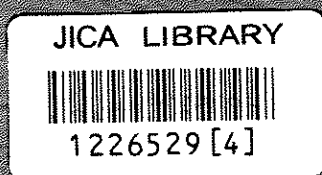


タンザニア国
エネルギー鉱物資源省

タンザニア国
天然ガス利活用に係る情報収集・確認調査
報告書



平成 28 年 8 月
(2016 年)

独立行政法人 国際協力機構 (JICA)
一般財団法人 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ)

産公
JR
16-063

タンザニア国
エネルギー・鉱物資源省

タンザニア国
天然ガス利活用に係る情報収集・確認調査
報告書

平成 28 年 8 月
(2016 年)

独立行政法人 国際協力機構 (JICA)
一般財団法人 日本エネルギー経済研究所 (IEEJ)



1226529 [4]

目 次

第1章 調査の概要	1
1.1 調査の背景	1
1.2 調査の目的	2
1.3 調査の実施体制と役割	2
1.4 調査の方法	4
1.5 現地調査	8
第2章 LNG 世界市場の展望	9
2.1 LNG - 常に変貌し続ける産業	9
2.2 LNG はガス産業全体よりも急速に成長	9
2.3 グローバルの LNG、ガス業界は数ヶ国が支配的位置を占める	10
2.4 LNG 産業のこれまでの変化と予想される変化	10
2.5 2014-2015 年 LNG における重要事象	12
2.6 豪州、インドネシアで 2020 年までに 6000 万トン増加見込み	12
2.7 米国からもさらに 6000 万トン追加の見込み	13
2.8 東アフリカ、カナダが次の供給の候補へ	15
2.9 ロシアが東方販売戦略進める	16
2.10 東南アジアが LNG を生産するとともに消費する	16
2.11 地域別ガス価格の動向	17
2.12 2012 - 2014 年、LNG 市場の大きな成長はなし	20
2.13 日本は引き続き LNG ビジネスのカギであり続ける	20
2.14 まとめ	23
第3章 天然ガス開発（上流部門）	25
3.1 タンザニアの石油・天然ガスの探鉱	25
3.2 タンザニアのガスの原始埋蔵量	27
3.3 陸上・浅海ガス田	28
3.4 大水深ガス田	32
第4章 天然ガス利用産業	39
4.1 LNG	39
4.2 アンモニア・肥料	43
4.3 メタノール	49
4.4 GTL	53
4.5 DME	58
4.6 MTG (Methanol to Gasoline)	60

4.7 CNG	62
第5章 タンザニアにおける天然ガス需要の見通し	69
5.1 モデルの構造と前提条件	69
5.2 最終エネルギー需要	73
5.3 火力発電における天然ガス需要	77
5.4 一次エネルギー供給	85
5.5 ガス産業による天然ガス消費	90
5.6 天然ガス需要の見通し：サマリー	91
5.7 まとめ	94
第6章 天然ガス利用産業に関する現地情報	97
第7章 天然ガス利用産業のモデルと経済性の検討	99
7.1 アプローチの手法（モデル）と前提条件	99
7.2 LNGプロジェクト	107
7.3 肥料	107
7.4 メタノール	107
7.5 GTLプロジェクト	107
7.6 DMEプロジェクト	107
7.7 メタノール・ガソリン(MTG)	107
7.8 経済性検討の要点	107
第8章 天然ガス田開発モデルと経済性の検討	109
第9章 ガス燃料の全国普及	111
9.1 国内天然ガス需要の動向	111
9.2 ガス体燃料輸送の選択肢と経済性	112
9.3 今後の取組みについて：課題と提言	118
第10章 プロジェクトの形成と人材開発	121
10.1 LNGプロジェクトの形成	121
10.2 LNG会社の機能と組織	125
10.3 LNGプラントの建設手法と作業要員の動員	127
10.4 LNG操業と運営体制	130
10.5 人的資源開発に係る提言	132
第11章 環境社会配慮	135
11.1 タンザニアにおける戦略的環境社会配慮関連制度の概要	135
11.2 本調査におけるSEA関連調査の範囲と基本方針	136
11.3 産業プラント候補地と候補地周辺の自然環境等	136
11.4 SEAのオプション・評価項目と影響の軽減措置	141
第12章 天然ガスマスタープランとロードマップ	149

12.1	背景	149
12.2	需要展望とガス産業の選択肢	151
12.3	ガスプロジェクトの経済性および特徴	157
12.4	マスタープランの原則	163
12.5	マスタープランおよびロードマップ	168

目 次

図 1.3-1	プロジェクトの実施体制と役割.....	2
図 1.4-1	調査の流れ.....	5
図 1.4-2	プロジェクトの評価方法.....	6
図 2.2-1	1970 年代以降の世界の LNG、ガス生産.....	9
図 2.3-1	世界の主要な LNG、ガス生産・消費国.....	10
図 2.6-1	日本の LNG 供給源、2010 - 2014 年度.....	13
図 2.7-1	米国のシェールガス生産が世界の LNG 生産量を上回る.....	14
図 2.7-2	米国内で天然ガス価格が引き続きシフトしている.....	14
図 2.11-1	諸地域のガス価格動向.....	17
図 2.11-2	スポット LNG 価格の推移.....	17
図 2.11-3	スポット・短期 LNG 数量.....	18
図 2.11-4	2014 年の LNG 貿易フロー.....	18
図 2.11-5	仕向先別スポットカーゴ数.....	19
図 2.12-1	2010 - 2014 年の世界の LNG 輸入量.....	20
図 2.13-1	日本の発電構成推移.....	20
図 2.13-2	日本の LNG 受入基地.....	21
図 3.1-1	タンザニアの堆積盆地と探鉱鉱区.....	25
図 3.1-2	Ruvuma 堆積盆地震探断面図.....	26
図 3.1-3	天然ガス田とパイプライン.....	26
図 3.3-1	Songo Songo ガス田.....	29
図 3.3-2	Mnazi Bay ガス田と近傍の構造.....	31
図 3.4-1	タンザニア大水深鉱区でのガス発見構造.....	32
図 3.4-2	Snohvit 海底生産システム.....	35
図 4.1-1	LNG 製造プロセス概念図.....	39
図 4.1-2	プラント生産能力の歴史的推移.....	40
図 4.1-3	日本向け LNG 供給ソースの多様化.....	42
図 4.2-1	植物の生育に必要な栄養素.....	43
図 4.2-2	代表的な化学肥料のバリューチェーン.....	43
図 4.2-3	アンモニアおよび尿素の製造プロセス.....	44
図 4.2-4	アンモニア・尿素プラント（インドネシア）.....	44
図 4.2-5	アンモニアプラントのプロセスフロー図（KBR 法）.....	45
図 4.2-6	尿素プラントのプロセスフロー図（東洋エンジニアリング法）.....	45
図 4.2-7	タンザニア内陸の肥料価格内訳（2006 年）.....	46
図 4.2-8	タンザニアの人口予測.....	47

図 4.2-9	世界の尿素生産量の推移	48
図 4.3-1	メタノールの製造プロセス	49
図 4.3-2	メタノールのプロセスフロー図（東洋エンジニアリング法）	49
図 4.3-3	メタノールプラント（オマーン）	50
図 4.3-4	メタノールの用途及び規模	50
図 4.3-5	世界のメタノール需要の推移	51
図 4.3-6	メタノールのバリューチェーン	52
図 4.3-7	MTO の製造プロセス	52
図 4.3-8	MTG の製造プロセス	53
図 4.3-9	タンザニアのガソリン輸入量の推移	53
図 4.4-1	General Image of GTL Plant	53
図 4.4-2	GTL の製造プロセス	54
図 4.4-3	合成ガス製造セクション	54
図 4.4-4	FT 合成セクション	55
図 4.4-5	アップグレーディングセクション	55
図 4.4-6	GTLプラントのプロセスフローとプロットプラン	56
図 4.4-7	Japan-GTL プロセスの特徴	57
図 4.5-1	排気ガスの比較（ディーゼル車と DME 車）	59
図 4.5-2	世界の DME 設備能力（現在計画中の施設も含む）	59
図 4.6-1	合成燃料湯の製造スキーム	61
図 4.6-2	MTG プラントのプロセススキーム	61
図 4.7-1	天然ガス車の種類	63
図 4.7-2	世界の CNG 自動車	64
図 4.7-3	Ubungo CNG ステーション	65
図 4.7-4	プロジェクト位置図	67
図 4.7-5	ダルエスサラーム市における乗用車類の台数の推移	68
図 5.1-1	エネルギー需要モデルのフローチャート	69
図 5.1-2	エネルギー需要モデルの主要要素とアウトプット	70
図 5.1-3	シナリオ別 GDP 成長率	71
図 5.1-4	一人当たり GDP の国際比較	72
図 5.2-1	最終エネルギー需要見通し	73
図 5.2-2	最終エネルギー需要見通し(Base case)	74
図 5.2-3	主要セクターの最終エネルギー需要見通し (Base case)	75
図 5.2-4	主要セクター別天然ガス需要の見通し (Base case)	76
図 5.3-1	電源構成の推移	78
図 5.3-2	電力需要の見通し	79

図 5.3-3	WASP-IV フローチャート	80
図 5.3-4	シナリオ別最適電源計画	84
図 5.3-5	電源開発シナリオ別ガス消費量の見通し	85
図 5.4-1	一次エネルギー供給の見通し：Base case	86
図 5.4-2	国内天然ガス需要：Base case	87
図 5.4-3	一次エネルギー供給と天然ガス需要：ケース別	88
図 5.4-4	エネルギー原単位の国際比較	89
図 5.4-5	エネルギー原単位と一人当たりGDPの国際比較	89
図 5.4-6	一人当たり電力消費と一人当たり所得の関係の国際比較	90
図 5.6-1	ガス消費量の見通し：Base Case	92
図 5.6-2	ガス消費量の見通し：High Case	92
図 5.6-3	ガス消費量の見通し：Low Case	93
図 5.6-4	LNG4 トレインケース	94
図 7.1-1	モデル構造	100
図 7.1-2	世界の天然ガスの見通し	103
図 7.1-3	LNG 価格の想定	103
図 7.1-4	原油価格シナリオ	105
図 7.1-5	石油製品別価格	106
図 9.1-1	一次エネルギー供給の見通し：Base case（再掲）	111
図 9.1-2	タンザニアのガス田とパイプライン	112
図 9.2-1	LNG ローリー供給の概念図	113
図 9.2-2	LNG タンクローリー（15.1 トン）	113
図 9.2-3	LNG サテライト基地の設備配置図	114
図 9.2-5	LNG タンクコンテナ鉄道輸送の概念図	115
図 9.2-6	日本での鉄道コンテナによる LNG 輸送事例	115
図 9.2-7	タンザニアの鉄道網	116
図 9.2-8	日本の内航船 LNG 供給	117
図 10.1-1	LNG バリューチェーン	121
図 10.1-2	LNG プロジェクトの形成過程	122
図 10.2-1	LNG 会社の組織：建設段階	126
図 10.2-2	LNG 会社の組織：生産段階	126
図 10.3-1	プラント建設現場の組織図	128
図 10.4-1	生産段階でのプラントの組織	131
図 11.3-1	Lindi 空港北側の産業プラント候補地	137
図 11.3-2	Mtwara の肥料プラント候補地	138
図 11.3-3	Lindi 空港北側陸地	138

図 11.3-4	Lindi 空港北側海岸.....	139
図 11.3-5	Mtwara 肥料プラント候補地.....	139
図 11.3-6	タンザニアの Marine Park 等	140
図 12.1-1	タンザニアのガス田とパイプライン	149
図 12.1-2	天然ガスバリューチェーン	150
図 12.2-1	タンザニアのエネルギー需要展望	152
図 12.2-2	天然ガス総合需要の見通し：LNG 2 系列 Base ケース	157
図 12.3-1	世界の天然ガス価格展望（2013 年米ドル）	158
図 12.3-2	プロジェクトの規模.....	159
図 12.3-3	ガスプロジェクトによる政府収入と外貨節約	160
図 12.3-4	仮想ガス田開発計画.....	161
図 12.3-5	LNG プロジェクトの形成過程.....	162
図 12.5-1	天然ガス利用マスタープランのロードマップ	170

表 目 次

表 1.3-1	調査段階毎の調査項目	3
表 1.3-2	カウンターパート	3
表 2.4-1	LNG 産業のこれまでの変化と、予想される変化	11
表 2.4-2	行動は不確実な想定に基づいてなされることもある	11
表 2.6-1	豪州、インドネシアで 2020 年までに 6000 万トン増加見込み	12
表 2.7-1	米国からもさらに 6000 万トン追加の見込み	13
表 2.7-2	パナマ運河当局による 2016 年 LNG タンカー通航料金案	15
表 2.8-1	東アフリカの LNG 開発動向要約	15
表 2.8-2	カナダの LNG プロジェクト（抜粋）	15
表 2.9-1	ロシア、中国間のガス市場をめぐる動向	16
表 2.10-1	東南アジアの LNG 市場動向	16
表 2.13-1	2014 年のプロジェクト・ファイナンス	21
表 3.1-1	天然ガス処理プラントとパイプライン：2016 年 8 月	27
表 3.2-1	タンザニアのガスの原始・可採埋蔵量 2015 年 12 月	28
表 3.4-1	大水深鉦区で掘削された探鉦井	32
表 4.1-1	近年の LNG プロジェクト実績	41
表 4.4-1	商業化されている主要 GTL 技術	57
表 4.5-1	DME の性状（他の燃料との比較）	58
表 5.1-1	人口成長率の想定	70
表 5.1-2	シナリオ別の GDP と一人当たり GDP	72
表 5.2-1	エネルギー源別最終需要見通し：Base Case	73
表 5.2-2	セクター別最終エネルギー需要：Base Case	74
表 5.2-3	エネルギー源別最終需要見通し：High Case	74
表 5.2-4	天然ガス需要の見通し：High Case と Low Case	77
表 5.3-1	電力消費の見通し：需要端	78
表 5.3-2	送電端需要量およびピーク需要	79
表 5.3-3	火力発電所の候補（建設中および計画）	81
表 5.3-4	変動分検討のためのモデル火力発電所の候補	82
表 5.3-5	水力電源の候補	82
表 5.3-6	電源開発分析に適用した燃料価格	83
表 5.3-7	電源開発のシナリオ	84
表 5.3-8	電源開発シナリオの評価	85
表 5.4-1	国内天然ガス需要：High Case と Low Case	87
表 5.4-2	感度分析	88

表 7.1-1	天然ガス価格シナリオ	104
表 7.1-2	原油価格シナリオ	105
表 7.1-3	原油に対する石油製品の価格割合	106
表 9.2-9	日本の LNG 内航船	118
表 10.3-1	LNG プラント建設に必要な要員	130
表 10.3-2	プロジェクト・オーナー側での必要な要員	130
表 11.3-1	産業プラントの候補地	137
表 11.3-2	産業プラント候補地付近の自然環境	141
表 11.4-1	SEA のオプション	141
表 11.4-2	SEA の評価項目	142
表 11.4-3	産業プラントの環境社会配慮関連項目の影響度	143
表 12.2-1	タンザニアのエネルギー需要展望	152
表 12.2-2	天然ガスの需要展望	153
表 12.2-3	プラント選択ごとの天然ガス消費量	156
表 12.3-1	ガスプロジェクトによる政府収入と外貨節約 (LNG4 トレインケース)	160
表 12.3-2	プロジェクトの経済性に対するタックス・ホルダーの影響	160
表 12.3-3	LNG 複数トレインのケースの天然ガス所要量	161

