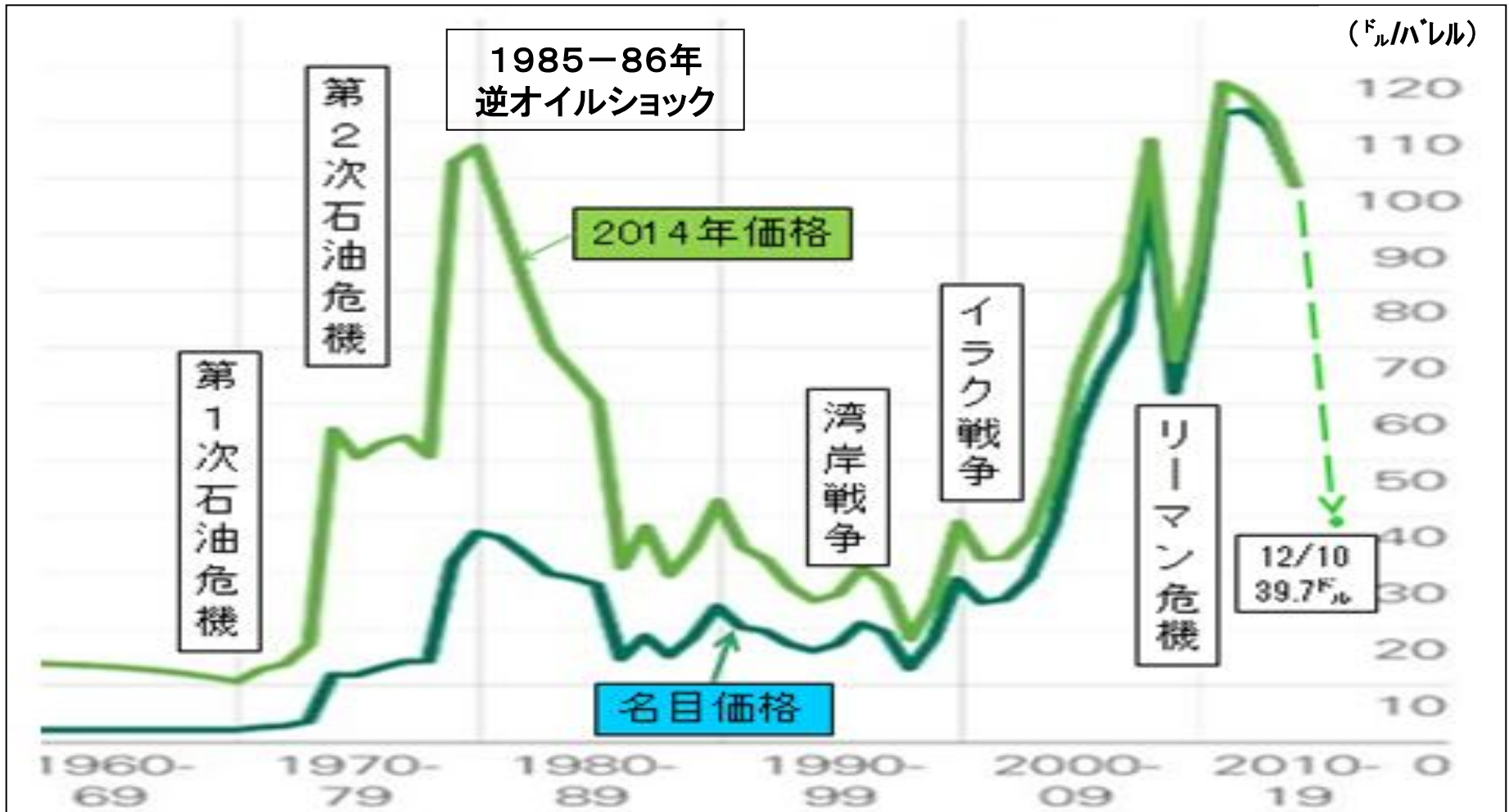
Estimated petroleum and natural gas hydrocarbon production in selected countries
quadrillion British thermal units million barrels per day of oil equivalent



1-4 長期的な原油価格の動向

異常な原油高価格時代の終焉 ⇒ 新たな均衡点を模索

シェールオイル等の非在来型石油の生産コストが鍵 ⇒ 50~60ドル?

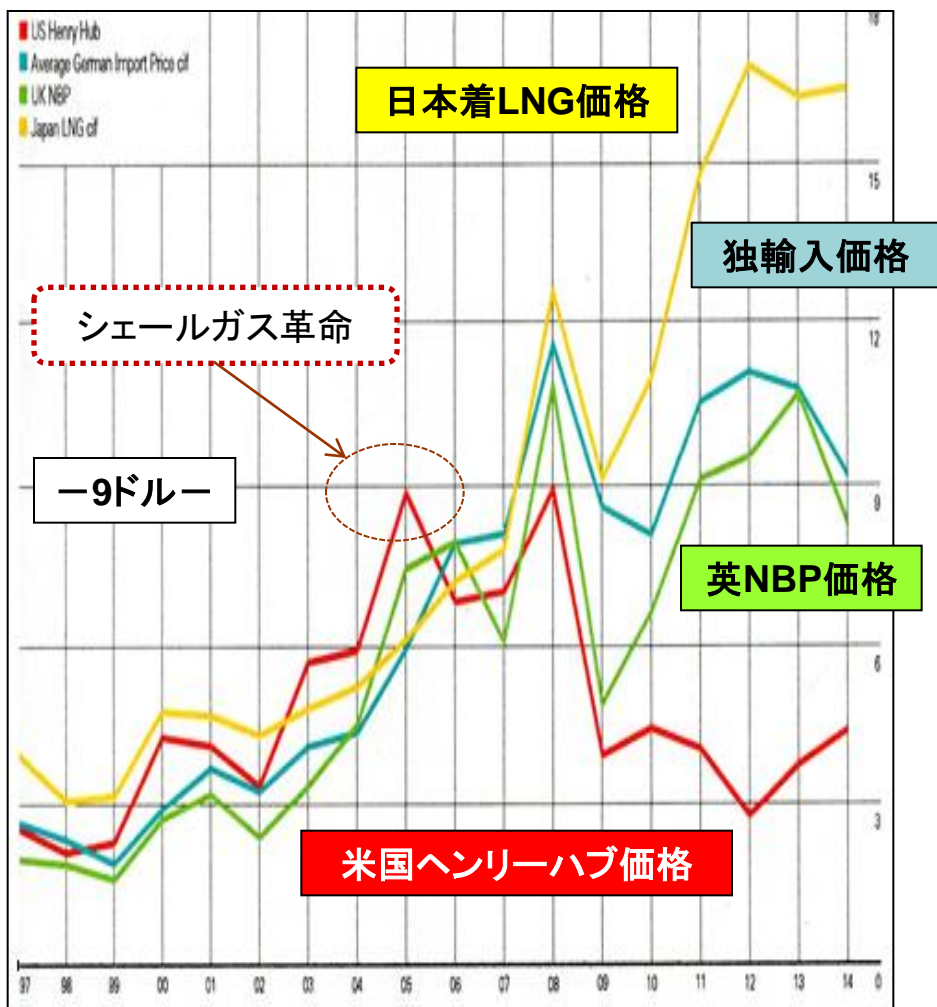


(出典: BP統計2015年版)

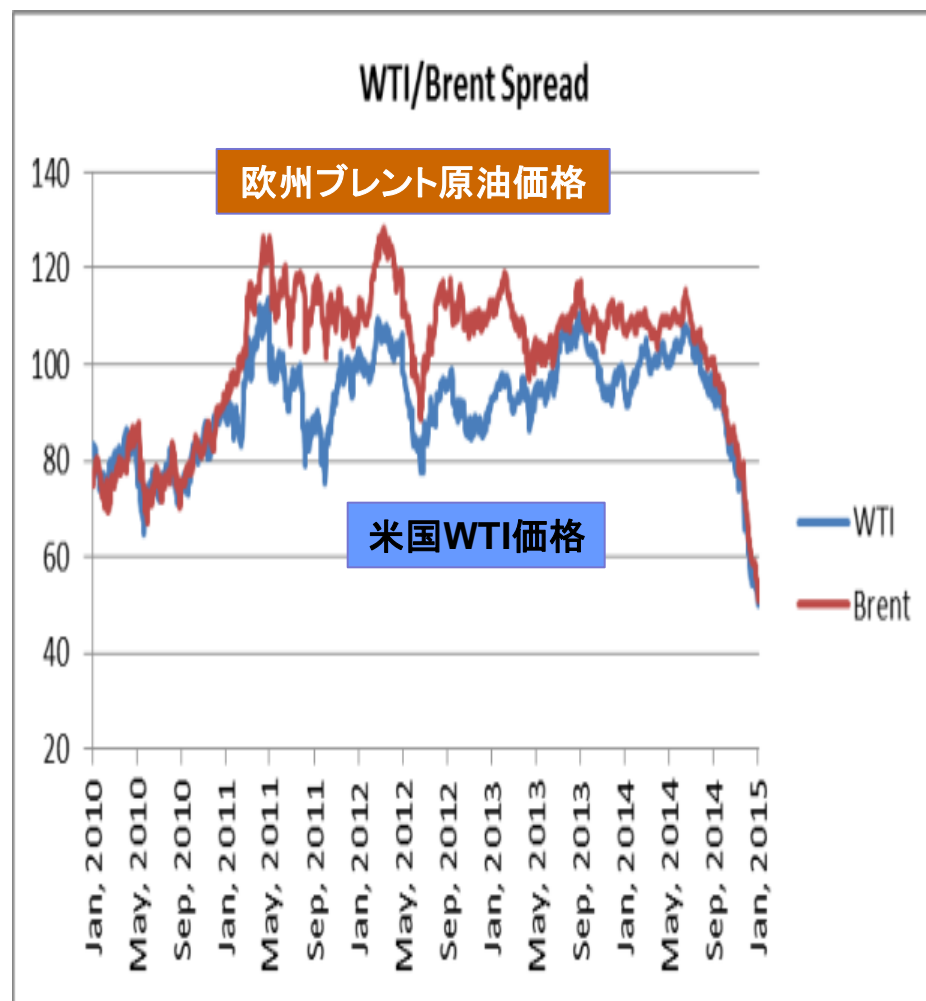
1-5 米国の石油・天然ガス価格の推移

シェール革命による石油・天然ガス生産量の急増と需給緩和

閉鎖された米国市場での石油・ガス価格の下落 / 世界の他地域の価格との乖離拡大



(出典: BP統計「2015年版」)



(出典: Oil Price “The vanishing WTI/Brent Spread”)

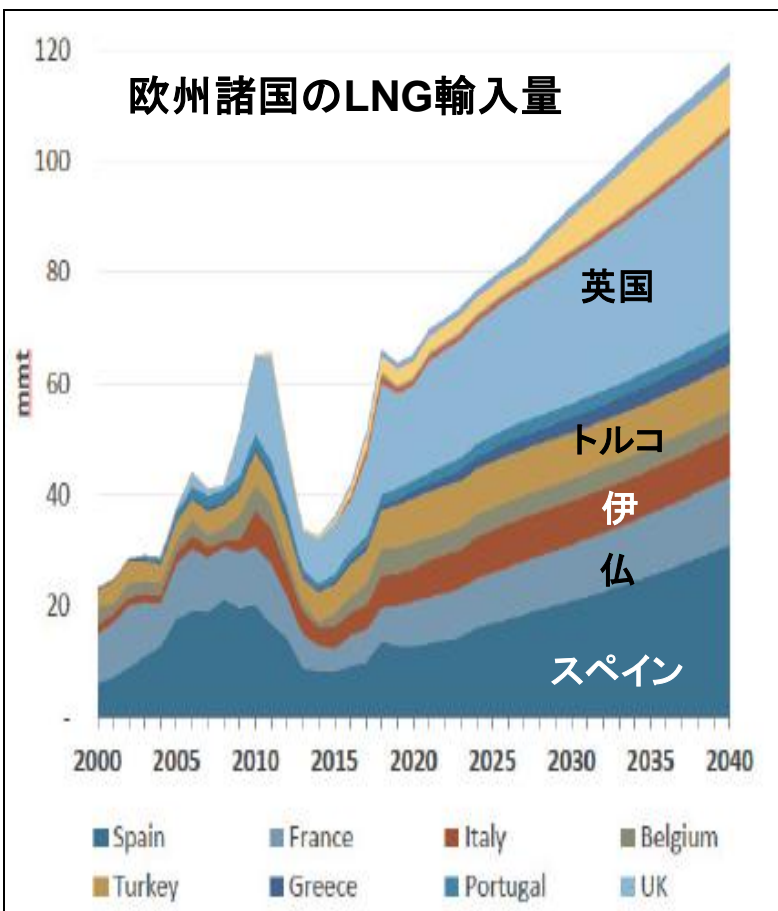
1-6 天然ガス激戦区の欧州に向かう米国産LNG

■欧州LNG需要の激減

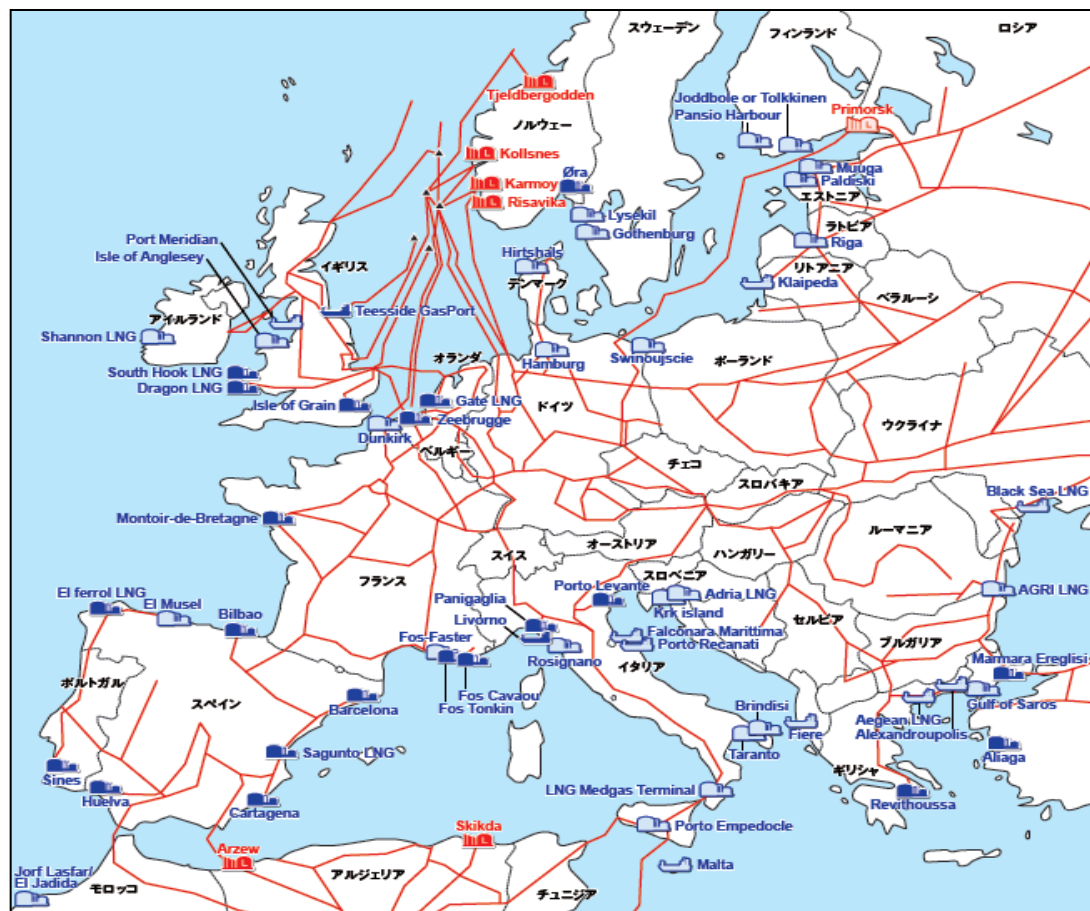
- ①海外輸入炭の流入
- ②再生可能エネルギーの導入
- ③福島原発事故後のLNG価格の高騰

■せめぎ合う供給者⇒価格低下 <4ドル/百万Btu台>

- ①域内天然ガス：北海(ノルウェー等)
- ②パイプライン：ロシア/北アフリカ
- ③LNG：大西洋圏/中東/米国(サビーンパスLNGほか)



(出典: DGR 第125号2016.1.27)



(出典: 永井一聡「欧州の天然ガス・LNG情勢」2014.11)

2-1 サビーンパスLNG基地の概要

■場所 ルイジアナ州サビーン川東岸
(メキシコ湾岸／テキサス州との州境)

■経緯

2008年 LNG受入基地として操業開始

<受入能力3020万t/年>

2016年 第1&2液化系列の生産開始

<液化能力450万t/年x2系列>

<2016.2.24 ブラジル向け第1船出港>

2017年 第3&4液化系列の生産開始

<液化能力:同上>

計画 第5&6液化系列の生産開始

<液化能力:同上>

■シェニエール・エナジー (Cheniere Energy)

設立 1983年3月

前CEO ソウキ氏 (昨年12月退任)

