

3. 技術提供先国の検討

我が国と関係の深い東南アジアを中心に、シャトルシップによる CCS 技術を活用した JCM に関し、政策・経済・排出源・貯留層を整理し、JCM 相手国として有望な国の抽出を行う。

3.1. 調査対象国の選定

調査対象国としては、大規模 CO₂ 排出源が存在し、かつ、シャトルシップ CCS が実施可能な海域貯留層を有すると考えられる国とする。東南アジアでは、ベトナム、マレーシア、インドネシア、タイが該当すると考えられる。

3.1.1. 貯留層

東南アジアにおける海域貯留層としては、Natuna Basin (インドネシア/マレーシア) や North Sumatra Basin (インドネシア/タイ)、Bintuni Basin (インドネシア)、Malay Basin (マレーシア/ベトナム)、Gulf of Thailand Basin (タイ) などが有望なサイトとして考えられている (図 3-1)。



図 3-1 東南アジアにおける CO₂ 貯留層の例 (特に赤丸の部分)
(出典) APEC (2010) [1]に加筆

2010年にAsian-Pacific Economic Cooperation (APEC : アジア太平洋経済協力) が発表した、“Assessment of the Capture and Storage Potential of CO₂ Coproduced with Natural Gas in South-East Asia” [1]では、東南アジアにおける既知のCO₂ 随伴油ガス田／枯渇油ガス田のうち、CCS プロジェクトとの適合性が高いとみられるものについて、それぞれの油ガス田についてのCCS ポテンシャル及び経済コストが推定されている。

東南アジアにおける海域貯留層としては、インドネシアが最も貯留ポテンシャルが高く、ベトナム、マレーシア、タイと続く (表 3-1)。

表 3-1 東南アジアの海域における推定 CO₂ 貯留可能量 (CO₂ 随伴油ガス田／枯渇油ガス田)

国	推定 CO ₂ 貯留可能量 (Mt)
インドネシア	4,312.6
マレーシア	152.9
タイ	69.8
ベトナム	177.4

*マレーシアとベトナムは、Malay Basin で一部貯留層が両国の海域にまたがる部分がある

(出典) APEC (2010) [1]

なお、フィリピンに関しては、Asian Development Bank (ADB : アジア開発銀行) が、2013年9月に発表した“Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia”[2]において、CO₂ 貯留可能量が推定されている。このレポートでは、上述 APEC の報告書で調査対象となっているインドネシア、ベトナム、タイにフィリピンを加えた4ヶ国における油ガス田の Estimated Ultimate Recovery (EUR : 推定究極回収量) から CCS ポテンシャルが推定されている¹⁰。また、各国の貯留層の性状や想定される CCS プロジェクトの経済性から、各貯留層について、CCS プロジェクトとの適合性の観点から100点満点で評価を行っている。

フィリピンについては、EUR から3ヶ所の貯留層について推定されており、推定 CO₂ 貯留可能量は250 Mtに上ると報告されている。しかし、貯留層に関するデータが限定的であり、CCS プロジェクトの適合性を示すランキングでは、“Not Ranked (=評価不能)”という評価になっている。従って、ADB レポートでは、フィリピンにおける貯留層は、現状では CCS プロジェクトのサイトとして検討することは困難であると結論付

¹⁰ EUR は、累積生産量+確認可採埋蔵量+未確認埋蔵量から推定されている。

けている。

また、ミャンマーやブルネイの海域における CO2 貯留層の情報については情報が得られなかった。

3.1.2. CO2 排出源

東南アジアにおいて、CO2 排出量の多い国は、インドネシア、タイ、マレーシア、ベトナムの順になっている（図 3-2）。

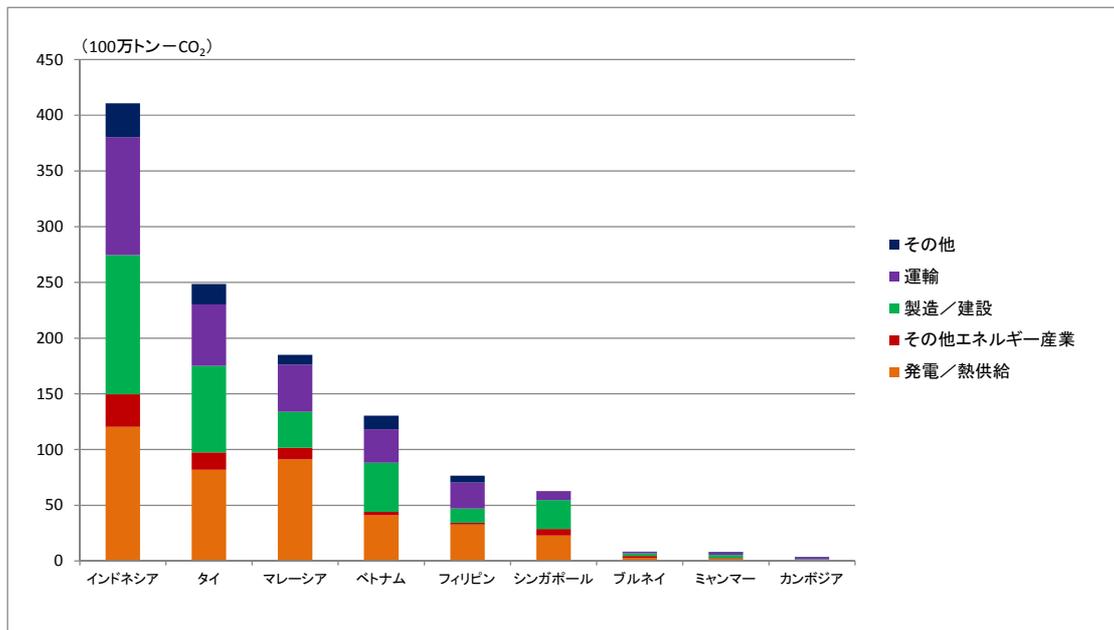


図 3-2 セクター別 CO2 排出量（2012 年）

（出典）IEA (2012)[3]を基に作成

3.1.3. 調査対象国の選定

本調査では、産業部門の CO2 排出量が比較的大きく、かつ、シャトルシップ CCS が実施可能な海域貯留層を有すると考えられる国として、インドネシア、タイ、マレーシア、ベトナムの 4 ヶ国を選定する（表 3-2）。

表 3-2 調査対象国のまとめ

国	主要な海域貯留層	推定 CO2 貯留可能量 (Mt)	CO2 排出量 (Mt) (2012 年)
インドネシア	Bintuni Basin	58.0	410.9
	East Natuna Basin	4113.2	
	North Sumatra Basin	141.4	
マレーシア	Malay Basin*	152.9	185.0
タイ	Gulf of Thailand Basin	69.8	248.5
ベトナム	Malay Basin*	125.7	130.5
	Nam Con Son Basin	51.7	

*マレーシアとベトナムは、Malay Basin で一部貯留層が両国の海域にまたがる部分がある
(出典) APEC (2010)[1], IEA (2012)[3]を基に作成

3.2. 政策

地球温暖化対策、エネルギー、環境影響評価、化学物質規制等の政策について調査し、関連する具体的な申請手続や対応に当たっての課題の整理を行う。

3.2.1. インドネシア

3.2.1.1. 地球温暖化対策

IEAによると、2011年のインドネシアのCO2排出量は、約4.26億t-CO2であったと報告されている[3]。これは、世界のCO2排出量の約1.4%にあたり、世界で12番目にCO2排出量の多い国となっている。

一方でインドネシアは、京都議定書の批准国であり、様々なCDMプロジェクトを推進していることで知られる。また、2007年12月にバリ島で開催された「国連気候変動枠組条約第13回締約国会議(COP13)」において議長国を務め、2013年以降のポスト京都議定書の枠組みの構築を目指したバリ行動計画を取りまとめ、発展途上国も自国の温暖化対策に積極的に取り組むべきとの考えを示すなど、途上国の中でも地球温暖化対策に取り組む姿勢は積極的である(表3-3)。

さらに2013年8月には、インドネシアは日本との間で二国間クレジット制度(JCM)を締結しており、温室効果ガスの排出削減に向けて、両国は協力して取り組むこととなった。

表 3-3 インドネシアの地球温暖化対策にかかわる政策

政策	内容
CDM 国家委員会に関する環境大臣令 (2005)	<ul style="list-style-type: none"> ・ DNPI と呼ばれる事務局を設置し、関係省庁の代表者により構成される CDM 国家委員会を設置 ・ これまで、廃棄物処理部門やエネルギー産業部門におけるプロジェクト案件が国連 CDM 理事会に登録されている
Indonesia Climate Change Sectoral Roadmap (ICCSR) (2009)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2009 年に、ユドヨノ大統領が COP 15 において、2020 年までに 2005 年比で CO2 排出量を 26%削減することを公約し、国際支援が得られる場合には 41%まで削減できることを発表 ・ この目標に基づき、2010~2030 年までの低炭素社会実現に向けたセクターごとのビジョンとして気候変動ロードマップが策定されたもの ・ その中で、「森林・泥炭地」、「廃棄物」、「農業」、「工業」、「エネルギー・輸送」の 5 つの分野において排出量削減目標が掲げられており、計 767 Mt-CO2 の削減が目標となっている ・ 最も削減目標が大きいのが森林分野（森林火災の抑制、水の管理、森林・土地の回復、不法伐採の抑制、等）で、全体の約 88%にあたる 672 Mt-CO2 の削減が目標として掲げられている
国家中期開発計画 (RPJMN: 2010-2014)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2010 年から 2014 年までの 5 年間の国家開発の基本方針を定める計画 ・ 重点分野は、①官僚・ガバナンス改革、②教育、③保健、④貧困削減、⑤食料生産回復、⑥インフラ、⑦投資及びビジネス環境、⑧エネルギー、⑨環境及び防災、⑩低開発・外縁・紛争終結地域対策、⑪文化・創造性・技術革新 ・ ICCSR で示されたビジョンの下に、国家として CO2 排出削減目標の達成を目指すと共に、気候変動に対する適応策についても検討を進めていくことが明記されている ・ 次の開発計画である RPJMN 2015-2019 は現在準備中
Indonesia Climate Change Trust Fund (2009)	<ul style="list-style-type: none"> ・ インドネシアにおける温暖化対策への投資を行う公的基金 (USD 11.2 million) ・ 中央政府や地方政府、NGO、民間企業などが連携し、低炭素社会の実現と気候変動への適応策を実現していくもの ・ 植林活動や土地の持続可能な管理を促進するほか、省エネ技術の導入や気候変動によるリスクアセスメント等を実施

(出典) 海外電力調査会 (2011) [4], Republic of Indonesia (2009)[5]を基に作成

3.2.1.2. エネルギー政策

インドネシアは、石油・天然ガスを始め、石炭や水力、地熱などのエネルギー資源に富む国であり、日本へも 1970 年代から LNG の輸出を開始するなど、我が国のエネルギー政策とも深くかかわるアジア地域有数の資源国である。しかし近年は、石油・天然ガス共に埋蔵量の衰退が伝えられており、インドネシアは省エネルギー政策の推進に加え、エネルギー資源の国内における優先供給の方針を示している（表 3-4）。

国内では人口・GDP の拡大及び石油化学工業や重工業の発展等に伴い、工業向け最終エネルギー消費量が拡大基調¹¹にあり、国家としてはエネルギーの安定供給を実現することが至上命題となっている。

表 3-4 インドネシアのエネルギーにかかわる政策

政策	内容
国家エネルギー政策 (KEN) 2003-2020 (2004)	・エネルギー鉱物資源省が 1998 年に制定したエネルギー総合計画を見直したもので、「エネルギー供給能力の向上」、「エネルギー生産の最適化」、「省エネルギー」を主要政策として掲げる
国家エネルギー管理ブループリント 2005-2025 (2005)	・2025 年までの一次エネルギー供給予測および個別エネルギー開発に関するロードマップを示したもの
エネルギー法 (2007)	<ul style="list-style-type: none"> ・「石油・ガス法」、「電力法」、「地熱法」のように、エネルギー源ごとに個別に管理する法体系から、エネルギー全体を包括する法律として制定 ・政府によるエネルギー資源の管理やエネルギーの安定供給（国内供給の優先）、資源開発の促進などについて言及されている ・本法に基づき、国家エネルギー審議会（DEN）が設立され、国家エネルギー政策の策定に関する機能が DEN へ移管された

¹¹ 2011 年の工業向け最終エネルギー消費量は 4,489 万 toe であり、全体の 28.3%を占めた。1999 年の値は 1,972 万 toe (18.5%) に過ぎず、急速に工業化が進んでいることが窺える。

新電力法（2009）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 中央政府が国会の承認の下に、国家電力総合計画（RUKN）を策定 ・ 発電・送電・配電・売電事業について、国営電力会社 PLN 以外にも、公益企業、民間企業、協同組合、市民団体が実施可能であることを定める ・ ただし、PLN が事業の優先権を有する ・ 中央政府が国会の承認の下に定めるが、地方政府にも地方議会の承認の下に当該地域における電力料金を定める権限を付与
国家電力総合計画（RUKN）	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー鉱物資源省が管轄し、毎年 20 年間にわたる包括的な電力開発計画を改定・公表するもの ・ 具体的には、経済成長と電力需要の見通しを示すほか、発送配電設備の容量にかかわる需要指標や一次エネルギーポテンシャルの公表、電化率の目標等を示すもの
電力供給事業計画（RUPTL）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国営電力会社 PLN が発表する毎年 10 年間にわたる電力供給計画を改定・公表するもので、RUKN の方針に基づく ・ 電力需要成長予測や発送配電設備開発計画等を示すもの
再生可能エネルギーに対する税制優遇（2010）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 地熱、風力、バイオ燃料、太陽光、水力、海流・海洋温度差等の再生可能エネルギーによる発電事業に対して、投資額の 30%を課税所得から控除すること、付加価値税の控除、輸入関税の免除などを定めたもの

（出典）海外電力調査会（2011）[4], Ministry of Energy and Mineral Resources (2013)[6] を基に作成

3.2.1.3. 環境影響評価

インドネシアでは、1997 年より環境管理法が制定され、環境への影響がある事業に対しては、1999 年より環境影響評価（AMDAL）の実施を求めている。2012 年、環境影響評価の義務について新たな法令が制定され、環境への影響が少ない事業者に対しても、モニタリング／環境管理の適切な実施を求めることとなった（表 3-5）。

表 3-5 インドネシアの環境影響評価にかかわる政策

政策	内容
環境ライセンス法（2012）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 事業実施の前提条件として、環境影響評価（インドネシア語で AMDAL）、または環境管理・モニタリングにかかわる方針（UKL-UPL）についての提出を求めるもの ・ 基本的に、AMDAL は、環境へ大きな影響が及ぶ可能性のある事業に対して実施を求めるもので、UKL-UPL については、環境への影響がそれほど大きくないものに対して実施を求める ・ 事業の実施に際し、地元住民や NGO らが参加する AMDAL 委員会が設置され、事業に対しての提案・意見等が提示される ・ AMDAL 委員会等のプロセスを経て、事業者に対して事業の実施を認める環境ライセンスが付与されることになる

（出典） World Services Group (2012)[7]を基に作成

3.2.1.4. 化学物質規制

インドネシアでは、経済成長に伴い環境問題も深刻化し、スハルト政権後期頃より、環境法令や化学物質管理法令が整備され始めてきた。化学物質管理に関する規制としては、環境や公衆衛生の観点から規制するものがあり、工業における有害物質管理などが進められている（表 3-6 表 3-6）。

なお、インドネシアでは CO2 は有害物質として捉えられていないものの、今後 CCS を推進するにあたり、化学物質管理にかかわる各種法制度の整備が必要になるとみられる。

表 3-6 インドネシアの化学物質規制にかかわる政策

政策	内容
危険及び有毒な物質（危険、有害、有毒物質）の管理に関する政府法令 2001 年第 74 号」	<ul style="list-style-type: none"> ・ インドネシア環境省が管轄する法律で、危険・有害・有毒（B3）物質による人の健康ならびに環境へのリスクを回避、削減するために、輸入、製造、輸送、流通、保管、使用、廃棄について管理することを定めるもの ・ 法令によると、B3 物質は、爆発性、酸化性、（極度の）可燃性、毒性が高い、危険性（吸引あるいは経口で摂取した際に健康に危害を与える可能性有り）、腐食性、環境への危険性（オゾン層破壊、PCB 等）、発がん性等を伴う物質となっている
工業会社における有毒及び危険な物質の安全管理に関する工業大臣決定 1985 年第 148 号	<ul style="list-style-type: none"> ・ 工業省産業製造総局が管轄する法令で、工業で使用される有毒及び危険な物質について緊急事故を防止するための管理責任を定めるもの ・ 対象は、物理化学的危険性、腐食性・刺激性、毒性を伴う物質
作業場における危険な化学物質の管理に関する労働大臣決定 1999 年第 187 号	<ul style="list-style-type: none"> ・ 労働移住省が管轄する法令で危険な化学物質を用いた労働による事故や疾病を予防するため、危険な物質の管理について定めるもの ・ 毒性物質、引火性ガス・液体、爆発性物質、参加性物質等 ・ 産業としては、石油化学、肥料、パルプ、製紙等が対象
危険な物質の流通及び監視に関する商業大臣規則 2006 年第 04 号	<ul style="list-style-type: none"> ・ 商業省が管轄する法令で、危険な物質の流通について、産業事業許可を有する製造事業者、登録輸入事業者、等へのみ許可を与えるもの
危険な物質の工業用の製造及び使用の監視に関する工業大臣規則 2006 年第 24 号	<ul style="list-style-type: none"> ・ 商業省が管轄する法令で、危険な物質の製造・使用について、産業事業許可を有する製造事業者、登録採集しよう起業、等へのみ許可を与えるもの
石油・ガス開発並びに地熱開発の際に用いる土壌への圧入法による排水の管理を求めるエネルギー鉱物資源大臣決定 2007 年第 13 号	<ul style="list-style-type: none"> ・ エネルギー鉱物資源省が管轄する法令で、土壌への圧入法を用いる際に副産物として得られる排水の処理について規制するもの

（出典）製品評価技術基盤機構(2011)[8]を基に作成

3.2.2. マレーシア

3.2.2.1. 地球温暖化対策

IEAによると、2011年のマレーシアのCO₂排出量は、約1.94億t-CO₂であったと報告されている[3]。これは、世界のCO₂排出量の約0.6%にあたり、世界で26番目にCO₂排出量の多い国となっている。

マレーシアは、1994年7月に国家気候変動枠組み条約に批准し、2002年9月には京都議定書に批准している。気候変動に関する指定国家機関（Designated National Authorities（DNA））として、天然資源・環境省（Ministry of Natural Resources and Environment）の環境保護管理局（Department of Environmental Conservation）が認定されており、各種環境関連政策の策定にあたっている（表 3-7）。