略語表

Acronym	Definition
Bbl	Barrels
Bcf	Billion cubic feet
Bn	Billion
Bpd	Barrels per day
BOE	Barrels of Oil Equivalent
BTU	British Thermal Units
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CGT	Capital Gains Tax
CNG	Compressed Natural Gas, used for vehicles or transport of natural gas
CPF	Central Processing Facility
DFI	Development Finance Institution
DGS	Domestic Gas Sales
DSM	Dar es Salaam
ECIC	Export Credit Insurance Corporation
E&P	Exploration & Production
EOI	Expression of Interest
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EPP	Emergency Power Producer
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment
ESMP	Environmental and Social Management Plan
EUR	Euros
EWURA	Energy and Water Utility Authority
FC	Financial Close
FEED	Front End Engineering and Design
FID	Final Investment Decision
First Gas	Start of production of natural gas
FLNG	Floating LNG
GDP	Gross Domestic Product
GFC	Global Financial Crisis
GIIP	Gas Initially in Place
GMP	Tanzania's Draft Gas Utilization Master Plan
GoT	Government of Tanzania
Greenfield	Development of a project in an area where no projects exist

GSA	Gas Supply Agreement
GTF	Gas to Fertilizer
GTI	Gas to Industry
GTL	Gas to Liquid
GTM	Gas to Methanol
GTP	Gas to Power
GTPET	Gas to Petrochemicals
GWh	Giga Watt hours
GX	Generation Capacity
HH	Henry Hub
IDC	Interest During Construction
IEA	International Energy Agency
IEEJ	The Institute of Energy Economics, Japan
IMF	International Monetary Fund
IOC	International Oil Company
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Rate of Return
JCC	Japan Crude Cocktail
JICA	Japan International Cooperation Agency
Ktpa	Thousand tons per year
Landed Cost	Cost of bringing gas onshore for further use, inclusive of a return on investment for the gas field developer
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MEM	Ministry of Energy and Minerals
MM	Million
MMBTU	Million British Thermal Units
MMBOE	Million Barrels of Oil Equivalent
MMSCF	Million Standard Cubic Feet
Mn	Million
MTG	Methanol to Gasoline
MTI	Ministry of Trade and Industry
MTO	Methanol to Olefins
Mtpa	Million tons per year
MTPA	Million tonnes per Annum
MWh	Mega Watt Hours

NGO	Non-Governmental Organization
NGV	Natural Gas Vehicles
NOC	National Oil Company
NPK	Nitrogen, Phosphorus and Potassium
NPV	Net Present Value
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
ODA	Official Development Assistance
O&G	Oil and Gas
O&M	Operations & Maintenance
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
POD	Plan of Development
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Private Public Partnership
PPT	Petroleum Production Tax
Proven Reserves	Quantity of energy sources estimated with reasonable certainty, from the analysis of geologic and engineering data, to be recoverable from well-established or known reservoirs with the existing equipment and under the existing operating conditions. Also called Proved Reserves, Measured Reserves and IP Reserves
PSA	Production Sharing Agreement
REA	Rural Energy Agency
ROE	Return on Equity
Rovuma Basin	Offshore basin at mouth of the Rovuma River
SAM	Social Accounting Matrix
Single Buyer	Purchaser of DGS for on-sale/distribution among downstream projects within Tanzania
SME	Small and Medium Enterprises
SOE	State Owned Enterprise/Entity
SPA	Sale & Purchase Agreement
SPV	Special Purpose Vehicle
SSA	Sub-Saharan Africa
STEM	Science, Technology, Engineering and Mathematics
SWF	Sovereign Wealth Fund
TANESCO	Tanzania Electric Supply Company Ltd.
Tanzania Inc.	Government of Tanzania and TPDC (considered together)
T&T	Trinidad and Tobago
TCA	Technical Co-operation Agreement

Tcf	Trillion cubic feet
TDV	Tanzania Development Vision 2025
TPDC	Tanzania Petroleum Development Corporation
Tzs	Tanzanian Shillings
USC	Ultra-super Critical (Coal thermal plant)
USD	United States Dollars
US EIA	United States Energy Information Administration

第1章 調査の概要

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景

東アフリカ地域では近年まで顕著な化石エネルギー開発活動はみられなかった。これはタンザニアにおいても同様で、年間10万トン程度の少量の石炭と、33Bcf（石油換算82万トン）の天然ガスを国内で生産し、大半を発電に用いているのが現状である。また、ダルエスサラームのタイパー製油所（18,000BD）が1999年に閉鎖されて以降、石油製品の供給はすべて輸入に頼る状況にある。

しかし、近年になって大水深鉱区で大型ガス田が発見され、タンザニア政府はその開発を積極的に進めようとしている。タンザニアの天然ガス開発は、1974年にダルエスサラームの南200キロに位置するSongo Songo島で、陸上から浅い沖合にかけてSongo Songoガス田が発見されたことに始まり、2001年に世界銀行が同ガス田の開発とガス利用設備建設の支援を実施した。これにより2004年にはガス供給システムが完成し、ダルエスサラーム地区の発電所等が運転開始している。さらに、国内向け天然ガス供給を大幅に増加するため同国南部の浅海鉱区で発見されたMnazi Bayガス田からダルエスサラームへ534kmのパイプライン（送ガス能力784Bcf/年）が建設され、これに合わせて新設のキネレジ火力発電所が2015年夏に運転開始した。また、上記のように大水深ガス田の存在が確認されており、その資源量は47.13Tcf（原始埋蔵量：タンザニア石油開発公社2015年12月末の推定）と、これまでの陸上部や浅海部のガス田（同10.12Tcf）と比較し圧倒的に大規模であることから、モザンビーク同様、タンザニアでもLNGの事業化が期待されている。

新たに発見されたガス田は現存の浅海部のものと比べて格段に巨大である。しかし、これらのガス田は大水深海域に位置しているため、開発を進めるには多くの課題を解決し、高い技術的、経済的ハードルをクリアしなければならない。ガス田の開発費は200～500億ドルにも上ると推定されている。このような巨額の初期投資に見合う収入を確保するためには、世界市場を対象として大規模な基礎需要を提供できるLNG計画の実現が大水深ガス田の開発を決定する鍵になる。第4章でみるように、肥料などのガス産業や火力発電、産業・民生燃料などの地場消費はいずれも需要規模が小さく、過去の例でも、国内市場が未発達の開発途上国ではこれらのプロジェクトにより大型ガス田の商業開発を実現するのは困難であった。そして、大水深に位置する巨大ガス田が開発されれば、2025～2030年頃には相当量のガス火力発電が可能になると考えられる。ただし、そのような計画を実現する上では、①ガス田開発やパイプライン建設を可能とする適切なガス価格と十分な引き取り量を保証するとともに、②その裏付けとして、十分な資金、技術、人材を確保し、③発電所や送配電網、ガス産業などインフラの組織的な整備を進めることが必要である。また、これらの作業を進めるための法律や制度の整備も必要である。

このような状況の下、タンザニア国政府は、天然ガス資源を効果的に活用するための指針となるNatural Gas Utilization Master Plan (NGUMP)をトリニダード・トバゴ政府の支援を得て策定中であるが、同計画（第2ドラフト）は上流部門の商業性のある開発構想の検討や国際LNG市場の動向、タンザニア国内の需要想定などが不十分であり、具体的な開発ロードマップも示され

ていない。今後の電力を含めたエネルギーセクターにおける支援方針を検討するためには、大水深ガス田の開発構想、LNG プロジェクトの実現性、タンザニア国内の天然ガス需要想定などを含めた具体的な総合開発計画の検討が必要である。

このような背景の下、タンザニア国政府は NGUMP のレビューと経済性評価を踏まえた実行可能性のある天然ガス開発・利用計画の作成を我が国に要請し、JICA は本調査の実施を決定した。

1.2 調査の目的

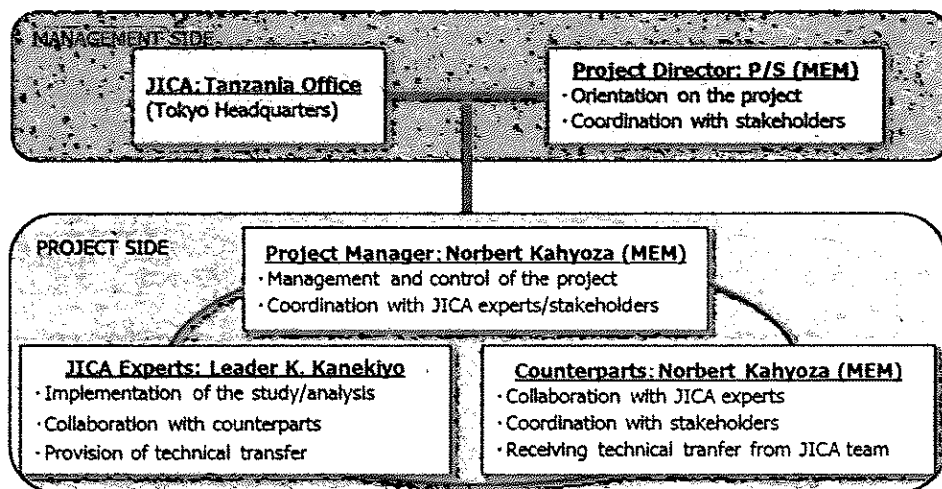
タンザニア国における今後のガスセクターへの支援方針を検討するため、現行の Natural Gas Utilization Master Plan Draft-2 における検討状況を踏まえ、以下の調査を実施する。

- 1) ガス田開発の経済性、天然ガスの各利用形態における実行可能性や具体的な利活用計画とその経済性を検討する。
- 2) 上記の個別分野の検討に基づき、ガス関連分野の開発が経済成長や貧困削減に与える影響を評価しつつ、大水深ガス田開発の各種リスクに対応した靱性の高い天然ガス利用産業の開発計画およびロードマップを提案する。
- 3) ガス関連のインフラ開発及びガス関連分野における人材育成ニーズの確認を行う。

調査の実施にあたっては JICA 調査団とタンザニア国カウンターパートとの協働を重視し、3 回の本邦招聘を実施して、カウンターパートの理解向上を図ることとする。

1.3 調査の実施体制と役割

(1) 本プロジェクトは以下の体制により実施した。



P/S: Permanent Secretary

図 1.3-1 プロジェクトの実施体制と役割

(2) 本調査は、下記 18 名の JICA 専門家が参加した。

表 1.3-1 調査段階毎の調査項目

Category	Name	Affiliation
Team Leader/Overall Plan	Kensuke Kanekiyo	The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ)
Secretary/Overall Plan/Economic and Financial Analysis	Shinji Omoteyama	
Overall Plan/ LNG Market/Demand Forecast	Yoshiaki Shibata	
Upstream: Gas Field Development & Production	Satoshi Nakanishi	
International Gas/LNG Outlook & Gas Demand Analysis	Tetsuo Morikawa	
Organization/Institution/Human Resources	Koji Horinuki	
Gas Distribution/Marketing Business	Hiroyuki Motohashi	Tokyo Gas
International Gas/LNG Outlook & Gas Demand Analysis	Hiroshi Hashimoto	Tokyo Gas
LNG Plant (1)	Kotaro Nitta	JGC Corporation
LNG Plant (2)	Noriyoshi Nozawa	Chiyoda Corporatin
LNG Plant (3)	Ko Hosokawa	Chiyoda Corporatin
Fertilizer/Annmonia Plant	Yasuhiko Kojima	Toyo Engineering
Gas Plant (1) : Methanol	Manabu Onoda	Toyo Engineering
Gas Plant (2) : GTL	Norihiro Takama	Chiyoda Corporatin
Gas Plant (3): DME	Mitsuo Morita	JGC Corporation
Gas-thermal Generation Plan	Kyoji Fujii	Yachiyo Engineering
Gas for Transport (CNG)	Takeharu Koba	Yachiyo Engineering
Environmental and Social Considerations	Norio Shigetomi	MRI

(3) タンザニア側からは、MEM、TPDC 等の官庁から多くの関係者が調査に参加した。このうち、キーパーソンは下記の通りである。

表 1.3-2 カウンターパート

Group	Sub-Group	JICA Team (Head)	Tanzania Counterpart	
			Institution/position	Names
1 Planning & Coordination	1.1 Overall Plan and Roadmap	K. Kanekiyo	MEM - Assistant Commissioner (TPDC -Director for Downstream)	Norbert Kahyoza (Head of NGUMP) (Wellington Hudson)
	1.2 Economic and Financial Analysis	S. Omoteyama	MEM -Senior Economist TPDC-Senior Planning Officer	Oscar Kashaigiri Lwaga Kibona
	1.3 Organization/Human Resource	K. Horinuki	MEM-Gas, Energy Engineer	Seleman H. Chombo
	1.4 LNG/Natural Gas Market/Price Outlook	T. Morikawa	MEM-Gas, Energy Engineer	Seleman H. Chombo
	1.5 Environmental and Social Considerations	N. Shigetomi	MEM - Environmental Officer	Theodore Slinge
	1.6 Administration & Editing	S. Omoteyama	MEM-Gas, Energy Engineer	Seleman H. Chombo
2 Upstream	Gas field development & production	S. Nakanishi	TPDC-Manager Gas Business	Emmanuel Gilbert
3 Demand (Fuel use)	3.1 Demand Forecasting	Y. Shibata	POPC-Economist	Omary Athuman
	3.2 Gas-thermal Generation Plan	K. Fujii	TANESCO	Patrice Tsakhara
	3.3 Municipal Gas Supply and Market	H. Motohashi	TPDC-Planning Officer	Kant Baraka
	3.4 Gas for Transport (CNG)	T. Koba		
4 Gas Plant	JGC (LNG, DME, etc)	K. Nitta	MEM- Geologist	Mussa Abbasi
	Chiyoda (LNG, GTL, etc)	N. Takama	Viwanda	Carolyn Limo (Industry)
	Toyo (Fertilizer, Annmonia, etc)	Y. Kojima	Viwanda	Kamara Gombe (Industry)

1.4 調査の方法

本調査では、既存の各種政策、とりわけ「天然ガス政策－2013年」の方針に沿って、タンザニア国の社会全体にとって有益となるような天然ガスの利活用計画案の作成を企画し、以下のようなフレームワークのもとに実施した。

1.4.1 調査の概要

タンザニアで発見された天然ガスは特徴の大きく異なる2つのタイプに分類される。すなわち、Songo Songo や Mnazi Bay ガス田のように浅水域にあるガス田と、大水深鉦区-1、2、4にあるガス田とに分かれる。浅水域のガス田は既に開発されて生産中であり、在来型の手法で簡単に拡張が可能である。しかし、埋蔵量は比較的小さい。一方、大水深ガス田の埋蔵量は巨大だが、水深1,100m-2,500mにも及ぶ海域に賦存しており、これを開発するためには最新の高度な技術を動員しなければならない。したがって、巨額の資本投資と長い時間が必要である。

これらの特徴の異なるガス田の開発を十分に評価するため、本調査では2045年までの超長期の期間を検討対象とし、これを次のような3つのフェーズに分けて検討した。

Phase-1: 2015-2025…国内需要の増加に伴って既存の浅海ガス田を拡張し、大水深ガス田の開発にも着手する。

Phase-2: 2025-2035…大水深ガス田での生産とLNG輸出が始まる。燃料用の国内需要とガス産業での原料用途のガスの使用が徐々に増加する。

Phase-3: 2035-2045…大水深のガスが国内向けにも輸出向けにもフルに利用される。

本調査では、最も効益の高い方法でガスを利用し国内利用と輸出の程よいバランスの達成を目指して、以下のようなガス利用の選択肢について十分な検討を実施する。

- ① 国内向け燃料用途…発電、産業、運輸、民生用等の市場向け
- ② 国内向け原料用途…肥料/アンモニア、メタノール/石油化学、GTL、DME、MTG(一部は輸出にも向けられる。)
- ③ 輸出…LNG

これに加え、次のように2つの異なる形で人材育成を検討する。

- ① マスタープランの策定および改定についてのカウンターパートの能力向上
- ② ガス産業の開発に必要な人材育成戦略

1.4.2 調査の流れ

本調査では、図1.4-1に示すように、対象期間を3段階のフェーズに分けて実施した。

最初に、タンザニアの天然ガス需要見通しについては、現在JICAとMEMの共同作業として実施中の「タンザニア国全国電力システムマスタープラン策定・更新支援プロジェクト（以下「PSMP