大株主 カール・アイカーン氏 (14%)

コーパス・クリスティLNG液化基地も建設中
(2018年生産開始、計画2250万t/年)

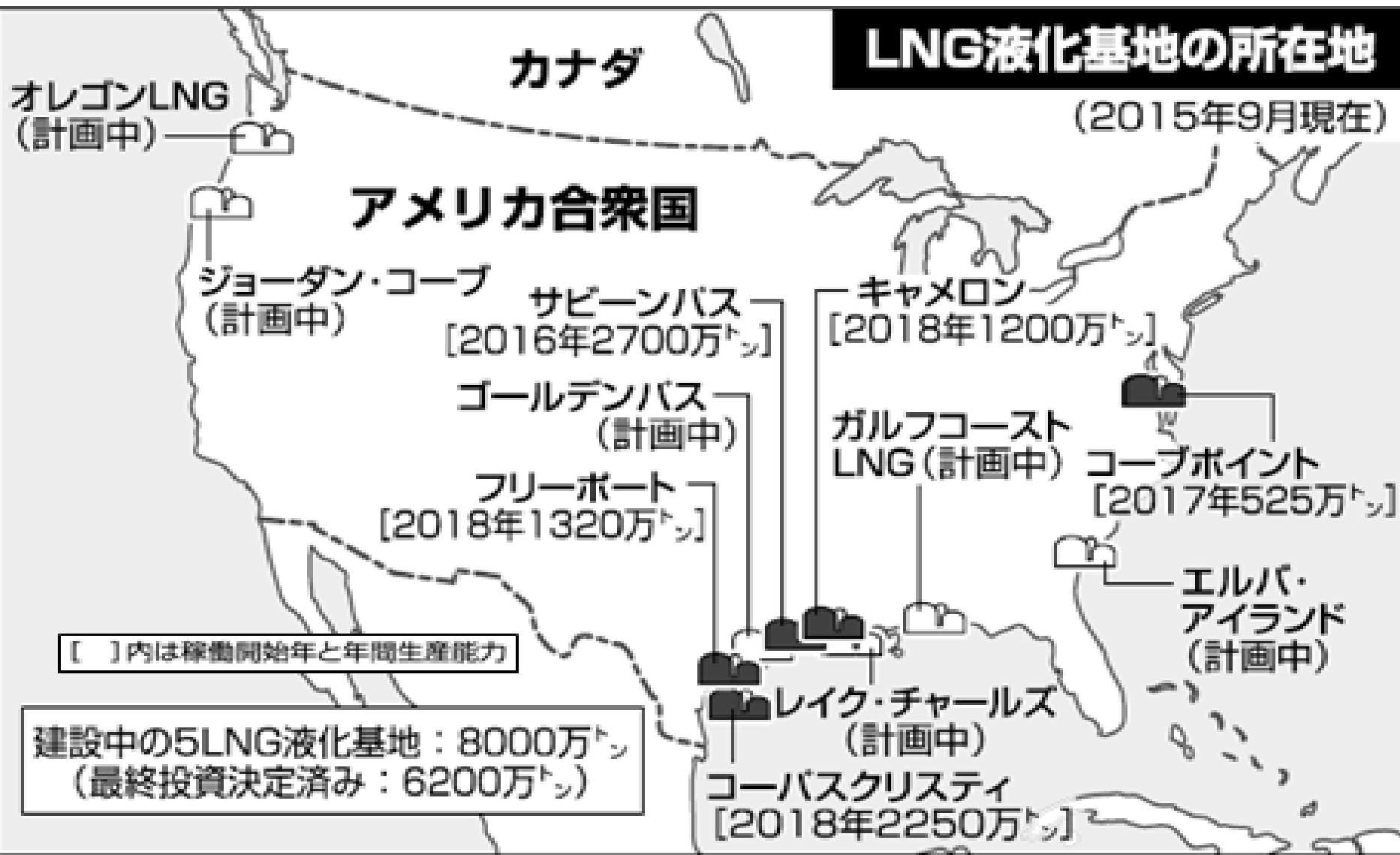


(出典: Cheniere Corporate Presentation, 2016..3)

2-2 米国のLNG液化基地(建設/計画中)

LNG液化基地の所在地

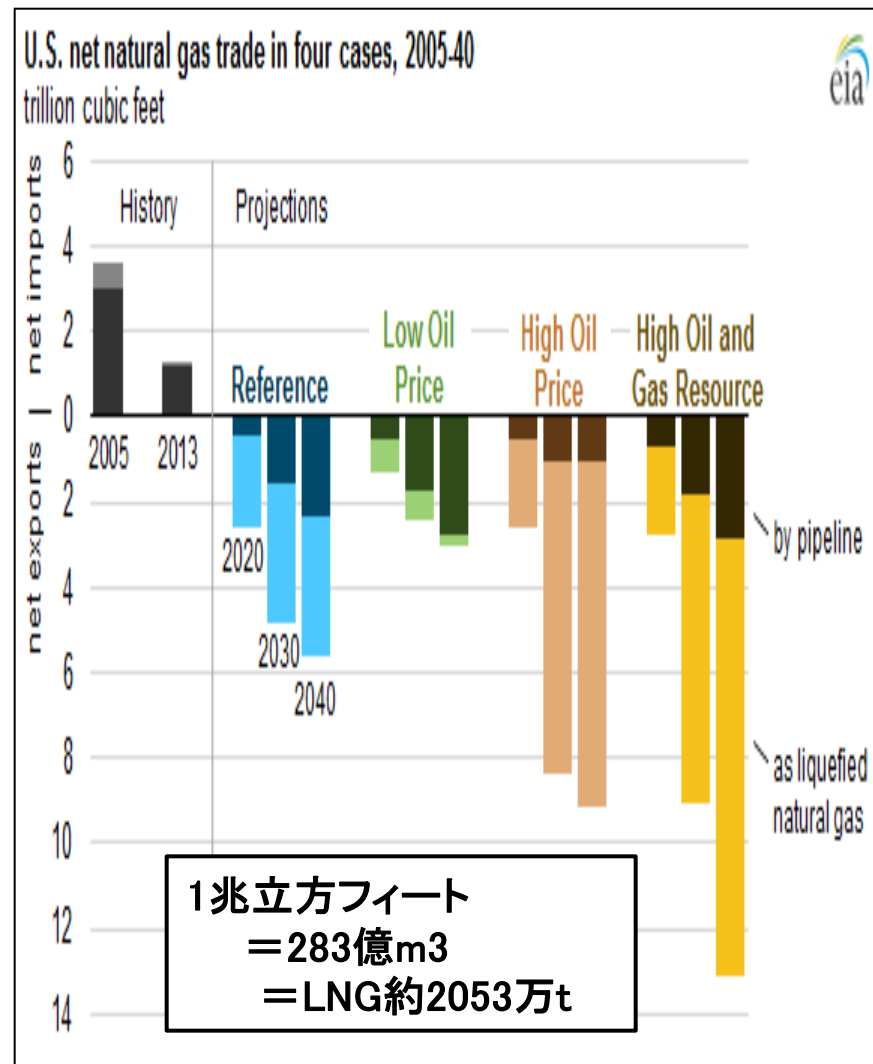
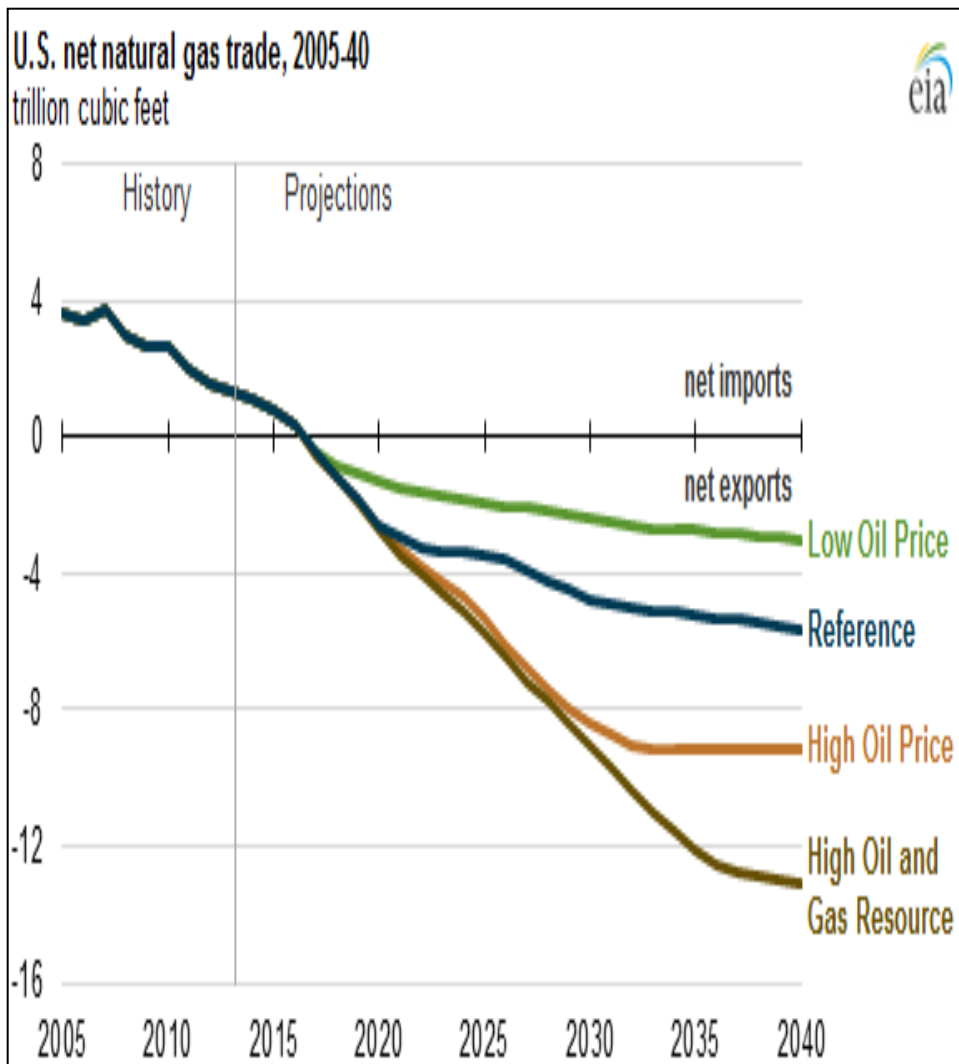
(2015年9月現在)



(出典：エネルギーレビュー2016年3月号)

2-3 米国の天然ガス需給バランスとLNG輸出見通し

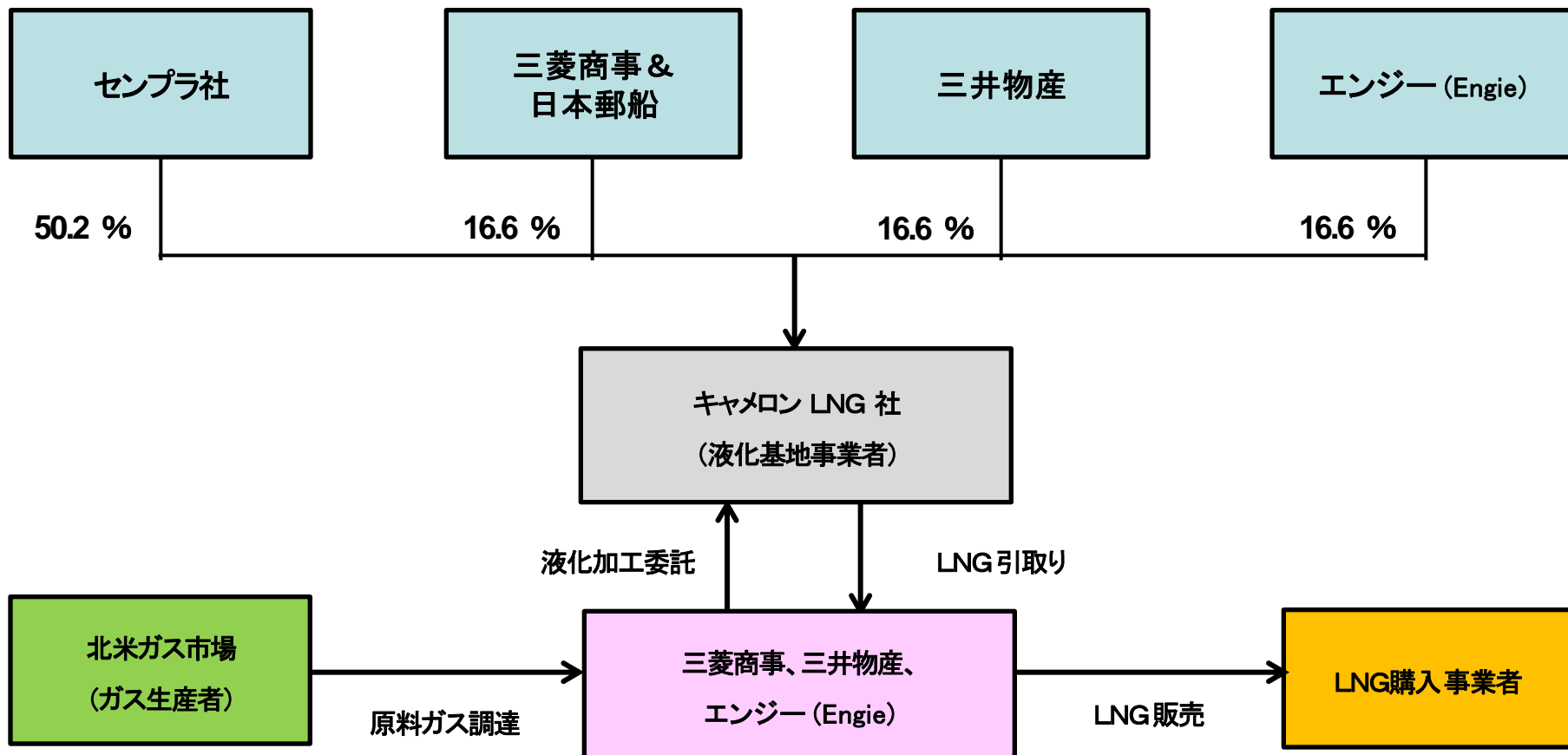
シェールガス革命 ⇒ 巨大な生産能力+ 高い供給弾力性



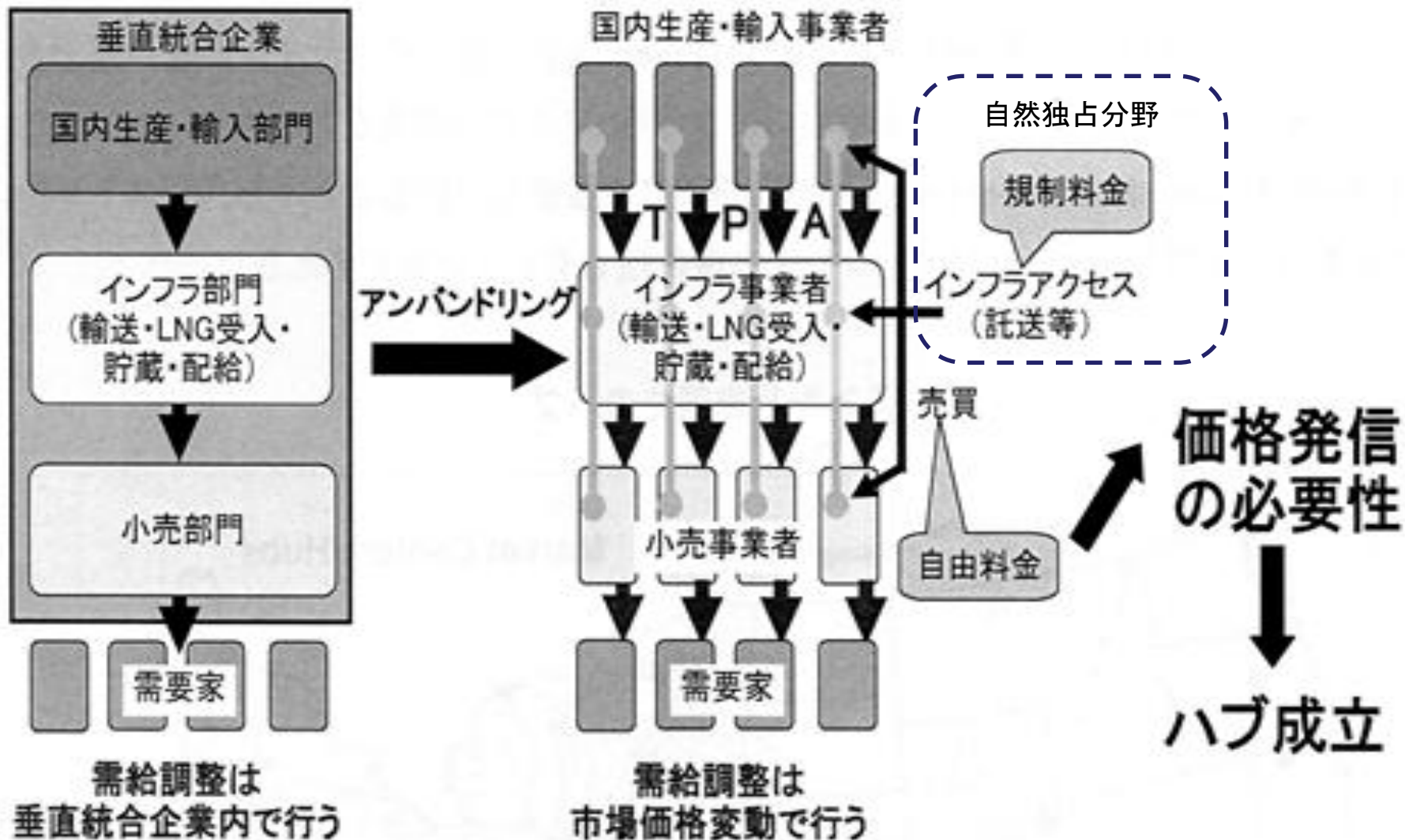
(出典: EIA “Today in Energy: Projections shows U.S. becoming a net exporter of natural gas” 2015.4.16)