表 3-7 マレーシアの地球温暖化対策にかかわる政策

政策	内容
環境法（1974年）	<ul style="list-style-type: none"> ・環境全般に関する権限や許可等の基本的な事項を規定 ・排出基準等に関しては、規制対象別に策定された各種の規制、命令、ガイドラインで詳細が定められている
国家環境政策（2002年）	<ul style="list-style-type: none"> ・環境に配慮した持続可能な開発を通じて、経済的・社会的・文化的な発展と、国民生活の質の向上を目指すことを規定 ・重点項目として、①環境への責務、②継続的な自然保護、③多様性を持った質の高い環境保全、④天然資源の持続可能な利用、⑤総合的な環境政策・計画、⑥民間部門の役割強化、⑦公平で透明性のある計画、⑧国際社会への積極的な参加、が挙げられている
国家気候変動政策（2009年）	<ul style="list-style-type: none"> ・既存の環境関連法律規定と政策を合理化し、政策を遂行する為に省庁横断的な委員会を設置し、低炭素経済を達成するための選択肢と戦略の策定を目指すものである ・排出抑制（Mitigation）と気候変動への適応（Mitigation）の両面から、持続可能な成長に向けた方針を検討している
第10次マレーシア計画（2010年）	<ul style="list-style-type: none"> ・2011～15年の国家開発5ヶ年計画 ・経済発展に重点が置かれており、実質GDP 6.0%の成長率を目標に掲げているが、気候変動に対して対応力のある成長を掲げており、再エネ投資の促進やエネルギー効率の向上、固形廃棄物の管理の工場、森林の保護、温室効果ガスの排出量削減について明記されている

（出典）海外電力調査会（2011）[4]、Prime Minister’s Office(2010)[9]、Ministry of Natural Resources and Environment(2010)[10]を基に作成

3.2.2.2. エネルギー政策

マレーシアは、アジアで有数の石油・ガス資源国として知られており、主にサラワク州の沖合ガス田で生産される天然ガスについては、そのほとんどが日本に対して LNG として輸出されている。しかし、近年国内で天然ガス需要が高まり、2000 年代には近隣のインドネシアやタイから天然ガスのパイプライン輸入を開始するほか、2011 年には LNG の輸入を開始している。

エネルギー政策としては、近年再生可能エネルギーの導入促進に力を入れており、2011 年には固定価格買取制度も開始するなど、エネルギー安定供給と供給源多様化に向けた各種取り組みを行っている（表 3-8）。

表 3-8 マレーシアのエネルギーにかかわる政策

政策	内容
国家エネルギー方針（1975 年）	・ 将来的な石油資源の枯渇を見越し、石油依存からの脱却について目標を掲げた方針
5 種類のエネルギー源によるベストミックス戦略（1999 年）	・ 石油、天然ガス、石炭、水力をバランスよく活用するエネルギー供給構造の確立について構想した「4 種類のエネルギー源によるベストミックス戦略」（1981 年）に対して、再生可能エネルギー（バイオマス、バイオマスガス、都市廃棄物、太陽光、小水力等）を 5 種類目のエネルギー源として、利用促進を掲げたもの
小規模再生可能エネルギープログラム（SREP）（2001 年）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 発電出力 10MW までの再生可能エネルギー発電設備の所有者に対し、公益電気事業者に対して電力を販売する許可（ライセンス）を与える制度 ・ ライセンス期間（売電可能期間）は 21 年間であるが、電力価格は発電設備所有者と電気事業者の合意によるものとし、価格設定に対する強制力やガイドラインはない ・ 買取価格が廉価であり、発電事業の普及に繋がるものではなかった
太陽光導入プロジェクト（2006 年）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 家庭、商業施設及び工場に太陽光発電設備の設置を促すプロジェクト ・ 設備の設置は、政府機関と銀行、PV 設置メーカーによる補助金により実施される

<p>第 10 次マレーシア計画 (2010 年)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2011～15 年の国家開発 5 ヶ年計画 ・ エネルギー政策の 5 本柱として、①エネルギーの安定供給、②エネルギーの効率利用の促進、③市場ベースのエネルギー価格制度の導入、④強いガバナンス、⑤運営面の改革を挙げている ・ 石炭・LNG の利用拡大に加え、超臨界石炭火力発電所の建設や原子力発電所の建設の検討についても明記
<p>再生可能エネルギー法 (2011 年)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 主に固定価格買取制度 (FIT) の導入について規定した法律 ・ 発電設備容量は最大 30MW、買取期間は太陽光発電と小水力発電が 21 年、バイオマス・バイオガス発電が 16 年で、買取価格は毎年漸減していく ・ 買取に要する費用 (財源) は、電力ユーザーが支払う電気料金の 1%を基金 (Renewable Energy Fund) として充当することとされている ・ 固定価格買取制度の導入により、SREP が終了することとされているが、現時点の対象技術には風力発電や地熱発電は含まれていない ・ SREP の対象となった再生可能エネルギー発電設備が同制度に移行することも可能とされており、移行年が同制度による買取 1 年目となるが、買取価格はこれまでの売電収入分を差し引いた価格となる ・ また、再生可能エネルギー法とともに、SEDA (Sustainable Energy Development Authority) 設立法も同時に成立し、SEDA が FIT を運営する主体として規定された

(出典) 海外電力調査会 (2011) [4], Prime Minister's Office(2010)[9], SEDA(2009)[11]を基に作成

3.2.2.3. 環境影響評価

マレーシアでは、1974 年に制定された環境法に基づき、大気汚染物質の排出等について、各種規則やガイドラインが制定されている。環境への影響が大きいとみられる建設事業やプロジェクトに対しては、1987 年に制定された環境影響評価に関する環境命令に基づき、環境影響評価の提出が求められている (表 3-9)。

表 3-9 マレーシアの環境影響評価にかかわる政策

政策	内容
環境影響評価に関する環境命令（1987年）	<ul style="list-style-type: none"> ・「化石燃料を利用する 10 MW 超の発電所建設」、「水力発電所のうち、高さ 15 m 以上で構造物面積 40 ha 超、または貯水池面積が 400 ha 超のもの」、「コンバインドサイクル発電所建設」、「原子力発電所建設」等に対して、環境影響評価書の作成・承認を求めるもの ・他にも各産業分野別に、環境影響評価作成について、規定されている

（出典）海外電力調査会（2011）[4], AECEN(2012)[12]を基に作成

3.2.2.4. 化学物質規制

マレーシアでは、1974年に施行された環境法が基本法となり、大気汚染物質や産業排水の排出について、各種排出規制が適用されている。また、一定量の危険有害物質を取り扱う産業に対しては、取扱量の限界量を定めており、マレーシアにおいて産業活動を行う場合には、有害物質の取扱量に留意する必要がある（表 3-10）。

表 3-10 マレーシアの化学物質規制にかかわる政策

政策	内容
環境質規則（大気）（1978年）	<ul style="list-style-type: none"> ・天然資源・環境省環境局が管轄する規則であり、黒煙、ダスト又は固形粒子、金属又は金属化合物、ガス状物質に分けて、排出源ごとの基準値を設定するもの
環境質規則（産業排水）（1979年）	<ul style="list-style-type: none"> ・天然資源・環境省環境局が管轄する規則であり、固定発生源からの産業排水の排出基準（温度、pH、SS（浮遊物質）、BOD、COD、その他化学物質）を規定するもの
重大産業自己管理規則（1996年）	<ul style="list-style-type: none"> ・人材省労働安全衛生局が管轄する規則であり、危険有害物質を一定量以上扱う産業活動に対して、取扱量の限界量を定め、基準より多く取り扱う場合には、届出及び安全評価報告書の提出を求めるもの
有害物質届出・報告制度（2009年）	<ul style="list-style-type: none"> ・マレーシアとデンマークの環境協力のプログラム（Malaysian-Danish Environmental Cooperation Program）によって提案された制度であり、日本の化審法の届出制度に相当するものである ・天然資源・環境省環境局が管轄する制度であり、有害性の分類クライテリアを満たす全ての物質に対して、届出／登録を求めるもの

（出典）製品評価技術基盤機構(2011)[8]を基に作成

3.2.3. タイ

3.2.3.1. 地球温暖化対策

IEAによると、2011年のタイのCO2排出量は、約2.43億t-CO2であったと報告されている[3]。これは、世界のCO2排出量の約0.8%にあたり、世界で22番目にCO2排出量の多い国となっている。

タイは、気候変動枠組み条約に批准しており、2002年には京都議定書に批准した。CDMについてもエネルギー産業部門や廃棄物処理部門を中心に、多くの登録実績を持つ。CDMプロジェクトの承認にあたって、タイ温室効果ガス管理機構が審議・承認を行う機関となっている。

表 3-11 タイの地球温暖化対策にかかわる政策

政策	内容
国家環境質保全向上法 (1992年)	<ul style="list-style-type: none"> ・環境と自然資源の保護、生活・環境の質向上を規定 ・環境保護に向けて住民参加を促進するための権利規定についても規定 ・環境NGOへの支援や汚染者負担原則等についても言及された ・50億バーツを元手に環境基金を設立
National Strategy on Climate Change (2008年)	<ul style="list-style-type: none"> ・気候変動対策にかかわる統合的な国家ガイドライン ・戦略として、①気候変動への適応、②持続可能な開発に基づく温室効果ガス排出量の低減、③気候変動対策にかかわるR&Dの推進、④気候変動に対する認知・問題解決への参加を喚起、⑤専門家や研究機関の連係を促進、⑥気候変動に対する国際的枠組みへの参加、挙げられている
Climate Change Master Plan 2012-2050	<ul style="list-style-type: none"> ・気候変動への適応と温室効果ガス排出量の低減について、統合的な政策枠組みとメカニズムとして発表 ・気候変動対策として、将来的な影響に対する準備と適応力の向上について言及 ・温室効果ガスについては、各セクターにおいて、自主的に低減策を講じることを言及

(出典) アジア経済研究所(2011)[13], MNRE[14][15]を基に作成

3.2.3.2. エネルギー政策

タイは、沖合油ガス田にて石油・天然ガスの生産が行われているものの、需要が国内生産量を大きく上回る状況となっており、原油については中東から、天然ガスについてはミャンマーからパイプライン輸入を行っている。また、2011年にはLNG受入基

地が運転開始しており、将来的にはこれを拡張する計画もあるといわれている。

エネルギー政策としては、工業化・都市化を背景に、電源開発計画を推進している。また、再生可能エネルギー導入計画に基づき、2021年までに全体の発電設備容量に占める再生可能エネルギーの割合を25%まで拡大することを目指すなど、エネルギー安定供給と供給源多様化を目指している。

表 3-12 タイのエネルギーにかかわる政策

政策	内容
電源開発計画（2010年）	<ul style="list-style-type: none"> ・国内の最新エネルギー動向を踏まえた電源開発計画である ・2012年6月に新たな経済見通しに基づく更新版が発表され、電力需要想定の見直しや再生可能エネルギー導入計画の策定、福島第一原子力発電所事故以降の原子力発電の情勢と影響、等が言及された
エネルギー効率化推進計画（2011年）	<ul style="list-style-type: none"> ・2030年までに、GDPあたりのエネルギー消費量を2005年比で25%削減することを目標に掲げる
再生可能・代替エネルギー開発計画 2012-2021（2011年）	<ul style="list-style-type: none"> ・2021年までに、化石燃料消費量の25%を再生可能エネルギーで代替する目標掲げる ・2008年に発表された、「再生可能エネルギー導入計画」で掲げられた目標を大幅に上方修正する内容となっている
ADDER program (Feed-in-Premium)（2009年）	<ul style="list-style-type: none"> ・基準価格に対して奨励金 (ADDER) が上乗せされた価格で、発電電力を、EGATに売電することを規定 ・EGAT（タイ国電力会社）とPPA契約を結ぶ発電事業者が発電設備の規模に応じて、SPP (Small Power Producer) : 発電容量 10～90MW と VSPP (Very Small Power Producer) : 発電容量 10MW 未満に区分

(出典) 海外電力調査会 (2011) [4]を基に作成

3.2.3.3. 環境影響評価

タイでは、タイ王国憲法において、地域コミュニティにおける環境・健康面に影響を与える恐れのある事業に対して、環境影響評価等を実施することを求めている。また、そうしたプロジェクトの実施の際には、地域住民への公聴会を実施することなども求めている。

表 3-13 タイの環境影響評価にかかわる政策

政策	内容
国家環境質保全向上法 (1992 年)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 国家環境質保全向上法に基づき、環境影響評価の提出を義務付けている ・ 環境への影響が大きいとみられる大規模プロジェクトについては、環境影響評価レポートの Office of Natural Resources and Environment への提出と規制当局からの承認を得る必要があり、地域住民への公聴会等についても規定されている

(出典) AECEN(2012)[16]を基に作成

3.2.3.4. 化学物質規制

タイでは、1992 年に制定された国家環境質保全向上法を基本法とし、有害物質法や工場法、公衆衛生法等の整備が進められた。また、化学物質管理のために化学物質管理委員会 (Committee of Chemicals Management) が設置されており、化学物質管理にかかわる行動計画なども策定されている。

表 3-14 タイの化学物質規制にかかわる政策

政策	内容
有害物質法（1992年）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 工業省や保健省等、5省7庁が管轄する法律であり、認可を受けない場合、法で定める有害物質の製造、輸入、輸出、保有を禁じるもの ・ 指定物質リストは、約1,400種にのぼり、ほぼ毎年更新されている
工場法（1992年）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 工業省が管轄し、タイ国内にある全ての工場に対して、どの化学物質をどの程度生産しているか等の情報を取得すると共に、3年に一度モニタリング調査を実施して、用途情報も収集するもの ・ 工業法を上位法令とする、工業排水や大気汚染物質の排出にかかわる各種法令が存在する
Notification of the Ministry of Industry: Level of impurities in the emission of factories 2006 (B.E.2549)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 工場から排出される空気中の不純物質について、規制値を定めるもの ・ この法令に基づき、NOx、SOx、PM10、オゾン、鉛の排出について常時監視（モニタリング）が行われている
Notification the Ministry of Science, Technology and Environment, No. 3, B.E.2539 (1996)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 工業団地からの排水管理基準を定めるもの ・ BOD値は20mg/L以下とすることが明記されている

（出典）製品評価技術基盤機構(2011)[8]を基に作成

3.2.4. ベトナム

3.2.4.1. 地球温暖化対策

IEAによると、2011年のベトナムのCO₂排出量は、1.37億t-CO₂であったと報告されている[3]。これは、世界のCO₂排出量の約0.4%にあたり、世界で32番目にCO₂排出量の多い国となっている。

ベトナムは、気候変動枠組み条約に批准しており、2002年には京都議定書にも批准した。2005年10月には、「気候変動に関する京都議定書を効果的に実施するための指示文書」が首相名で交付されており、CDMを中心とする温室効果ガス削減に向けた取り組みを推進している。

さらに2013年7月には、ベトナムは日本との間で二国間クレジット制度（JCM）を締結しており、温室効果ガスの排出削減に向けて、両国は協力して取り組むこととなった。

表 3-15 ベトナムの地球温暖化対策にかかわる政策

政策	内容
環境保護法（1994年）	<ul style="list-style-type: none">・水、大気、廃棄物等に係る環境基準を整備・2005年に改正し、包括的かつ経済的、住民参加型、情報等の政策手段や汚染施設に対する具体的な要求事項を規定
環境保護活動の動機付けと支援に関して規定する法令（2009年）	<ul style="list-style-type: none">・環境保護にかかわる投資計画を遂行する組織・個人に対して、国として支援することを規定したもの
国家環境保全戦略（2012年）	<ul style="list-style-type: none">・2020年までに取り組むべき環境課題と2030年に向けた環境課題の解決の方向性を示したもの・2020年までに取り組むべき課題として、①環境汚染排出源の抑制、②環境汚染地域における住環境の向上、③天然資源枯渇の抑制と生物多様性保全、④気候変動への適応と温室効果ガス排出削減、が掲げられた

（出典）環境省[17]、Socialist Republic of Viet Nam[18]を基に作成

3.2.4.2. エネルギー政策

ベトナムは、沖合油ガス田から石油・天然ガスの生産を行っているが、中国との海域領有権の係争地域では資源開発が困難になっており、開発が進んでいない。また、ベトナムには近年まで石油精製設備がなかったため、原油を生産しながら、石油製品については全て輸入に依存するという状況となっていた。一方で、ベトナムは石炭資源に恵まれており、石炭火力発電は、同国の重要な発電電源となっている。

エネルギー政策としては、2000 年以降の急速な経済成長を背景に、電源開発計画とエネルギーの効率的利用を推進している。将来的には原子力発電の導入を目指しており、2030 年までに設備容量にして 15～16 GW の原子力発電所を導入する計画もある。

表 3-16 ベトナムのエネルギーにかかわる政策

政策	内容
省エネルギー国家目標プログラム 2006～2015 (2006 年)	<ul style="list-style-type: none"> ・省エネルギーの促進のため、エネルギー効率にかかわる国家目標を定めるもの ・根拠法の裏づけがなく、強制力を伴わない指針だったため、実効性は乏しかったといわれている
電力買取義務 (Avoided-Cost-Tariff) (2009 年)	<ul style="list-style-type: none"> ・再生可能エネルギー発電電力の電力会社 (EVN) による買い取りを義務付けるもの ・発電出力 30MW 以下の再生可能エネルギー発電を対象とし、買取期間は最長 12 年間とされている ・買取価格は全国共通の Capacity tariff と、地域および雨季・乾季で異なる Energy tariff からなり、すべての再生可能エネルギー共通の価格とされているが、風力発電については別途の固定価格を設定している
National Power Development Plan 2011-2020 (2011 年)	<ul style="list-style-type: none"> ・2020 年までに発電電力量を 330～362 TWh まで拡大し、2030 年までに 695～834 TWh まで拡大する目標を掲げる ・そのうち、再生可能エネルギーが占める割合を 2020 年までに 4.5%まで拡大し、2030 年までに 6%まで拡大することを目指している

(出典) 海外電力調査会 (2011) [4]、Mayer Brown JSM [19]を基に作成

3.2.4.3. 環境影響評価

ベトナムにおける環境影響評価は、1994 年に制定された環境保護法に環境影響評価制度の仕組みが示されており、審査の規定について言及された。また環境保護違反に対する罰則規定も存在し、違反した事業者に対しては、罰金の支払い並びに環境ライセンスの取り消しなどが定められている。

表 3-17 ベトナムの環境影響評価にかかわる政策

政策	内容
環境保護法実施のための政令（Government Decree No.175/CP）（1994年）	・環境への影響があるとみられるプロジェクトに対して、県境影響評価報告書の提出を求めるもので、審査評議会の規定や環境ライセンスの発行、環境汚染に対する罰則規定や損害賠償規定も定められている
環境保護に関する行政違反に対する制裁に関する政令（Government Decree No.26/CP）（1996年）	・環境保護法を始めとする様々な環境保護規定に違反する事業に対して、罰金の支払いや環境ライセンスの取り消し、工場閉鎖といった規定を定めたもの

（出典）財団法人地球・人間環境フォーラム(2002)[20]を基に作成

3.2.4.4. 化学物質規制

ベトナムには、化学物質管理の基本的な法令として、化学品法があり、工商省化学品管理局が管轄している。化学物質管理については、国際的協力の枠組みにも参加しており、国際性合成を意識した仕組みづくりを行っている。

表 3-18 ベトナムの化学物質規制にかかわる政策

政策	内容
化学品法（2007年）	<ul style="list-style-type: none"> ・工商省化学品管理局が管轄する化学物質規制にかかわる包括的な法令であり、化学物質の製造量や使用量を民間企業から収集している ・化学物質の生産・商売への規制から、消費のための使用、事故防止・対応策、新しい有害性の報告等、化学物質管理に関する様々な規定が含まれている ・産業戦略や生産管理についても言及されている
環境保護法の実施細則及び指針に関する政令（2006年）	<ul style="list-style-type: none"> ・天然資源・環境省が管轄し、国家排出基準の策定方法について規定 ・関連する国際基準及びベトナムと同程度の状況にある各国の基準に言及するものとしている
工業下水に関する国家技術基準（2009年）	<ul style="list-style-type: none"> ・天然資源・環境省が管轄し、BOD、窒素、リン、無機物（硫化物、アンモニア等）、金属（水銀、鉛、カドミウム、六価クロム等）、農薬等について排出基準値を設定