調査)で策定されている長期エネルギー見通しを準用する。天然ガスの燃料用途の需要と発電用需要とは、同調査の暫定推計値を引用する。これに加え、原料用途の需要については標準的なモデルガス事業プロジェクトを想定して推定する。これらの作業結果については第4章および第8章で詳述している。

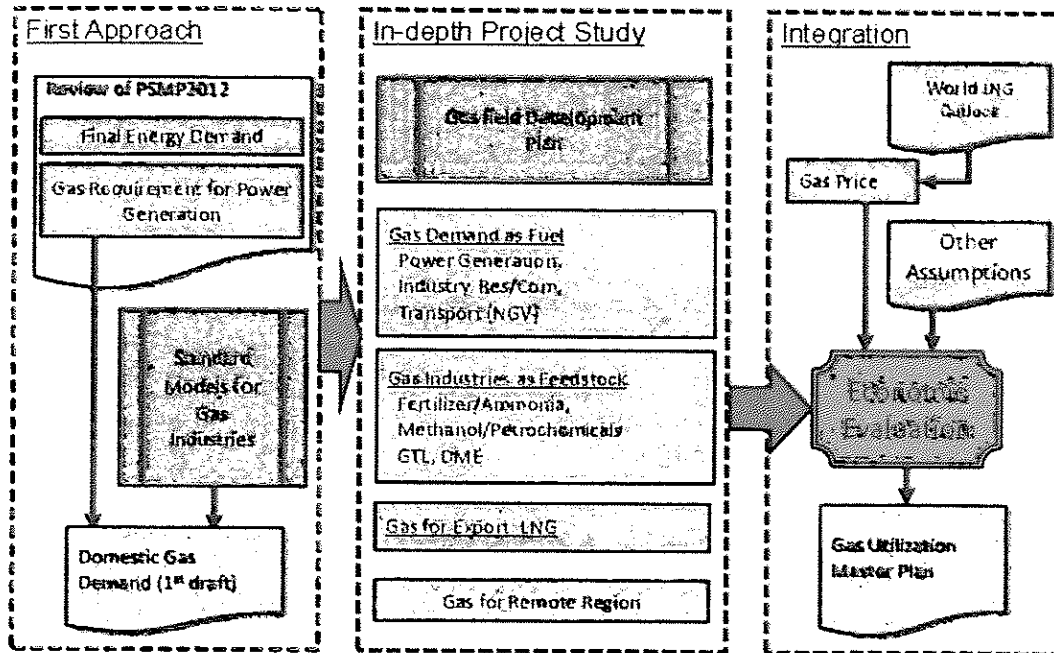


図 1.4-1 調査の流れ

次の段階では、以下のような項目についてガス利活用計画の効益を評価した。

- ① 上流のガス田開発計画と経済性
- ② 発電用および産業、運輸、民生用等の燃料用途の天然ガス需要。これらの数字が上流のガス田に対する基礎的な生産要望量となる。
- ③ LNG、肥料/アンモニア、メタノール、GTL、DME、MTG などの天然ガス利活用計画の経済モデル
- ④ 天然ガスパイプラインから離れている地域へのガス輸送モデル

集約段階では、上記の個々のプロジェクトについての評価結果を比較検討し、総合的なマスタープランを作成する。同時に、このマスタープランを実行するために必要となるロードマップを作成し、開発経路や重要な計画の里程碑を提示する。

1.4.3 調査の内容

上記調査の主な内容は、下記のような事項である。

1) 天然ガスの市場/需要の確認

- ① PSMP 調査から引用する火力発電用需要
- ② ガス産業（肥料、メタノール、GTL、DME、MTG）向けの原料としての需要

- ③ 燃料用途（産業、運輸、民生用）の需要。PSMP 調査の数字を引用し、内容を深掘りする。
- ④ 世界 LNG 市場の展望。天然ガス輸出の主力と目される LNG の需給および価格動向の展望。

2) 開発計画とコストの推計

- ① 上流、特に大水深ガス田の開発
- ② 下流部門（ガス産業およびガス利用プロジェクト）
⇒ LNG, 肥料/アンモニア、GTL, DME, CNG, MTG, その他
- ③ 遠隔地の市場向けのガスの輸送

3) 経済性評価

- ① 分析用モデルの構築
- ② 標準モデルおよび価格シナリオを想定した個々のプロジェクトの評価
- ③ プロジェクトの順位づけと取りまとめ

4) 天然ガス開発利用計画案

- ① 上流と下流における開発の調和のとれた同時進行
- ② 一貫性のあるスケジュールを示すロードマップ
- ③ LNG プロジェクトの実施に必要な労働力と人材開発の課題

1.4.4 プロジェクト評価の手法

個々のプロジェクトの経済財務分析は、図 1.4-2 に示すように、3 つのフェーズに分けて実施した。まずプロジェクト計画を策定し、続いて、経済財務分析の実施に必要な現金収支表を作成した。本報告書ではこれらの分析の要点を示すにとどめているので、詳細な仮定、モデルの構造、計算結果などについては直接モデルを参照されたい。



図 1.4-2 プロジェクトの評価方法

1.4.5 重要な検討事項

調査の過程ではさまざまな要素を慎重に検討する必要がある。とりわけ重要と思われるものを以下に列挙する。

1) プロジェクトのスケジュール

- ① プロジェクトの形成（参加者、経済面の仕組み、オペレーター、その他）
- ② FID と建設計画（化学プラント間の相互依存関係の検討を含む）
- ③ 上流部門：ガス田の生産順序、併合（Unitization）、既往投資額
- ④ 市場（商業的立ち上げ期間の検討を含む）

2) ガス価格

- ① 輸出向け LNG = 国際市場価格
- ② 国内向け天然ガス
 - ・ LNG からのネットバック（= LNG 持ち届け価格 - 海上運賃 - 液化コスト）
 - ・ 適正な利益を含む上流の生産コスト（= Cost + Mark-up）
 - ・ 支払い可能な適正価格（= 上流コスト - 補助金）。ただし、売主側で商業性が確保できるもの。

3) 契約条件

- ① 政府の事業参加
- ② コスト回収と利益配分
- ③ ローンと返済計画（Debt/Equity Ratio, Bullet Repayment, など）

4) 税制

- ① 減価償却
- ② 税（法人税、輸出入関税、利子・利益送金税、その他）
- ③ ロイヤリティ、課徴金、補助金など

上記に加え、本調査においては定量的な分析は行わないが、マスタープランの編成にあたっては下記のような事項についても検討しておくことが必要である。

1) 必要となる労働力

- ① 建設フェーズおよび生産操業フェーズ
- ② 職種、レベル、及び人数
 - ・ エンジニアおよび上級職員（大卒以上のクラス）
 - ・ 技術職、秘書・一般職員
 - ・ 熟練労働者、準熟練労働者、未熟練労働者
- ③ 外国人と本邦人の内訳

2) 国産比率

- ① 輸入が必要な資機材

② 国内調達が可能な資機材

3) 制度

① 法規（事業運営、イミグレーション、環境等）

② 特別の戦略、政策および政治的優先事項

③ 特定プロジェクト制度（輸出加工区、税制、補助金など）

④ 調査の過程において、上記に示した調査計画は折に触れて見直すこととする。

1.5 現地調査

タンザニア国においては関係者への聞き取り調査に加え、ガス産業の展開についての基礎情報を収集するために、下記のような調査を実施した。

① ムトワラ・リンディ現地調査：既設ガス田、建設中のガス処理施設、パイプライン、LNG およびガスプラントの建設予定地

② ダルエスサラーム・キネレジ地区：建設中の天然ガス受入ターミナルおよびキネレジ第 1 火力発電所

③ バガモヨ地区：ダルエスサラーム北西の工業開発予定地

④ 現地工場の視察：MMI Steel、Tanzania Breweries Ltd、パナソニックエナジータンザニア（株）

⑤ 薪炭、LPG 等販売実態調査、ダルエスサラーム市内

第2章 LNG世界市場の展望

第2章 LNG 世界市場の展望

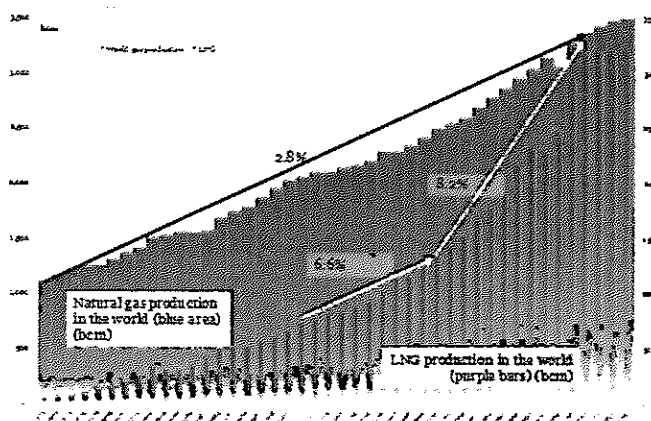
2.1 LNG - 常に変貌し続ける産業

世界の LNG 市場は 1990 年には 5000 万トン、2000 年には年 1 億トン、2010 年には 2.2 億トンと、ほぼ 10 年毎にその規模を倍増してきた。さらに 2020 年には世界の LNG 市場規模が年間 4 億トンに達すると予想されている。LNG 産業は 2014 年 10 月に 50 周年を迎えたばかりで比較的若く、今でも進化が続いているのはごく自然の現象といえよう。

現在、LNG 市場は過去に類をみない大きな拡張段階にある。世界の LNG 産業は 2009 年から 2011 年にかけても大きな拡張を経験した。当時も空前のブームで市場には大きな変化が起きたが、今回も取引パターンの大きな変化が起こるものと予想される。現下の拡張段階では豪州と米国の 2 つの生産センターがプレゼンスを拡大し、それによって LNG 市場では柔軟性、流動性が一層増すものと見込まれている。

LNG 生産プロジェクトはこれまでも資本集約的であったが、今後のプロジェクトではさらに資本集約度が増すものと予想される。

2.2 LNG はガス産業全体よりも急速に成長

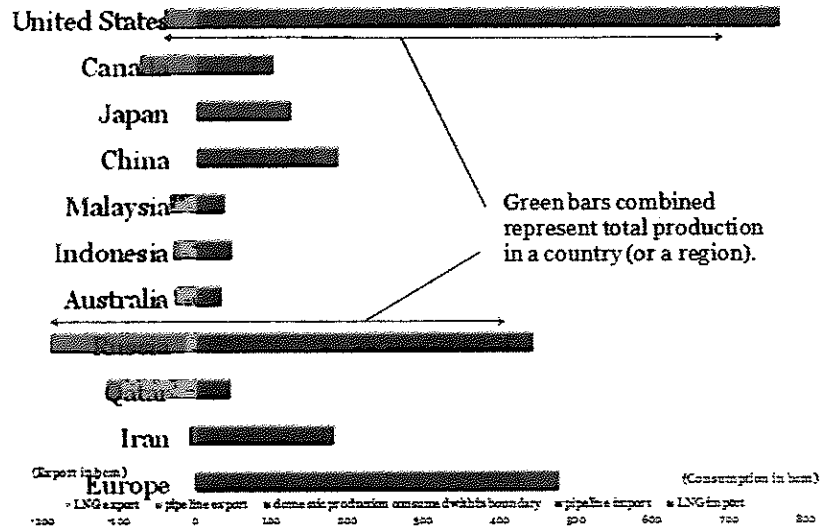


(出所) Compiled by IEEJ based on data from Natural Gas Information 2015, IEA, and The 2014 Natural Gas Year in Review - First Estimates, Cedigaz

図 2.2-1 1970 年代以降の世界の LNG、ガス生産

図 2.2-1 は 1970 年代からの世界の LNG および天然ガス生産全体の増加の推移を示したものである。青領域は左軸基準でガス生産全体を示している。紫棒は右軸基準で LNG を示し、左軸の 10 分の 1 の縮尺となっている。近年では紫と青が接近し、ガス生産量全体の 10%程度が LNG により取引されている。LNG は 1970 年初頭のほぼゼロからスタートして現在ではほぼ 10%に達しており、LNG の増加率が天然ガス合計よりも遥かに大きかったことがみてとれる。なお、天然ガスもこの間一次エネルギー合計よりも高い増加率で成長してきた。

2.3 グローバルの LNG、ガス業界は数ヶ国が支配的位置を占める



(出所) Compiled by IEEJ based on data from The 2014 Natural Gas Year in Review - First Estimates, Cedigaz

図 2.3-1 世界の主要な LNG、ガス生産・消費国

図 2.3-1 に示す諸国が現在世界の天然ガス、LNG 生産、消費、輸出、輸入の主要国である。

上図では、ゼロの線から右側の棒の長さが個別の国・地域の市場規模を示し、緑の棒は国内・域内での生産を示している。赤い部分はパイプラインや LNG による輸入を示す。また、ゼロの線から左側の棒の長さが輸出量を示し、緑の部分の総延長が生産量を示している。

現在米国とロシアが世界の 2 大ガス生産国で、それぞれ世界全体の 5 分の 1 程度を生産している。しかし、そのプロフィールは大きく異なっている。米国では天然ガス生産量の大部分を国内で消費しており、ロシアではかなり多くの部分を輸出に回している。

2.4 LNG 産業のこれまでの変化と予想される変化

現在 LNG 市場で起きている変化は、以下のように要約できよう (表 2.4-1)。

- 1) LNG 消費がガス全体、あるいはエネルギー全体の消費よりも急速に成長している。
- 2) アジア太平洋地域では生産者・消費者の構成が多様化し、不足分は域外からの供給により補填されている。
- 3) 東南アジア、中東、南米等で新たな市場が創出されている。

このように、LNG の役割は、前世紀のプレミアム・エネルギーという位置づけから、世界各地で天然ガス市場を創出し、よりグローバルな天然ガス市場を発展させるための重要な手段へと変化してきている。

表 2.4-1 LNG 産業のこれまでの変化と、予想される変化

	過去	現在	将来
LNG 市場の拡大	成長率: LNG > ガス全体 > 一次エネルギー全体	LNG は引き続きガス全体よりも急速に成長しているが、未だガス全体の 10%弱	今後も LNG はガス貿易全体の中でシェアを拡大するか?
アジア太平洋市場のハイブリッド構造	東南アジア、豪州から北東アジアの伝統的買主への一方向的な流れ	伝統的市場だけでなく新興市場が、中核買主として新規供給プロジェクト開発を支える	さらに新規の新興市場（東南アジア）が新たな生産・消費のセンターへと発展
東南アジア、中東、南米の新興 LNG 市場	従来は他から分離した小規模なパイプラインガス市場で、一部を LNG として域外に輸出	地元市場の急速なガス需要増加に対応、LNGRVs、FSRUs を利用した速成 LNG 輸入プロジェクト開発	ガス市場の規模が拡大し、一部 OECD 加盟諸国の市場規模を凌駕
LNG の役割進化	LNG は長期的な供給、需要セキュリティを提供 LNG はプレミアムのエネルギー源	LNG はクリーンかつ利用容易な、基幹的なエネルギー源 LNG は様々な地域ガス市場間のシグナルを送信	LNG が様々な地域、応用での天然ガス利用を促進 LNG が地域市場間のバランス調整を果たす

LNG 業界では将来を予測することがなかなか難しく、定見とされる見方に反して予想外の結果が生まれることも多かった。僅か 10 年前には多くの方が米国では天然ガスが不足し大量の LNG 輸入が起きると予想していた。しかし、米国でのガス価格上昇期待が米国市場を標的とする LNG プロジェクトを世界中で生み出し、国内のガス生産も促進した。その後原油価格の下落が起きたが、米国でのタイトオイルの生産拡大がその一因としてあげられる。さらに言えば、それは天然ガスと原油の価格差が拡大するという期待から生じたブームであった。今後何年間も LNG 市場では豊富な供給が続くと予想する人も多いが、一方で投資の失速が何年か先には供給不足につながると心配する人達もいる。