2-4 新たなLNGビジネスモデル(キャメロンLNGプロジェクトの事例)

- 特徴 天然ガス市場での原料ガス購入
液化事業者へ液化作業を委託
各社独自のLNG販売
- 効果 統合型LNGチェーン体制の分割
液化事業者に原料ガス及びLNGの価格変動のリスクなし



2-5 規制緩和された米国天然ガス産業の構成



2-6 パナマ運河の拡張工事

■ 工事完了

2016年6月予定（当初 2014年完成予定）
（旧運河開通 1994年）

■ 効果

17万～18万立方メートル級LNG船の通航可能
アジア向け輸送コストの節減

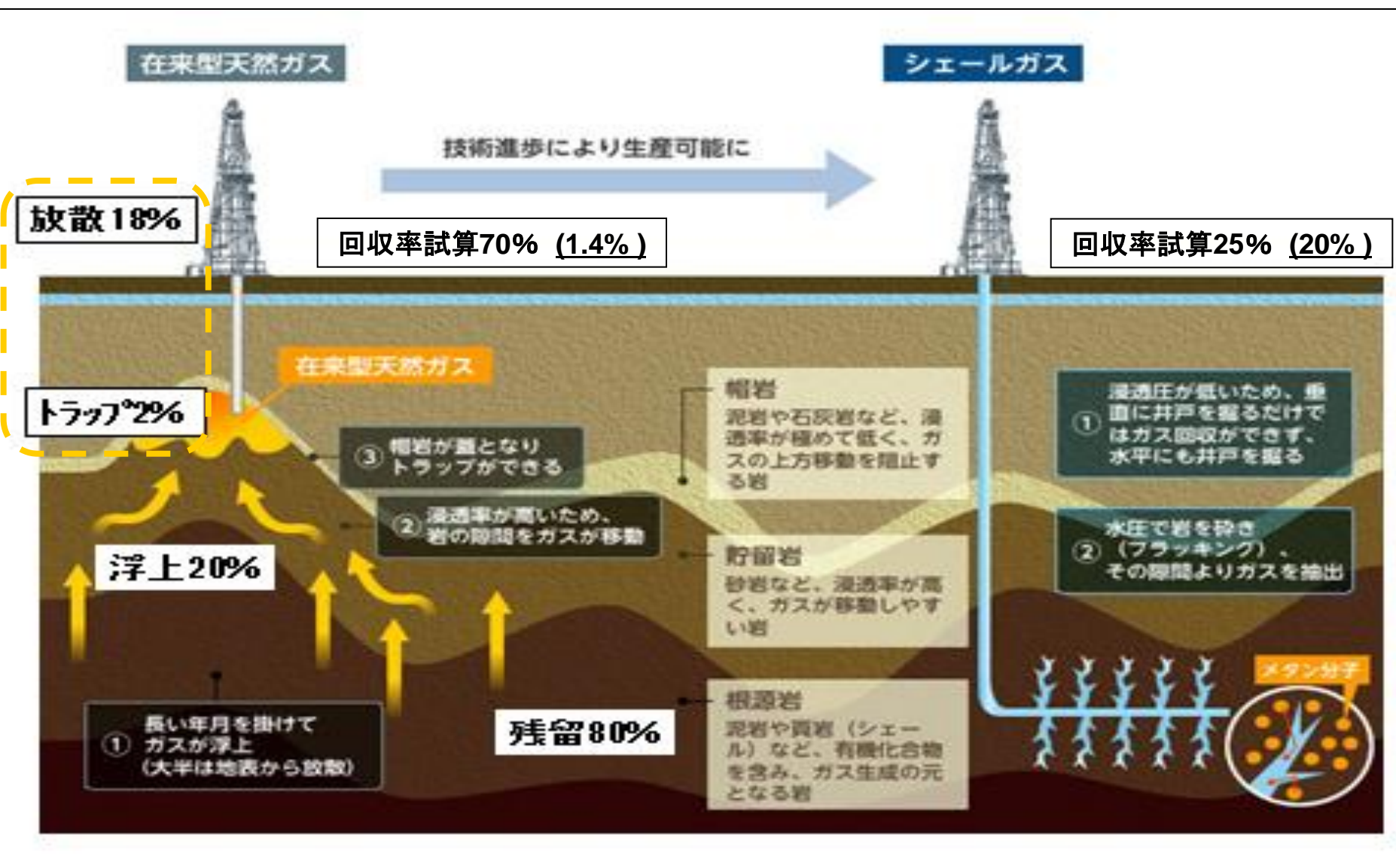
航路別コスト・日数比較試算（メキシコ湾岸→日本）

	距離(マイル)	所用日数	燃料費+備船料
①パナマ運河経由	約9,000	約25日	約2億5千万円
②スエズ運河経由	約15,000	約42日 (+17日)	約4億2千万円
③喜望峰経由	約16,000	約45日 (+20日)	約4億5千万円
④マゼラン海峡経由	約18,000	約50日 (+24日)	約5億円

注意) 速力を15ノット、燃料費+備船料を1,000万円/日と仮定し、国土交通省が試算



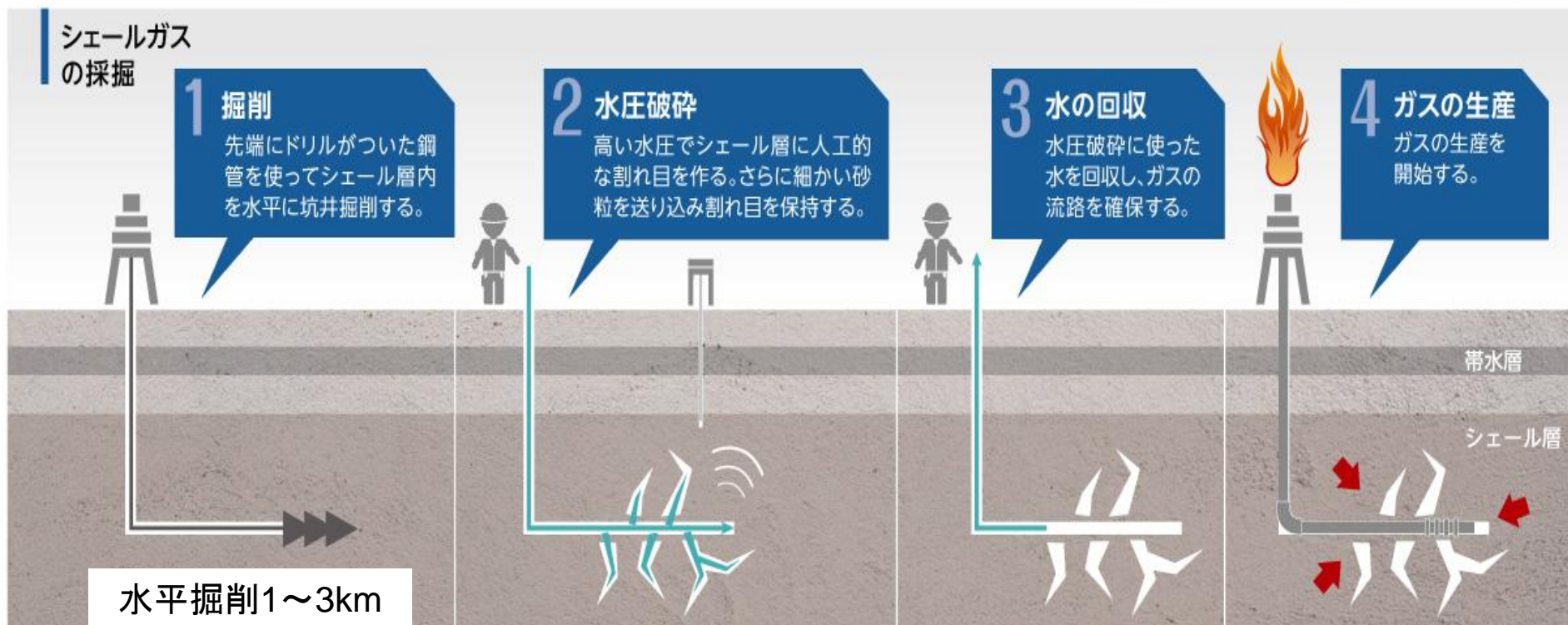
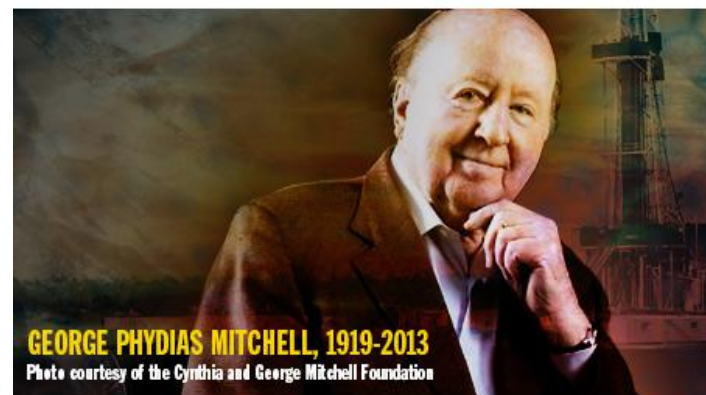
2-7 在来型天然ガスとシェールガスの比較



(出典: <http://ujita.co.jp/blog-diary/files/2015/01/4-01.jpg>)

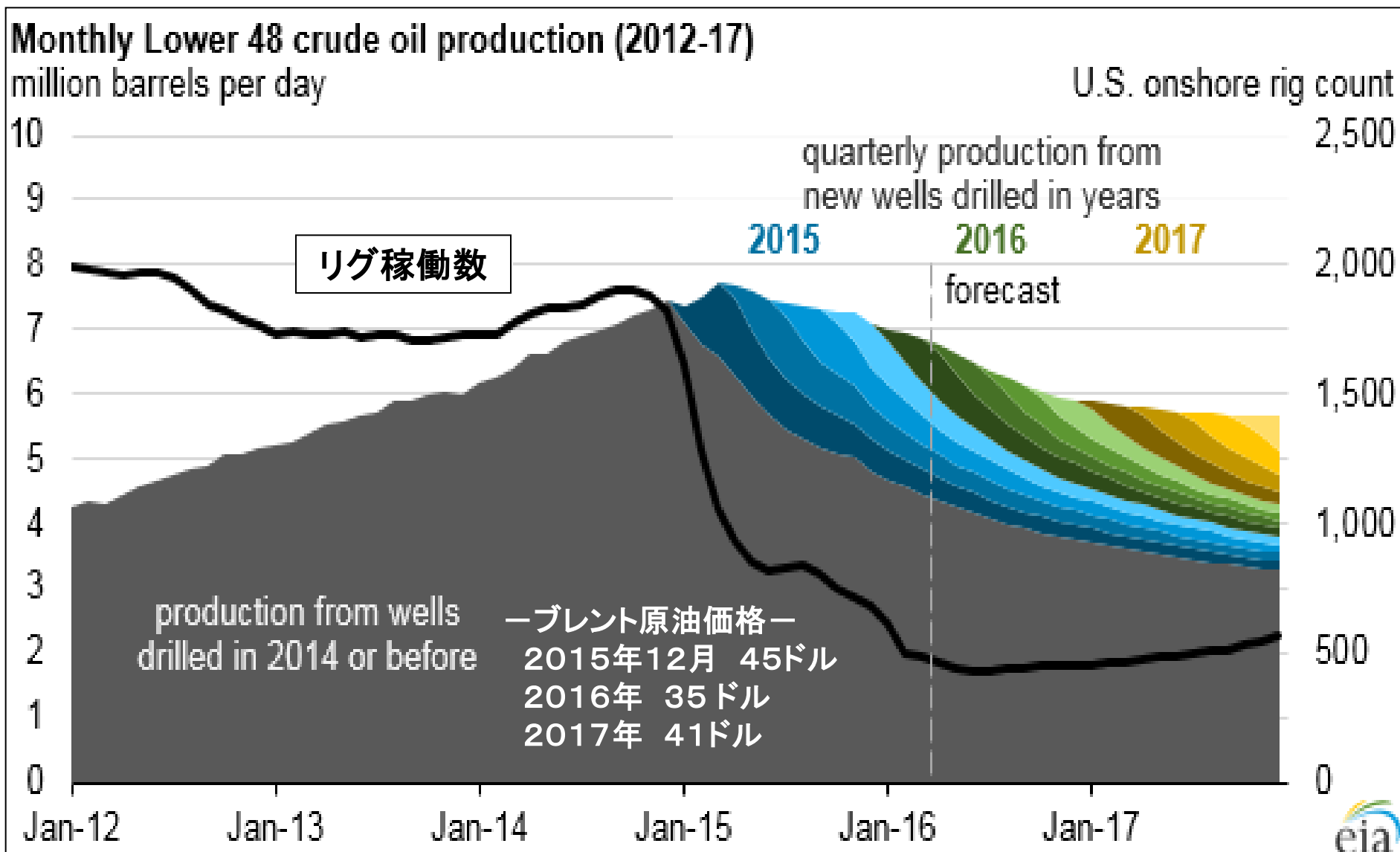
2-8 シェールガス革命を実現した技術開発

- 技術革新による生産コストダウン
故ミッチェル氏(米国テキサス州)の取組み
水平掘削技術と水圧破碎技術の組み合わせに成功
- 特徴
中小石油開発事業者主導のシェール層開発
〈大手メジャーは効率性・収益性重視から魅力を感じず〉



(出典: JOGMECブリーフィング資料「米国シェールプレイの概況」 2015.11.19)

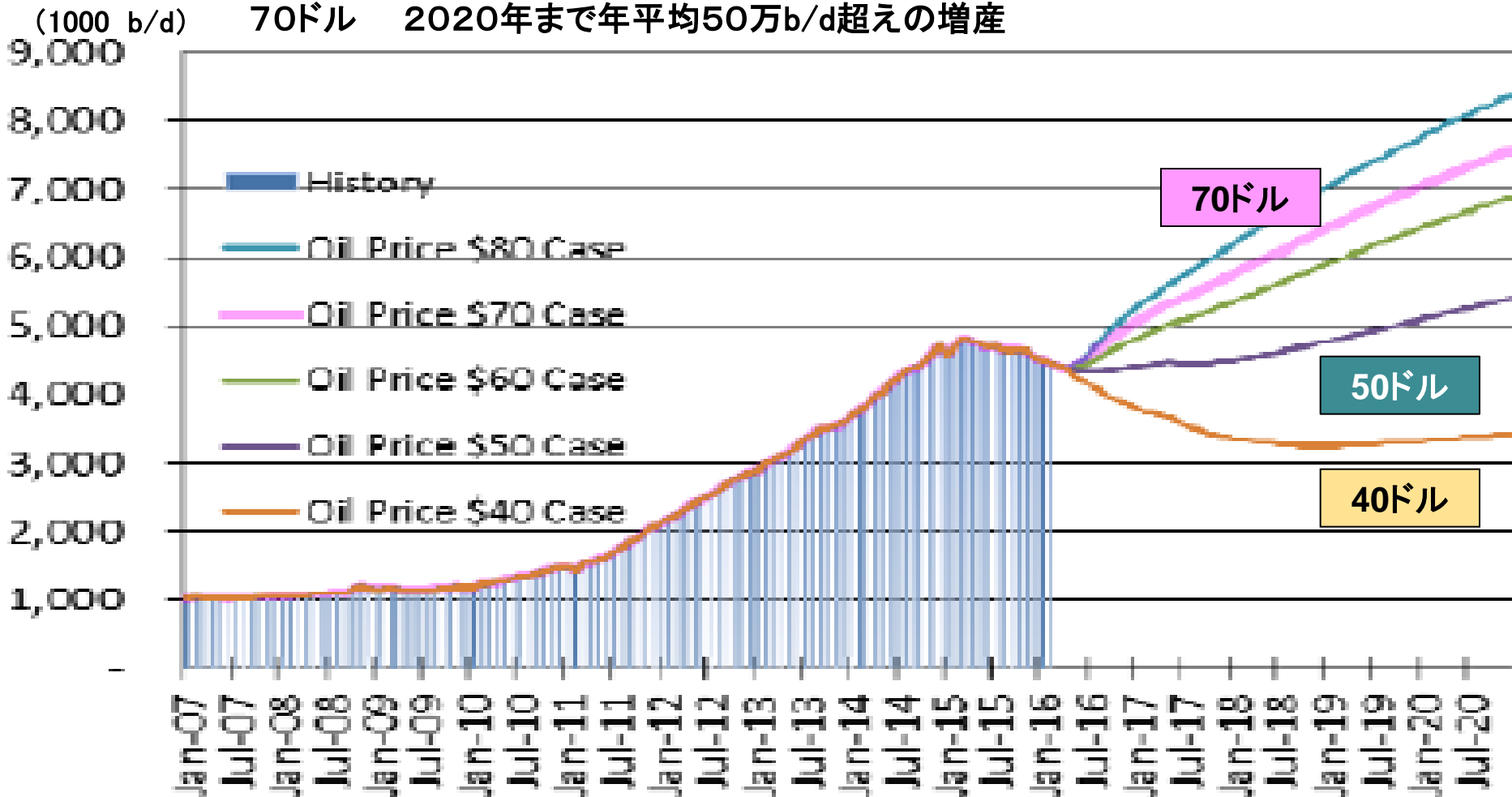
2-9 掘削リグ数の激減とシェールオイルの生産減少



(出典: EIA "Expected decrease in Lower 48 oil production is partially offset by rising GOM output" 2016.4.20)