（出典）製品評価技術基盤機構(2011)[8]を基に作成

3.3. 経済

相手国で成立し得る事業スキームを検討し、スキームに応じた事業性を分析・評価する。

事業スキームを検討する上では、他地域における既存事業等を参考に、各貯留層における CCS のコストやロジスティクスなどを踏まえ、実現可能性の高い経済メカニズムを検討する。

3.3.1. 他地域における既存事業の事業スキーム例

本項目では、CCS 事業で先行するノルウェーや米国などの既存プロジェクトを参照し、東南アジアにおける CCS 事業の実現に向けて、どのような事業スキーム（経済メカニズム）が存在するかを整理する。

(1) Sleipner CO2 Injection[21]

Sleipner ガス田は、ノルウェーの北海大陸棚沖合い 250 km の地点に位置しており、国営石油会社の Statoil をオペレーターとして、1993 年より天然ガスの生産を開始している。同ガス田で生産される天然ガスは、CO₂ 含有量が約 9% となっており、EU 市場の販売基準である CO₂ 含有量 2.5% を満たすことが求められる。そこで Sleipner ガス田では、生産プラットフォーム上で CO₂ を分離・回収し、Utsira 帯水層へ圧入する事業が 1996 年 8 月より実施されている。

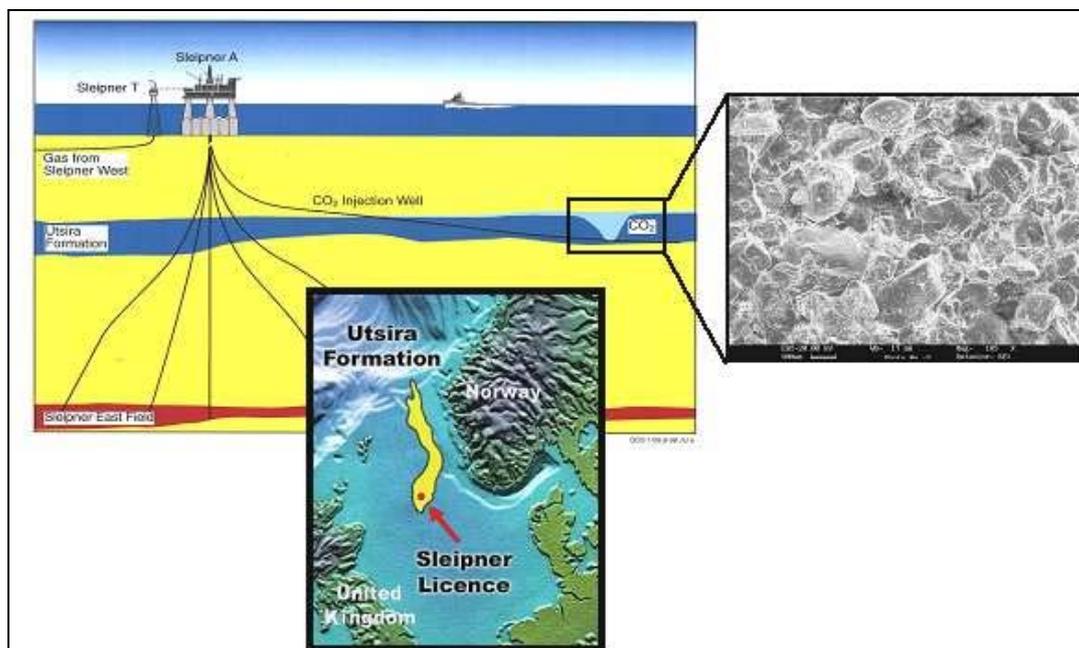


図 3-3 Sleipner CO2 Injection 事業の概観

(出典) British Geological Survey[22]

①CO2 貯留方法・貯留量

CO₂ を貯留する Utsira 層は、層厚 200～250 m の砂岩層であり、海底下 800 m の不透水性のキャップロックにより隔離される。生産プラットフォーム下で直接圧入するため、パイプラインによる CO₂ の輸送は生じない。

Sleipner では、100 万トン／年の CO₂ が貯留可能であり、2013 年までに累計 1,400 万トンの CO₂ が貯留されている。これまでに CO₂ 漏出は観測されておらず、CO₂ は圧入された帯水層に留まっている。

②経済メカニズム[23]

Sleipner ガス田では、原油換算 300,000 bbl/d の天然ガス・コンデンセートが生産されており、累計生産量は、原油換算 18 億バレルとなっている。Statoil は、同ガス田で生産されるガス・コンデンセートの売上高は、毎分 80,000 NOK としている。これは、約 1,960 万ドル／日 (1 NOK = 約 0.17 USD) の概算となり、操業日数を 330 日／年と仮定すると、年間では 64 億ドルの収入と概算できる。

ノルウェーでは炭素税が導入されており、オフショア石油生産に対する税率は、2013 年に 410 NOK/t-CO₂ (約 70 ドル/t-CO₂) となっている。一方で、CO₂ 圧入コストにつ

いては 17 ドル/t-CO₂ といわれており、年間では 1,700 万ドルの費用に上ると概算できる。従って、天然ガス販売による収入と、CO₂ 貯留コストに鑑みると、本事業は、十分に経済性の成り立つスキームといえる。

(2) Petrobras Lula Oil Field CCS Project[24][25]

Lula Oil Field は、ブラジルのリオデジャネイロ沖合い約 300 km の地点に位置し、国営石油会社の Petrobras がオペレーターを務め、開発を進める。Lula Oil Field は、全体で可採可能埋蔵量が原油換算 50～80 億バレルにも上ると言われる巨大油田として知られており、複数の生産プラットフォームを導入して原油・ガス生産を行うことが計画されている。2013 年 6 月には、Lula NE 油田において、原油・天然ガス生産が開始しており、生産量は原油が 12 万バレル/日、天然ガスが 500 万 m³/日となっている。



図 3-4 Cidade de Paraty FPSO のイメージ

(出典) SBM Offshore[26]

①CO₂ 貯留方法・貯留量

Lula NE では、Cidade de Paraty FPSO（洋上原油生産設備）と呼ばれるプラットフォームにおいて原油と天然ガスが生産されている。天然ガスについてはパイプラインを通り、Monteiro Lobato ガス処理設備まで輸送され、そこで天然ガスから CO₂ を分離・回収し、直下に圧入ライザーを介して、CO₂ を圧入する仕組みとなっている。Lula 油田における水深は約 2,150 m となっており、海底面から油田までの深度は、2,000～3,000 m に及ぶ。

Lula 油田の広がるプレソルト層と呼ばれる地層では、CO₂ 含有量は 8~15%とされている。CO₂ の処理能力は、70 万トン／年となっており、2011 年からパイロットスケールで事業を開始し、2013 年から商業スケールでプロジェクトを開始している。一方で、CO₂ 貯留可能量については明らかにされていない。

②経済メカニズム

Lula 油田での CO₂ 貯留は、CO₂ 圧入による原油増進回収 (EOR) を目的としている。また、ブラジルの環境規制当局は、Petrobras に対して原油・ガス生産の際に発生する CO₂ 排出量を抑制するよう指導しており、同社は多くの生産プラットフォームに CO₂ 分離・回収装置を付帯して対応している。

Petrobras の CO₂ 分離・回収装置及び圧入装置のコストは公表されておらず、CO₂ 貯留単価を推定することが出来ないため、Lula 油田における CO₂-EOR の経済性を明らかにすることは困難である。ただし、Lula 油田は世界でも有数の巨大油田にあたり、日量数 10 万バレルの原油を生産できることから、CO₂ 圧入による原油増進回収のみならず、油田開発における CO₂ 排出量を削減できるというメリットが強調されている。

(3) Weyburn-Midale CO₂-EOR Project[27][28]

Weyburn-Midale CO₂-EOR プロジェクトは、石炭ガス化により合成燃料を製造する米国ノースダコタ州の Great Plains Synfuel Plant プラントで排出される CO₂ を排出源とし、カナダのサスカチュワン州 Weyburn EOR サイトまで CO₂ をパイプライン輸送・圧入するスキームとなっている。

Weyburn 油田、Midale 油田は、1950 年代より生産開始しており、2000 年代までに埋蔵量の約 3 割にあたる 389 MMbbl が生産されたといわれている。EOR は、2000 年から開始しており、その効果あって原油生産量は 30,000 b/d まで回復している。このうち、20,000 b/d が EOR による増進効果といわれており、その後さらに 150 MMbbl の増進回収が見込まれると報告されている。

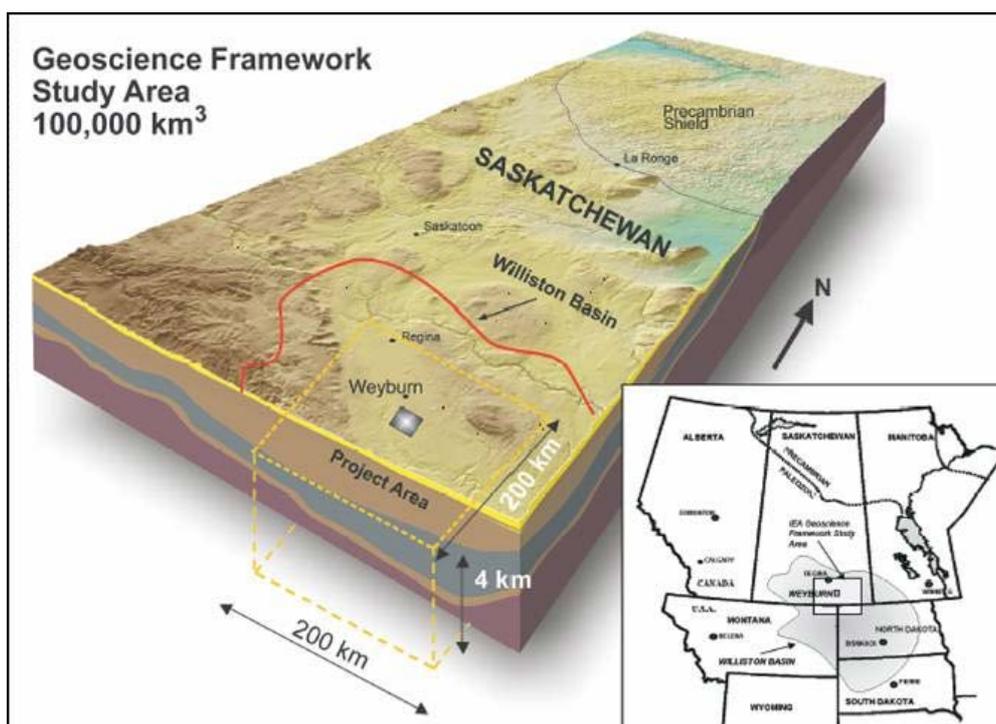


図 3-5 Weyburn-Midale Field の位置

(出典) Petroleum Technology Research Centre[29]

①CO₂ 貯留方法・貯留量

Weyburn-Midale Field における CO₂ 貯留量は、7,700 t/d となっており、プロジェクト開始から既に 2,000 万トンの CO₂ が地中に貯留されてきた。北米では、EOR 等での活用のために、広域にわたって CO₂ パイプライン網が整備されており、合成ガス化プラントと Weyburn-Midale Field 間でも、全長 320 km に及ぶパイプラインにより、CO₂ が輸送されている。

このサイトでは、プロジェクト開始以来、既に 2,000 万トンの CO₂ が貯留されている。

②経済メカニズム

Weyburn-Midale Field における CO₂ 貯留コストは、\$20/t-CO₂ といわれている。日量 7,700 トンの CO₂ が貯留されていることから、事業コストは\$154,000/日と概算できる。一方で、EOR による原油増産効果は 20,000 b/d であり、2012 年 12 月の West Texas Intermediate (WTI)価格の\$88.3/bbl[30]を考慮に入れると、増産分の収益は\$1,770,000/日になり、経済的に妥当性のあるプロジェクトになるといえる。

このプロジェクトの事業費は、操業開始から 8 年で 8,000 万ドルに上ったが、米国・

カナダ政府が合計で 5,200 万ドルの拠出を行っており、2010 年にも両国政府は追加的に 5,200 万ドルの拠出を行うことで合意しており、経済的に大きなサポートとなっている。

3.3.2. 東南アジア地域における経済メカニズムの検討

ここでは前述の他地域における CCS 事業スキームを参考に、東南アジアにおける CCS 事業について、貯留コストやロジスティクスを勘案し、実現可能な経済メカニズムの検討事例を整理する。

調査対象国（インドネシア、マレーシア、タイ、ベトナム）において、経済メカニズムとして炭素税等の CO₂ 由来の収入源を検討することは、気候変動枠組条約において温室効果ガスの削減が求められていない状況に鑑みると、導入検討は困難なものと考えられる。

一方で、欧米・ブラジルにおける先進事例では、原油・天然ガスに随伴する CO₂ の分離・貯留、あるいは CO₂-EOR による原油・増進回収といった目的で CO₂ 貯留が行われた事例を紹介した。東南アジア地域には、CO₂ 含有率の高い油ガス田が存在し、炭化水素資源を生産・CO₂ 分離した上で、帯水層などへ再圧入して CO₂ を貯留するスキームが検討し得る。またこの地域における有望貯留層では、原油・天然ガスの埋蔵が確認される場合もあり、油ガス増進回収（EOR）との組み合わせで CO₂ の貯留を行うスキームも実現可能性がある。従って、これらのスキームは、東南アジア地域においては、適用可能性のある CO₂ 貯留の経済メカニズムといえる。

東南アジアにおける有望な貯留層の一つに、インドネシアの East Natuna が存在するが、この貯留層は CO₂ 随伴量が多く、陸域からの距離が遠いため、パイプラインによる開発に適さないことで知られており、長らく石油・ガス開発が進められてこなかった。以下では、East Natuna の開発・CO₂ 貯留にかかわる収入源とコスト例について検討する。

3.3.2.1. 想定される収入源例

East Natuna における天然ガス埋蔵量は、46 Tcf に上るとも推定されており、開発権益を有する Pertamina によると、フル稼働で 1,600 万トン／年の LNG 液化基地に対して原料ガスを供給するのに十分な埋蔵量を有するとみている。

インドネシアは、長年にわたり、重要な LNG 供給国として日本との関係を築いてきており、2012 年においても、日本はインドネシアから約 600 万トンの LNG を輸入している。インドネシアからの LNG 輸入価格（運賃・保険料込み条件（CIF）価格）は、

2011～2012年の平均で\$17.08/MMBtuとなっている[31]。仮に1,600万トン／年を、2011～2012年の平均LNG価格で日本へ輸出すると仮定する場合、日本側が運賃・保険料込みでLNG輸入に支払う総額は、約130億ドル／年となる。

3.3.2.2. 想定されるコスト例

East Natunaでは、元々石油メジャーのExxonMobilが開発を目指し、生産に向けて各種検討を行っていたが、2008年には同社が撤退し、以来国営石油会社Pertaminaが開発権益を保有するに至った。ExxonMobilは、2010年に再びPertaminaと共同でEast Natunaの開発することについて合意に至ったが、陸地までの距離が遠く、長大なガスパイプラインを敷設する必要があるため、コストが嵩むことが懸念されている。

APEC (2010)[1]は、East Natunaの開発に関するCO2輸送・圧入設備のコスト推計を行っている。この推計では、East Natunaから約200 km離れたGreat Natuna Islandへ原料ガスを輸送・処理し、CO2を分離することを想定している。分離されたCO2については、再び海底パイプラインを通り、East Natuna直下のCO2貯留層へ圧入する構想となっている。なおこの推計には、天然ガス生産プラットフォーム、原料ガスパイプライン、LNG液化基地のコストについては含まれていない（表 3-19）。

表 3-19 East Natunaの開発にかかわるCO2輸送・圧入設備のコスト推計

	コスト (USD Million)
CAPEX	5,975
発電設備	89
コンプレッサー	2,272
CO2パイプライン	1,349
圧入井	900
圧入プラットフォーム	467
その他	899
OPEX (年間)	176
撤去費用	1,472

(出典) APEC(2010) [1]

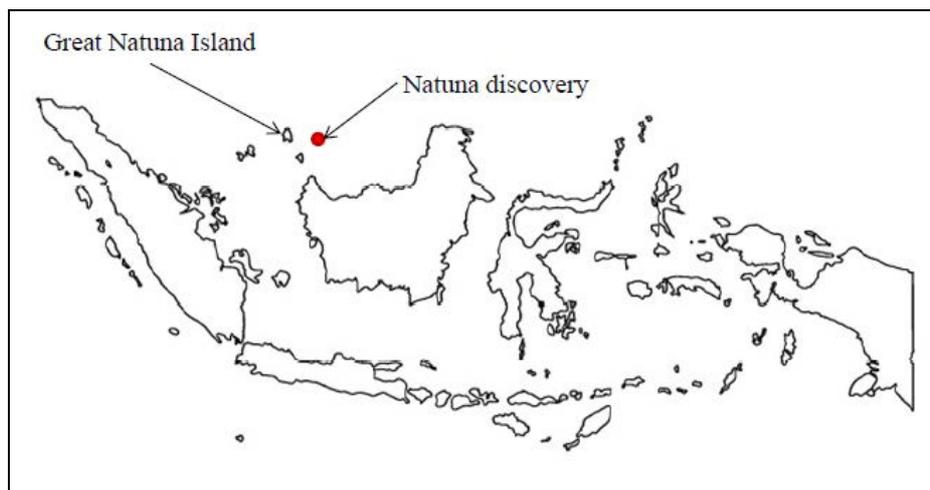


図 3-6 East Natuna の位置

(出典) APEC(2010) [1]

LNG 液化基地の建設コストは、一般的に 1,000~3,000 ドル/t-LNG とされている [32]。従って、1,600 万トン/年の LNG 液化基地の場合、建設コストは 160 億~480 億ドルということになる。CO₂ 輸送・圧入設備の建設コストは約 60 億ドルであり、この他に天然ガス生産プラットフォームや原料ガスパイプラインのコストが加算されることになる。

3.3.2.3. 想定される事業スキーム

以上より、East Natuna で CCS 事業を検討する場合、天然ガス開発による LNG 輸出を収入源とする事業から、100 億ドル規模の収入が創出される可能性があることが分かったが、一方でコスト面では、最低でも 200 億ドル超という規模の大きなプロジェクトになることが分かった。East Natuna は、陸地からの距離が遠い沖合いに位置するため、天然ガスの生産・液化から CO₂ 圧入までを含めたトータルのコストを抑えるためには、コンパクトで一体的な設備導入が一案として考えられる。

現在世界各地で、リモートな沖合ガス田開発を実現化するために、FLNG（浮体式天然ガス生産設備）の導入が検討されている。FLNG は、天然ガスを生産・処理・液化する設備を全て浮体上に搭載しているため、陸上設備やパイプライン等の設備建設コストの低減に繋がると考えられる。FLNG へ随伴 CO₂ を圧入する設備の搭載、あるいは CO₂ シャトルシップを FLNG に併設して CO₂ 圧入設備として利用可能になれば、全体コストが低減できる可能性がある。