表 2.4-2 行動は不確実な想定に基づいてなされることもある

一般的に持たれている認識	プレイヤー達の反応	帰結
米国でガス価格が上昇する期待 (2007 年まで持たれた認識)	世界中 LNG 生産への投資促進 米国内ではシェールガス開発加速	LNG 供給キャパシティ大拡充 米国内でガス価格大規模増加
ガス・石油価格差拡大期待 (2013 年まで持たれた認識)	投資がドライガスから液体にシフト 米国で LNG 輸出計画多数浮上	原油価格も下落 原油連動 LNG 価格も低下
タイト LNG 市場という幻想 (2014 年初頭まで)	需要家の LNG 離れ	LNG 価格下落
中国、アジアガス需要強気見通し	LNG 生産投資加速	中国需要見通し不確実化
2014 年から LNG 供給容量拡大見通し	買手が LNG への投資減化 LNG 投資見直し・遅延	投資失速懸念、将来の不況の可能性

2.5 2014-2015 年 LNG における重要事象

2014-2015 年の LNG 産業における重要な事象で、将来にわたり重要なインプリケーションがあると思われるものを、以下に要約する：

- 1) 太平洋地域で LNG 生産能力の大幅な拡大が始まった
- 2) 米国で LNG 輸出プロジェクトの建設が進んでいる
- 3) カナダ、東アフリカでのプロジェクトの進展は遅いがポテンシャルは大きい
- 4) ロシア・中国間で天然ガスのパイプライン取引が決まり、地域の天然ガス価格設定に影響を及ぼす可能性が出てきた
- 5) ロシア Yamal LNG プロジェクトが販売面その他で進展している
- 6) 東南アジアが LNG 消費地域としても成長を始めた
- 7) 新規 LNG 調達取引の成約が進み、買主はアライアンスの検討を進めている
- 8) 原油価格、スポット LNG 価格が下落した
- 9) LNG 需要は 2 年間横這い後、僅かに増加に転じた
- 10) 日本のプロジェクト・ファイナンスが LNG 業界を主導
- 11) LNG 貿易の柔軟性拡大を求める声が高まっている

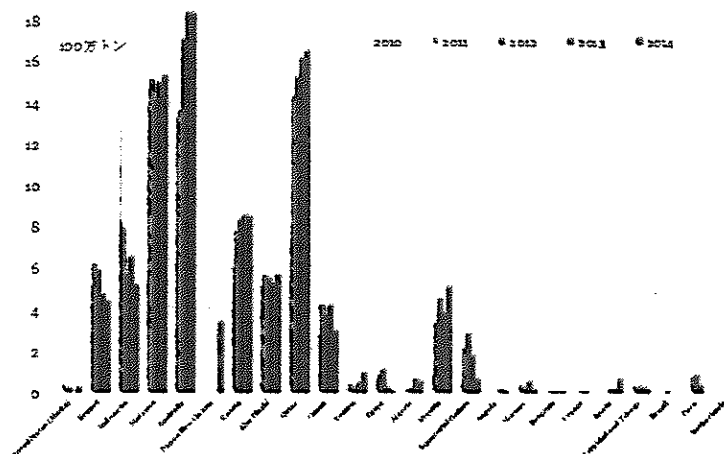
2.6 豪州、インドネシアで 2020 年までに 6000 万トン増加見込み

当面、豪州を中心に LNG 生産能力が大きく増加する見込みである。同国は既に過去 25 年間以上、北西大陸棚プロジェクトを軸に世界有数の LNG 供給者であった。西部の新規プロジェクト群に加え、東部クイーンズランド州でも大規模な LNG 生産プロジェクトが開発中である。また、最近の特徴として、プロジェクトへの買主の出資参加が増えている。

表 2.6-1 豪州、インドネシアで 2020 年までに 6000 万トン増加見込み

プロジェクト名	推進者	開始年	100 万トン	引き取り者 (大半は出資参加、満年はスポット購入)
QCLNG	BG	2015	8.5	中国海油 (CNOOC) , 東京ガス, 中部電力, シンガポール, チリ
APLNG	ConocoPhillips, Origin	2015	9	中国石化 (Sinopec) , 関西電力
GLNG	Santos, Total	2015	7.8	Petronas, 韓国ガス公社 (Kogas)
Gorgon	Chevron, Shell, ExxonMobil	2015	15.6	大阪ガス, 中部電力, 東京ガス, 九州電力, JX, 中中国石油 (PetroChina) , Petronet LNG
Wheatstone	Chevron, Woodside	2016	8.9	東京電力 (Tepco) , 九州電力, 中部電力, 東北電力
Ichthys	国際帝石 (Inpex) , Total	2017	8.4	東京ガス, 大阪ガス, 中部電力, 東邦ガス, 関西電力, 東京電力 (Tepco) , 九州電力, 中油公司 (CPC) , 韓国ガス (Kogas)
Prelude	Shell, 国際帝石 (Inpex)	2017	3.6	東京電力 (Tepco) , 静岡ガス, 大阪ガス, 中部電力, JX, 韓国ガス (Kogas) , 中油公司 (CPC)
Donggi Senoro	三菱商事	2015	2	中部電力, 九州電力, 韓国ガス (Kogas)

近年、世界でLNG生産地のシフトが起きているのと並行して、日本向けのLNG供給源も大きくシフトしている。現在は豪州が日本向けの最大供給国で、今後もこれが続く予想される。また、日本では西アフリカからのLNG輸入も増加しており、将来東アフリカは日本向け供給の有力候補になるだろう。



(出所) 貿易統計

図 2.6-1 日本のLNG供給源、2010 - 2014 年度

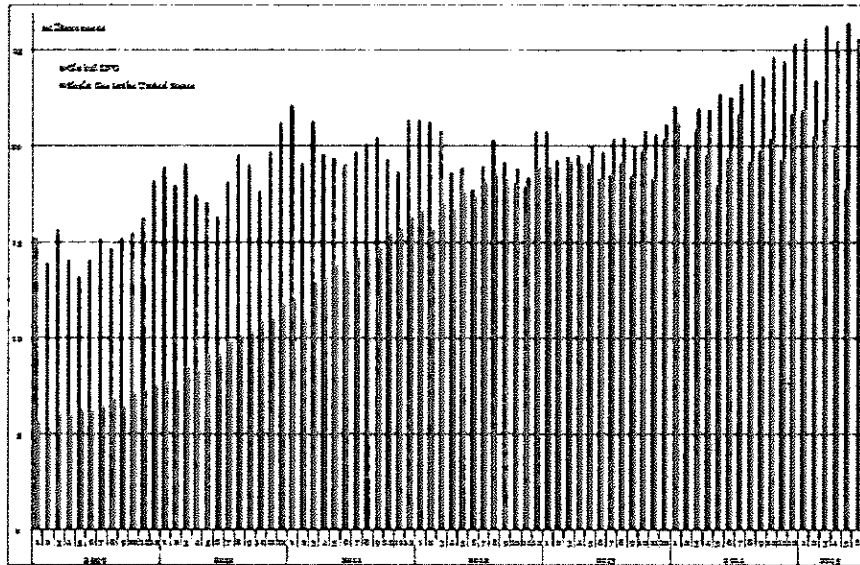
2.7 米国からもさらに6000万トン追加の見込み

米国では数件のLNG輸出プロジェクトが既に建設中であり、そのほかにも計画が進展している。日本市場を標的とする3プロジェクトの建設が2014年に開始した。日本は米国でのLNGプロジェクトの実現に重要な役割を果たしている。

表 2.7-1 米国からもさらに6000万トン追加の見込み

プロジェクト	推進企業			引き取り者 (太字出資参加; 斜字ポートフォリオ購入)
建設中				
Sabine Pass	Cheniere	2016	18	BG, Gas Natural Fenosa, 韓国ガス公社 (Kogas), Gail
主として日本向け				
Cameron	Sempra, 三井物産, 三菱商事/日本郵船 (NYK), GDF Suez	2018	13.5	東京電力 (Tepco), 東北電力, 関西電力, 東邦ガス, 東京ガス, 中油公司 (CPC), シンガポール
Freeport	Freeport LNG	2018	13.2	大阪ガス, 中部電力, 東芝, 東京電力 (Tepco), 関西電力
Cove Point	Dominion, 住友商事	2018	5	東京ガス, 関西電力, Gail
Planned				
Corpus Christi	Cheniere	2019	13.5	Pertamina, Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Woodside, EDF, EDP

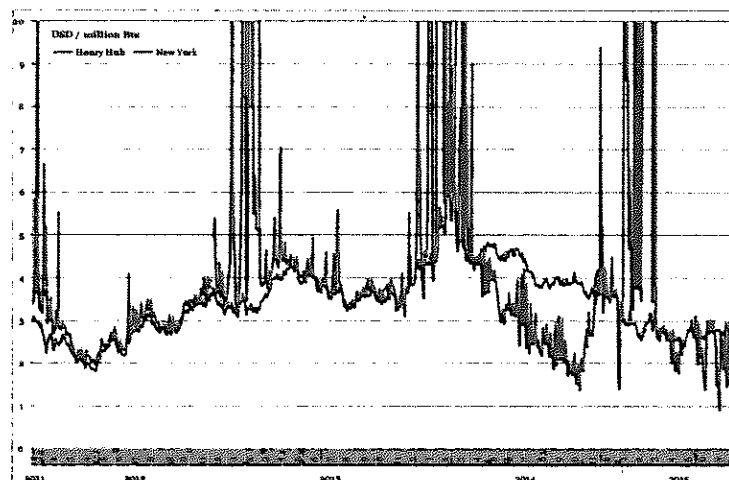
米国ではシェールガスの生産拡大が LNG プロジェクト推進の原動力となっている。シェールガス革命は今も進行中である。図 2.7-1 は米国のシェールガス生産（赤）と世界の LNG 生産（青）の月別推移を示したもので、2013 年には米国のシェールガス生産量が世界の LNG 生産量を追い越している。



(出所)米連邦エネルギー情報局(EIA)、貿易統計情報

図 2.7-1 米国のシェールガス生産が世界の LNG 生産量を上回る

シェール革命のもう一つの特徴として、地域別価格動向の変化があげられる（図 2.7-2）。米国内のスポットガス価格は各地域の市場の特徴を反映しており、ニューヨーク地区の価格（赤）は一般的にヘンリーハブよりも大きく変動する。ニューヨークは伝統的な大規模消費地であり、ヘンリーハブは伝統的なガス生産拠点に位置している。しかし 2014 年には両者の価格動向が従来と際立った違いを示し、ニューヨーク地区のスポット価格がかなりの期間にわたり低価格で推移した。これはニューヨーク近傍の Marcellus シェールでのガス増産が原因である。



(出所)米連邦エネルギー情報局(EIA)データに基づき作成

図 2.7-2 米国内で天然ガス価格が引き続きシフトしている

日本は今後米国からの LNG 輸入を見込んでいるが、その際、輸送に要する日数も重要な要素である。今年パナマ運河が拡張され、LNG 輸送タンカーの通航が可能となった。前記の LNG プロジェクトはいずれも米国の東側で建設されており、同運河の拡張により輸送日数が 45 日から 25 日に短縮される効果は大きい。運河当局が発表した 2016 年の LNG タンカー通航料金案では通航料計算が単純化され、通行料がわかりやすくなった。

表 2.7-2 パナマ運河当局による 2016 年 LNG タンカー通航料金案

トン数 (m³)	満載時	パラスト航海	パラスト航海 (往復)
-60,000	USD 2.50	USD 2.23	USD 2.00
-90,000	USD 2.15	USD 1.88	USD 1.75
-120,000	USD 2.07	USD 1.80	USD 1.60
それ以上	USD 1.96	USD 1.71	USD 1.50

(出所)パナマ運河当局, 2015 年 1 月 5 日

2.8 東アフリカ、カナダが次の供給の候補へ

日本では引き続き供給源の多様化が追求されており、東アフリカやカナダ等資源の豊富な地域での LNG 開発への期待は高い。生産開始時機の予測は難しいが、日本は将来の LNG 供給源としていずれの LNG も必要とする可能性が高いと思われる。

表 2.8-1 東アフリカの LNG 開発動向要約

	参加企業	2014 年の動向
タンザニア	BG/Ophir, Statoil/ExxonMobil	Pavilion が参加
モザンビーク 第 1 鉱区	Anadarko, 三井物産, ENH, PTT, OVL/OIL	第 1 系列予定生産の 2/3 分相当 の引き取り基本合意を確保
モザンビーク 第 4 鉱区	Eni, 中国石油集団 (CNPC), 韓国ガス公社 (Kogas), Galp, ENH	FLNG 基本設計 (FEED)

表 2.8-2 カナダの LNG プロジェクト(抜粋)

プロジェクト	参加企業		2014 年の動向
Pacific Northwest	Petronas, 中国石化 (Sinopec), 石油資源 開発 (Japex), Indian Oil, Petroleum Brunei	12	目標とした最終投資判断 (FID) 実現せず 日揮 (JGC) 等により基本設計 (FEED) ブリティッシュコロンビア州環境許可
LNG Canada	Shell, 中国石油 (PetroChina), 三菱商事, 韓国ガス公社 (Kogas)	12	プロジェクト会社設立 千代田化工建設により基本設計 (FEED)
Kitimat LNG	Chevron, Woodside	10	Apache 撤退、Woodside 参加 日揮 (JGC) 連合に建設請負 (EPC) 決定

2.9 ロシアが東方販売戦略を進める

現在、ロシアが中国向けに2件の大型商談を進めている:

- 1) 1件はパイプライン供給である。合意された供給数量は巨大で、その価格設定はアジア太平洋地域のLNG価格設定にもいくらか影響を及ぼすと予想される。
- 2) Yamal LNGは北極圏から中国向けにLNGを供給する見込み。

中国の天然ガス市場は依然として急拡大を続けており、2014年にも10%成長を記録した。

表 2.9-1 ロシア、中国間のガス市場をめぐる動向

2014年の動き	
中国向けパイプラインガス販売計画	Gazpromと中国石油集団(CNPC)が年間380億m ³ (年間2800万トン)、30年間、2018年からのパイプラインガス供給に合意。 取引総額は4000億米ドル相当とされ、100万Btu当たり10米ドル相当と推定される。 北東アジアのLNG価格に影響する可能性がある。 両社は西側経路での追加年間300億m ³ についても基本合意。
Yamal LNG	2013年12月最終投資判断(FID)、中国石油集団(CNPC)、Gazprom M&T向け販売確保。 砕氷級LNG輸送船舶9隻が既に発注確定。 中国、ロシアの銀行団により資金調達。
中国のガス市場	2014年さらに10%成長。 中国は1329億m ³ 生産、この内13億m ³ がシェールガスによる。

2.10 東南アジアがLNGを生産するとともに消費する

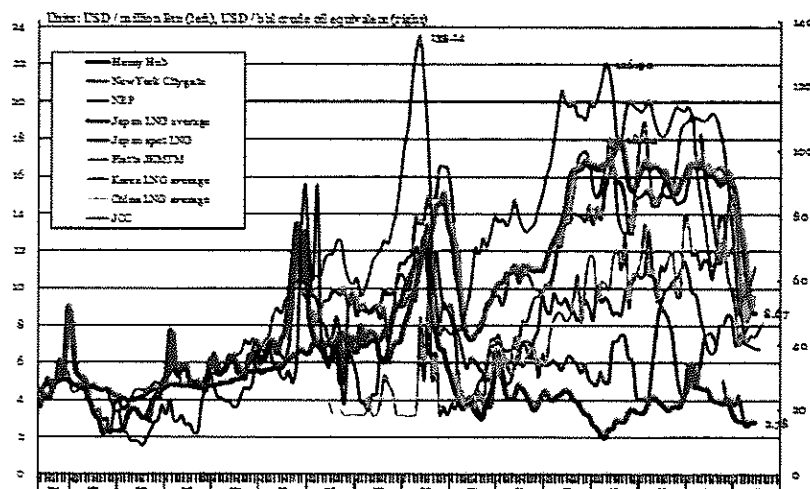
日本は引き続き東南アジアに主要供給源を依存している。一方、東南アジアでは数ヶ国で国内でのLNG利用が増加している。インドネシア、マレーシアは外国へのLNG供給も続ける一方、自国の主要ガス消費地域でLNGの受入も開始した。