2-10 原油価格に応じて変動するシェールオイル生産(JOGMEC推計)

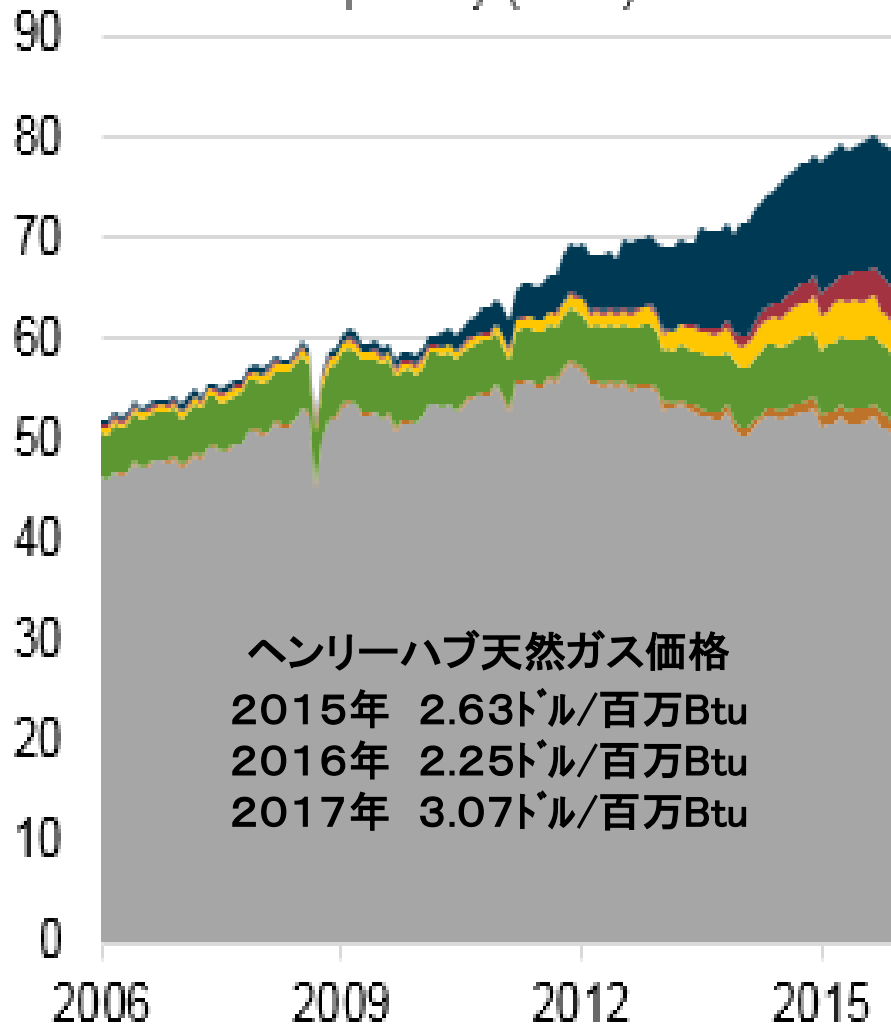
- 推計方法 原油価格の変動に応じたリグ稼働数を想定／掘削5カ月後からの生産開始
- 推定結果
 - 40ドル 年平均20万b/dの減産 / 2018年頃に下げ止まり
 - 50ドル 2019年初めに2015年水準に回復、その後は年平均20万b/dの増産
 - 70ドル 2020年まで年平均50万b/d超えの増産



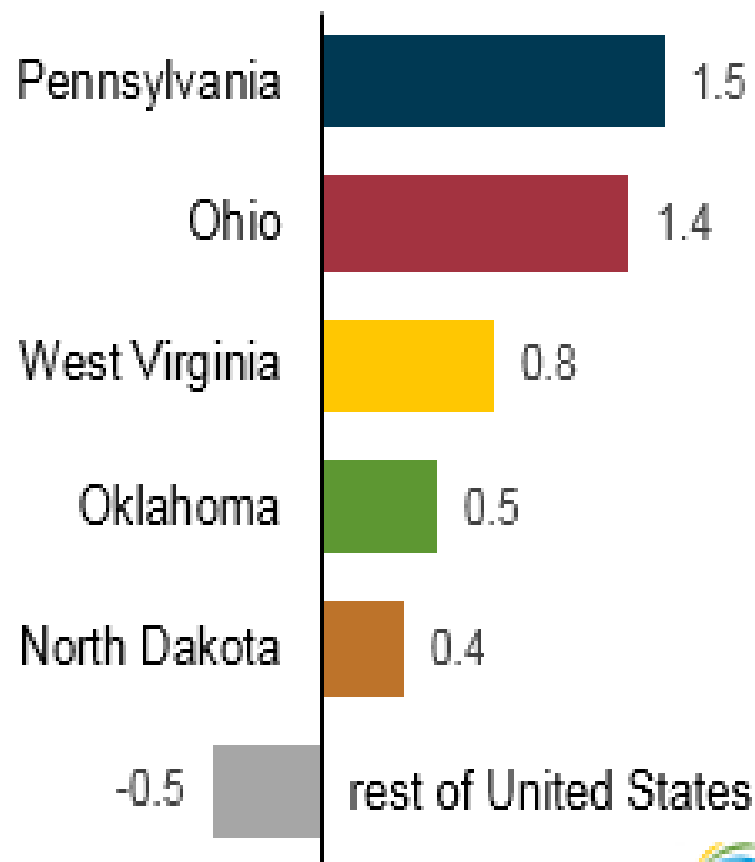
(出典: JOGMECブリーフィング資料「石油市場に関する考察」2016.5.19)

2-11 米国東部州主導のシェールガス増産

Monthly natural gas production (2006-15)
billion cubic feet per day (Bcf/d)



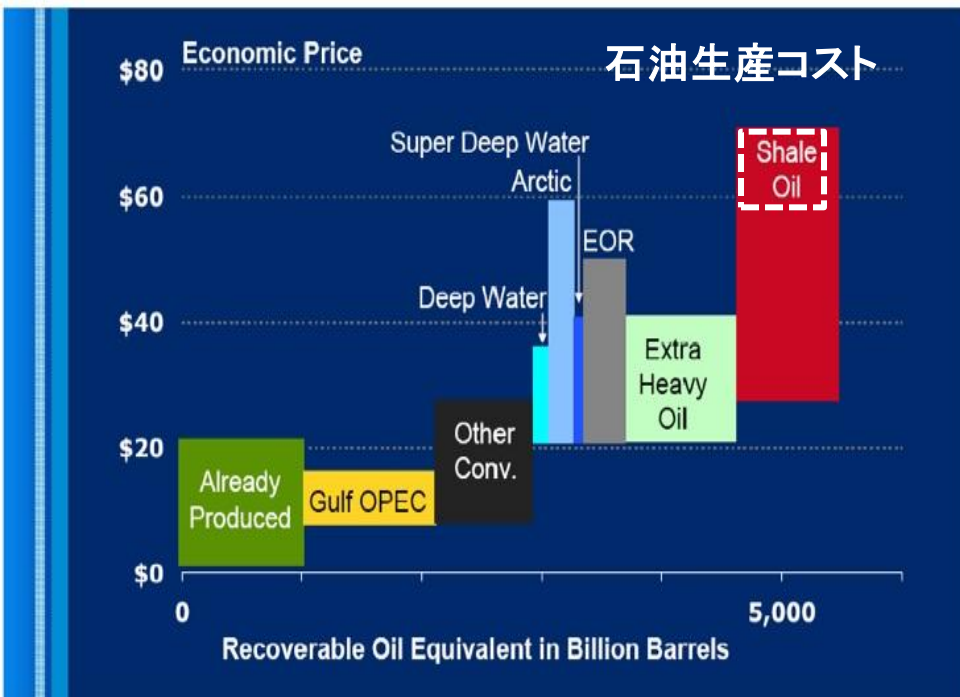
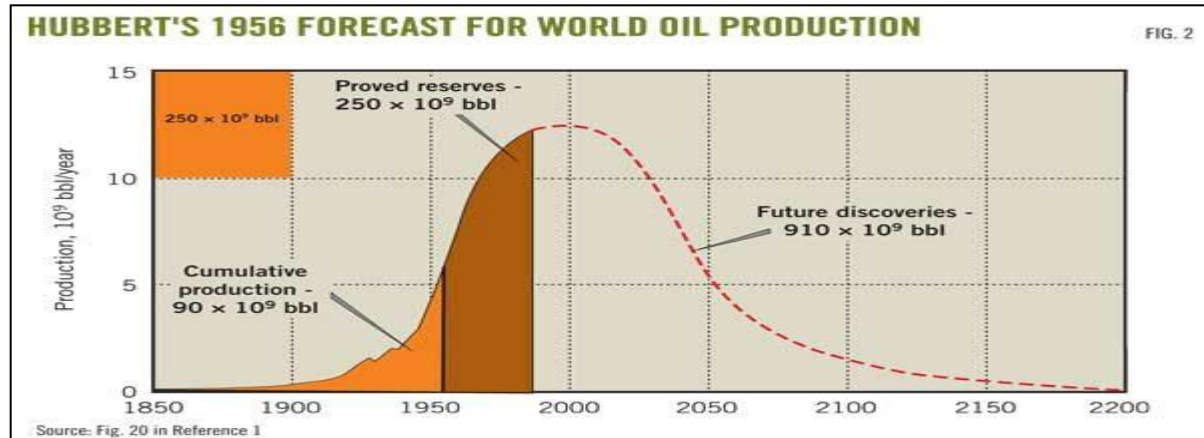
Annual natural gas production growth in
selected states (2014-15)
billion cubic feet per day (Bcf/d)



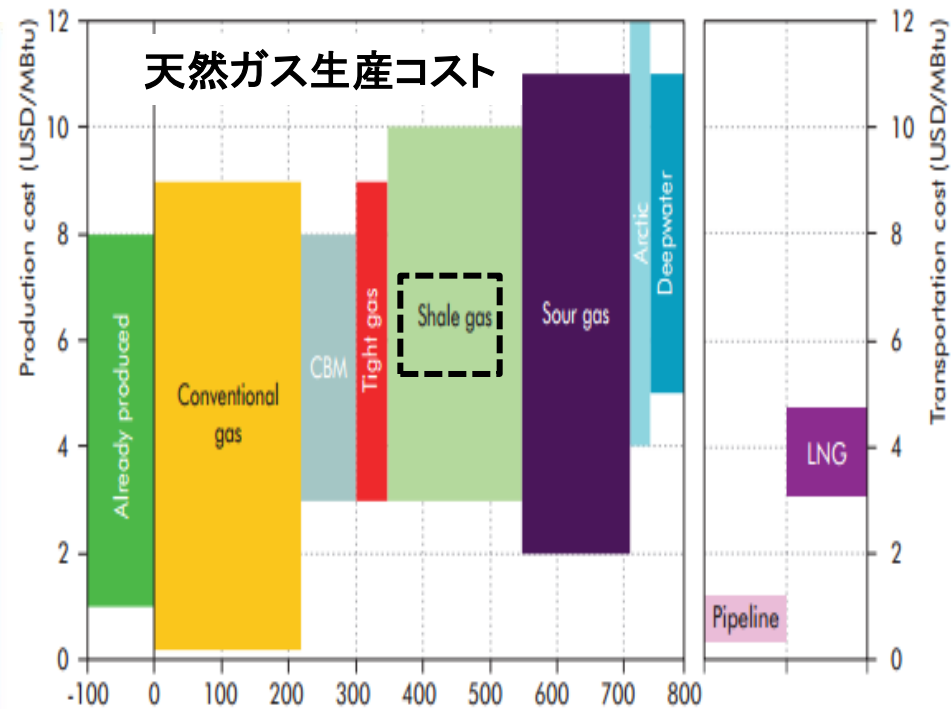
2-12 シェール革命の資源論的意義

■ 「ピークオイル論」に終止符
Mr. King Hubbert (1903~1989)
米国シェルの地質学者

- 増産要因
- ① 技術革新
 - ② 探鉱投資
 - ③ インフラ整備
 - ④ 価格・経済条件



(出典Joan Manicore 2012.7.)



(出典: IEA, World Energy Outlook 2009)

2-13 非在来型天然ガスの追加で延長された可採年数

■天然ガスの可採年数(下記「可採年数の算出方法」により、在来型追加分約60年、非在来型追加分約40年を算出)



■可採年数の算出方式



(出典: JOGMEC 「資源ライブラリー」)

2-14 米国シェール革命の背景と効果

■ 米国でのシェール革命を可能にした条件

- ・自然条件 開発に適した地質／豊富な水(水圧破砕用)
- ・社会条件 地下資源が土地所有者に帰属(通常は国家に帰属)
細分化された鉱区・自由な取引による開発競争
充実したインフラ(地質情報、技術サービス企業、パイプライン網、取引市場)
- ・価格条件 21世紀初頭の価格高騰 ⇒ 技術革新を促進

■ 中小事業者向けの技術特性

- ・杭井当たりの生産量は少なく、減産スピードは速いが、探鉱リスクは小
- ・少額の投資と短期の投資回収
- ・価格変動に追従した迅速な生産調整 ⇒ 高い供給価格弾力

■ 米国シェール革命の効果と課題

- ・効果 巨大な生産能力の出現
原油輸出解禁／LNG輸出開始(パナマ運河拡張)⇒国際市場との統合
価格変動に敏感な「新Swing Producer」の登場⇒価格安定化の期待
- ・課題 中国やアルゼンチン等への世界的な波及
低位安定価格の下での省エネ／温室効果ガスの削減

3-1 世界のシェールガス・シェールオイル資源(技術的生産可能量)

■ 米国エネルギー情報局(EIA)「世界のシェールガス・シェールオイル資源量評価報告」(2015.12)

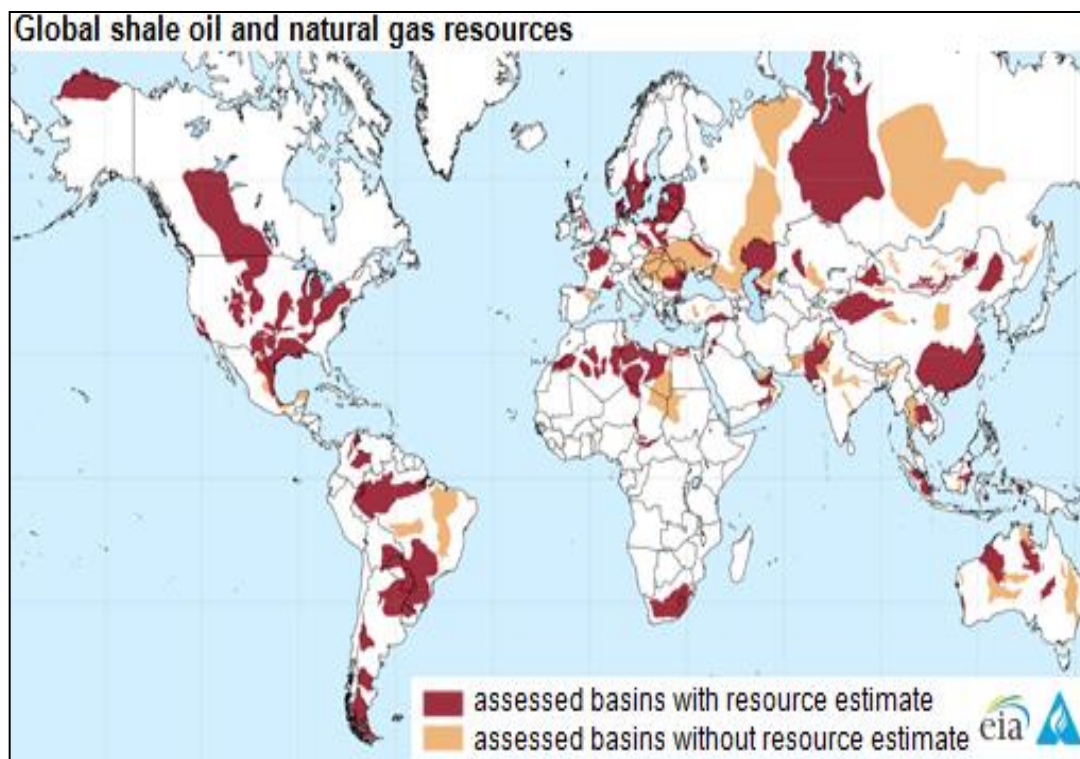
シェールガス 214.5兆立方尺 (2014年天然ガス生産量 3.46兆立方尺、62年分)
 シェールオイル 4,189億バレル (2014年石油生産量 336億バレル、12.5年分)