ただし、2014 年 3 月現在、世界で生産開始している FLNG は存在せず、最も早い設

備でも 2016 年以降の導入が計画されており、従って技術的な課題についてもまだ完全には顕在化していない。また建設コストについても、20 億～120 億ドルとなっており、陸上設備とのコスト比較で、最も経済性の高い事業スキームを検討していくことが肝要になる[33]。



図 3-7 FLNG のイメージ

(出典) INPEX(2013)[34]

3.4. 排出源

産業構造を俯瞰しながら、事業の適用可能性のある火力発電や CO₂ 随伴ガス田等、相手国に特徴的な CO₂ 大規模排出源について整理する。

Global CCS Institute が 2013 年 11 月に発表した、“The Global Status of CCS 2013”[35]によると、既存の CCS プロジェクトのうち、CO₂ 排出源として CCS の対象となっている産業としては、発電事業が圧倒的な数を占め、次に天然ガス処理プラント事業が続く（図 3-8）。

従って本章では、有望な CO₂ 貯留層が認められる東南アジア諸国における産業のうち、化石燃料による発電所と天然ガス処理プラントの分布について、注視して調査するものとする。

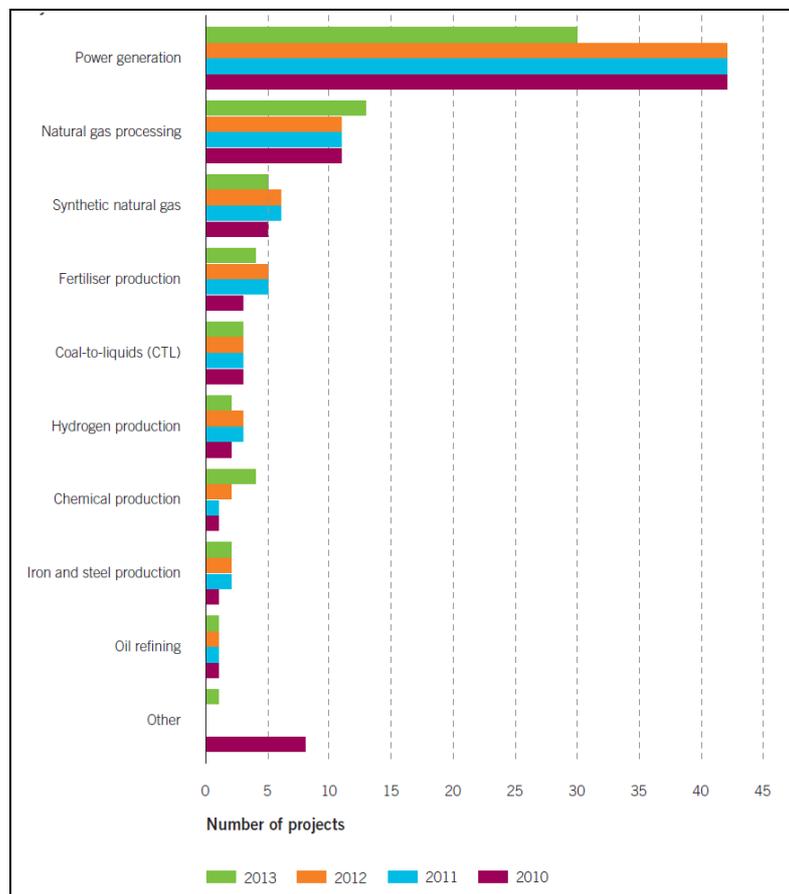


図 3-8 既存 CCS プロジェクトにおける主要な CO₂ 排出源の部門
(出典) Global CCS Institute(2013) [35]

3.4.1. インドネシア

インドネシアにおける主な産業が GDP に占める割合は、製造業（24%）、農林水産業（15%）、商業（14%）、鉱業（14%）となっている[36]。特に、石油・ガスの輸出額は、415.1 億ドル（2011 年）と全輸出額の 20.4%を占め、主要な輸出品目となっている。

インドネシアでは、これまで豊富な天然資源を基に、資源開発・輸出によって経済を拡大してきたが、人口 2.38 億人を超え、国土面積は日本の約 5 倍にあたる 189 万 km² に上ることから、火力発電所を始めとする CO₂ 排出源についても各大都市周辺に分布している。

以下より、インドネシアの産業構造の概観と主要排出源の分布について紹介する。

3.4.1.1. 部門別 CO₂ 排出量

インドネシアにおける年間 CO₂ 排出量は 4 億 t-CO₂ を超え、世界の中でも有数の CO₂ 排出国となっている。最も排出量の多い部門は、発電・熱供給（36%）であり、産業（30%）、運輸（26%）と続く。最終エネルギー消費量で見ると、民生部門が 35%を占め、最も大きなエネルギー消費部門となっているが、インドネシアでは未だに無電化地域が多く、そのような地域ではエネルギー源として木材等のバイオマスを利用している場合も多いため、CO₂ 排出源としては民生部門の割合が相対的に小さくなっている。一方で、発電向けエネルギーとしては排出原単位の大きい石炭火力や石油火力に依存している地域も多く、発電部門は、同国における主要な排出源となっている（図 3-9）。

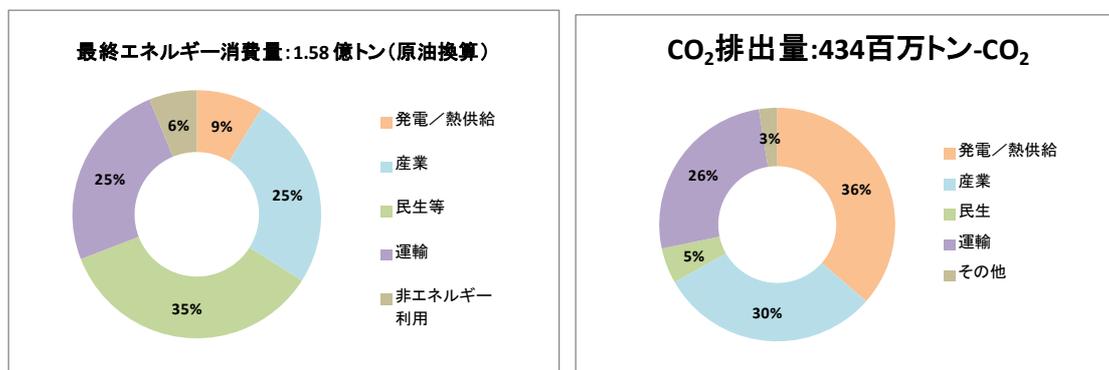


図 3-9 最終エネルギー消費量の割合（2013年）／部門別 CO₂ 排出量の割合（2010年）（右）

（出典）IEA(2013)[37], World Bank[38]を基に作成

燃料別にみると、炭素換算で排出量が最も大きいのは石油であり、石炭がそれに続く。石油は、発電設備のほか、運輸部門においても主要な燃料となっており、国内人口増加の傾向も相まって、石油からの炭素排出量は増加傾向にあるといえる（図 3-10）。

インドネシアは、産油ガス国であり、天然ガス随伴油田等におけるフレアリングも主要な CO₂ 排出源の一つとなっているが、現段階ではその割合は限定的となっている。また、セメント産業からの CO₂ 排出量も限定的となっている。

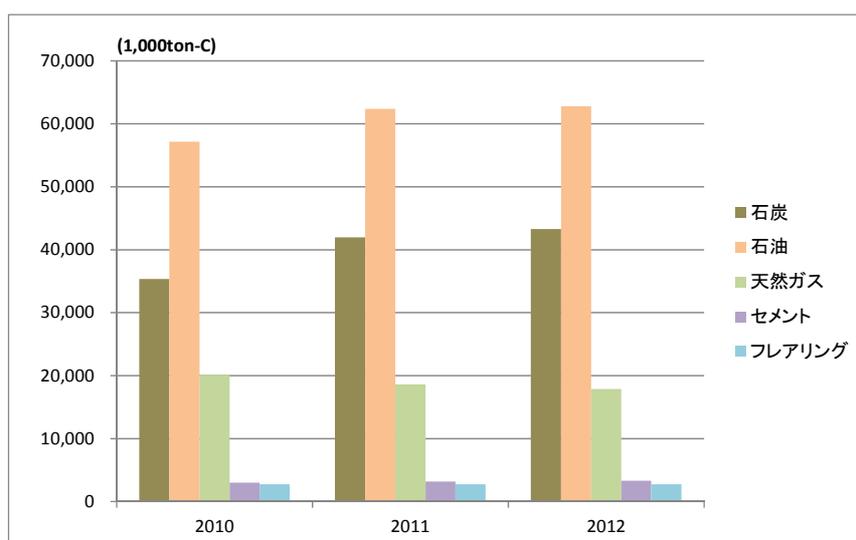


図 3-10 燃料種別炭素排出量の割合

（出典）CDIAC[39]を基に作成

3.4.1.2. 火力発電所

インドネシアにおける火力発電所の設備容量は、計 84,214 MW となっている。燃料別の割合としては、ガス火力が 19%、石炭火力が 69%、石油火力が 12%となっている。

地域別にみると、首都ジャカルタのあるジャワ島における発電設備容量が大きく、ジャワ島における発電設備容量を合計すると 48,000 MW を超え、実に全火力発電設備の 6 割弱がジャワ島に集中していることが分かる。他に発電設備容量の大きい地域としては、スマトラ島（北部～南部）やカリマンタン島（東部～南部）となっている。スマトラ島では、石油・天然ガスや錫、ボーキサイト、石炭などの資源開発が大きな産業となっており、同じくカリマンタン島も、石油・天然ガスや石炭、金などの天然資源が豊富な地域となっている（表 3-20）。

表 3-20 地域別火力発電所の設備容量 (単位: MW)

地域	州	石炭	石油	ガス	計
スマトラ島	Aceh	550	173	308	1,031
	Bangka-Belitung	127	122	0	249
	Bengkulu	0	29	0	29
	Jambi	359	66	436	861
	Lampung	256	228	0	484
	North Sumatra	2,295	567	745	3,608
	Riau	2,688	493	1,562	4,743
	South Sumatra	9,756	449	1,672	11,877
	Sumatra	0	61	0	61
	West Sumatra	624	125	0	749
ジャワ島	Banten	7,452	792	509	8,754
	Central Java	9,377	570	819	10,766
	DI Yogyakarta	35	5	0	40
	East Java	7,660	1,924	2,183	11,767
	Jakarta	0	252	0	252
	Jakarta Raya	270	1,392	2,611	4,273
	West Java	7,852	664	4,007	12,523
カリマンタン島	Central Kalimantan	145	52	0	197
	East Kalimantan	3,467	215	609	4,290
	Kalimantan	0	53	0	53
	South Kalimantan	805	214	0	1,019
	West Kalimantan	306	146	38	490
バリ島/ ヌサ・トゥンガラ島	Bali	896	488	0	1,384
	East Nusa Tenggara	50	19	0	68
	West Nusa Tenggara	363	137	0	500
スラウェシ島	Central Sulawesi	60	54	68	182
	Gorontalo	39	11	0	50
	North Sulawesi	172	63	0	235
	South Sulawesi	935	369	300	1,604
	Southeast Sulawesi	90	16	0	106
	Sulawesi	50	6	0	56
	West Sulawesi	50	0	0	50
パプア島/その他	Maluku	30	77	14	120
	North Maluku	14	11	0	25
	Papua	50	34	0	84
	South Maluku	0	5	0	5
	West Papua	195	184	15	394
	計	57,274	10,296	15,895	83,465

(出典) Platts(2013)[40]を基に作成

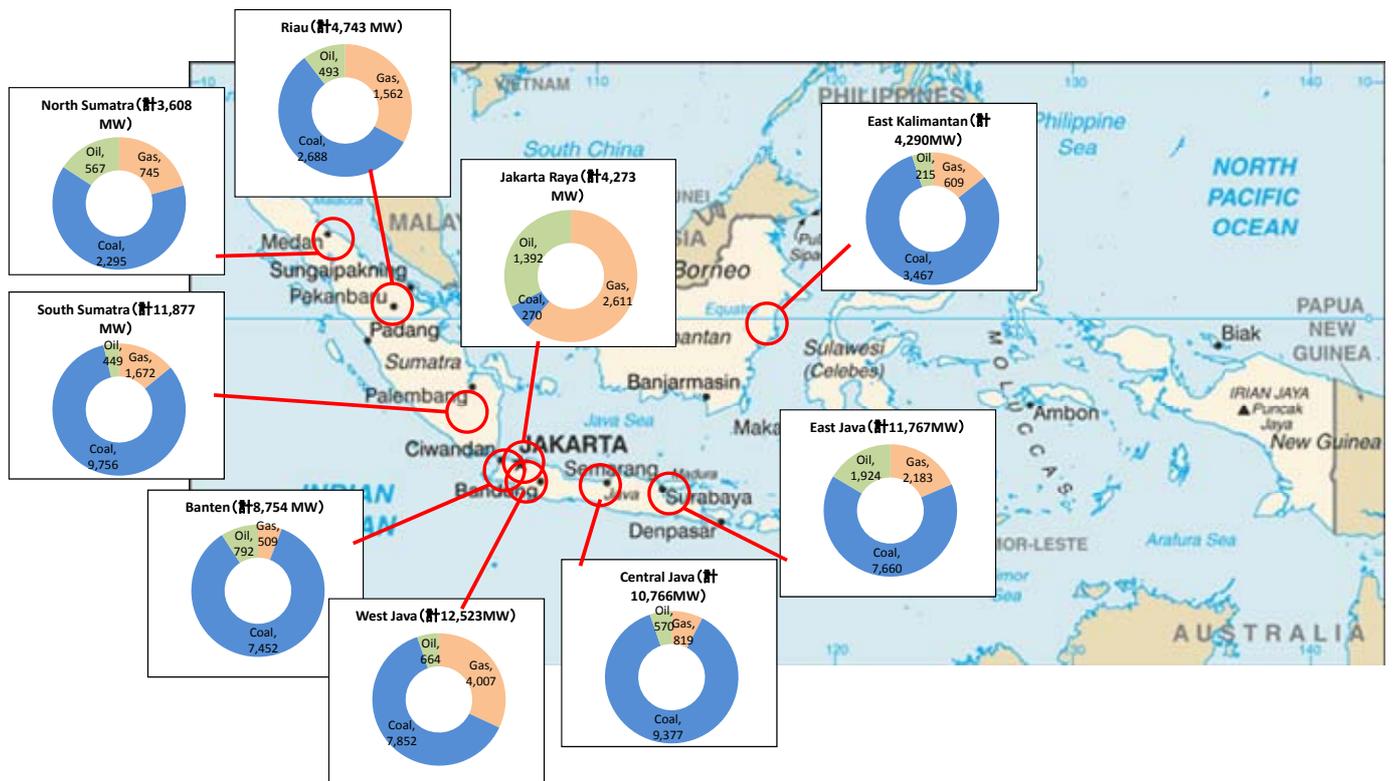


図 3-11 インドネシアにおける火力発電所が集中する地域の分布
(出典) Platts(2013)[40]を基に作成

火力発電所からの CO₂ を CCS 向けの排出源として検討する場合、インドネシアでは石炭火力の割合が大きいスマトラ島北部やカリマンタン島東部、ジャワ島中部～東部、ジャワ島西部のバンテン州などが候補として挙げられる。一方、ジャカルタでは天然ガス火力発電の導入が進んでおり、CO₂ 排出量は大きいものの、排出源としての優先度は、他地域に劣るといえる (図 3-11)。

3.4.1.3. ガス処理プラント

CCS 向けの CO₂ 排出源としては、各国におけるガス処理プラントの分布についても把握しておくことが重要といえる。インドネシアは、アジアで有数の産油ガス国であり、国内に 13 ヶ所のガス処理プラントが存在し、ガス処理プラント容量は合計で 7,972 MMcf/d (LNG 換算で約 5,974 万トン/年) となっている (表 3-21)。

ガス処理プラントの規模に鑑みると、ExxonMobil のスマトラ島東部のガス処理プラントや PT Arun NGL (Pertamina 子会社) の Aceh の設備、もしくは PT Badak (Pertamina 子会社) の Bontang の設備が容量としては大きい。ただし、スマトラ島北部の油ガス田

は埋蔵量の衰退が顕著となっており、AcehにあるLNG液化基地については、LNG受入基地に改造して運用する計画が発表されるなど、主要な産ガス地域としては地位が低下している。また、Bontangについても埋蔵量の減退が伝えられ、Bontang LNGで生産されるLNGは、国内需要地（ジャワ島）に対する供給を優先することが明らかにされている。しかし、Bontangにおける天然ガス生産は当面継続することが基本となっているため、主要な排出源として検討する際には、Bontangのガス処理プラントが有望なサイトになるといえる。

表 3-21 インドネシアのガス処理プラントの設備容量

企業名	州	ガス処理 設備容量 (MMcf/d)
BP PLC	West Java	180
ConocoPhillips Indonesia	South Sumatra	310
	South Sumatra	300
Devon Energy	Papua	20
	Papua	2
ExxonMobil Oil Indonesia	North Sumatra	1,000
Pertamina	West Java	37
	North Sumatra	28
PT Arun NGL	Aceh	1,990
PT Badak NGL	Bontang	3,700
Total Indonesia	East Kalimantan	200
	East Kalimantan	25
Unocal Indonesia	East Kalimantan	180
計		7,972

(出典) Oil & Gas Journal(2013)[41]を基に作成

3.4.1.4. CO₂ 随伴油ガス田

インドネシアには、炭化水素資源の埋蔵が認められるものの、CO₂の含有率が高く、商業生産に見合わないCO₂随伴油ガス田¹²が数多く存在する。

代表的なCO₂随伴油ガス田としては、スマトラ島とカリマンタン島の間に位置する海域のEast Natuna Basinが知られている。このガス田における埋蔵量は、メタン成分が24 Tcfを超え、炭化水素資源の埋蔵量だけ見れば、十分に商業生産に見合う規模のガス

¹² CO₂随伴油ガス田の中には、元々賦存していた油ガス量の70%程度が回収されずに放置されるケースもあり、その場合には商業生産に見合わないフィールドとして、枯渇油ガス田として称されることもある。

田となっている。ただし、CO₂の埋蔵量が70 Tcfとなり、CO₂含有率が70%となっているため、開発ポテンシャルの高さについては認識されているものの、本格的な開発には至っていない。また他には、CO₂含有率が50%であり、メタン成分の埋蔵量が4 Tcfに上るスマトラ島北部のガス田も存在する（表 3-22、図 3-12）。

これらのCO₂随伴油ガス田について、海域でガス生産及びCCSにより随伴するCO₂を海底に貯留することが同時に実現されれば、有望なガス田として開発が進められることが期待される。

表 3-22 インドネシアの主なCO₂随伴油ガス田¹³

堆積盆	貯留層	位置	埋蔵量(Bcf)				CO ₂ 含有率
			CH ₄	その他炭化水素	CO ₂	計	
Bintuni Basin	Lower Kembelangan	海域	2,400	600	529	3,529	15%
East Natuna Basin	Terumbu	海域	24,000	6,000	70,000	100,000	70%
Northwest Java Basin	Batu Raja	陸上	80	20	150	250	60%
	Talang Akar	陸上	24	6	120	150	80%
North Sumatra Basin	Oligocene	海域	480	120	600	1,200	50%
	Peutu	海域	4,000	1,000	2,143	7,143	30%
Central Sumatra Basin	Sihapas	陸上	240	60	75	375	20%
	Pematang	陸上	240	60	75	375	20%
South Sumatra Basin	Talang Akar	陸上	112	28	115	255	45%
Kutei Basin	Miocene Delta	陸上	1,200	300	375	1,875	20%