表 2.10-1 東南アジアのLNG市場動向

	LNG需要	LNG生産
インドネシア	西ジャワで2012年受入基地開業 ランブンで2014年8月受入基地開業 Arun生産設備が2015年LNG受入基地転換 米国 Corpus Christi からLNG購入予約	Bontang 設備向け既存供給減少見込み Bontang 新規原料ガス供給源開発遅延見込み Donggi Senoro LNG、2015年生産開始見込み Tangguh 拡張2019年生産開始見込み
マレーシア	Melaka 受入基地2013年開業 Pengerang 受入基地2017年開業見込み PNW LNG から調達予定	Petronas FLNG1-2 Malaysia LNG 9 建設中
タイ	Map Ta Phut 受入基地2011年開業 カタールから長期引き渡し2015年開始	
シンガポール	ジュロン基地2013年開業	

2.11 地域別ガス価格の動向

図 2.11-1 に、2000 年から 2014 年間の世界の主要地域におけるガス価格の動向を示す。2008 年以降は地域間価格差が拡大し、それが定着していった。

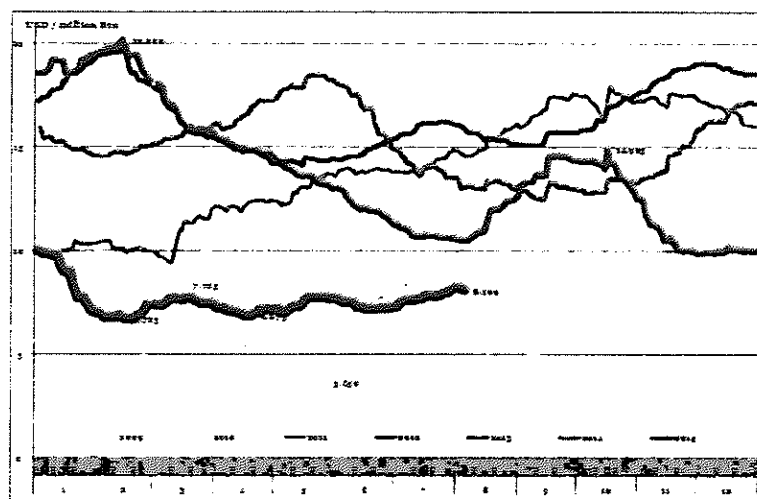


(出所) 諸国貿易統計、米連邦エネルギー情報局(EIA)、Energy Intelligence、Platts に基づき作成

図 2.11-1 諸地域のガス価格動向

過去、伝統的に LNG の大半が長期契約で取引されてきたが、近年ではスポットや短期カーゴの役割が重要となっていった。

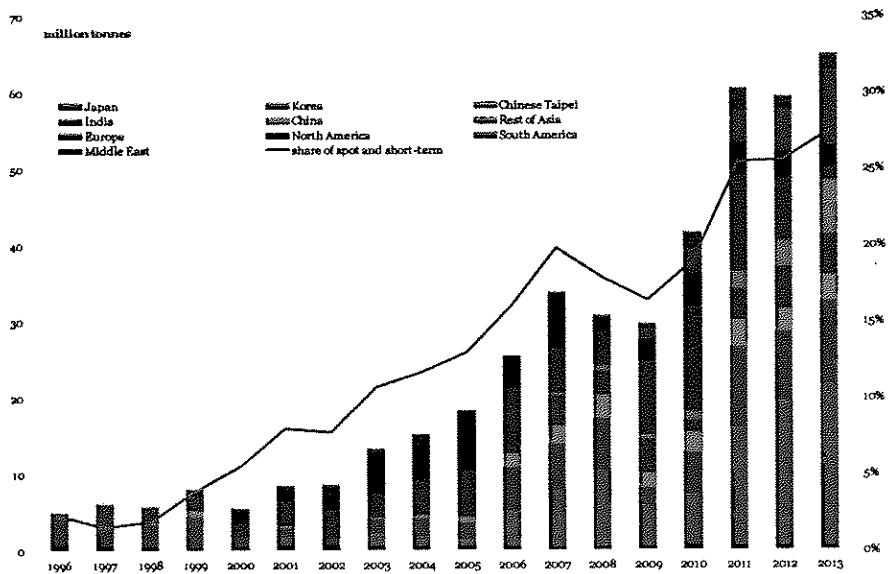
一部の情報コンサルタントがスポット価格アセスメントを提供しているが、市場の流動性は十分でなく、未だ信頼できる価格指標として確立してはいない。実際の取引頻度や取引量が少ないため、アセスメントは主として売りオファーと買いオファーをもとに作成されている。それでも市場の雰囲気を示す指標とみなすことはできよう。2014 年のアセスメント値は高く、2 月には 20 米ドルに達した。2015 年には一時 7 米ドル以下に下がり、その後も近年の水準より低迷している。



(出所) Platts LNG Daily データに基づき作成

図 2.11-2 スポット LNG 価格の推移

スポットを含む短期契約は市場全体の成長とともに拡大しており、供給源や市場の多様化も同時に進行している。最近では 6000 万トン以上、全体の 4 分の 1 が、短期契約で取引されている。



(出所) GIIGNL データに基づき作成

図 2.11-3 スポット・短期 LNG 数量

LNG の供給経路も多様化している。1998 年頃の LNG 市場は比較的単純で、大西洋地域と太平洋地域とに二分されていた。

これに比べ、2014 年には LNG 貿易の流れがかなり複雑化している。アジア太平洋地域、中東地域の伝統的供給源からは引き続き東方の市場に供給されているが、大西洋地域の供給者も一部の LNG を東方に供給している。さらに欧州の輸入業者が、輸入後の LNG をアジアや中南米向けに再輸出している。

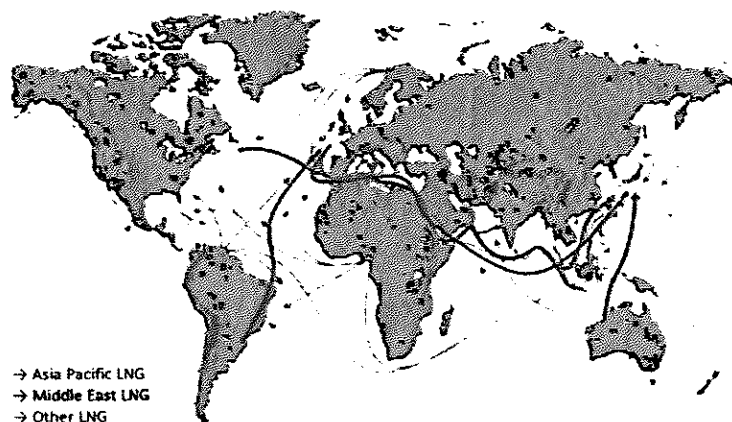
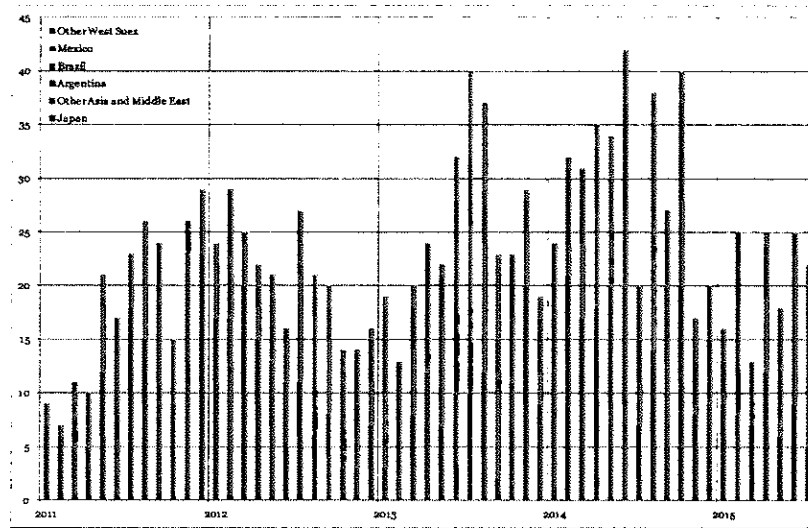


図 2.11-4 2014 年の LNG 貿易フロー

月毎の荷動きは季節や気象等の影響で大きく変動する。日本では2011年の原発危機発生後直ちにスポット購入が増加した（グラフ青棒）が、2012年には追加購入分の契約シフトに伴い徐々にスポット購入が減少した。2013 - 2014年にはLNG輸入を開始した中南米諸国がスポットLNG市場でプレゼンスを拡大した。



(出所) ICIS Heren Global LNG Markets、Platts LNG Daily データを参照し作成

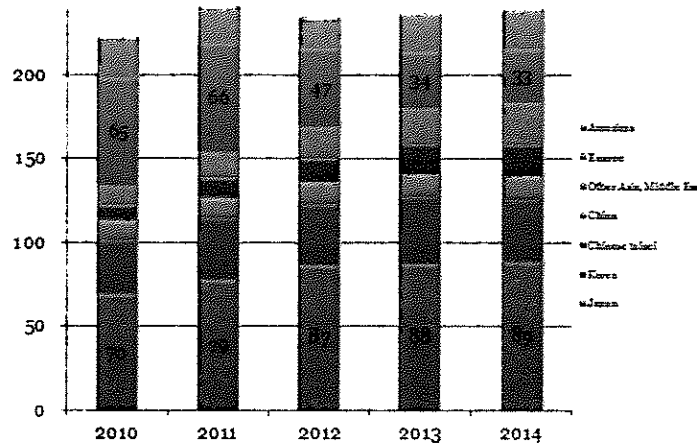
図 2.11-5 仕向先別スポットカーゴ数

LNG 業界では多くの人々が、特に 2014 年初までは、「LNG 市場は 2015 年までタイト」と云っていた。しかし、この議論はグローバル LNG 市場全体の動きと短期の LNG 市場の動きを区別していなかったといえる。「タイトになる」という発想自体が交渉価格を高めた可能性がある。このように「市場がタイトになる」という発想が結果的に LNG 価格の高騰につながりかねない。短期 LNG 市場に跋扈したタイト論はメディアや売主のコメントに多く見られ、LNG 売主に偏った自償を与え、非現実的な高価格オファーにつながった可能性が高い。

LNG 市場全体のバランスをみると全くタイトの徴候などなく、時折大西洋地域の生産者で供給中断が観察される程度であった。近年欧州市場では LNG 引き取り量が大幅に減少しているが、これは全体としてのガス需要の減少に加え、ロシア産のパイプラインガスの供給増加で埋め合わされている。ただし、市場では短期 LNG カーゴの流動性低下が時々起こり、季節的な需給のアンバランスにつながることもあるだろう。

2.12 2012 - 2014 年、LNG 市場の大きな成長はなし

LNG 市場では今後大規模な拡張が始まろうとしているが、ここ数年間は LNG 産業としては珍しい低成長の時期となった。その原因は大西洋地域の一部の供給ソースで供給中断が起きたことに加え、さらに重要なことに、欧州で LNG 需要が消えたことだった。欧州で LNG 需要の崩壊が起きたが、「LNG 市場タイト→価格上昇」という幻想がその一因になった可能性は高い。

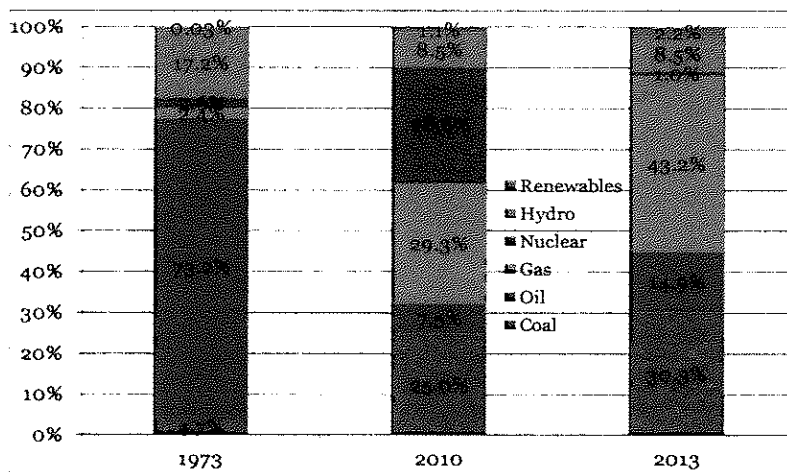


(出所) 諸国貿易統計、GIIGNL データに基づき作成

図 2.12-1 2010 - 2014 年の世界の LNG 輸入量

2.13 日本は引き続き LNG ビジネスのカギであり続ける

LNG 市場成長の歴史の中で日本では何が起きてきただろうか。日本は現在世界の LNG 生産の 1/3 を消費し、業界の発展に大きく貢献してきた。この間、日本のエネルギー構成における LNG のシェアはゼロから 20%に増加した。特に発電用では、1970 年代の石油危機後、原子力と並ぶ重要な代替源としてガスの導入が促進された。2011 年の原発危機後はガスシフトが加速している。



(出所) 「EDMC エネルギートレンド」日本エネルギー経済研究所

図 2.13-1 日本の発電構成推移

当面予想される原発再稼働で LNG 消費は減ることが予想されるが、日本では LNG 受入インフラの拡大が続いている。都市ガスや電力などの公益事業だけでなく、石油企業、中堅公益事業者も LNG 基地に投資している。その結果、他エネルギー源との競争力次第だが、将来競争力のある LNG 供給の利用を拡大できるベースができていく。

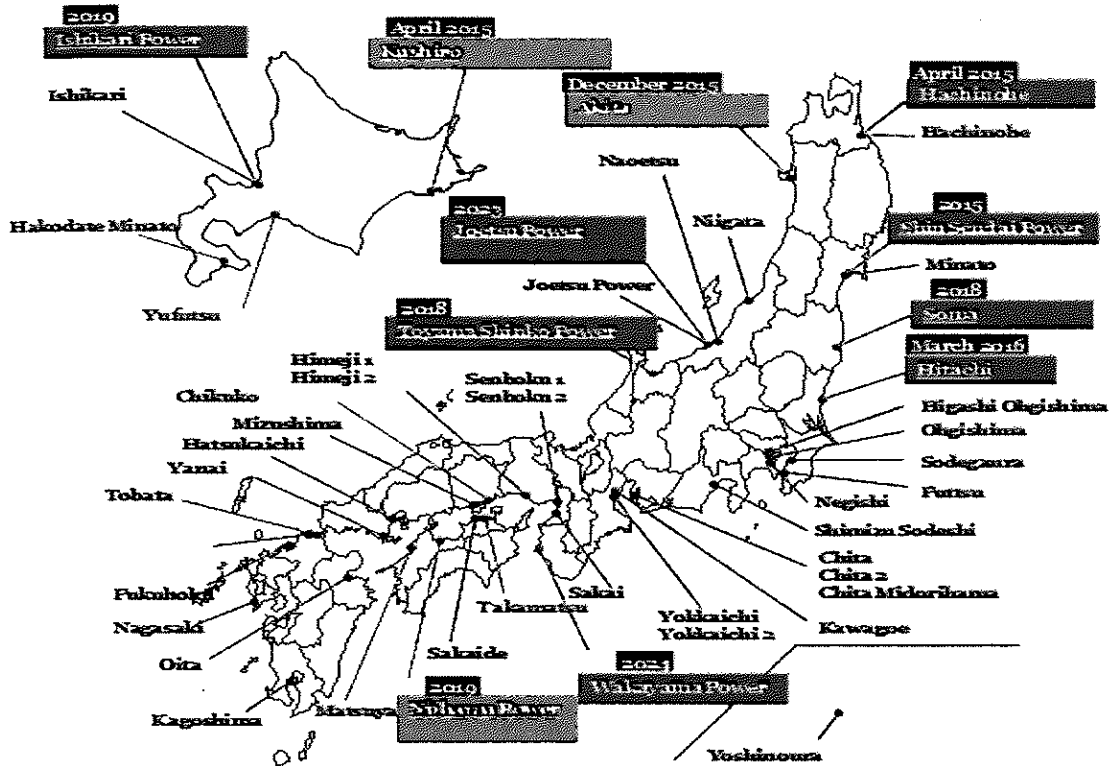


図 2.13-2 日本の LNG 受入基地

表 2.13-1 2014 年のプロジェクト・ファイナンス

種類	総額	融資者
Cameron	USD 7.4 billion	JBIC, 東京三菱 UFJ 銀行, 三井住友銀行, みずほ銀行, 三井住友信託銀行, 三菱 UFJ 信託銀行, 農林中金, 新生銀行, あおぞら銀行, 信金中央金庫, 千葉銀行, 静岡銀行
Freeport I	USD 4.369 billion	JBIC, 東京三菱 UFJ 銀行, 三井住友銀行, みずほ銀行, 三井住友信託銀行, 三菱 UFJ 信託銀行, ING Bank N.V. 東京支店
Donggi-Senoro	USD 1.527 billion	JBIC, 東京三菱 UFJ 銀行, みずほ銀行, 三井住友銀行ほか, KEXIM
Ichthys - 関西電力分 (プロジェクト総額)	USD 356 million (USD 17 billion)	JBIC, その他市中銀行