■ シェールガスの開発状況

米国 LNG輸出開始により国際市場へ一体化
 その他 地質構造・インフラ整備等に課題／国内消費の増加⇒当面は地域エネルギー

(参考) シェールガス資源国(上位10カ国)

	兆ft3	兆m3
中国	1115.2	31.6
アルゼンチン	801.5	22.7
アルジェリア	706.9	20.0
米国	622.5	17.6
カナダ	572.9	16.2
メキシコ	545.2	15.4
豪州	429.3	12.2
南アフリカ	389.7	11.0
ロシア	284.5	8.1
ブラジル	244.9	6.9



(出典:EIA “[Four countries added to global shale oil and natural gas resource assessment](#)”2015.12.14)

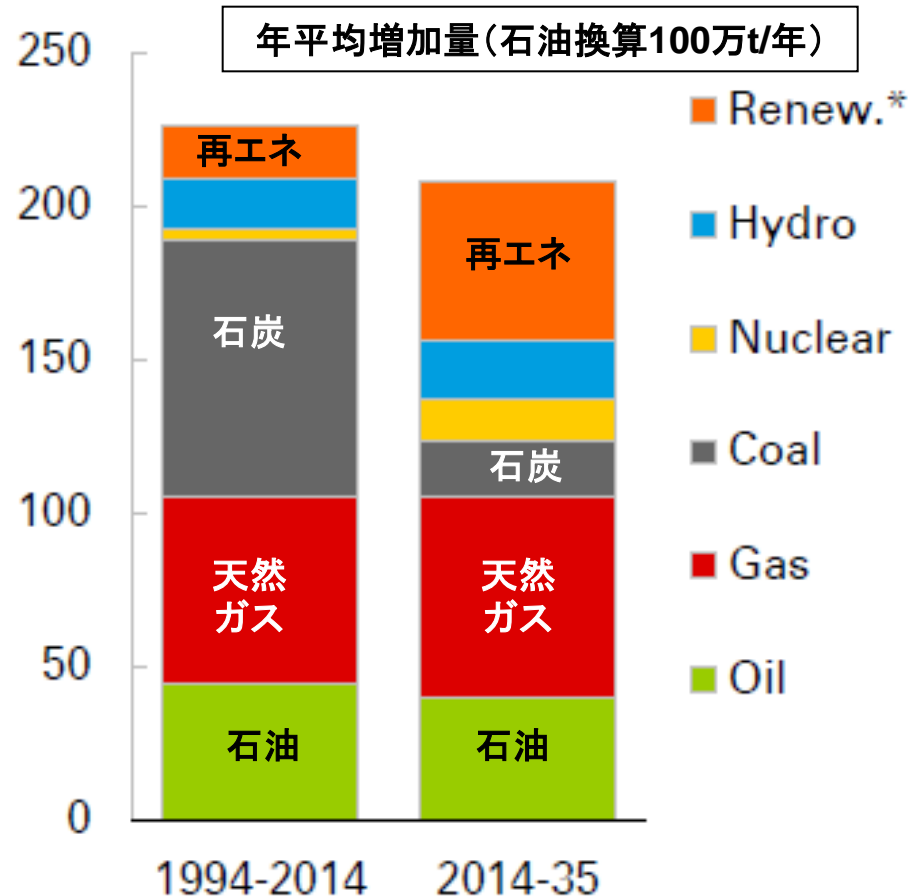
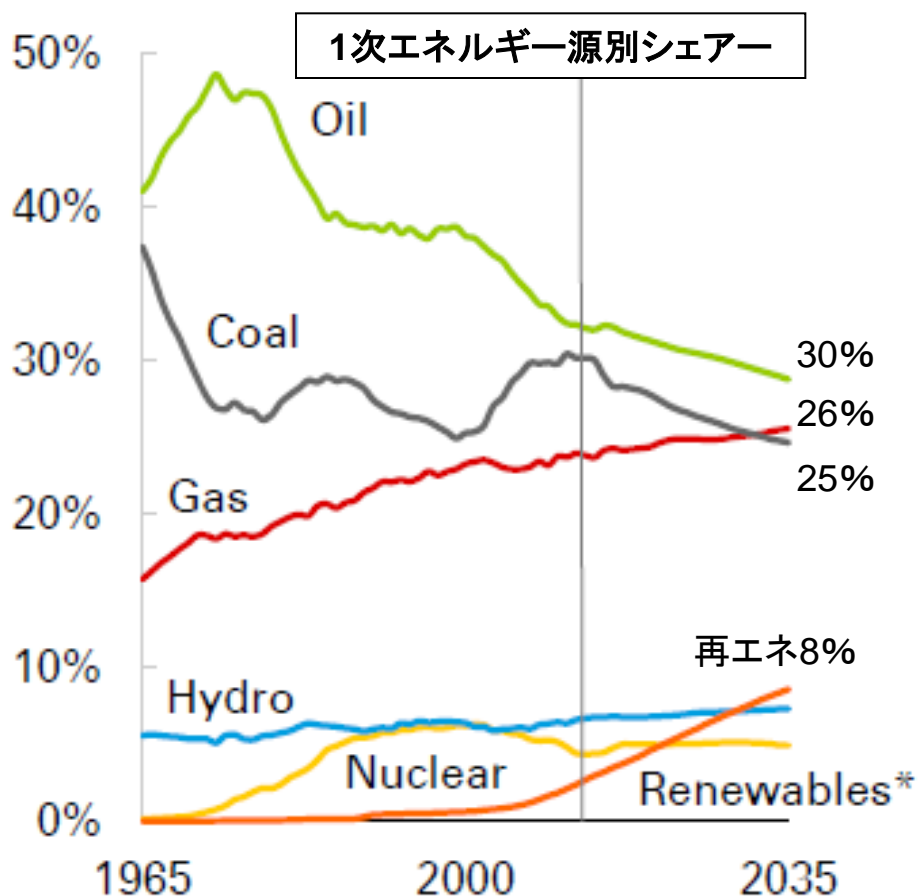
3-2 天然ガスの利用増加

■ BPエネルギー長期展望(2014~2035年)の伸び率

石油 0.9%、天然ガス 1.8%、石炭 0.5% / 再生可能エネルギー 6.6%

■ 天然ガス需要の増加要因

潤沢な生産力(シェールガス革命)、地球温暖化対策、利用技術開発(コンバインドサイクル等)



(出典: BPエネルギー長期展望2016年版)

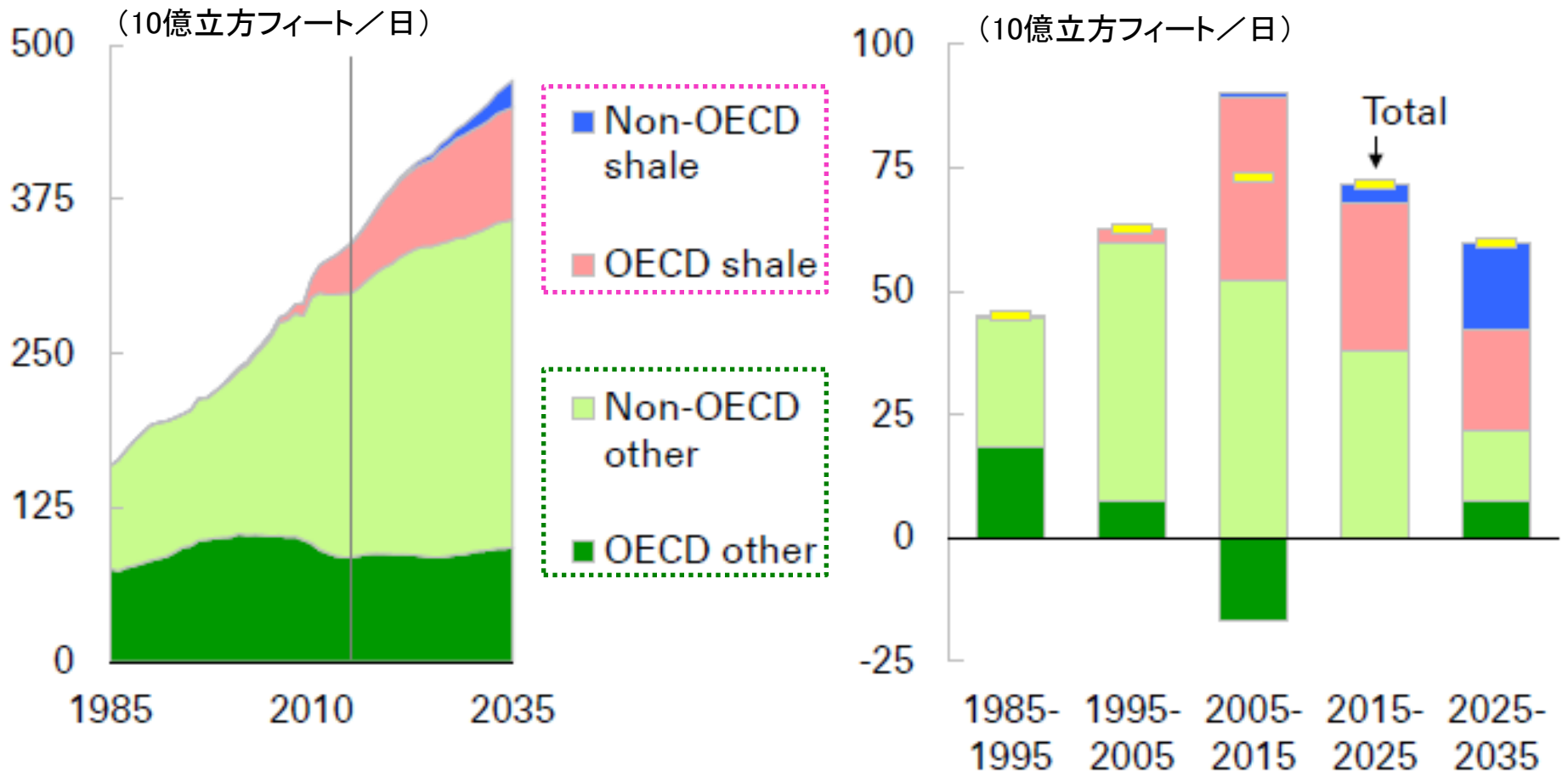
3-3 天然ガスの生産動向

■ シェールガスの生産動向

年平均伸び率 5.6% / 在来型と増産量を折半 / 生産量シェア 10% ⇒ 25%弱

■ シェールガス増産牽引国

2015~2025年 米国中心 / 2025~2035年 中国の台頭

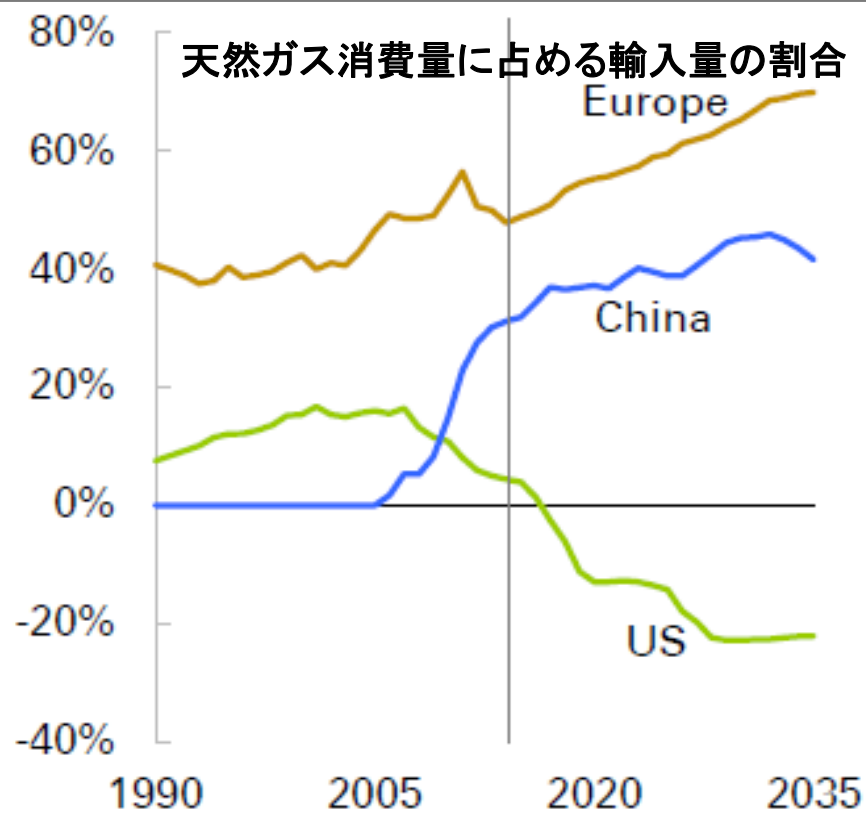
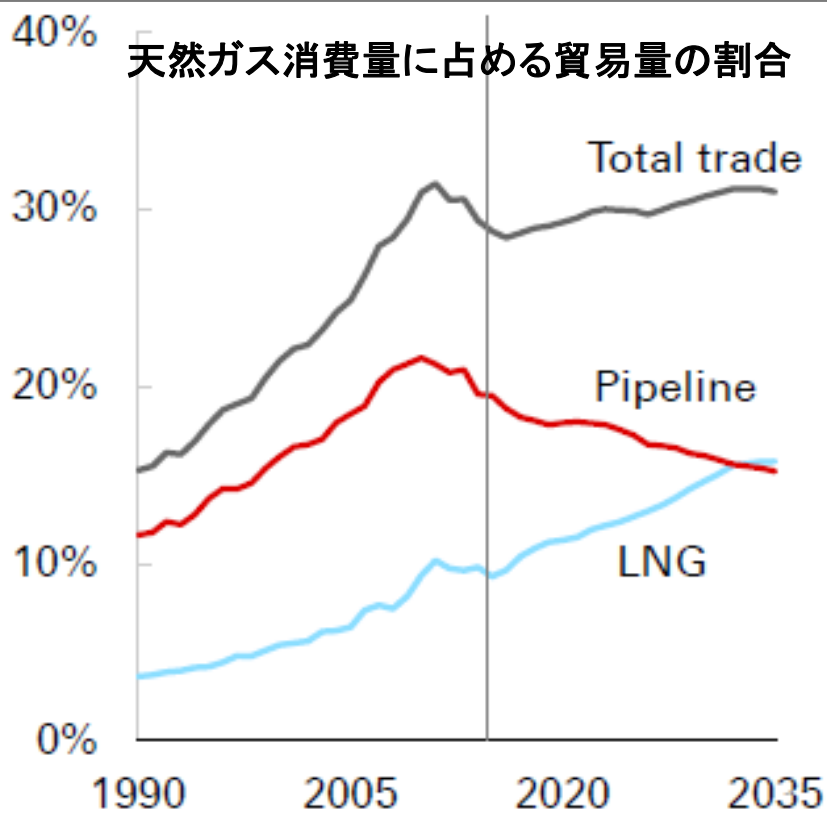


(出典: BPエネルギー長期展望2016年版)