(出典) APEC(2010)[1]を基に作成

¹³ APEC (2010)[1]が油ガス田埋蔵量及びCO₂含有率の観点から推定した油ガス田

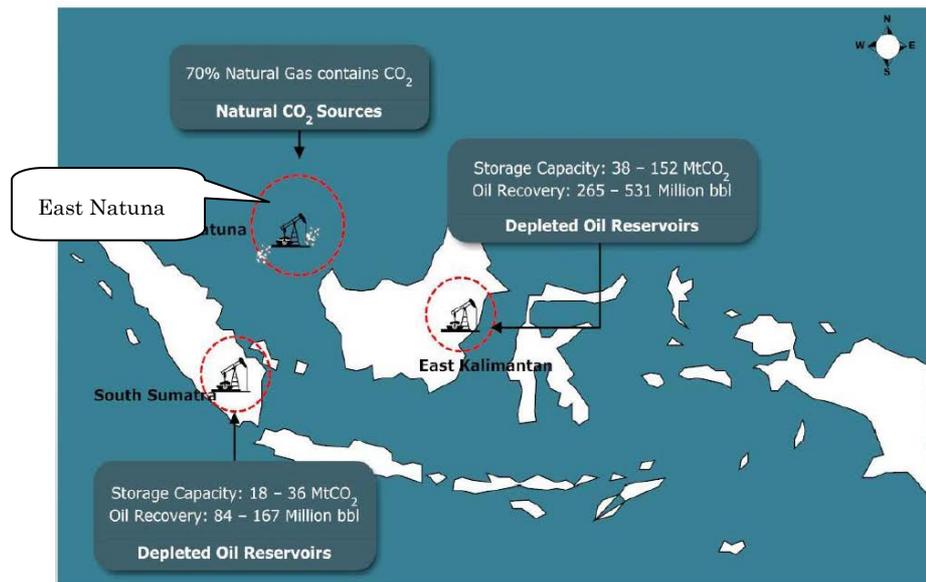


図 3-12 East Natuna Basin の位置

(出典) LEMIGAS (2010)[42]

3.4.2. マレーシア

マレーシアにおける主な産業としては、製造業（電気機器）、農林業（天然ゴム、パーム油、木材）、及び鉱業（原油、LNG、錫）が挙げられる[43]。同国の2012年の総輸出額は、約21兆円となっており、輸出品目としては、輸出額1位は電気・電子製品（全輸出額の32.9%）であり、米国向けの半導体や通信機器部品の輸出額が大きい。また、日本、韓国、中国向けのLNGも輸出額が大きく、全体の7.9%を占め、対日輸出については半分近くがLNGとなっている[44]。

マレーシアは、東南アジアの中でも経済規模が大きい国として知られており、2012年の一人当たりのGDPについては、9,890ドル（名目）[43]となっており、近年経済発展が著しい。これに伴い、特に大都市部周辺では火力発電所からのCO₂排出量が拡大しており、同国における主要な排出源となっている。

以下より、マレーシアの産業構造の概観と主要排出源の分布について紹介する。

3.4.2.1. 部門別CO₂排出量

マレーシアにおける年間CO₂排出量は、約2億t-CO₂となっており、特に発電・熱供給部門における排出量（55%）が最も多いのが特徴となっている。一方で、民生部門におけるCO₂排出量（3%）が小さいが、これはマレーシアでは民生部門における電化が進んでいるため、この部門としての排出量が抑えられている形となっている。最終エネルギー消費量で見ると、運輸部門が32%を占め、最大のエネルギー消費部門とな

っているが、その後発電・熱供給部門の 21%に次ぎ、非エネルギー利用部門におけるエネルギー消費割合が 20%と高いことが特徴的である。この部門では、ナフサや LPG などが化学製品等の原料として利用されるものを含み、マレーシアでは工業化が進展していることが窺える（図 3-13）。

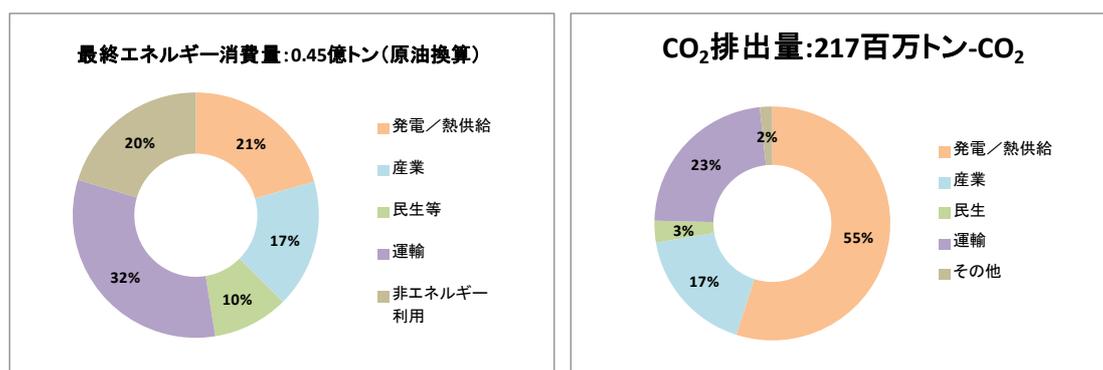


図 3-13 最終エネルギー消費量の割合 (2013 年) (左) / 部門別 CO₂ 排出量の割合 (2010 年) (右)

(出典) IEA(2013)[37], World Bank[38]を基に作成

燃料別にみると、炭素換算で排出量が最も大きいのは石油であり、天然ガスと石炭は、ほぼ同程度の排出量となっている。好調な経済を背景に、運輸部門等において重要な燃料である石油からの炭素排出量は、右肩上がりの傾向にある。しかし、隣国インドネシアでは、石油由来の炭素排出量は、マレーシアの 3 倍程度の水準となる一方で、天然ガスからの炭素排出量はほぼ同程度となっており、マレーシアでは排出係数が比較的小さい天然ガスの利用が進んでいることが分かる。

またマレーシアは、インドネシアと同様に、主要な産油ガス国として知られており、全体から見た量としては小さいものの、フレアガスの抑制が温暖化対策の課題の一つとなっている。

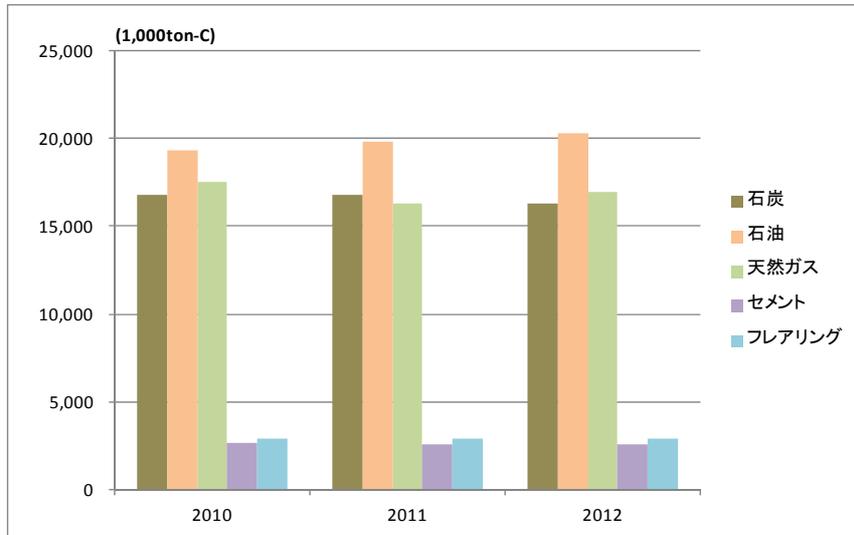


図 3-14 燃料種別炭素排出量の割合
(出典) CDIAC[39]を基に作成

3.4.2.2. 火力発電所

マレーシアにおける火力発電所の設備容量は、計 32,600 MW となっている。燃料別の割合としては、石炭火力が 45%、石油火力が 11%、ガス火力が 45%となっている。

地域別にみると、首都クアラルンプールを取り囲むセランゴール州を始め、ヌグリ・スンビラン州、マラッカ州など、マレー半島西部において火力発電設備が多い。また、これらの州における発電設備は、ガス火力の割合が大きいことが特徴であり、特にマラッカ州では、ガス火力が全火力発電設備の 97%を占める。一方で、マレー半島北部のペラ州やカリマンタン島のサラワク州では、石炭火力の割合が大きく、同じ国内でも電源構成が大きく異なることが窺える。(表 3-23)。

表 3-23 地域別火力発電所の設備容量（単位：MW）

地域	州	石炭	石油	ガス	計
マレー半島	Johor	3,244	264	2,697	6,205
	Kedah	0	109	148	257
	Kelantan	0	59	0	59
	Kuala Lumpur	0	14	43	57
	Labuan	0	205	108	313
	Melaka	0	42	1,225	1,267
	Negeri Sembilan	1,505	232	1,812	3,549
	Pahang	0	47	135	182
	Perak	4,180	10	1,973	6,164
	Selangor	3,000	755	3,833	7,588
	Sembilan	0	0	0	0
Terengganu	0	764	1,119	1,883	
ボルネオ島	Sabah	300	649	949	1,898
	Sarawak	2,280	339	561	3,179
	計	14,509	3,488	14,603	32,600

（出典）Platts(2013)[40]を基に作成

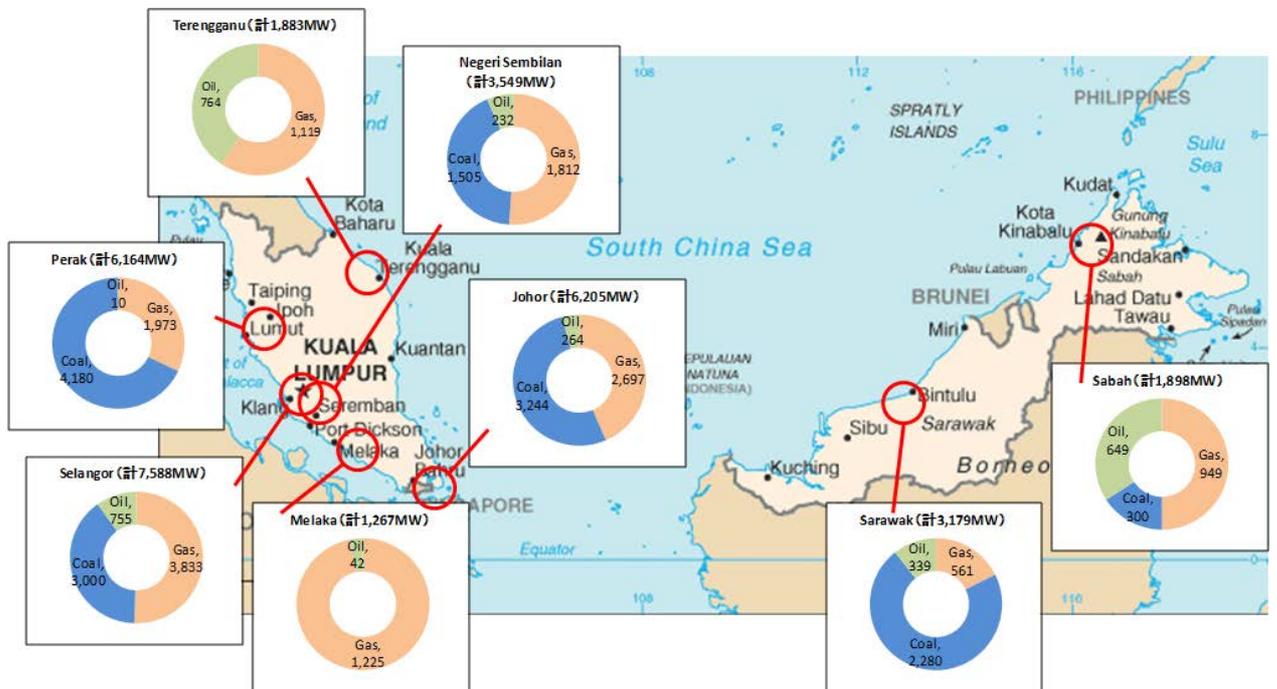


図 3-15 マレーシアにおける火力発電所が集中する地域の分布

（出典）Platts(2013)[40]を基に作成

火力発電所からの CO2 を CCS 向けの排出源として検討する場合、マレーシアでは、火力発電設備の集中するマレー半島西部が候補として挙げられる。サラワク州やサバ州にも多くの火力発電所が存在するものの、州の面積が大きく、CO2 の集積を図ることが困難になるとみられる（図 3-15）。

3.4.2.3. ガス処理プラント

マレーシアは、アジアで有数の産油ガス国となっているが、ガス処理プラントの分布については、全てマレー半島東部の Kertih に集中している（表 3-24）。5 基のガス処理プラントの合計設備容量は、4,250 MMcf/d となっている。

Kertih は、国営石油会社 Petronas の石油化学コンプレックスが存在し、Terengganu 州の沖合で生産されるガスを精製し、化学品の製造などを行うことで知られている。Terengganu 州は、火力発電所の導入も多く、およそ半分はガス火力発電となっているものの、未だに石油火力発電所が多く存在するサイトであり、ガス処理プラントから発生する CO2 と併せて回収することで、重要な排出源の一つと見ることができる。

表 3-24 マレーシアのガス処理プラントの設備容量

企業名	州	ガス処理 設備容量 (MMcf/d)
Petronas Gas-Dew Point Control Unit 2	Kertih	250
GPP 1	Kertih	1,000
GPP 2	Kertih	1,000
GPP 3	Kertih	1,000
GPP 4	Kertih	1,000
計		4,250

(出典) Oil & Gas Journal(2013)[41]を基に作成

3.4.2.4. CO2 随伴油ガス田

マレーシアの CO2 随伴油ガス田は、マレー半島東側の Malay Basin に集中し、一部油ガス田は、ベトナムとの国境にまたがる海域に位置する（図 3-16）。油ガス田の規模としては、E Group という貯留層の天然ガス埋蔵量が 1.2 Tcf と比較的大きいが、単独で商業生産に移行する規模としては小さめといえる。これらのガス田から統合的に CO2 を回収し、代わりに天然ガスを生産する技術が確立されれば、国内天然ガス消費量が拡

大傾向にあるマレーシアとしては、有望なプロジェクトとなる可能性がある(表 3-25)。

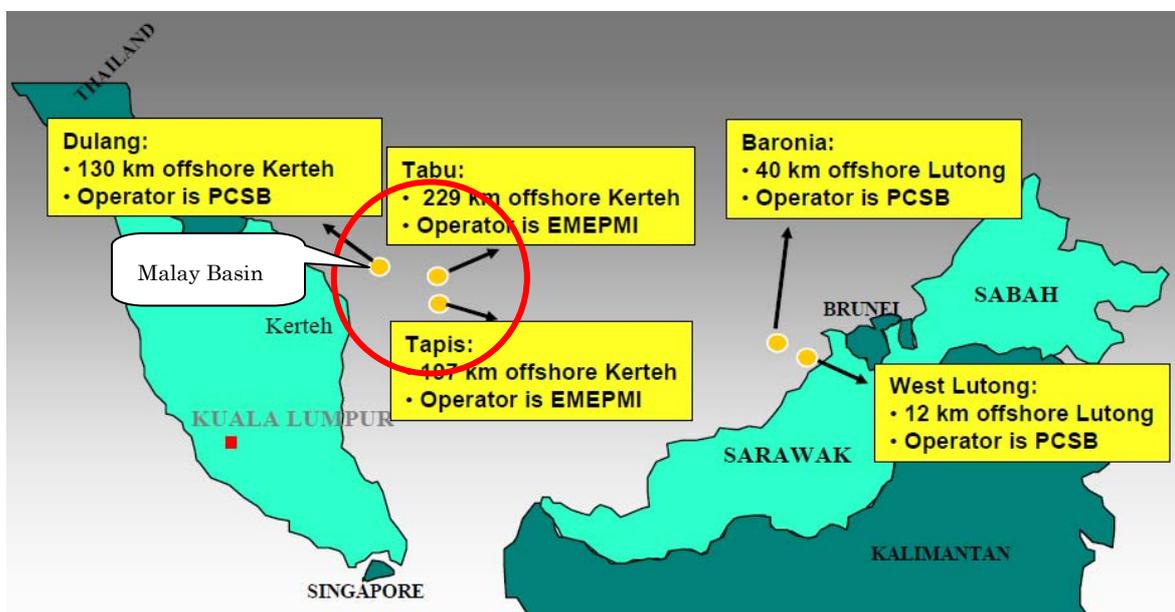


図 3-16 Malay Basin の位置

(出典) Petronas(2006)[45]

表 3-25 マレーシアの主な CO2 随伴油ガス田¹⁴

堆積盆	貯留層	位置	埋蔵量(Bcf)				CO2 含有率
			CH4	その他炭化水素	CO2	計	
Malay Basin	D Group	海域	640	160	343	1,143	30%
	E Group	海域	1,200	300	808	2,308	35%
	H Group	海域	240	60	450	750	60%
	K Group	海域	240	60	450	750	60%

(出典) APEC(2010)[1]を基に作成

¹⁴ APEC (2010) [1]が油ガス田埋蔵量及び CO2 含有率の観点から推定した油ガス田

3.4.3. タイ

タイにおける主な産業としては、農業が就業者の4割を超える割合を占めるものの、GDPとしては12%に過ぎず、一方製造業については、GDPでは34%、輸出額の90%弱を占め、同国の一大産業となっている。具体的な主な輸出品目としては、コンピューター・同部品、自動車・同部品、機械器具、電子集積回路、また天然ゴムの輸出量も大きい[46]。

タイは、これまで輸出主導で経済を拡大しており、産業部門は大きな排出源の一つとなっている。また、火力発電所も主要なCO₂排出源となっている。2014年2月現在、政治的混乱が実体経済へ波及しつつあり、タイ経済に対して懸念もみられるが、日本企業としては貿易額・投資額の面で重要なパートナーであり、今後も堅調な経済拡大を続けていくものとみられる。

以下より、タイの産業構造の概観と主要排出源の分布について紹介する。

3.4.3.1. 部門別CO₂排出量

タイにおける年間CO₂排出量は、約2.95億トンとなっており、発電部門(39%)・産業部門(31%)からの排出量が多い一方で、民生部門からのCO₂排出量は3%に過ぎない。最終エネルギー消費量で見ると、産業部門が24%を占め、最大のエネルギー消費部門となっているが、非エネルギー利用部門におけるエネルギー消費割合も23%となっており、ナフサやLPGを原料とするような化学製品の製造におけるエネルギー消費量が多いことが窺える(図3-17)。