LNG プロジェクトは極めて資本集約的であり、数年間の構想・計画段階を経たうえで、さらに建設に数年を要することから、長期の信頼できる資金調達源の確保が非常に重要である。国際協力銀行（JBIC）、日本の民間銀行等が中心となって組成したプロジェクト・ファイナンスで、2014年に成約したものを上表に整理した。

これまでお馴染みの金融機関に加え、この分野では新参の金融機関も LNG のプロジェクト・ファイナンスに参加を始めている。これら日本の金融機関による貸し出し意欲は今後何年間も強い状態が続くものと思われる。

日本政府は今後も LNG プロジェクト開発への支援に一層前向きに取り組むものと期待される。2014年4月閣議決定されたエネルギー基本計画には下記のような LNG プロジェクト支援策が盛り込まれている：

「第3章 第1節 安定的な資源確保のための総合的な政策の推進

1. 新興資源国との関係を強化し、日本企業の上流権益取得を促進する

- ・ 日本企業の上流事業進出を加速するため、政府は資源国との外交を積極的に展開するとともに独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）によるリスクマネーの供給機能と役割を強化する。

3. エネルギーコスト低減のための資源調達条件の改善等

- ・ LNG 調達において、価格面だけでなく契約の柔軟性促進や上流権益の確保等についても必要な手段を講じる。．．． LNG 取引における柔軟性の向上には本船渡し契約（FOB 契約）における仕向地条項の撤廃も含むものとする。

契約条件改善、LNG 取引柔軟化の具体策として、日本政府は2014年6月5日ブリュッセルでの G7 首脳会議（下記に共同声明引用）、同11月東京での LNG 産消会議等の国際舞台でこれらの問題に脚光を当てた。

「8. 各国首脳は：

新規の供給源、輸送インフラや備蓄能力、LNG 受入基地の建設などの促進を図るとともに、仕向地条項の緩和を含むより柔軟なガス市場の推進や産消対話を通じて、一層統合された LNG 市場の実現を目指す。」（ブリュッセル G7 首脳会談宣言、2014年6月5日）

2.14 まとめ

世界全体の LNG 生産能力は 2020 年までに 4 億トンに拡大し、今よりもさらに大きくより柔軟な LNG 市場が出現するものと期待されている。需要は今後も成長すると見込まれるが、その見通しには大きな不確実性が伴うだろう。従って、LNG 取引における柔軟性の拡大は、単に期待されているだけでなく、このような不確実性に対応するために必要な条件でもある。

今後の市場にはさらに多くの不確実性が伴い、市場の制御は困難を伴うと思われるが、一方で市場拡大によるメリットも期待できるだろう。原油価格低下という新たな現実と、より競争力のある LNG 価格を求める市場の声とが、現在の LNG 市場が抱える課題を如実に表している。これらの課題は、今後、供給者と消費者の協議と協力を通じて解決されていくことになるだろう。

第3章 天然ガス開発（上流部門）

第3章 天然ガス開発（上流部門）

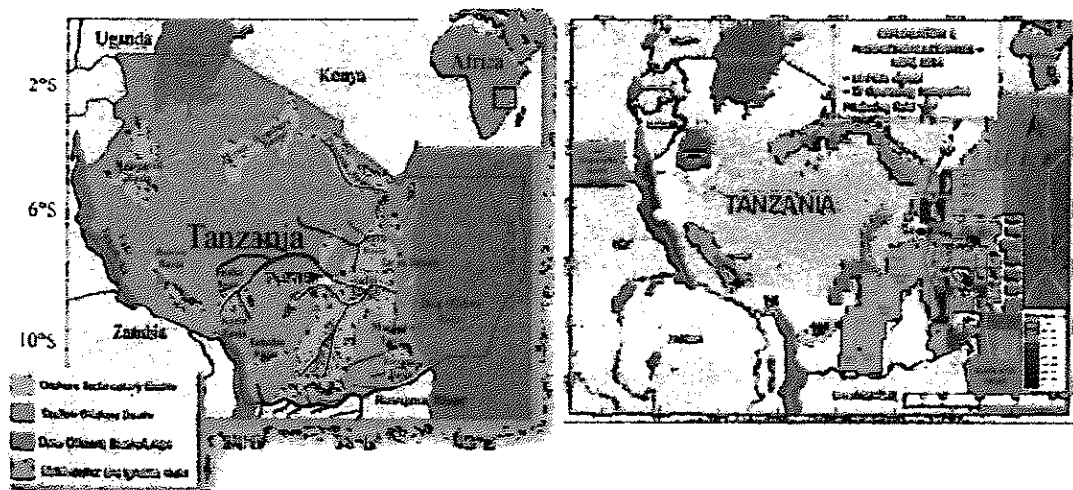
3.1 タンザニアの石油・天然ガスの探鉱

3.1.1 地質概況

東アフリカ堆積盆の形成は Gondwana 大陸の分裂とマダガスカル島の東アフリカからの分離に起因している。分裂によって生まれた亜大陸の再分裂と移動の過程で形成された堆積盆に堆積物が埋積して、堆積盆地が形成された。図 3.1-1 に示す如く、タンザニアでは、内陸リフト堆積盆地、沿岸堆積盆地、大陸棚/浅海堆積盆地、大水深堆積盆地の4つの主要な堆積盆地が知られている。

- a. 沿岸堆積盆地：Ruvuma、Mandawa、Tanga 堆積盆地など。
- b. 内陸リフト堆積盆地：Selous、Kilosa Kilombero、Pangani、Eyasi-Wembere、Malagarasi、Lake Tanganyika、Rukwa、Ruhuhu、Lake Nyasa 堆積盆地など。これらの堆積盆地にはペルム紀の堆積物が堆積している例がある。
- c. 大陸棚/浅海堆積盆地：Songo Songo、Pemba-Zanzibar など水深 200m 以浅に位置するすべての堆積盆地。
- d. 大水深堆積盆地：水深 200m 以深に位置するすべての堆積盆地。

上記堆積盆地の内、大陸棚/浅海堆積盆地において天然ガスが発見され、Songo Songo ガス田として現在、生産中である。一方、大水深堆積盆地では大量の天然ガスが発見されている。タンザニアではこれまで原油は発見されていない。しかしながら、今後、大地溝帯や超大水深域での探鉱によって原油が発見される可能性がある。



(出所)TPDC

図 3.1-1 タンザニアの堆積盆地と探鉱鉱区

現在の主要な探鉱対象は大水深域の天然ガスである。タンザニア石油開発会社によると Ruvuma 堆積盆中央部の震探東西断面図は、この堆積盆に根源岩が濃集している可能性を示している。また、震探データの重合前深度マイグレーション処理と震探断面図のガスチムニー分析により、この堆積盆に天然ガスが胚胎していることが推測される。更に、重合前深度マイグレーションと垂直マイグレーション分析によって、根源岩の熟成により排出されたガスが移動した経路らしきものが見えるとしている。また、この堆積盆地の地温勾配は摂氏 35-38 度/1,000m であり、炭化水素の熟成の観点から、堆積盆地の西側で天然ガスが発見されることを裏付けており、堆積盆地の東側では原油が胚胎している可能性を示唆している。



(出所)TPDC

図 3.1-2 Ruvuma 堆積盆地震探断面図

3.1.2 探鉱の歴史

1974 年、ダルエスサラームの南 200km の Songo Songo において、タンザニアで始めて大規模な天然ガスが Agip によって発見された。Songo Songo ガス田は陸域、浅海域、Songo Songo 島陸上に広がっている。このため、ガス田評価を集中的に実施し、開発の様々な選択肢が検討された。しかしながら、後述するように、開発の最終決定に至るまでには数十年を要した。その後、1982 年に同国最南部の Ruvuma 川河口地帯で Mnazi Bay ガス田が Agip によって発見された。Agip は白亜紀の地層での石油の探鉱を主目的としており、第三紀層の砂層で発見されたガスの生産テストを成功裏に終えたが、ガスの国内市場がないことから開発ライセンスを放棄した。

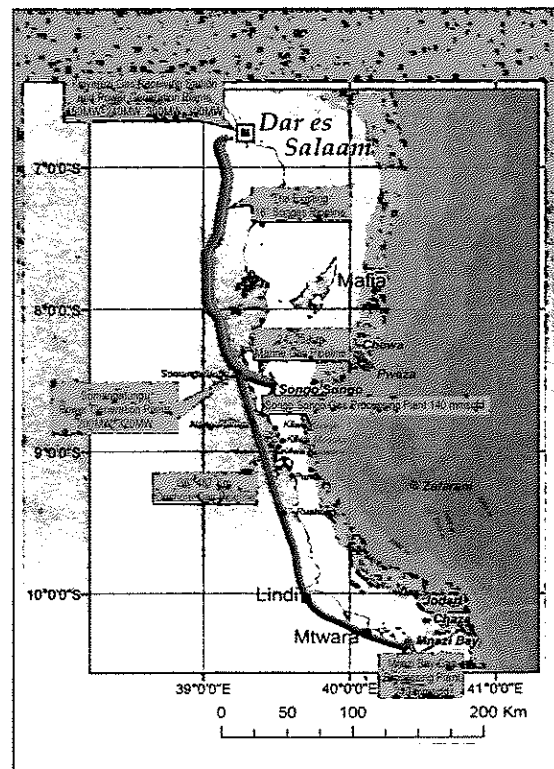


図 3.1-3 天然ガス田とパイプライン

2001年、世界銀行は Songo Songo ガス田の開発と関連ガス利用設備建設の支援を決定した。2004年、ガス田開発と利用設備建設は完了し、ダルエスサラーム地区の発電所と工場へ向けて天然ガスの供給が開始された。さらに、国内向け天然ガス供給を大幅に増加するため、Mnazi Bay ガス田とダルエスサラームを結ぶ 534 Km のパイプライン(送ガス能力 784Bcf/年)の建設が進められ、2015年夏に完成した。このパイプラインの完成によって、新設のキネレジ I 火力発電所が運転を開始した。2016年8月現在の天然ガス処理プラントとパイプラインは表 3.1-1 に示すとおりである。

表 3.1-1 天然ガス処理プラントとパイプライン:2016年8月

Gas Processing Plant		Capacity
		MMcfd
Old	Songo Songo	110
	Mnazi Bay	10
New	Songo Songo	140
	Madimba (Mtwara)	210
Total		470

Gas Pipeline	Distance	Capacity
	km	MMcfd
Songo Songo to Dar es Salaam	232	105
Mnazi Bay to Mtwara	27	70
NNIGP (Madimba to Dar es Salaam)*	534	784

(Note) National Natural Gas Infrastructure Project

(出所)TPDC

タンザニア石油開発公社によると、これらの陸上(浅海含む)ガス田の他に、2014年末現在、原始埋蔵量 45.3Tcf の大水深ガス田の存在が確認されている。この埋蔵量は陸上(浅海含む)ガス田の埋蔵量(8Tcf)より圧倒的に大規模であることから、モザンビーク同様、タンザニアでも LNG の事業化が期待されている。

供給即応力という視点から、タンザニアのガス田は既に生産している陸上(浅海含む)ガス田と、現在、探鉱評価段階にある大水深ガス田の2種類に分類される。2025年まではガスの供給源は陸上・浅海域のガス田に限られるだろう。タンザニア国政府は膨大なガス資源の開発・利用計画を確立するため、Natural Gas Utilization Master Plan (NGUMP) の策定に取り組んでいる。本スタディはこのドラフト NGUMP のレビューを目的としている。

3.2 タンザニアのガスの原始埋蔵量

タンザニア石油開発公社によると、2015年末のタンザニアのガスの原始埋蔵量(GIIP)は、陸上(浅海含む)が 10.12Tcf、大水深域が 47.13Tcf で、合計、57.25Tcf である(表 3.2-1 参照)。

今回の埋蔵量推計値には 2016年2月に発表された Ruvu 盆地での新たな陸上ガス田の発見が含まれている。当該ガス田はダルエスサラームの西方 50km に位置し、その原始埋蔵量は 2.17Tcf と

報告されている。比較的開発のやさしい陸上ガス田であり需要地にも近いことから、Ruvu 盆地のガス田は比較的早い時期にタンザニアの天然ガス供給の戦列に加わるものと予想される。

GIIP は 2013 年 6 月時点の 37.5Tcf から約 20Tcf 増加したが、そのほとんどは大水深域での探鉱評価活動によるものである。

表 3.2-1 タンザニアのガスの原始・可採埋蔵量 2015 年 12 月

	ガス田	原始埋蔵量 (P 10)	可採埋蔵量 (P 50)
		Tcf	Tcf
陸上および浅海域	Songo Songo	2.500	0.734
	Songo Songo Main		
	Songo Songo North		
	Songo Songo West		
	Kiliwani	0.070	
	Mnazi Bay	5.000	0.820
	Mkuranga	0.200	
	Mtwara-Ntroya	0.178	
	Ruvu Basin	2.170	
	Sub-total	10.118	
大水深	Block 1,3 & 4	22.000	16.000
	Block 2	21.000	
	Sub-total	47.130	
合計		57.248	

(出所)エネルギー鉱物資源省/TPDC。大水深鉱区の原始埋蔵量の鉱区別内訳および可採埋蔵量は別のヒアリングで得た情報であり、原始埋蔵量の推定値とは厳密には対応していない。

3.3 陸上・浅海ガス田

Songo Songo ガス田と Mnazi Bay ガス田が主要な陸上・浅海域のガス田である。これ以外に Mkuranga、Kiliwani、Mtwara-Ntroya 構造においてガスが発見されているが、その原始埋蔵量は上記ガス田と比べると一桁小さい。これらの小規模発見構造はパイプライン沿い、または、パイプラインの近傍に位置することから、将来生産に移行する可能性はあるが、現時点では重要性は低い。

現在、PanAfrican 社は Songo Songo ガス田の生産量を現行の 90MMcfd から 190MMcfd へ引き上げる工事（これに加え、Kiliwani North から 20MMcfd の生産が追加される）を実施している。一方、Maurel & Prom 社は Mnazi Bay ガス田の生産量を 2MMcfd から 130MMcfd へ引き上げる工事を実施している。これらの工事は今年から数年後にかけて完成の予定である。また、更なる増産も可能であり、Songo Songo では 260 MMcfd へ、Mnazi Bay では 200-210MMcfd への増産が検討されている。