3-4 天然ガスの貿易動向

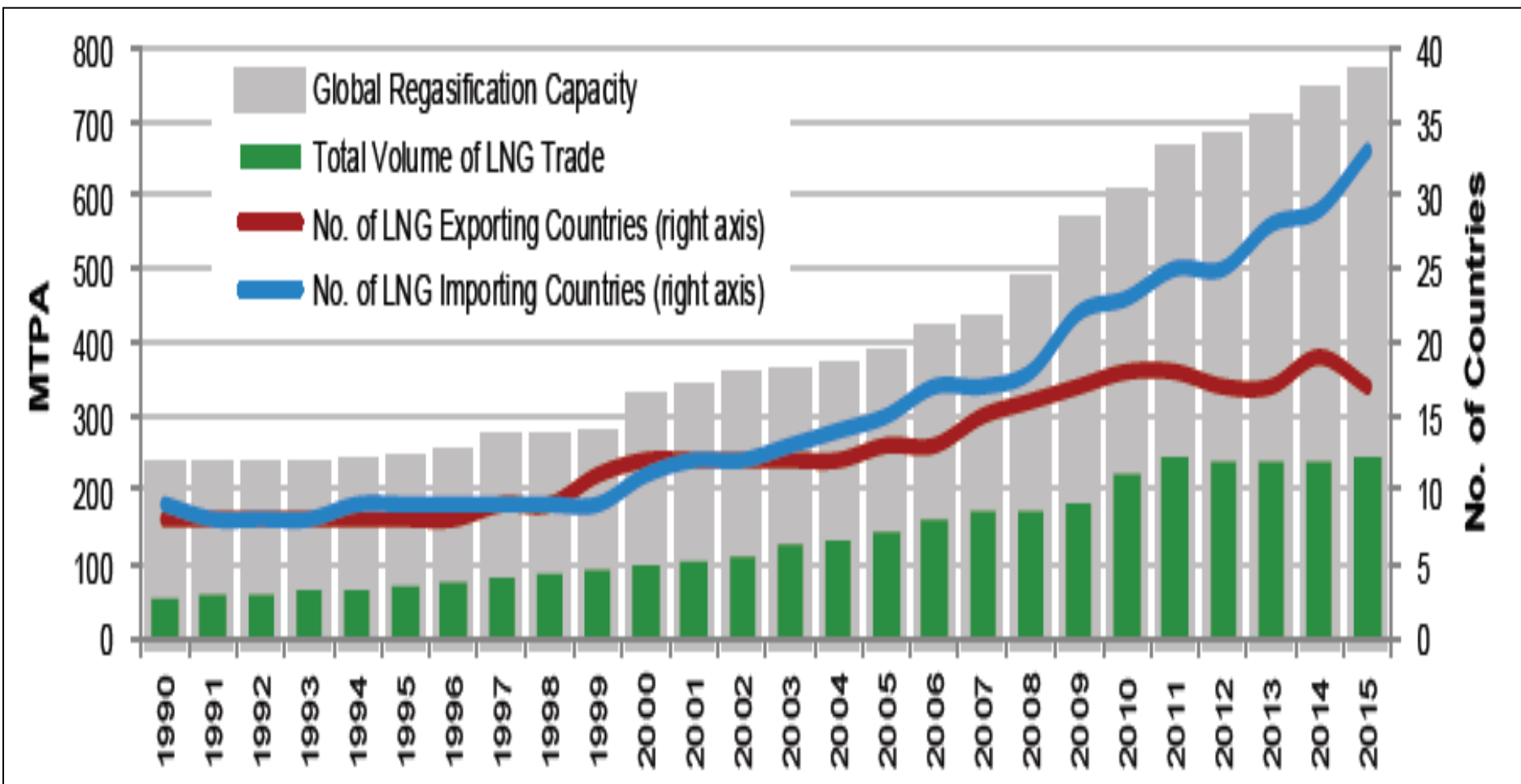
■ 全体動向 欧州・中国の輸入増加 / 米国の輸出国化、貿易量比率 は30%水準で推移

■ LNG貿易の伸び 消費量伸び率の2倍 / 消費量に占める比率 2014年10% ⇒ 2035年15%
天然ガス価格の地域間関連性の高まり



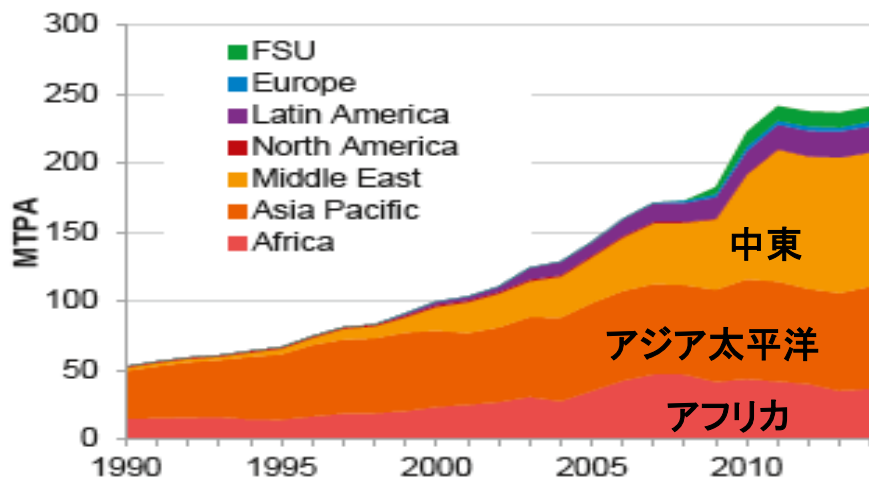
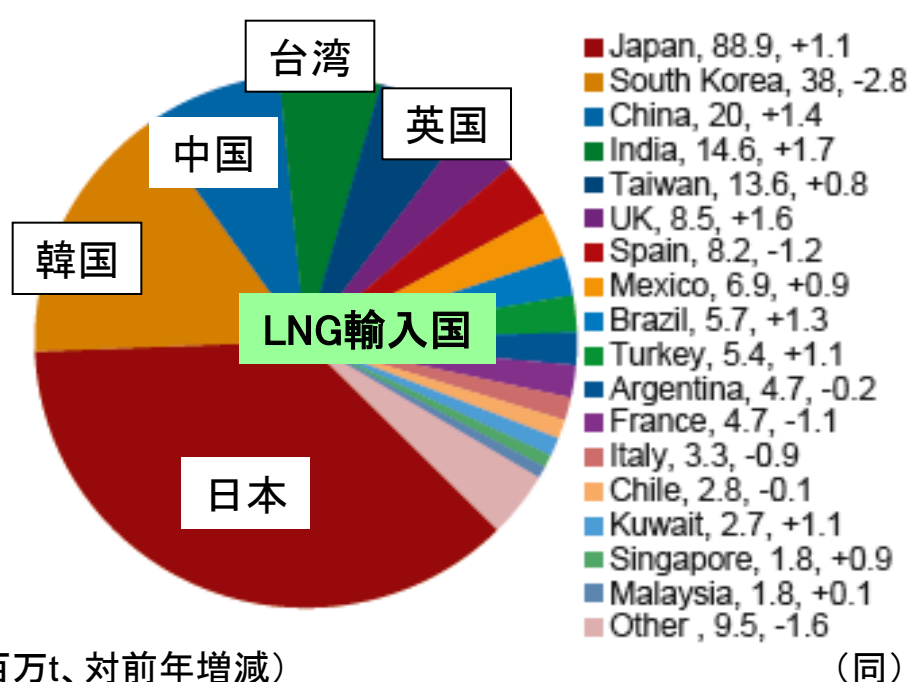
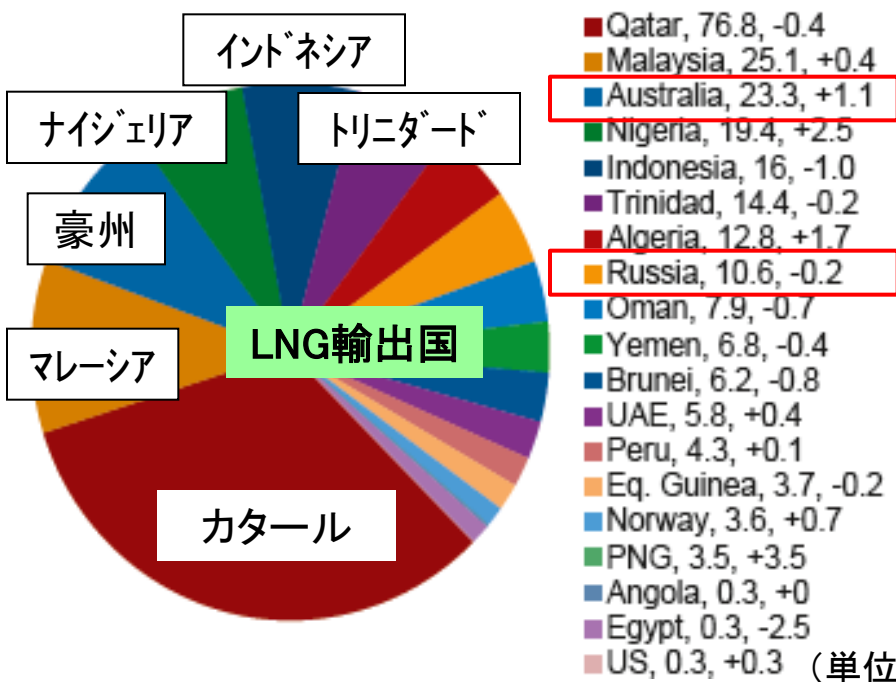
3-5 LNG貿易の動向

- 貿易国数 LNG輸出国 17カ国(前年比▲2カ国) / LNG輸入国 33カ国(4カ国増)
- 貿易量 2億4480万t(前年比470万t増)
- インフラ 液化能力3億150万t/年、受入能力7億5700万t/年(浮体式7700万t)、LNG船410隻



(出典: IGU “World LNG Report: 2016 edition” 2016.4)

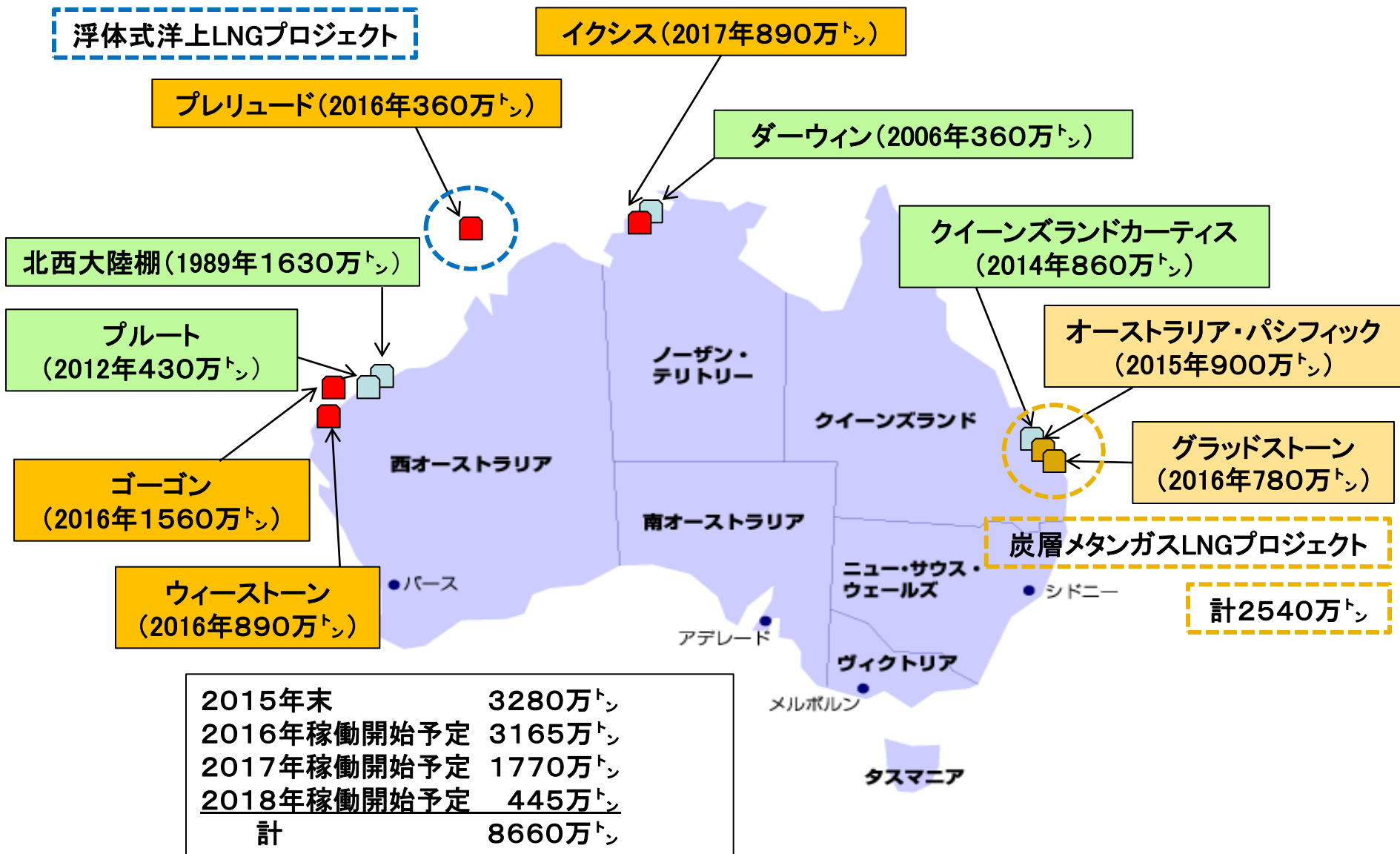
3-6 LNG貿易の国別・地域別動向(2015年)



わが国の主なLNG供給国(500万t以上)

- | | |
|------------|--------------|
| ① 豪州 | 1828万t (21%) |
| ② カタール | 1615万t (18%) |
| ③ マレーシア | 1526万t (17%) |
| ④ ロシア | 832万t (9%) |
| ⑤ インドネシア | 577万t (6%) |
| ⑥ アラブ首長国連邦 | 563万t (6%) |

3-7 豪州のLNGプロジェクト



(出典: IGU “World LNG Report: 2016 edition” 2016.4)

3-8 ロシアのLNGプロジェクト

■ 天然ガス需給状況(2014年)

- ・確認埋蔵量 32.6兆m³ (世界第2位)
- ・可採年数 56.4年
- ・生産量 5,787億m³ (第2位)
- ・消費量 4,092億m³ (第2位)
- ・輸出量 2,019億m³ (第1位)

■ 天然ガス輸出内訳(2014年)

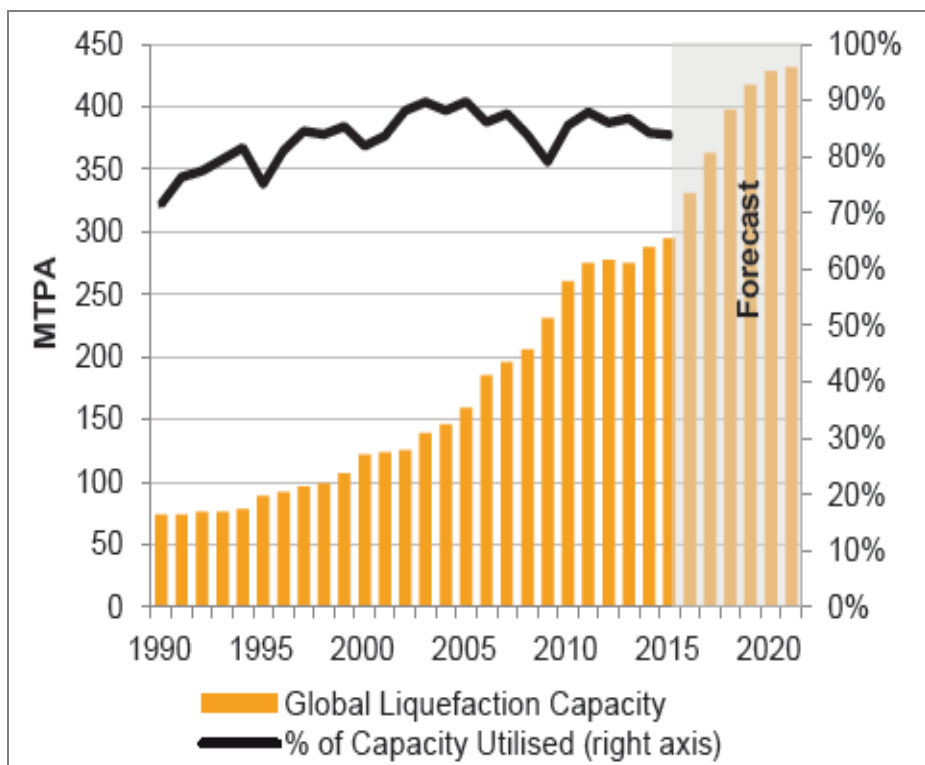
- ・パイプライン 1,874億m³ (欧州79%、旧ソ連21%)
- ・LNG 145億m³ (LNG1,092万t)
 - 日本 115億m³
 - 韓国 26億m³
 - 中国 4億m³



(出典: 本村真澄「ロシア: 北東アジア天然ガスフロー構想」JOGMECブリーフィング資料2013.3.22)

3-9 長期化するLNGの供給過剰と価格低迷

- 液化設備 2015年 3億150万t/年 ⇒ 2021年 4億3350万t/年 (44%増)
LNG高価格期の最終投資判断(豪州、米国、カナダ、ロシア等)
- LNG船 2015年就航 29隻(積載容量470万t) ⇒ LNG船団 410隻
2016年年初発注済み 146隻 ⇒ 船腹過剰 / スポット用船料の下落
- スポット価格(2016年4月日本) 4.2^{ドル}/百万Btu(契約)、5.8^{ドル}/百万Btu(入着) <限界価格競争>