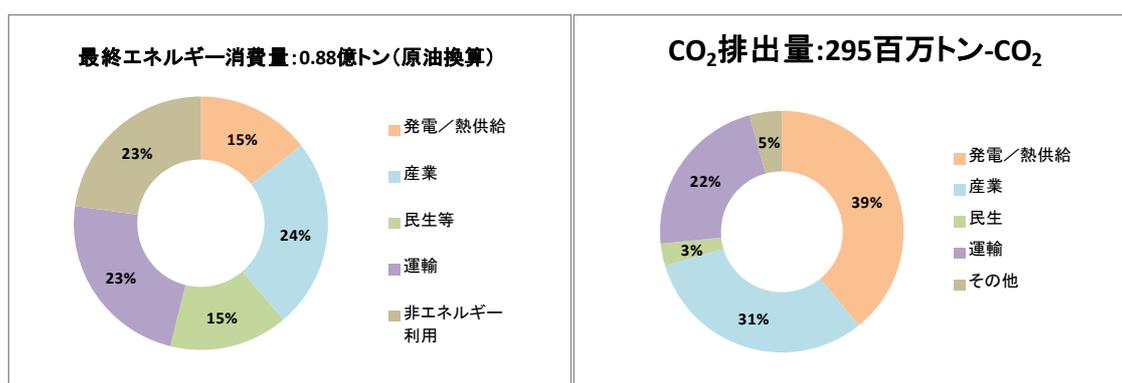


図 3-17 最終エネルギー消費量の割合 (2013年) (左) / 部門別CO₂排出量の割合 (2010年) (右)

(出典) IEA(2013)[37], World Bank[38]を基に作成

燃料別にみると、炭素換算で排出量が最も大きいのは石油であり、天然ガス、石炭と続く。石油からの炭素排出量が突出しており、また右肩上がりですり昇傾向にあることが特徴的となっている。天然ガスについても炭素排出量が上り傾向にあり、一方で、石炭の排出量はほぼ横ばいで推移している。

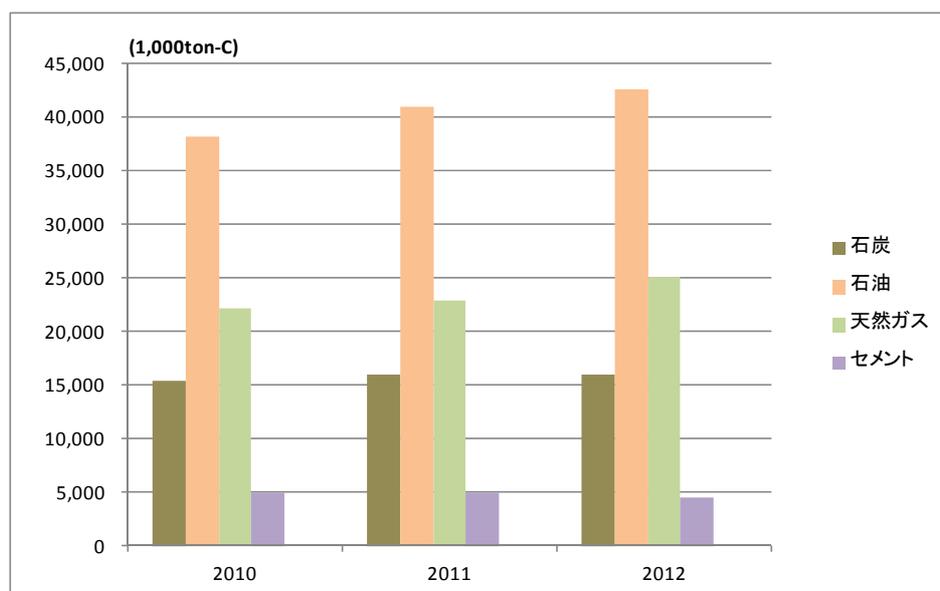


図 3-18 燃料種別炭素排出量の割合
(出典) CDIAC[39]を基に作成

3.4.3.2. 火力発電所

タイにおける火力発電所の設備容量は、計 53,005 MW となっている。燃料別の割合としては、石炭火力が 28%、石油火力が 5%、ガス火力が 67%となっている。

地域別にみると、首都バンコクの周りに多くの火力発電所が集中していることが分かる。バンコク周辺は産業の集積地帯となっており、産業向けの電力消費量の多い地域といえる。また、バンコク周辺の火力発電所は、ガス火力の割合が大きく、一方でバンコクから離れた Lampang や Prachuab Khiri Khan などでは、石炭火力の割合が大きい地域も存在する (表 3-26)。

表 3-26 地域別火力発電所の設備容量 (単位: MW)

地域	州	石炭	石油	ガス	計
北部	Chiang Mai	300	0	0	300
	Mae Hong Son	0	6	0	6
	Kamphaeng Phet	0	14	130	144
	Lampang	5,325	8	0	5,333
東北部	Khon Kaen	0	0	484	484
	Nakhon Ratchasima	0	28	700	728
	Saraburi	17	1	3,249	3,267
	Udon Thani	0	28	0	28
中～西部	Ayuthaya	0	0	360	360
	Bangkok	74	108	1,508	1,690
	Kanchanaburi	60	5	1	66
	Nakhon Pathom	15	21	0	36
	Nonthaburi	0	234	1,292	1,526
	Pathum Thani	0	21	545	565
	Prachinburi	0	0	120	120
	Prachuab Khiri Khan	4,700	0	0	4,700
	Ratchaburi	55	0	7,423	7,478
	Samut Prakan	0	413	3,363	3,776
	Samut Sakhon	0	7	0	7
	Singburi	0	0	120	120
	東部	Chachoengsao	600	0	3,806
Chonburi		0	47	3,641	3,688
Prachin Buri		337	0	77	414
Rayong		2,673	98	5,265	8,036
Sa Kaeo		10	0	0	10
南部	Chumphon	0	0	600	600
	Krabi	210	600	0	810
	Nakhon Si Thammarat	0	150	1,348	1,498
	Phuket	0	11	0	11
	Songkhla	600	634	1,014	2,248
	Surat Thani	0	50	244	294
	Yala	0	5	0	5
	計	14,976	2,500	35,529	53,005

(出典) Platts(2013)[40]を基に作成

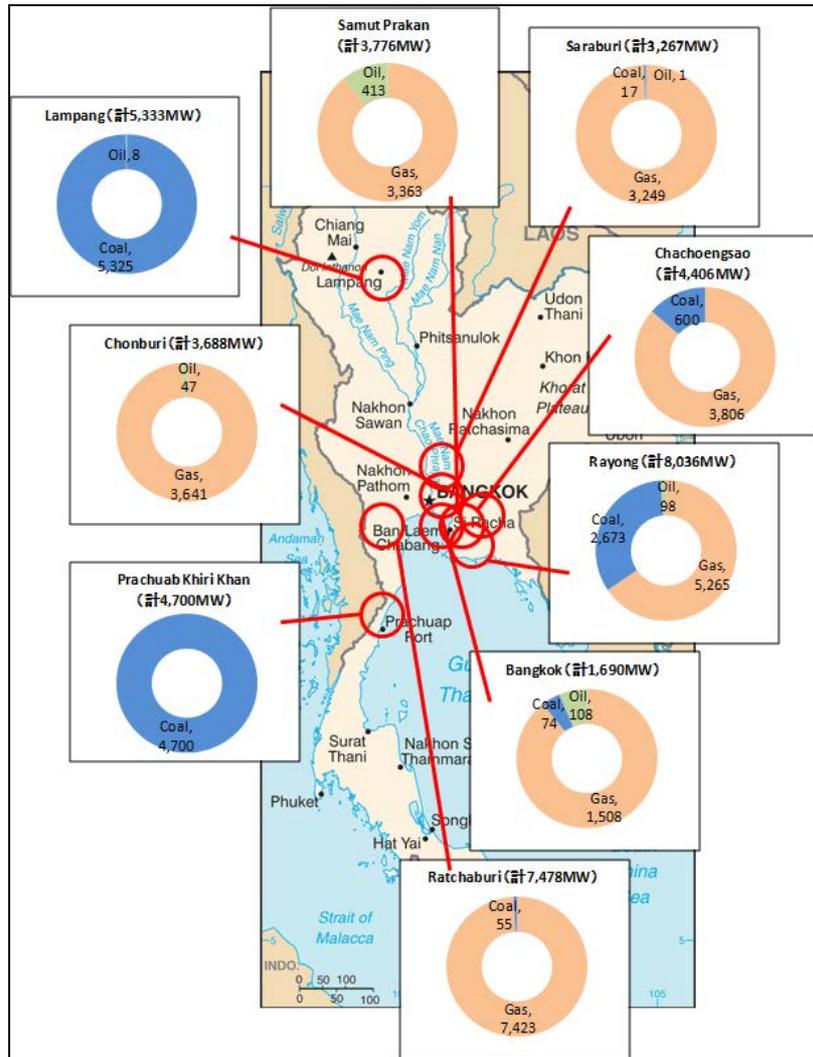


図 3-19 タイにおける火力発電所が集中する地域の分布
(出典) Platts(2013)[40]を基に作成

火力発電所を CCS 向けの CO₂ 排出源として考える場合には、まず火力発電所の集中するバンコク周辺が該当するものとみられる。一方で、ガス火力発電所の割合が大きい点に留意する必要がある、また、地域によっては石炭火力の割合が大きい場合もある (図 3-19)。

3.4.3.3. ガス処理プラント

タイは、国内における天然ガス資源量が限定的であり、ガス処理プラントの設備容量としては限定的といえる。全てのガス処理プラントは、多くの産業が集中するラヨーン県のマープタープット工業団地に位置しており、同州における設備容量は、合計

で 820 MMcf/d となっている（表 3-27）。

ラヨーン県は、バンコクから南に 200 km ほどの地点に位置し、周辺には産業も集積しているため、排出源としてはガス処理プラントに併せて、発電設備や他の産業からの CO₂ の回収も検討可能である

表 3-27 タイのガス処理プラントの設備容量

企業名	州	ガス処理 設備容量 (MMcf/d)
Petroleum Authority of Thailand—Plant 1, Map Ta Phut	Rayong	250
Plant 2, Map Ta Phut	Rayong	220
Plant 3, Map Ta Phut	Rayong	350
Plant 4, Khanom	Surat Thani	250
計		1,070

（出典）Oil & Gas Journal(2013)[41]を基に作成

3.4.3.4. CO₂ 随伴油ガス田

タイの CO₂ 随伴油ガス田としては、Gulf of Thailand Basin が有力なものとして挙げられる（図 3-20）。ガス田の規模としては、約 1.5 Tcf と比較的大きく、随伴して生産される CO₂ の貯留技術が確立されれば、ガス需要の拡大する国内で天然ガスの利用拡大に資するものとみられる（表 3-28）。

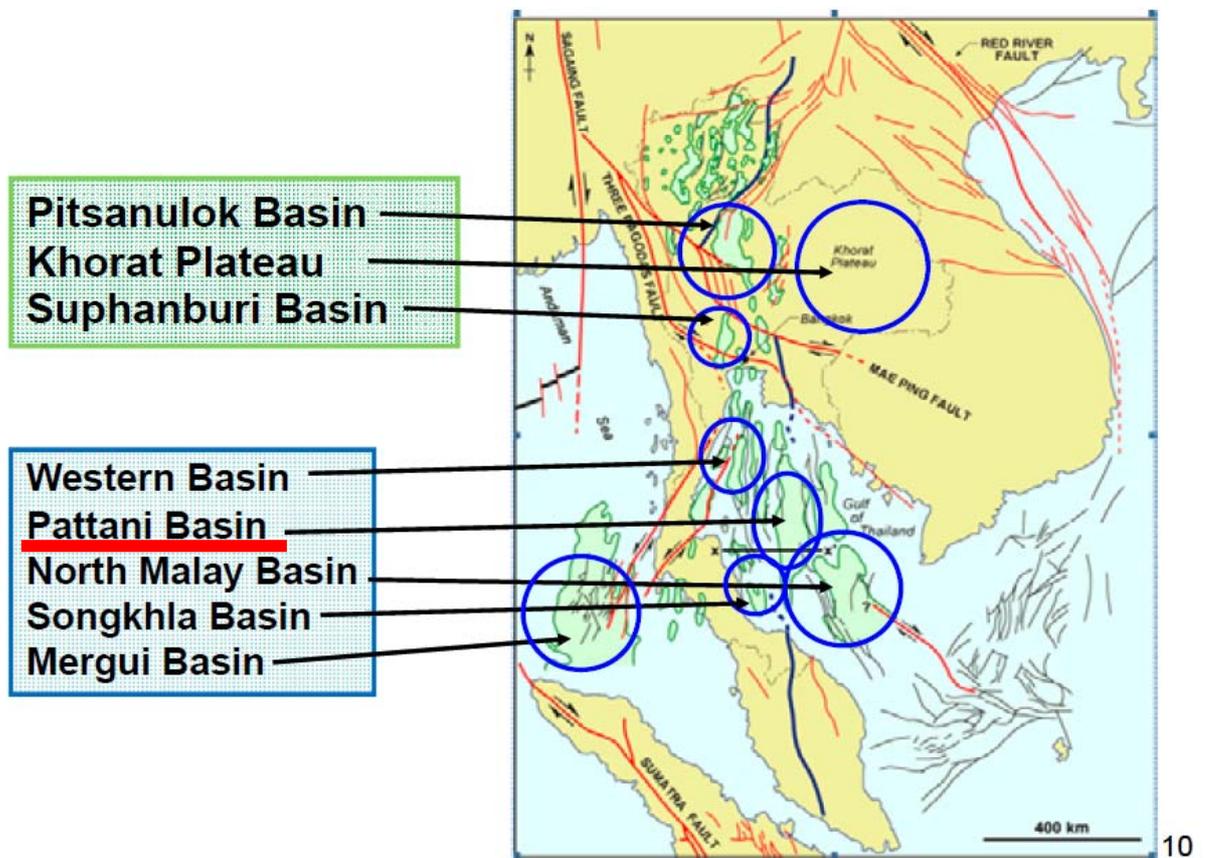


図 3-20 Gulf of Thailand Basin の位置

(出典) Ministry of Energy(2013)[47]

表 3-28 タイの主な CO2 随伴油ガス田¹⁵

堆積盆	貯留層	位置	埋蔵量(Bcf)				CO2 含有率
			CH4	その他炭化水素	CO2	計	
Gulf of Thailand Basin	Pattani Trough	海域	1,520	380	633	2,533	25%

(出典) APEC(2010)[1]を基に作成

¹⁵ APEC (2010) [1]が油ガス田埋蔵量及び CO2 含有率の観点から推定した油ガス田

3.4.4. ベトナム

ベトナムにおける主な産業は、農林水産業、鉱業、軽工業となっており、近年は特に携帯電話やコンピューター電子製品等の生産が順調となっている[48]。輸出品目としては、縫製品（13.2%）、電話機・同部品（11.1%）、原油（7.2%）、コンピューター電子製品・同部品（6.8%）などとなっている[49]。2012年は、19年ぶりに貿易黒字に転じており、輸出経済が好調であることが窺える。

ベトナムは産油国であり、原油も主要な輸出品目として数えられているものの、同国には近年まで製油所がなく、ガソリン等の石油製品については輸入に依存する状態となっていた。近年は、出光興産・三井化学の製油所が運転開始するなど、外資の進出により製油所の整備も進んでいる[50]。

以下より、ベトナムの産業構造の概観と主要排出源の分布について紹介する。

3.4.4.1. 部門別 CO2 排出量

ベトナムにおける年間 CO2 排出量は、約 1.5 億トンとなっており、発電部門（34%）と産業部門（34%）からの排出量が多い。一方で、最終エネルギー消費量については、民生門（30%）・産業部門（27%）でのエネルギー消費量が大きく、発電部門における消費量（15%）は比較的小さい。ベトナムでは排出係数の大きい石炭火力の割合が大きいため、発電部門における CO2 排出量が増大する要因となっている（図 3-21）。

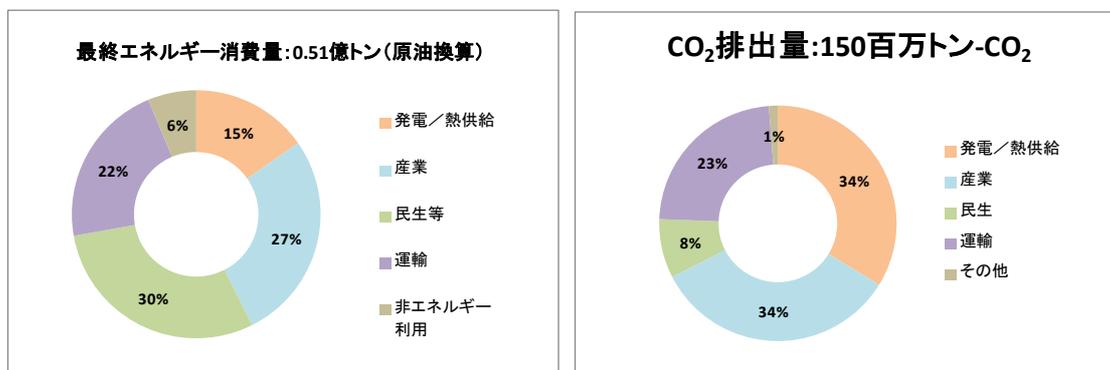


図 3-21 最終エネルギー消費量の割合 (2013年) (左) /部門別 CO₂ 排出量の割合 (2010年) (右)

(出典) IEA(2013)[37], World Bank[38]を基に作成

燃料別にみると、前述のとおり石炭火力の割合が大きいため、石炭からの炭素排出量が最大となっている。次ぎに石油が続いており、天然ガスについては相対的に排出量が小さい。またセメントからの排出量が多いのが特徴的であり、ベトナムではセメント産業が発展していることが分かる。

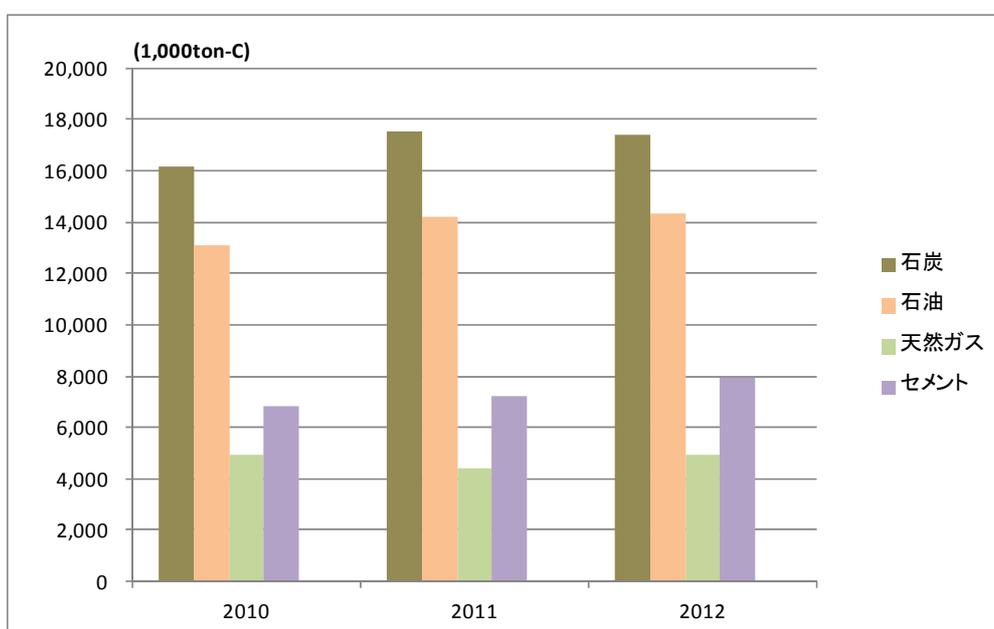


図 3-22 燃料種別炭素排出量の割合

(出典) CDIAC[39]を基に作成

3.4.4.2. 火力発電所

ベトナムにおける火力発電所の設備容量は、計 77,835 MW となっている。燃料別の割合としては、石炭火力が 81%、石油が 2%、ガス火力が 17% となっており、石炭火力が圧倒的に大きな割合を占めている。