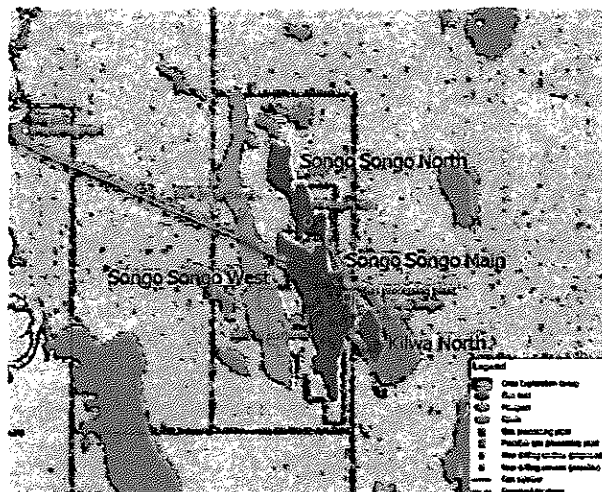
3.3.1 Songo Songo ガス田

1) 現況

Songo Songo ガス田は 1974 年、Agip (Africa) (現 ENI) によって発見された。しかしながら、Agip はこの発見は商業化不能と判断し撤退した。1995 年、タンザニア国政府は信頼性の高い低コストの電力を供給することを主目的として、Songo Songo ガス田の開発を選択した。

2001 年、世界銀行は Songo Songo ガス田開発/ガス火力発電プロジェクト支援の最終決定を下した。プロジェクトは、上流から下流まで各分野の、海外および国内企業からなるコンソーシアムによって開始された。ガス田は ORCA Exploration 社傘下の PanAfrican Energy Tanzania 社によって開発され、2004 年 6 月、生産が開始された。2013 年の年産量は 35Bcf、日産量は 96MMcfd である。

Songo Songo ガス田は現在生産中の Songo Songo 本体 (SS)、ガスが確認されているがまだ生産に移行していない Songo Songo North (SSN)、ガスが存在する可能性は高いがまだ確認されていない Songo Songo West (SSW) から成る。Songo Songo ガス田の外側にある Kiliwani North は Aminex / Solo Oil が開発中であり、近々、Songo Songo ガス田に繋ぎ込まれて、20MMcfd の規模の生産が開始される予定である。Songo Songo ガス田の産ガス層は上部白亜紀の砂層で、平均回収率は 75-80% である。



(出所) Ministry of Energy and Mining

図 3.3-1 Songo Songo ガス田

2) ガス資源量

Songo Songo ガス田 (SS+SSN+SSW) の原始埋蔵量 (GIIP) は現在、2.5Tcf と推定されている。タンザニア石油開発公社によると 2014 年 12 月時点の可採埋蔵量 (P50) は 734Bcf と推定されている。また、本ガス田のオペレーターによると SSW の推定可採埋蔵量は 0.45Tcf である。

3) 今後の探鉱と開発計画

ムトワラからダルエスサラームへ至る新ガスパイプラインの建設と同時に、Songo Songo ガス田からの新規支線ガスパイプラインの建設も進められている。Songo Songo 本体 (SS) には現在 11 坑の生産井がある。PanAfrican Energy Tanzania 社は新ガスパイプラインの操業開始と同時に、生産量を現行の 92MMcfd (2015 年始め) から 190MMcfd へ増やすため、腐食した生産井の改修と、1 坑の生産井の掘削を計画している。現在、新規ガス販売契約の交渉が進められている。PanAfrican 社によると SS からの 190MMcfd の生産は、現行のガス販売契約が終了する 2026 年まで維持できる。しかし、その後急激に減退が始まる。場合によっては予想より早く減退が始まる懸念もあること

から、同社は地震探鉱と評価井の掘削によって、ガスの存在が確認されている SSN の評価を行うことを計画している。PanAfrican 社によれば、SSN では 2019 年から 70MMcfd の生産が可能である。これによって Songo Songo ガス田のピーク生産量は 260MMcfd に達するが、このピーク生産量も 2026 年に減退が始まる。

このため、PanAfrican 社は SSW の生産ポテンシャル評価の実施を希望している。同社によると、SSW は地質的には SS と同様な構造である。しかしながら、SSW には今まで試掘井は掘削されておらず、ガスの集積を左右する重要な要因であるガス・水境界面深度や断層システムなどが全く不明である。もしこのような地質条件が良好であれば、1Tcf の原始埋蔵量は期待できる。反対にこのような地質条件が悪ければ、Songo Songo West ガス田の原始埋蔵量は半減するとしている。PanAfrican 社のような事業者は、このような石油・天然ガス上流ビジネスに特有なリスクを常に負っていることを理解する必要がある。

3.3.2 Mnazi Bay ガス田

1) 現況

Mnazi Bay ガス田はタンザニア最南部、モザンビークと国境を分かち Ruvuma 川の河口に位置する。本ガス田は 1982 年、Agip によって発見されたが、Songo Songo ガス田同様、Agip は開発から撤退した

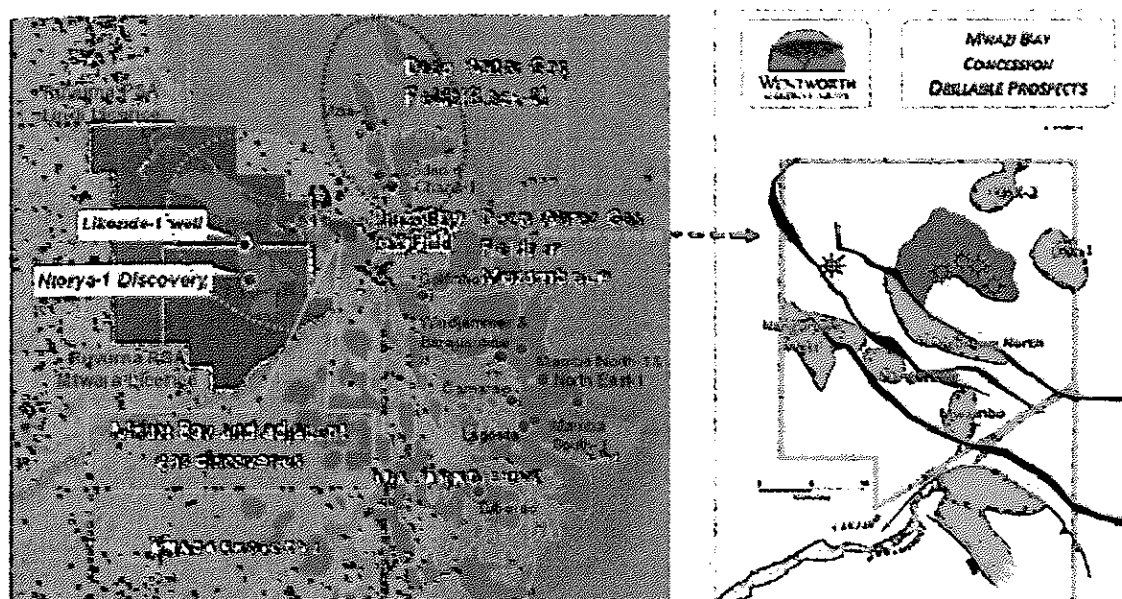
2002 年、カルガリーに本拠地を置く Artumas グループはタンザニア国政府に対し、Mnazi Bay ガス田開発/ガス火力発電プロジェクトを提案した。2005 年、Mnazi Bay1 号井を仕上げなおし、生産テストが実施された。その後 2007 年、Maurel & Prom Exploration Production Tanzania 社 (M&P 社、オペレーター)、Wentworth Resources 社 (旧 Artumas グループ)、タンザニア石油開発公社から成るコンソーシアムにより生産が開始された。しかし、Mnazi Bay ガス田があるムトワラにはガスの需要は無く、ガスの生産量は 2MMcfd 程度とごく限られている。2013 年の年産量は 687MMcf で、全量パイプラインによって 18MW の小規模な火力発電所に供給されているのみである。

図 3.1-3 に示す様に、天然ガスパイプライン・インフラプロジェクトのもとで Mnazi Bay からダルエスサラームへ至る新ガスパイプラインの建設が進められた。2015 年 7 月の完成後、Mnazi Bay ガス田の生産は段階的に日産量 210MMcfd (年産量 70Bcf) へ増加する計画である。

2) ガス資源量

タンザニア石油開発公社によると、Mnazi Bay ガス田の可採埋蔵量 (P50) は 820Bcf である。M&E 社はこの数値は新ガスパイプラインの完成後の供給義務量を確保するために必要な埋蔵量としている。一方、Mnazi Bay ガス田の GIIP は 5Tcf と発表されているが、今までの探鉱実績を考慮すると過大評価の可能性が高い。本ガス田がある地区にはガスの胚胎が十分期待でき、試掘可能な構造 (プロスペクト) や、今後、追加データの検討によって試掘が可能となる構造 (リード) がある。Mnazi Bay ガス田の生産実績はごく僅かであり、本ガス田の生産能力を現時点で正確に

評価することは困難である。今後、Mnazi Bay ガス田が本格的に開発され、十分な生産実績データが蓄積されて初めて信頼性の高い可採埋蔵量の推定が可能となる。



(出所) TPDC、Wentworth

図 3.3-2 Mnazi Bay ガス田と近傍の構造

3) 今後の開発計画

M&P 社は天然ガスパイプライン・インフラプロジェクトのもとでの供給義務を果たすため、現在、3 坑の生産井の掘削 (Mnazi Bay-2、-3 号井と Msibati-1 号井) と 3-4 坑の既存生産井の改修を行っている。Mnazi Bay の生産井は新規坑井が完成すると 7 坑となる。タンザニア石油開発公社は生産能力の増強に対応するため、新ガス処理プラントの建設を行っている。本ガス田で増産されるガスは全量タンザニア石油開発公社が買い取り、国内マーケットで販売する。

M&P 社は新規のガス販売契約が纏まり、採算性を確保できる販売価格が保証されれば、更なる増産のため Mnazi Bay の外側にある 2 つのプロスペクト (OSX-1 と OSX-2) に試掘井を掘削したいとしている。これらのプロスペクトは既存のガス処理プラントの海側近くに位置しており、試掘が成功すれば建設中の新ガス処理プラントに繋ぎ込まれて生産に移行する。

3.3.3 Ruvu Basin ガス田

2016 年 2 月 25 日エネルギー鉱物資源省はダルエスサラームの西 50km の Ruvu Basin で UAE を本拠とする Dosal Hydrocarbons and Power が陸上ガス田を発見したと発表した。これまで Dosal 社は Cosatal 州の鉱区で Mbuyu、Minti、Mambokofi の 3 校の試掘を実施しており、同ガス田の資源量は 2.17Tcf と報告されている。同社は「現在の探鉱活動を継続中であり、Ruvu 鉱区では更なる天然ガスの発見が期待できると」と述べている。¹

¹ <http://www.naturalgasasia.com/more-natural-gas-discovered-in-tanzania-17794>

3.4 大水深ガス田

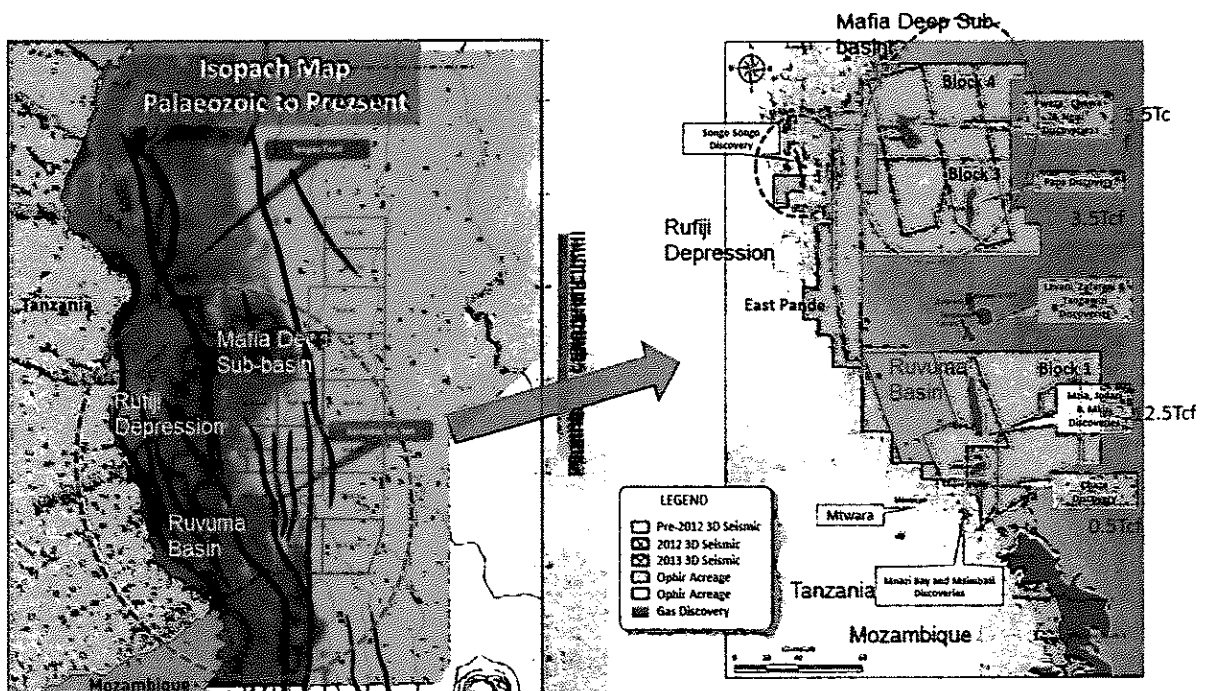
3.4.1 現況

モザンビークの Ruvuma 堆積盆の大水深鉦区で大規模なガス田が発見されたことにより、東アフリカのガスの時代が幕を開け、タンザニアの大水深地域でのガスの探鉦意欲がかき立てられた。2010年、BG/Ophir グループは Block-4 の水深 1,400m の地点で掘削した Pweza-1 号井において大規模なガスを発見した。この後、BG/Ophir グループと Statoil/ExxonMobil はそれぞれ精力的に探鉦活動を行い、表 3.4-1 に示すように 2013 年半ばまでに掘削された 17 坑の試掘井（オレンジの項を除く）の内、15 坑でガスが発見された。

表 3.4-1 大水深鉦区で掘削された探鉦井

Well	Block	Company	Drilled	TD (m)	WD	Result
1 Pweza-1	4	Ophir	2010	4082	1400	Gas
2 Chewa-1	4	Ophir	2010	3076	1315	Gas
3 Chaza-1	1	Ophir	2011	4600		Gas
4 Zeta-1	5	Retrobras	2011	4832		Dry
5 Zafarani-1	2	Stat Oil/ExM	2012	5150		Gas
6 Jodari-1	1	BG/Ophir	2012	4490	1153	Gas
7 Mzia-1	1	BG/Ophir	2012	4860	1639	Gas
8 Lavani-1	2	Stat Oil/ExM	2012	3850		Gas
9 Papa-1	3	BG/Ophir	2012	5575	2186	Gas
10 Lavani-2	2	Stat Oil/ExM	2012	5270		Gas
11 Zafarani-2	2	Stat Oil/ExM	2012	3039		Gas
12 Jodari-S	1	BG/Ophir	2012	3441		Gas
13 Jodani-N	1	BG/Ophir	2012	3389		Gas
14 Pweza-2	4	Ophir	2013			Gas
15 Pweza-3	4	Ophir	2013			Gas
16 Mzia-2	2	Stat Oil/ExM	2013	4820		Gas
17 Tangawizi	2	Stat Oil/ExM	2013	3030		Gas
18 Mzia-3	2	Stat Oil/ExM	2013			Gas
19 Ngishi-1	4	BG/Ophir	2013	2700+	1301	Gas
20 Mkizi-1	1	BG/Ophir	2013	3000+	1300	Gas
21 Mronge-1	2	Stat Oil/ExM	2013	5000+	2511	Gas
22 Binzari-1	2	Stat Oil/ExM	2013			Gas
23 Milinzi	7	Dominion	2013			Dry