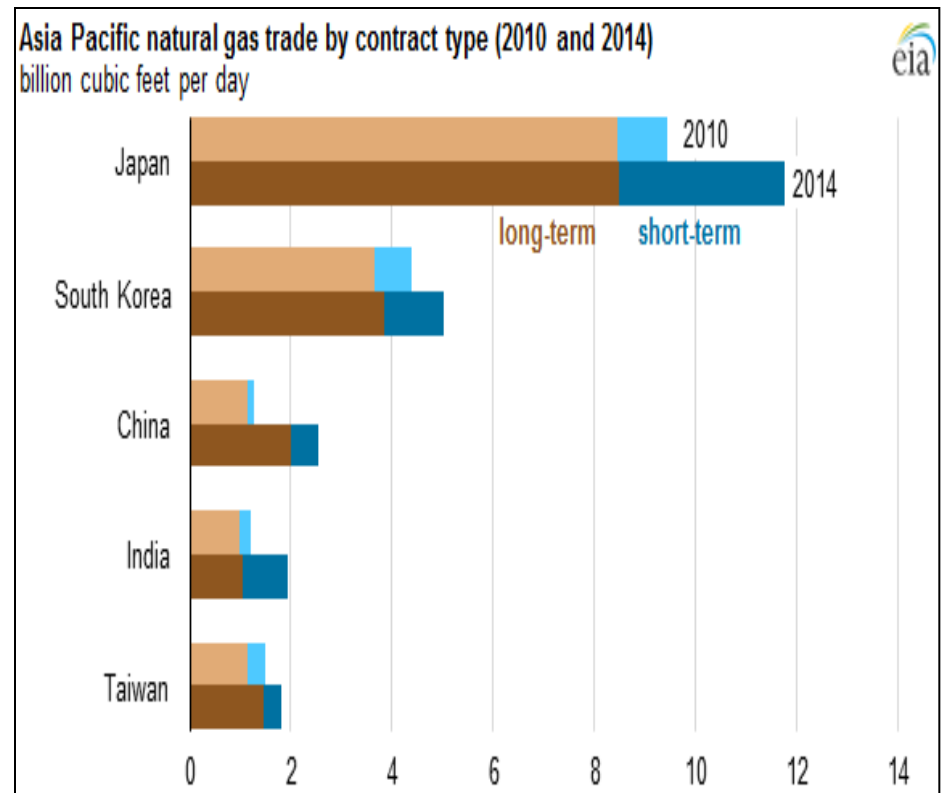
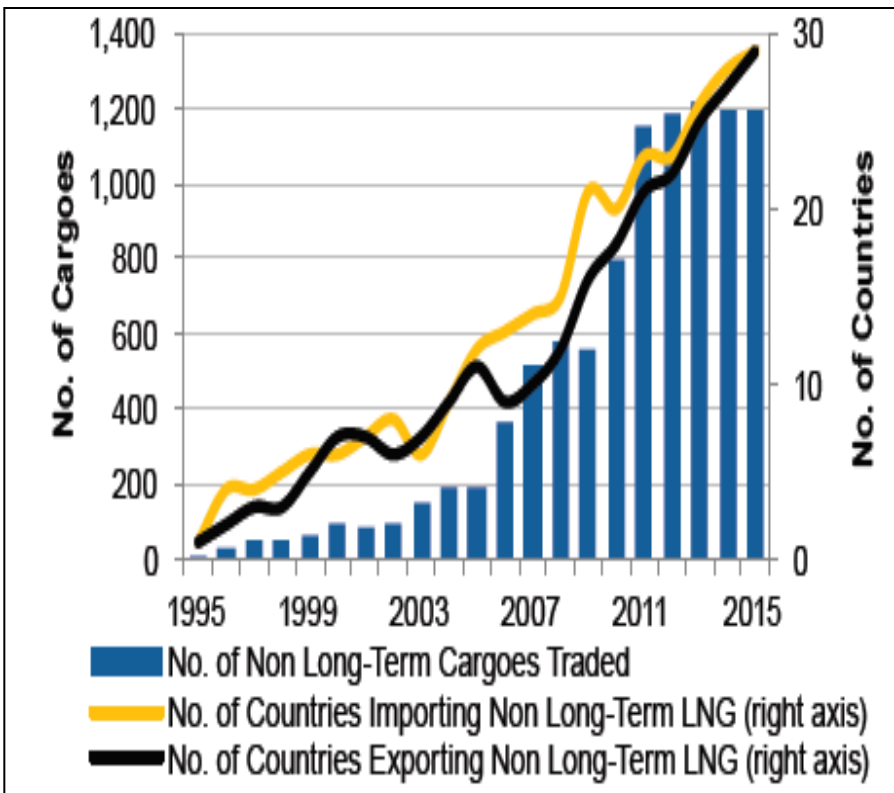
液化能力増強 (百万t/年)	2015年	2021年	増減
アフリカ	6,830	6,280	-550
アジア太平洋	9,730	15,780	6,050
欧州	420	420	0
旧ソ連	960	2,610	1,650
中南米	1,980	1,980	0
北米	150	6,200	6,050
中東	10,080	10,080	0
計	30,150	43,350	13,200

3-10 非長期(スポット・短中期)取引の増加

■ 従来のLNG契約 長期契約 <Take or Pay条項、仕向地条項、原油価格連動の取引 価格>

■ 非長期取引の増加 2005年 8% ⇒ 2015年 29%

- ・構造的要因 LNG輸出入国の増加 / 契約形態の多様化<仕向地条項の撤廃>
初期投資回収済みプロジェクトの増大
- ・特殊要因 米国LNG需要の消滅と余剰LNGの発生
2011年福島原発事故に伴うわが国LNG需要の急増



3-11 国際LNG市場の発展過程

■ 第1期 大西洋・太平洋圏LNG市場の誕生

1964年 アルジェリア⇒英国への輸出開始

1969年 アラスカ⇒横浜への輸出開始

欧州・アジア市場の分離・発展

■ 第2期 国際LNG市場形成の端緒

2010年頃 カタール⇒欧米への輸出本格化

超大型LNG船により輸送コスト節減

欧州・アジア市場の関連付け

■ 第3期 疑似的国際LNG流通網の出現

2011年福島原発事故後の高価格化

＜遠距離輸送の制約が緩和＞

アフリカ西海岸⇒アジア向け輸出

欧州LNG輸入国⇒アジア向け再輸出

スエズ運河・ホルムズ海峡での双方向輸送

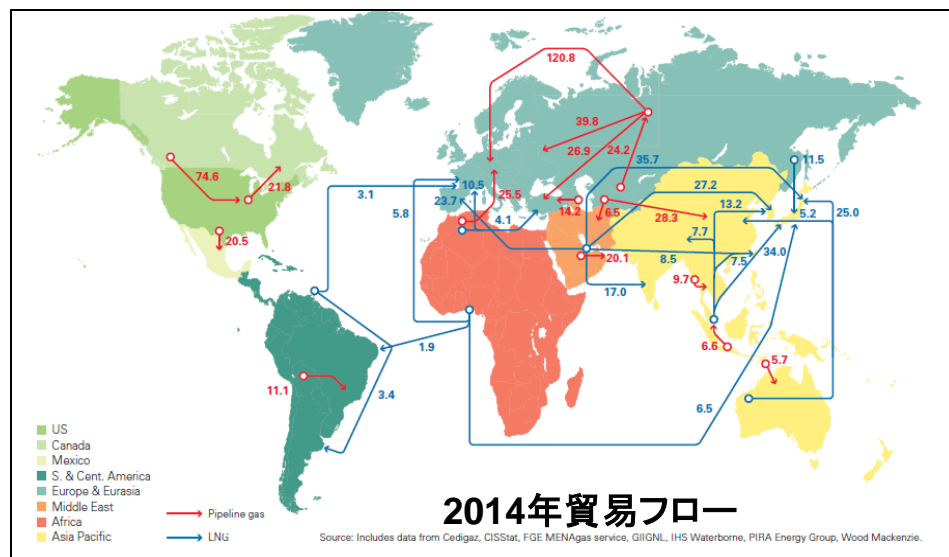
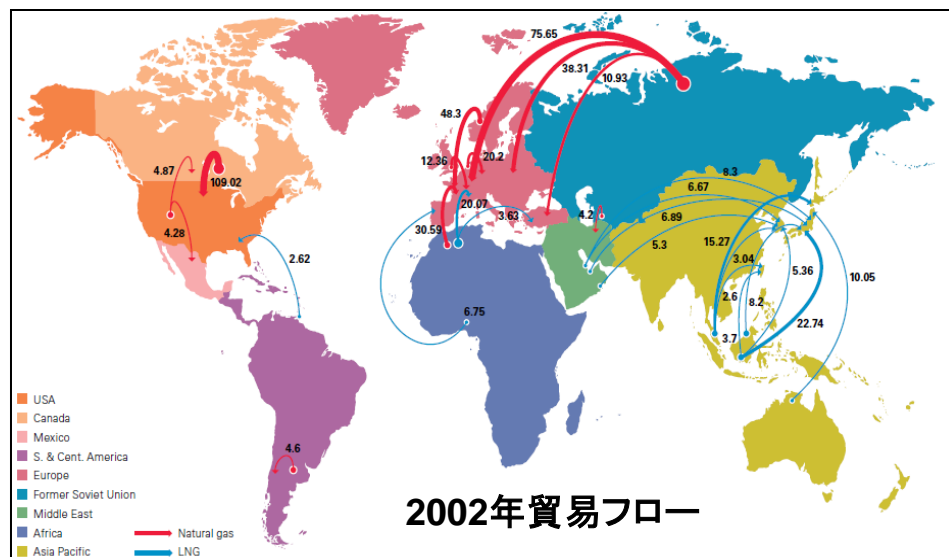
■ 第4期 国際LNGLNG市場の発展

2016年 米国⇒ 欧州・アジアへの輸出開始

パナマ運河拡張後の通航開始



欧州・アジア市場間の裁定取引の活発化



3-12 ユーラシア大陸横断パイプラインの伸長

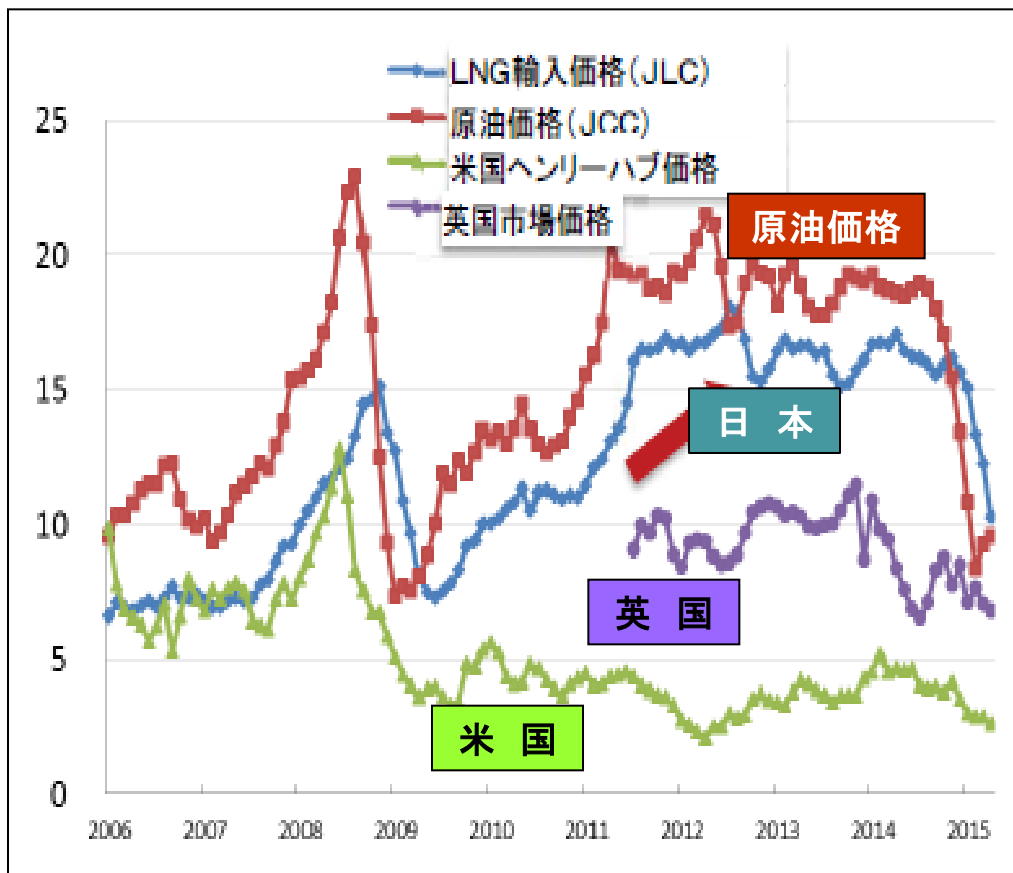
- ① 中央アジア・西気東輸パイプライン 2009年11月開通 (2014年550億m³)
- ② アルタイパイプライン 露中間で交渉中 (契約量300億m³)
- ③ 「シベリアのカ」パイプライン 2018~2020年頃に開通 (契約量380億m³)
- ④ ミャンマーパイプライン 2013年10月開通 (2014年120億m³)



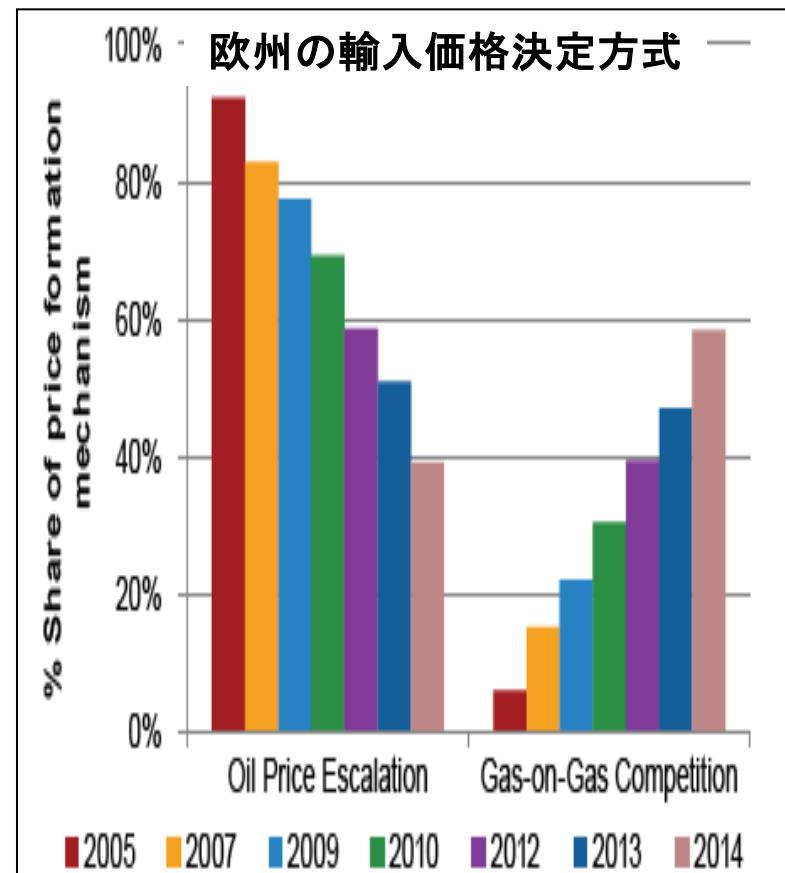
(出典: 竹原美香「油価下落“新”常態の中国におけるエネルギー消費構造の変化」JOGMEC201年11月.)

4-1 LNGアジアプレミアム問題の所在と対策

- ソフト面 透明性・流動性の高いLNG市場 <G7エネルギー相会議声明(2016.5.2)>
 - 取引条件の改善: 仕向地条項の撤廃等
 - 需給を反映した価格形成: 油価連動 ⇒ スポット価格/ハブ価格/電力価格等
- ハード面 天然ガス生産(開発条件)/液化(立地条件)/輸送コスト(地理条件)の低減



(出典:平成27年度エネルギー白書 2016.5.)