地域別にみると、火力発電所は産業が盛んなホーチミン周辺の南部地域に集中することが分かる。また、ハノイ周辺の北部地域でも Hai Phong や Quang Ninh など火力発電所が集中する地域が存在する。ホーチミン周辺ではガス火力の導入が進む地域もあるものの、基本的には石炭火力発電所が主力な発電設備となっている（表 3-29）。

表 3-29 地域別火力発電所の設備容量 (単位 : MW)

地域	州	石炭	石油	ガス	計
北部	Bac Giang	232	0	0	232
	Hai Duong	2,280	0	0	2,280
	Hanoi	0	5	0	5
	Hai Phong	3,600	139	0	3,739
	Hau Giang	5,200	0	1,200	6,400
	Lang Son	100	0	0	100
	Lao Cai	12	0	0	12
	Nam Dinh	1,200	0	0	1,200
	Ninh Binh	550	0	0	550
	Phu Tho	28	0	0	28
	Quang Ninh	6,028	0	0	6,028
	Thai Nguyen	600	0	0	600
中北部～中南部	Binh Dinh	0	0	700	700
	Ha Tinh	2,400	0	0	2,400
	Khanh Hoa	1,320	0	0	1,320
	Nghe An	2,400	2	0	2,402
	Phu Yen	2,400	0	0	2,400
	Quang Binh	2,400	0	0	2,400
	Quang Nam	62	0	0	62
	Quang Ngai	2,405	86	0	2,491
	Thanh Hoa	1,903	0	0	1,903
南部	An Giang	0	28	0	28
	Ba Ria-Vung Tau	2,400	343	2,929	5,672
	Binh Duong	0	8	1,000	1,008
	Binh Thuan	8,024	0	0	8,024
	Ca Mau	0	11	1,000	1,011
	Can Tho	0	417	2,585	3,002
	Dong Nai	252	400	1,670	2,322
	Ho Chi Minh	35	442	1,460	1,937
	Kien Giang	7,040	48	0	7,088
	Long An	600	0	0	600
	Ninh Thuan	0	1	0	1
	Soc Trang	4,400	0	0	4,400
	Thai Binh	1,800	0	0	1,800
Tra Vinh	3,689	0	0	3,689	
	計	63,360	1,931	12,544	77,835

(出典) Platts(2013)[40]を基に作成

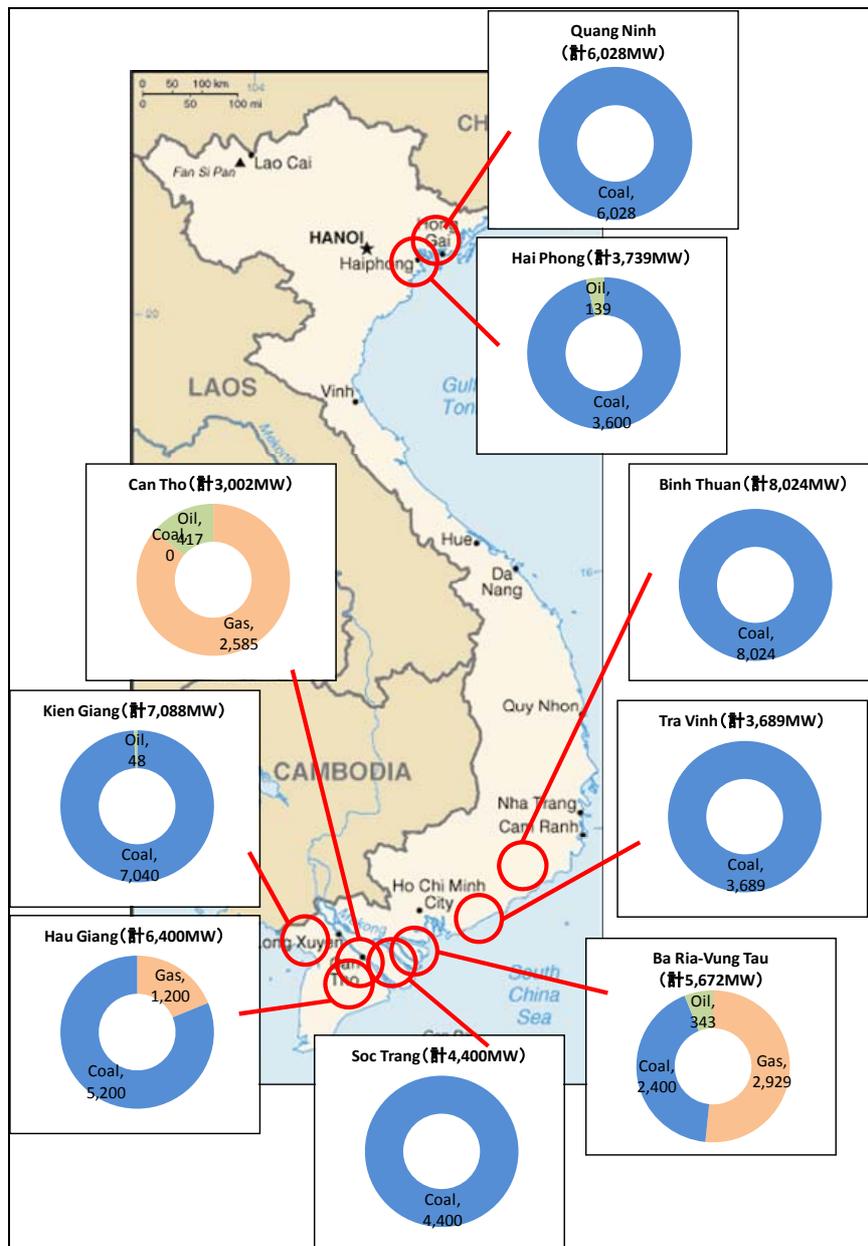


図 3-23 ベトナムにおける火力発電所が集中する地域の分布
 (出典) Platts(2013)[40]を基に作成

CCS の排出源として火力発電所を検討する場合、石炭火力発電所が集中する南部地域が該当地域といえる。また北部地域においても、発電設備はある程度集中して立地しており、CO₂ の回収を考える際には優位な条件といえる (図 3-23)。

3.4.4.3. ガス処理プラント

ベトナムは、原油の生産国であるものの、天然ガスの生産については限定的であり、ガス処理プラントについても、国内に 1 ヶ所立地するのみである。ガス処理設備容量は、150 MMcf/d となっており、国営石油会社の PetroVietnam が操業する（表 3-30）。

表 3-30 ベトナムのガス処理プラントの設備容量

企業名	州	ガス処理設備容量 (MMcf/d)
PetroVietnam-Dinh Co	Ho Chi Minh City	150
計		150

(出典) Oil & Gas Journal(2013)[41]を基に作成

3.4.4.4. CO₂ 随伴油ガス田

ベトナムの CO₂ 随伴油ガス田としては、Malay Basin における一連の貯留層、及び Nam Con Son Basin が有力とみられている（図 3-24）。Malay Basin については、個々の貯留層ではメタン成分の含有量が小さく、一部地域がマレーシアの海域と跨るため、新たに開発するガス田としての魅力は小さい。一方で、Nam Con Son Basin については天然ガス埋蔵量が大きく、CO₂ の貯留ポテンシャルとしても比較的大きいものと見込まれる（表 3-31）。

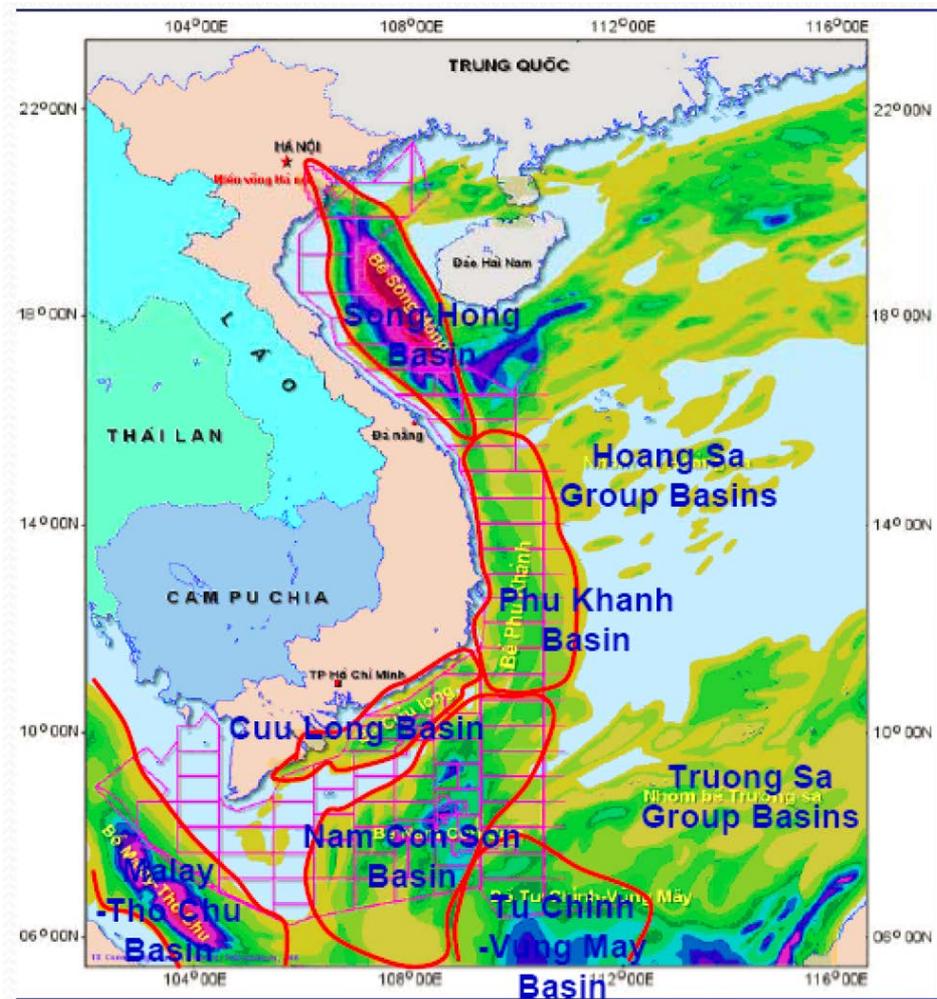


図 3-24 Malay Basin 及び Nam Con Son Basin の位置
 (出典) PetroVietnam(2009)[51]

表 3-31 ベトナムの主な CO2 随伴油ガス田¹⁶

堆積盆	貯留層	位置	埋蔵量(Bcf)				CO2 含有率
			CH4	その他 炭化水素	CO2	計	
Malay Basin	H Group	海域	240	60	450	750	60%
	K Group	海域	240	60	450	750	60%
	I Group	海域	240	60	450	750	60%
	J Group	海域	240	60	450	750	60%
	L Group	海域	240	60	450	750	60%
Nam Con Son Basin	Nam Con Son Fm	海域	1,200	300	113	1,613	7%

(出典) APEC(2010)[1]を基に作成

¹⁶ APEC (2010) [1]が油ガス田埋蔵量及び CO2 含有率の観点から推定した油ガス田

3.5. 貯留層

事業の適用可能性のある帯水層や枯渇油ガス田、CO₂ 随伴油ガス田といった貯留層の位置、規模等について整理する。特に東南アジアは、インドネシアを中心に、枯渇油ガス田や CO₂ 随伴油ガス田が多く分布しており、ここでは油ガス田に関する情報を主に取りまとめる。

3.5.1. インドネシア

インドネシアにおける貯留層のうち、有望なものとしては、NW Java Basin、East Java Basin、Kutei Basin、North Sumatra Basin などに分布している。ただしこれらのうち、海域における貯留ポテンシャルが高いとみられるものは限られており、East Natuna Basin の Terumbu Formation や North Sumatra Basin の Oligocene Sandstone、Bintuni Basin の Lower Kembelangan などが該当する（図 3-25）。

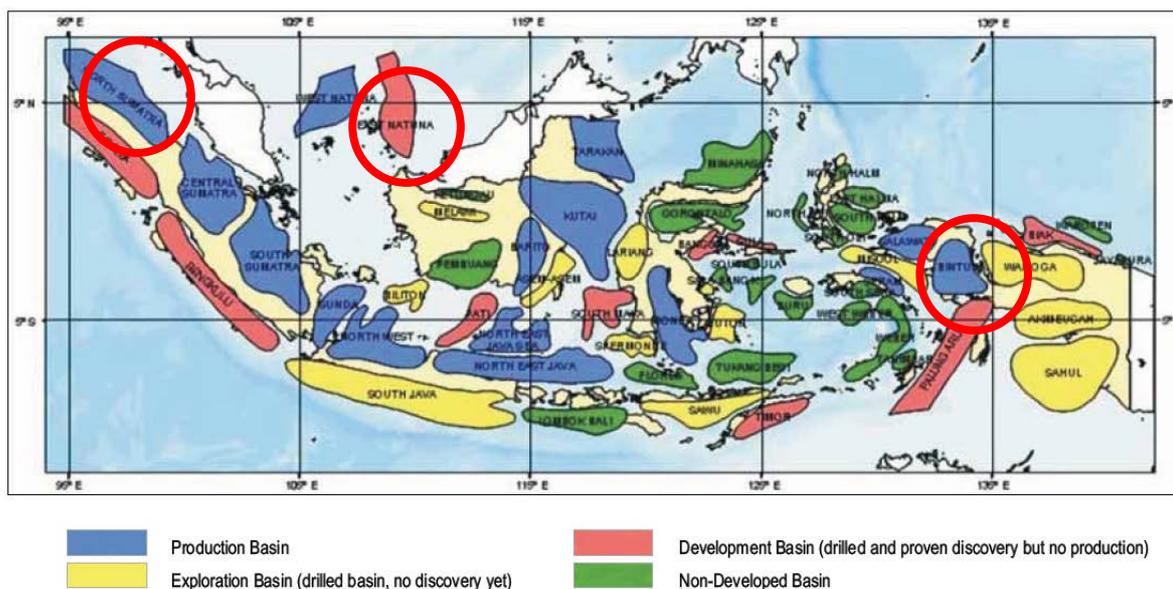


図 3-25 インドネシアにおける貯留層

(出典) ADB(2013)[2]

上述の各有望貯留層についての地質に関する情報は、表 3-32 のとおり。

表 3-32 インドネシアの主な貯留層の性状

	堆積盆	地層名	面積 (km ²)	層厚 (m)	貯留層深度 (m)	孔隙率 (%)	浸透率 (mD)	貯留層圧力と 最小シビリティ 圧力の比 ¹⁷	貯留層温度 (°C)	水深 (m)	貯留層圧力 (MPa)	推定 CO2 貯留可能量 (Mt)
海域	Bintuni	Lower Kembelangan	36,595	50	3,788	12	250	1.10	125	52	38	58.0
	E Natuna	Terumbu Fm	77,782	800	3,429	24	250	0.78	171	145	39	4,113.2
	N Sumatra	Oligocene Sst	258,000	152	3,048	18	400	0.75	137	109	30	141.4
陸域 (参考)	NW Java	Batu Raja Fm	140,870	300	2,430	30	1,000	0.80	114	0	24	8.8
		Talang Akar Fm	140,870	150	2,015	30	1,000	0.87	95	0	20	6.6
	N Sumatra	Peutu Fm	258,000	152	3,048	18	400	0.75	137	0	30	37.5
	C Sumatra	Shihapas Gp Sst	117,300	76	676	25	1,000	0.71	41	0	6.4	6.0
		Pematang Fm	117,300	76	676	18	50	0.71	41	0	6.4	6.6
	S Sumatra	Talang Akar Fm	133,700	37	2,037	21.5	1,000	不明	100	0	20	9.7
	Kutei	Miocene Delta Sst	165,000	21	936	28	1,000	1.27	30	0	9	33.0

(出典) APEC(2010)[1]を基に作成

¹⁷ この値が 1 より大きい場合、CO2-EOR に適した地層であることを示す。なお、最小シビリティ圧力とは、CO2 がオイルと混合するための最小圧力のことである。

3.5.2. マレーシア/ベトナム

マレーシアとベトナムにおける海域貯留層は、互いの領海域に跨る Malay Basin が有力とみられており、ここでは両国の貯留層として取り上げる。またベトナムは、Malay Basin からさらに東の海域に位置する Nam Con Son Basin についても貯留ポテンシャルがあるとみられている（図 3-26）。

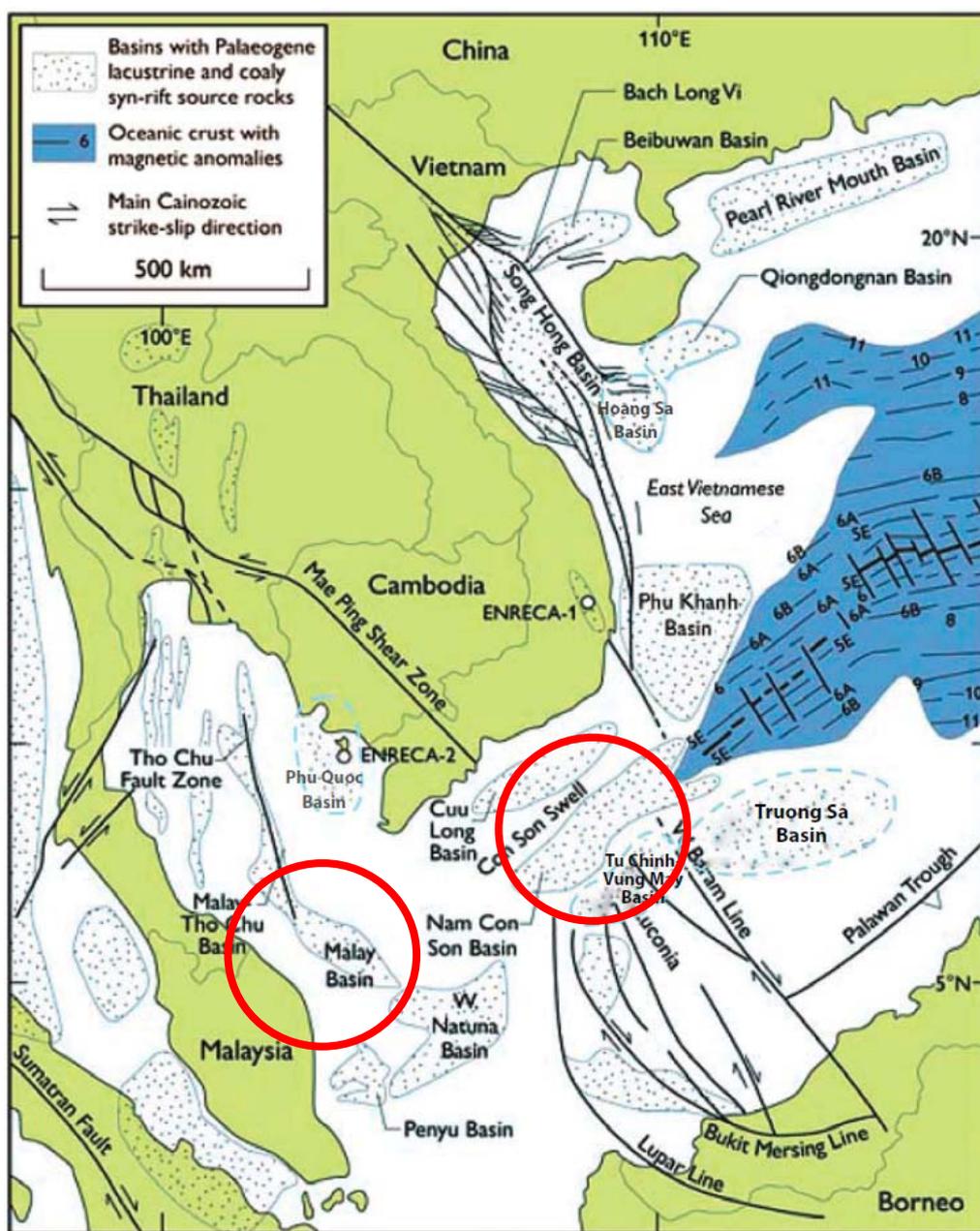


図 3-26 マレーシア/ベトナムにおける貯留層

(出典) PetroVietnam(2011)[52]