(出所) TPDC



(出所) TPDC

図 3.4-1 タンザニア大水深鉦区でのガス発見構造

下記 3.4.2 項で説明するように、タンザニア大水深域で発見されたガス資源量も膨大である。BG グループと Statoil はそれぞれ 1 系列 (5Mtpa) の LNG プラントの操業に必要なガス田開発のスタディを進めている。最終投資判断は 2017 年、ガス田の商業生産開始は 2022 年を想定している。BG グループは別の Block での探鉱投資費用を回収するため、最初の系列の操業開始から少し遅れてもう 1 系列もしくは 2 系列の LNG プラントを増設し、追加ガス田開発を行う可能性がある。

世界には水深 300m を超える大水深海域で多くの油・ガス田が開発されている。また、水深 1000m を超える海域での開発も増えてきている。しかしながら、大水深海域での油・ガス田開発は大きな技術的挑戦を伴い、水深が増すにつれてその挑戦の度合いは増す。なかでも大きな投資額を必要とし、また、ガス田生産操業の信頼性に大きな影響を与える海底生産システムの選定は重要である。BG グループと Statoil は現在、海底生産システムの概念設計を実施中である。

3.4.2 ガス資源量

BG グループは Blocks 1、3、4 においてこれまでに合計 16 坑の「試掘井+評価井」を掘削し、Mzia、Pweza など複数の構造で大規模なガスを発見した。Statoil は Block-2 において 10 坑の「試掘井+評価井」を掘削し、Zafarani、Lavani などの構造で大規模なガスを発見した。両者の発見量はほぼ同じで、BG グループの原始埋蔵量 (GIIP) は 20-22Tcf、Statoil の GIIP は 21Tcf と発表されている (これらの数字は概数)。尚、BG グループの回収可能資源量 (Contingent Resources) は 16Tcf とされている。両者とも既発見ガス田最適開発計画の策定のため、2015 年に第二次探鉱キャンペーンとして数坑の「試掘井+評価井」の掘削を計画している。これによって原始埋蔵量、可採埋蔵量共に今後増加することが期待されている。

タンザニア石油開発公社によると、2015 年 12 月時点の大水深域の GIIP (P10) は 47.13Tcf である。2013 年 6 月時点の GIIP (P10) は 37.5Tcf であったが、その後の精力的な探鉱評価活動によって増加したものであり、GIIP は今後も増加すると期待されている。

Natural Gas Utilization Master Plan (NGUMP) 第 2 ドラフトは、タンザニアの究極ガス資源量は 100Tcf を超えると記している。BP 統計によると LNG 大国マレーシアの 2015 年末の確認可採埋蔵量は 41.3 Tcf である。タンザニアの現在の可採埋蔵量推定値はマレーシアのそれと肩を並べる規模であり、タンザニアにおいて巨大ガスプロジェクトが実現する可能性は高い。このためタンザニア国政府は実行性のある NGUMP の策定を進めている。

3.4.3 今後の開発計画

2014 年秋に起きた急激な油価の下落 (LNG 販売価格の下落に繋がる) に直面し、現在、両石油会社にとって、ガス田開発・LNG プロジェクトのコスト削減が最大の課題となっている。日本が福島第 1 原子力発電所の事故から立ち直りつつあること、また、北米からシェールガスを原料と

する LNG も増加することから、世界の LNG 市場は今後長期間、供給過剰になると想定されている。このため、両石油会社はガス田開発プロジェクトのあらゆる分野で投資コストを最適化する、画期的なアイデアを検討に迫られている。

1) 海底生産システムの選定

大水深域ガス田の海底生産システムとしては、基本的に、フローター（浮体支援プラットフォーム）によるサポートがあるシステム（「フローター・サポート・システム」）とフローターのサポートがないシステム（「フローター・サポートなしシステム」）の 2 つがある。BG グループと Statoil は、どちらのシステムがタンザニアの大水深域ガス田開発にとって技術的にも経済的にも適しているかについて検討を進めている。前者のシステムでは海底仕上げ坑井から生産されたガスはライザーパイプによりフローター上の生産処理設備へ運ばれて、脱水処理、及び、コンデンセートの分離が行われ、陸上の LNG プラントまでパイプラインで送られる。後者のシステムでは海底仕上げ坑井から生産されたガスは未処理のまま長距離パイプラインで陸上の LNG プラントまで送られる。

世界の大部分の大水深域ガス田には「フローター・サポート・システム」が採用されている。なぜなら、坑井から生産されたガスには水などの不純物が多く含まれており、未処理のまま深海底を長距離パイプラインで輸送すると、多くの問題が生じるからである。中でもガスハイドレートの生成は最大の問題であり、最悪の場合、パイプラインの閉塞を引き起こす。海底仕上げ坑井の操業信頼性の点でも「フローター・サポート・システム」の方が優れている。なぜならば、「フローター・サポート・システム」の場合、電気やコントロール信号を伝えるアンビリカルは、ガス田直上に設置された浮体プラットフォームと繋がっているのに対し、「フローター・サポートなしシステム」ではアンビリカルは遠く離れた陸上の施設と繋がっており、このため、故障点検修理に時間が掛かるからである。

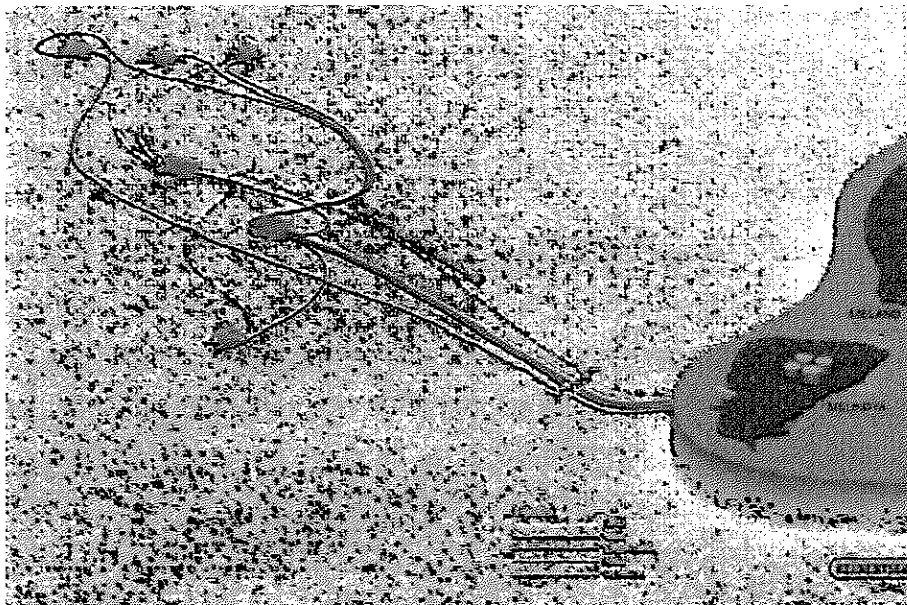
一方、「フローター・サポート・システム」は浮体プラットフォームが必要なため、その分、開発投資コストが大きくなる欠点がある。このため、坑井から生産されたガスを未処理のまま、深海底を長距離パイプラインで輸送してもガスハイドレートの生成などの問題を起こさない技術の研究・開発がノルウェー海域で積極的に行われてきた。

1999 年、「フローター・サポートなしシステム」で開発された Midgard ガス田が操業を開始した。未処理の生産ガスは 57km のパイプラインで近隣の既開発ガス田へ送られ、そこで処理をされて陸上基地へ送られる。2007 年には Ormen Lange ガス田と Snohvit ガス田が操業を開始し、このような生産システムで開発された世界で最初の大規模ガス田となった。Ormen Lange ガス田はヨーロッパで 3 番目に大きいガス田で 850 -1,100m の水深に位置し、生産ガスは 120km のパイプラインで直接陸上基地へ運ばれる。Snohvit ガス田は 250 -345m の水深に位置し、生産ガスは 143km のパイプラインで直接陸上へ運ばれる。これは、当時、未処理ガス最長パイプライン輸送の世界記録となった。

Snohvit ガス田は Snohvit ガス田本体と近くの Albatross ガス田、及び、Askeladd ガス田から

成る。全体の原始埋蔵量は約 11Tcf と見積もられている。現在、Snøhvit に 6 坑、Albatross に 3 坑、合わせて 9 坑の生産井が掘削され、生産されたガスは生産能力 420 万トン/年の LNG プラントへ供給されている。将来、こられのガス田からの生産量の減退を補うため、Askeladd ガス田に 11 坑の生産井の掘削が計画されている。

図 3.4-2 に示されるように、Snøhvit ガス田には坑井テンプレート（テンプレート D と E は Snøhvit に、テンプレート N は Albatross に設置。）、パイプライン・エンド・マニホールド (PLEM)、コントロール・ディストリビューション・ユニット (CDU) が設置されている。坑井テンプレート（テンプレートにはそれぞれ 3 坑の坑口装置が収められている。）を経て生産されたガスは PLEM に集められ、そこから 26 インチのパイプラインで陸上の施設へ送られる。電力と坑井のコントロール信号は CDU を経由して坑井テンプレートへ送られる。ガスハイドレートの生成を抑制するモノ・エチレン・グリコール (MEG) も、CDU を経由して坑井テンプレートへ送られる。



(出所) Statoil 社提供

図 3.4-2 Snøhvit 海底生産システム

「フローター・サポートなしシステム」は、大水深ガス田開発を経済的に可能とする生産システムとして、ノルウェー海域以外でも採用されつつある。メキシコの国営石油会社である PEMEX は、メキシコ湾の水深 850 - 1,200m に位置する Lakach ガス田にこの生産システムを採用し、現在、開発を進めている。Lakach ガス田の可採埋蔵量は 0.85Tcf と見積もられ、生産開始は 2016 年の予定である。

「フローター・サポートなしシステム」は、タンザニアの大水深ガス田の開発に適用できるシンプルで経済性の高い生産システムである。しかしながら、ガスの回収率が低下するという短所がある。その理由は以下の通りである。ガス田の生産が進むにつれてガス層の圧力は低下し、生産レートも生産井の自噴圧力も低下する。自噴圧力が低下すると、パイプラインの輸送能力も低下する。このため、自噴圧力がある一定値以下に低下するとガス・コンプレッサーを坑井元（ま

たはその近傍に) 設置し、これによって、パイプラインの輸送能力の低下、生産レートの低下を防ぐ。フローター・サポート・システムの場合は浮体プラットフォーム上にガス・コンプレッサーを設置することができるが、「フローター・サポートなしシステム」の場合は、海底設置型ガス・コンプレッサーが現時点ではまだ商業化されておらず、自噴圧力の低下を補うことができない。このため、「フローター・サポートなしシステム」を採用する場合は、ガス田の回収率は 10 ポイント程度減少し、65 - 70%に低下する(通常の場合の回収率は 75 -80%)。

海底設置型ガス・コンプレッサーは現在ノルウェー海域の水深 250 -325m に位置する Asgard ガス田で商業化試験が行われている。従って、海底設置型ガス・コンプレッサーも近い将来、世界中の大水深ガス田で採用されるようになると考えられる。しかしながら、タンザニアの場合のように 1,000m を超える大水深で使用されるようになるには、まだまだ時間が掛かると思われる。

今まで説明してきたように、「フローター・サポート・システム」と「フローター・サポートなしシステム」は投資コスト、操業の信頼性、ガスの回収率の点で、それぞれ長所と欠点がある。このため、タンザニアの大水深ガス田生産システムの選択に当たっては、これらの要素を十分に検討し、総合的な判断をすることが極めて重要である。

2) パイプラインの敷設

タンザニアの大水深ガス田開発に当たっては、パイプライン敷設の面でも技術的困難が予想される。タンザニアの海底地形は大陸棚の幅が極めて狭いことが特徴で、Statoil が開発を進めている Block-2 のエリアでは特に狭く、10km 程である。大陸棚の先は急傾斜の斜面となり、2,000m 以上の深さの海底に至る。大陸棚斜面の傾斜は 10 度程度であるが、場所によっては 15 度にも達する。急斜面に堆積した未固結土壌は地滑りを起こす危険がある。また、大陸棚斜面には今も移動を繰り返す海底峡谷が東西に走っており、南北に分布するガス田を結ぶパイプラインの敷設には困難が予想される。

前述の Ormen Lange ガス田では、35 度にも及ぶ大陸棚急斜面と、凹凸の激しい海底という厳しい海底地形条件に直面したが、120km のパイプラインを支障なく、陸上基地まで敷設している。同ガス田が位置する海域では 8,400 -2,200 年前に Storegga Slide と呼ばれる巨大海底地滑りが 3 回発生した。その崩壊堆積物は海底の広い範囲に散らばり、そのため海底の起伏が激しい。パイプラインを無事敷設し、トラブルなく操業が続けられているのは、海底地形データの早期収集と敷設計画の綿密な検討を実施したからである。タンザニアとノルウェーの海底地形は必ずしも同じではないが、Ormen Lange ガス田のパイプライン敷設の経験から学ぶところが多いだろう。

3) ガス田開発計画

ガス田開発計画の策定に当たっては、まず、長期間、所定のガス量を LNG プラントへ効率良く供給するためにはどのガス田から開発するか、または、一つのガス田では不十分な場合、複数のガス田をどのように組み合わせるかを決定する必要がある。それが決まると、ガス田のどこに総計何坑の生産井を掘削し生産する必要があるのかを検討し、生産計画を策定することになる。ガス田開発計画の策定は、探鉱評価活動によって得られたガス貯留層の特性データに基づ

いて行われるが、この時点で得られているデータの面的な広がりは極めて限られており、ガス田全体の性情を把握するには不十分である。更に、ガスの賦存状況や賦存量など、ガス貯留層に関する静的なデータは得られても、ガスがどのようにガス貯留層を流れるのかという動的なデータは、掘削パイプを使用して行われた簡易生産試験（DST）データ以外にはない。このため開発初期に策定された開発計画では効率よく必要な量のガスを生産することができず、後に開発計画の修正が必要になることがある。従って、初期開発計画の策定に当たって大事なことは、ガス田の生産挙動評価を十分に行うとともに、不確定要素を適切に織り込み、また、生産井掘削時に適宜生産試験を実施して追加の生産挙動データを入手し、速やかに開発計画の修正を行うことである。

実際のところ、ガス貯留層の十分な動的データはガス田の生産が開始されて初めて入手することができる。油田開発の場合、全体開発の前に早期開発生産、部分開発生産が行われることがあり、この段階で得られたガス層挙動データを使用して、最適な全体開発を策定することができる。しかしながら、LNGプラントへガスを供給するガス田開発の場合、LNGプラントの稼動前に早期生産をすることはできない。また、開発生産開発初期から契約で決められた大量のガスを生産する必要があり、部分開発生産も不可である。このため、初期のガス田開発計画には多くの不確定要素を包含することになり、生産開始後に生産パフォーマンスが想定と異なることが判明して、開発計画の大幅修正が必要になることもある。このようなことから、ガス貯留層の評価解析を行う貯留層エンジニアリング・スタディは極めて重要であり、その重要性はいくら強調しても強調し過ぎることはない。

大水深域での坑井掘削には特別の掘削リグが必要であり、掘削コストは浅海の場合と比べて極めて高い。BGグループがこれまでに掘削した探鉱評価井の平均掘削コストは、70 - 100 百万ドル/坑井である。海底面の傾斜がきついこと、また、一部の井戸では逸泥の発生などがあり、高いものはこの1.5倍になったものもある。生産井の掘削には探鉱評価のための作業が不要なため、掘削コストは探鉱評価井よりも小さくなる。しかしながら掘削リグの備船費（day rate）は500,000 - 750,000 ドル/日と高く、掘削サービス費、資材費を入れると、一日当たりの総作業費は概ね1百万ドル/日となる。このため、生産井の掘削コストは掘削所要日数を50日とすると50百万ドルとなる。生産井の数が多い場合総掘削コストは増加し、ガス田開発全コストに占める割合も大きくなる。従って、ガス田開発に当たっては探鉱評価井掘削の実績を十分に検討し、生産井の掘削日数の削減を図ることが重要である。