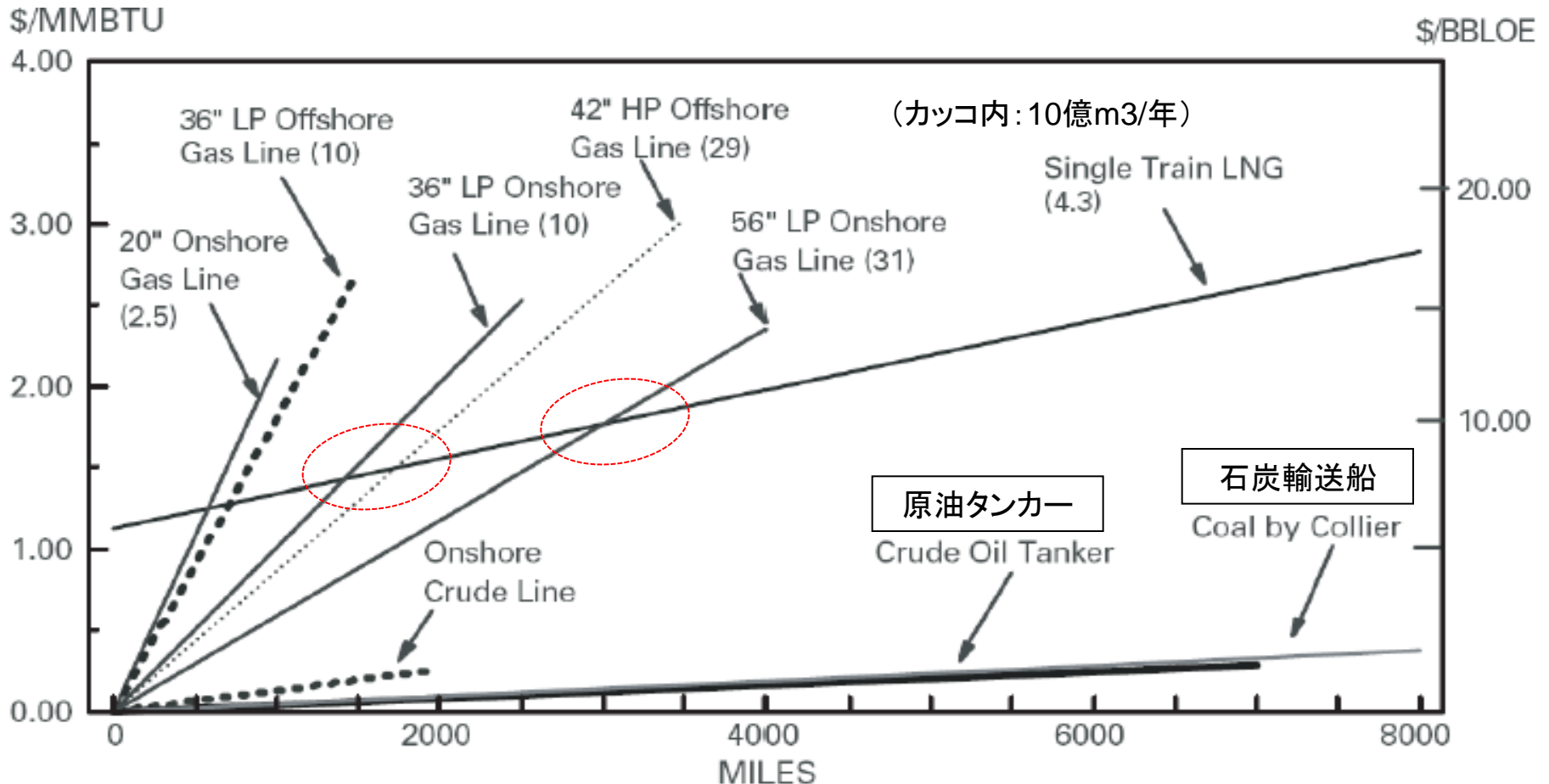


(出典:IGU "World LNG Report: 2016 edition" 2016.4)

4-2 天然ガスの輸送コスト

- LNGは長距離輸送に強み 陸上パイプライン(56インチ) 約3000マイル(約4800km)以上
海底パイプライン(42インチ) 約1500マイル(約2400km)以上

- 但し、LNG長距離輸送はパイプラインと異なり限界費用(変動費)の上昇要因



(出典: Jensen Associates 2004)

4-3 米国LNGのメリットと限界

▶ 今後期待されるLNG輸出エリアから日本へ輸送した場合の日数比較



(出典: JOGMEC 「資源ライブラリー」)

■ 米国LNGのメリット

豊富な供給能力(シェールガス)
仕向地条項なし
原油価格連動でない価格体系

■ 米国LNGの限界

高い液化・輸送コスト

- ・対米国 6.35ドル/百万Btu
- ・対欧州 1.75ドル/百万Btu

アジアプレミアム固定化の懸念

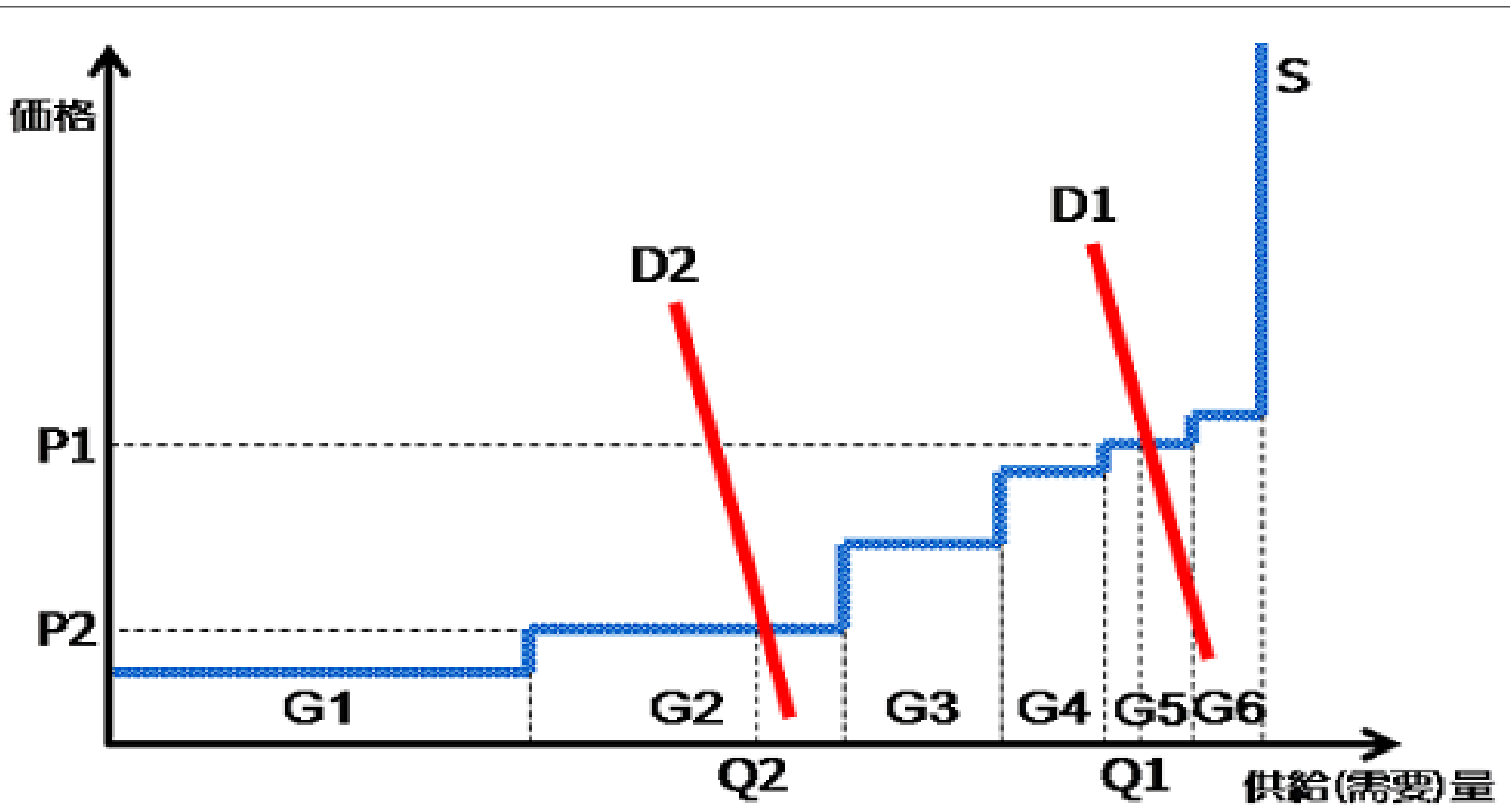
Cost of delivered gas from Sabine Pass to Americas / Europe / Asia = \$7 - \$9 / MMBtu

	(中南米) Americas	Europe	Asia
(\$/MMBtu)			
Henry Hub	\$ 3.00	\$ 3.00	\$ 3.00
Capacity Charge	3.00	3.00	3.00
Shipping	0.75	1.25	3.00
Fuel/Basis	0.35	0.35	0.35
Delivered Cost	\$ 7.10	\$ 7.60	\$ 9.35

(出典: Cheniere Energy "Corporate Presentation" 2012.6)

4-4 自由市場での限界価格形成原理(概念図)

- ・ 「1物1価の原則」 限界供給者の供給コストが市場価格
- ・ 対応策 需要削減 / 低コスト供給者の増産 / 高コスト供給者のコスト低減



4-5 将来の新LNGプロジェクトと非在来型天然ガス資源の活用

■ タイトサンドガス (Tight sand gas)

高密度の砂岩に含まれる天然ガス

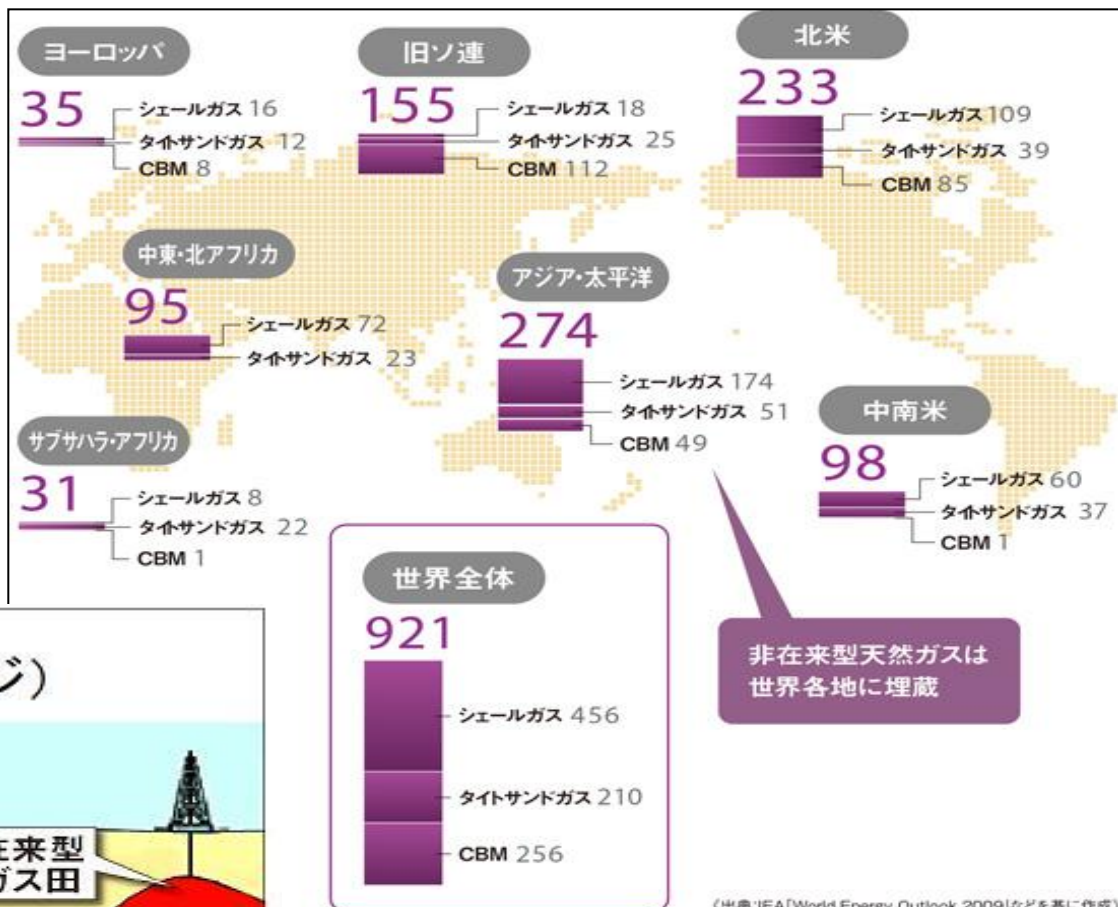
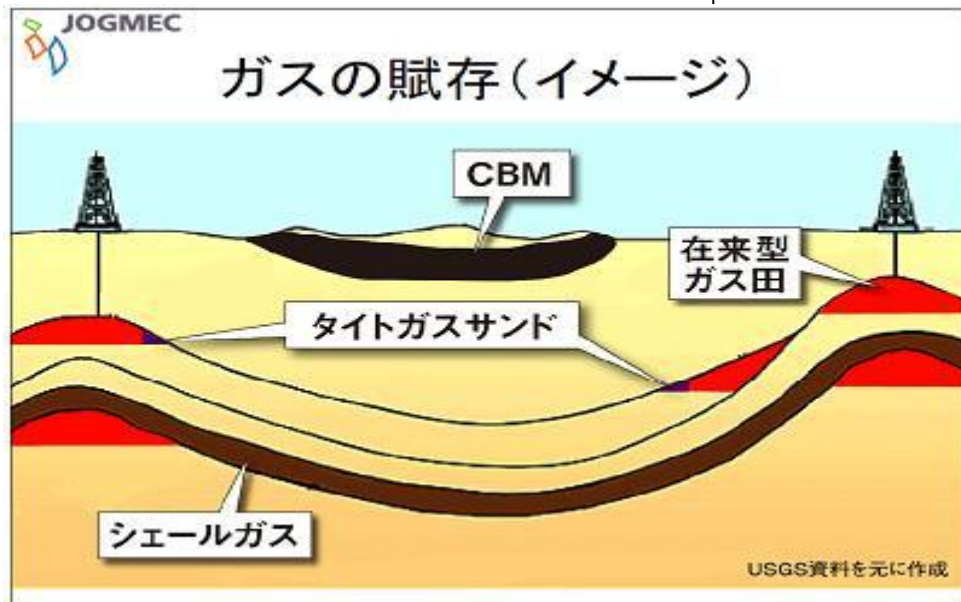
■ 炭層メタンガス (Coalbed methane)

石炭の生成過程で生成

地下200~1000mの石炭層に賦存

2015年に豪州からLNGとして出荷開始

<3プロジェクト 計2,480万t/年>

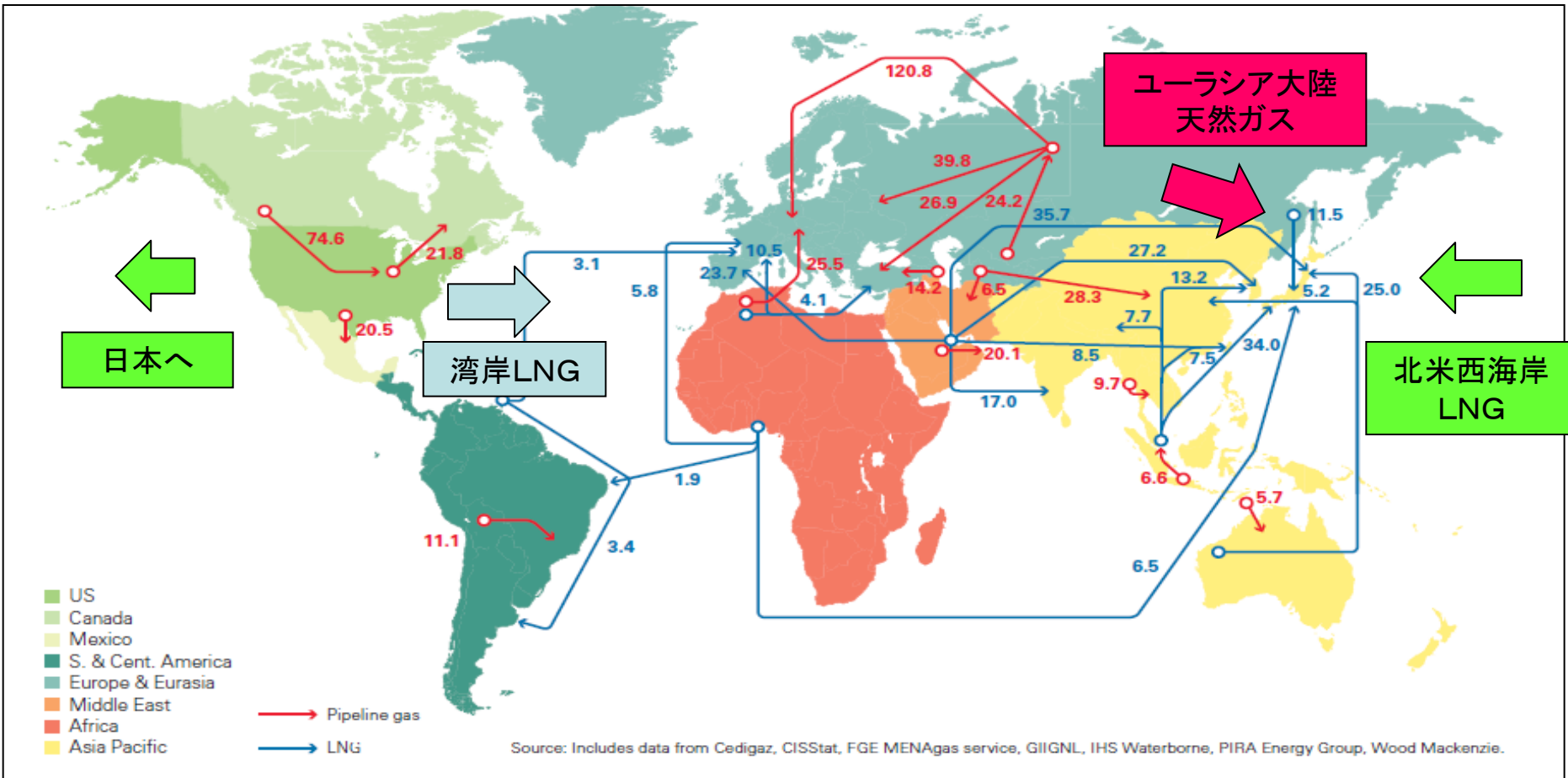


(原始埋蔵量 単位:兆立方尺)

(出典: JOGMEC 「資源ライブラリー」)

4-6 天然ガス輸送網のミッシングリンクの解消

- わが国天然ガス調達への弱点： ①LNGのみ、②北米・ユーラシア大陸との薄い関係
- 取り組み方向： 北米西海岸LNG／ユーラシア大陸パイプラインガスの導入
- ミッシングリンクの解消 ⇒ アジアプレミアム問題の軽減 <せめて欧州並みの水準>



(出典：BP統計2015年版)