上述の各有望貯留層についての地質に関する情報は、表 3-33 のとおり。

表 3-33 マレーシア／ベトナムの主な貯留層の性状

	堆積盆	地層名	面積 (km ²)	層厚 (m)	貯留層深度 (m)	孔隙率 (%)	浸透率 (mD)	貯留層圧力と 最小シビリティ 圧力の比 ¹⁸	貯留層温度 (°C)	水深 (m)	貯留層圧力 (MPa)	推定 CO2 貯留可能量 (Mt)
海域	Malay Basin	D, E, F, G Groups	83,000	300	1,600	25	100	1.09	67	71	26	103.2
		H Group		200	1,800	30	800	0.85	90	54	29	26.3
		K Group		50	2,900	20	400	0.66	145	57	46	23.4
		I Group		300	2,700	28	100	0.69	135	55	43	26.3
		J Group		300	2,450	20	100	0.72	123	53	39	26.3
		L Group		50	3,350	20	400	0.60	168	57	54	23.4
	Nam Con Son Basin	Nam Con Son Formation	162,254	423	3,395	20	150	0.87	135	138	16	51.7

(出典) APEC(2010)[1]を基に作成

¹⁸ この値が 1 より大きい場合、CO2-EOR に適した地層であることを示す。なお、最小シビリティ圧力とは、CO2 がオイルと混合するための最小圧力のことである。

3.5.3. タイ

タイにおける海域貯留層は、マレーシア/ベトナムに広がる Malay Basin の北側に広がる、Gulf of Thailand Basin が有力なものとみられている（図 3-27）。

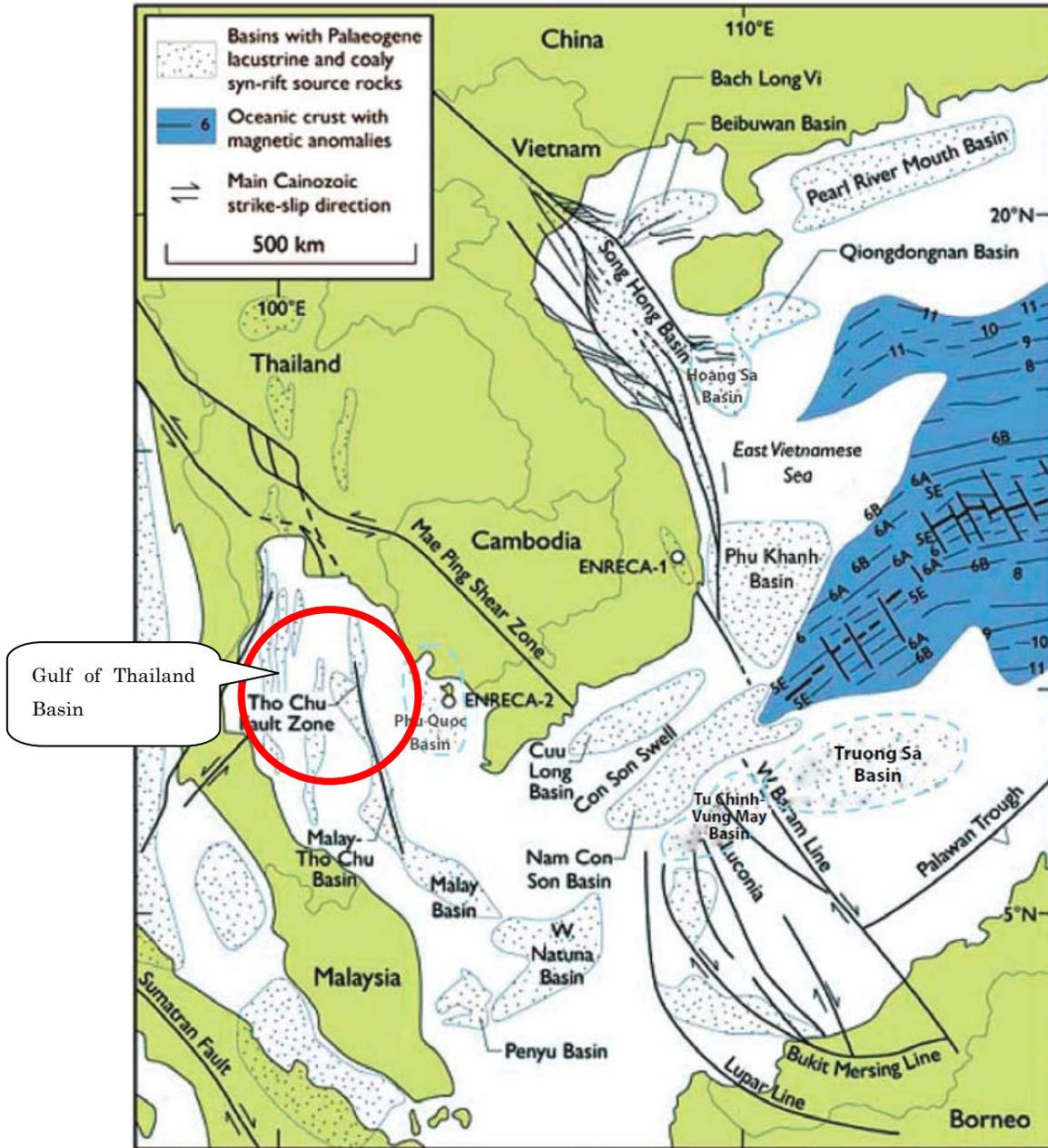


図 3-27 タイにおける貯留層

(出典) PetroVietnam(2011)[52]

上述の各有望貯留層についての地質に関する情報は、表 3-34 のとおり。

表 3-34 タイの主な貯留層の性状

	堆積盆	地層名	面積 (km ²)	層厚 (m)	貯留層深度 (m)	孔隙率 (%)	浸透率 (mD)	貯留層圧力と 最小シビリティ 圧力の比 ¹⁹	貯留層温度 (°C)	水深 (m)	貯留層圧力 (MPa)	推定 CO2 貯留可能量 (Mt)
海 域	Gulf of Thailand Basin	Pattani Trough	112,680	1,650	2,870	21	500	0.66	144	64	29	51.7

(出典) APEC(2010)[1]を基に作成

¹⁹ この値が 1 より大きい場合、CO2-EOR に適した地層であることを示す。なお、最小シビリティ圧力とは、CO2 がオイルと混合するための最小圧力のことである。

3.6. 現地ヒアリング結果

シャトルシップによる CCS 技術を活用した JCM に関し、有望な国とみられるインドネシアに対して、CCS 関係者に対するインタビューを実施し、事業に対する考え方を聴取した

以下より、バンドン工科大学、Pertamina（石油会社）、国家気候変動協議会に対するヒアリング結果を報告する。

3.6.1. バンドン工科大学

日時	2014年3月10日(月)10:30~12:30
場所	バンドン工科大学 Basic Science Center B Building, 3F
ヒアリング対象者 (敬称略)	Dr. Mohammad Rachmat Sule Mr. Isamu Kuboki (SATREPS Project Coordinator)
受領資料	グンディガス田プロジェクト提案書

3.6.1.1. グンディガス田 CCS プロジェクトについて

- グンディガス田プロジェクトは、JST と JICA が実施する国際協力技術開発スキームである SATREPS の採択プロジェクトの一つである
 - SATREPS は、数多くの技術開発事業を実施するものの ODA として事業を実施してこなかった JST と、数々の ODA 事業には携わるものの、技術開発事業は実施してこなかった JICA が共同して実施する枠組みである
- グンディガス田 CCS は、京都大学とバンドン工科大学（以下 ITB）が SATREPS に提案したプロジェクトで、2011年4月に事業として採択された
- ただし、事業の実施にあたり、インドネシア政府と Pertamina からの支援が必要ということになり、2012年4月までの各所調整の結果を受け、2012年9月にパイロットプロジェクトが正式に開始したものである
 - SATREPS の枠組みにおけるグンディガス田 CCS のプロジェクト予算は、\$5 million（5年間）
 - 2015年に中間審査があり、その時点で事業性が認められなければ、支援が中止になる可能性がある
- 2013年には ADB がプロジェクトのドナーとして参加することが決定した
 - ADB からの援助は、2013年11月~2014年6月までの地上施設にかかわるプレ調査（\$200,000）がある
 - プレ調査の結果を受け、ADB より、数 million 単位の資金援助を受ける予定である
- インドネシア政府も若干の資金援助をしている
- 事業概要について
 - グンディガス田は、Central Java と East Java の間に位置する陸域ガス田であり、

- 3 坑井の CO2 含有量が 20～21%と多く、開発が進んでこなかった
- グンディガス田のエリアに Central Processing Plant を建設し、メタン成分と CO2 を分離する実証研究となっている
 - 貯留層としては、Jepon-1 という枯渇油田の坑井が有力となっている
 - ✧ Jepon-1 は、深度が 850～1,200m となっている
 - ✧ また、グンディガス田の同じサイトで CO2 を貯留するアイデアもあったが、地層が Mono Clinical Structure(単斜構造)であったため、CCS に適切でないとの結論に至った
 - Jepon-1 までの CO2 輸送方法としては、トラック輸送が検討されている
 - ✧ 本事業はパイロット事業であり、貯留量は 30t/d に過ぎないため、パイプライン輸送するほどの規模ではない
 - 本事業の主目的は、科学的な研究開発であり、CO2 貯留量よりも、CO2 貯留やモニタリング技術の確立が重要である

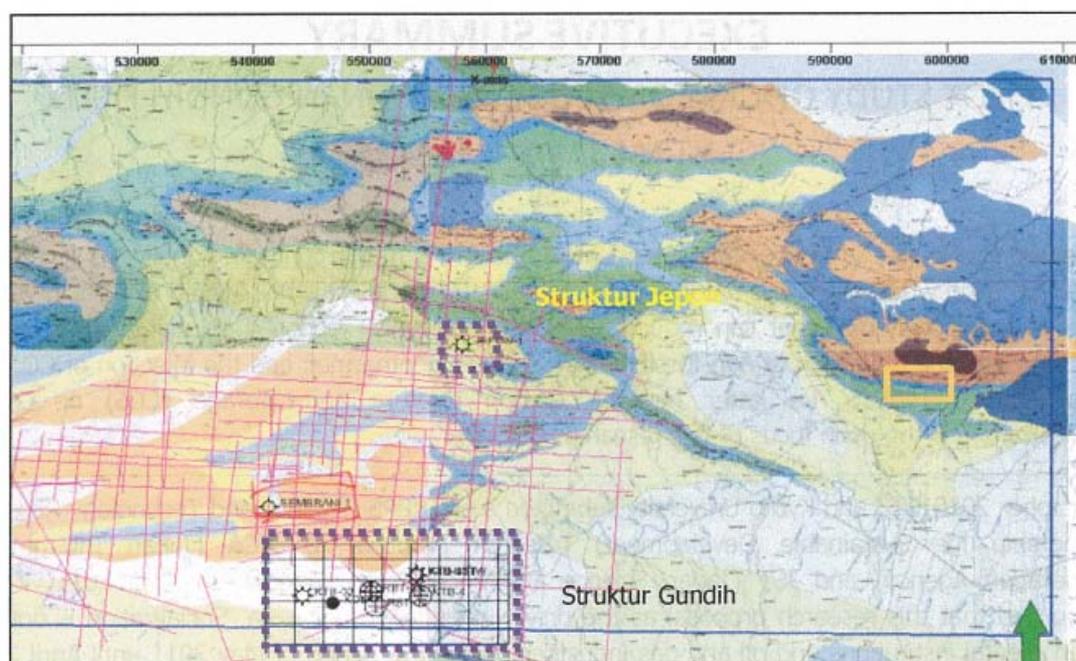


図 3-28 グンディガス田の位置と貯留層候補の位置関係 (赤い線は 2D 探査の実施域)

- ITB の役割
 - SATREPS における ITB の役割は、貯留サイトの地質構造の分析、スクリーニング、貯留層のモニタリングとなっている
 - ✧ 地層データは全て Pertamina が保有しているため、Pertamina からのサポートが必須だった

- 一方で、ADB からの支援金は、CO2 分離装置やガス圧縮装置、輸送技術の選定・導入、規制枠組みの調査に利用される予定である
 - ✧ ITB は、2013 年 11 月～2014 年 6 月まで装置・規制についてのプレ調査を実施し、その結果を受けて、装置の導入フェーズに移るものである
- Public Acceptance についての検討も実施する予定であるが、ITB は専門外である

3.6.1.2. インドネシアで事業をする上での留意事項

- グンディガス田 CCS は、あくまで研究目的としている
- グンディガス田 CCS は、Pertamina やインドネシア政府からも好意的に受け取られている
 - 事業があくまで研究目的であるという点と、事業に際して政府や Pertamina が一切コスト負担の必要がないという点が大きい
- インドネシアで事業を実施する上では、現地パートナーを見つけ、提携して事業に取り組むことが望ましい
 - インドネシアのパートナーと協力し、政府関係者とコミュニケーションを深めていくことが効果的と考えられる
- インドネシアで CCS 事業を実施する上でのポイント
 - 研究目的であり、インドネシア企業や大学に何らかの技術移転やキャパシティビルディングがあるという建てつけだと受け入れられやすい

3.6.1.3. その他

- ITB としては、Natuna ガス田の将来的な開発についても希望を抱いているが、その際環境省 CCS のシャトルシップの技術は適用できるかもしれない
 - 海洋における CCS のパイロット事業として開始し、その後商用フェーズに移るといったステップが考えられる
- 日本へ期待することとしては、JST/JICA の支援は 5 年間で \$5 million であり、資金面での貢献度が相対的に下がっており、その点を検討してほしい
 - 例えば、JST/JICA のスキームでは、モニタリングも事業内容に含まれているが、あくまで 5 カ年事業となっており、2017 年以降のモニタリング活動については不明

3.6.2. Pertamina

日時	2014年3月11日(火)11:00~12:30
場所	Pertamina Upstream Technology Center, Kwarnas Building, 14F
ヒアリング対象者 (敬称略)	Djedi S. Widarto (Pertamina, Upstream Directorate, Chief New Energy & Green Technology)
受領資料	特になし

3.6.2.1. Pertamina の CCS/CO2-EOR プロジェクト

- 日本企業との共同事業を含め、複数のプロジェクトに参画してきた
- Pertamina EP/LEMIGAS
 - 2010年頃に Pre-study として実施
 - 南スマトラの Merbau ガス田にて、CO2 の回収・貯留についてのプレスタディを実施
 - ADB からの支援事業として実施
- 丸紅/アラビア石油との共同事業
 - 2011~2013年3月まで FS 調査として実施
 - さらに丸紅は、FS 調査の結果を受け、CO2-EOR のパイロット事業を検討している
- グンディガス田 CCS プロジェクト
 - CCS は営利目的ではなく、Pertamina は営利企業であり、CCS プロジェクトには表立って参加できない
 - ◇ Pertamina の立場としては、CO2-EOR であればより前向きに参加できるものである
 - この事業での Pertamina の主な役割としては、ITB と協力して Gundhi ガス田の地層の特性についてリサーチするというもの
 - ◇ 主な目的は、Standard Operating Procedure を確立することである
 - グンディガス田プロジェクトでの課題
 - ◇ 技術的な問題はないが地質的な問題があり、地層が Mono-clinical Structure(単斜構造)である点が課題となっている
 - ◇ 同プロジェクトでは、モニタリング事業を適切に実施していく必要があり、技術的な運営は ITB も実施可能だが、事業継続のために長期間にわたる資金援助が必要になる
 - ◇ Pertamina は営利企業であり、モニタリング事業に対して資金を拠出することはない
 - ◇ Public Acceptance の問題も重要な検討課題となっており、ITB が何らかの形で Socialization を行うことになる (2015年以降)

3.6.2.2. インドネシアにおける CCS 事業実施の上での検討事項

- 最大の課題は、CCS に関連する規制が存在しないことである
 - CO₂-EOR については水攻法やガス攻法が認められているが、CO₂ を貯留するという行為について規制がないため、その枠組み作りが重要になる
 - CCS に関連する規制がないため、グンディガス田 CCS もすぐには開始できないとみられる
- 諸機関との調整について
 - インドネシアで CCS を実施する場合、1) SKKMigas からの掘削事業についての許認可、2) ESDM からの事業実施の許認可、3) 環境省 (KLH) からの CO₂ 貯留についての許認可を得るというステップを経ることになる
 - 一方で、CO₂-EOR の場合は完全に ESDM の管轄のため、KLH との調整は必要なくなる
 - またインドネシアにおけるほとんどの鉱区は Pertamina の管轄下にあり、Pertamina との調整も必須
 - JCM のスキームとして考える場合には、DNPI とコミュニケーションをとるべき
 - ローカルパートナーとしては、LEMIGAS や ITB が考えられるが、Pertamina は営利企業のため、CCS 事業へのサポートは限定的なる

3.6.2.3. その他

- インドネシアで事業を実施する上で最も重要なことは、よい人間関係を構築すること
- Natuna ガスでの開発について
 - Pertamina としても確かに興味を持っている
 - シャトルシップとの組み合わせで実施するとしたら、CO₂ 含有率が 70% と高いため、大量の CO₂ を処理するキャパシティが必要になり、コストもかなりかかる
 - Natuna はガス田であり、油成分がないために中々進められてこなかった
- 石油・ガス開発事業は、排出源としてはそれほど大きくなく、全体の 0.58% を占めるに過ぎないため、CCS としては発電等の大きな産業をみるべき

3.6.3. 国家気候変動協議会

日時	2014年3月11日(火)14:00~14:45
場所	National Council for Climate Change(DNPI) インドネシア技術評価 応用庁(BPPT) 16F
ヒアリング対象者 (敬称略)	市原 純(JICA, Chief Advisor(DNPI へ出向中))
受領資料	特になし

3.6.3.1. JICA のインドネシアにおける活動について

- JICA は、近年気候変動分野における国際協力への関与を強化している
 - DNPIに加え、国家開発企画庁(BAPPENAS)や環境省(KLH)、気象庁、公共事業省、財務省にも人を派遣している
- ESDMからも、CCT技術や省エネラベリング、気候変動への適応等の調査事業を受託して実施している

3.6.3.2. インドネシアにおける JCM について

- JCM の合意に先立ち、日本-インドネシア間では、2010年からこれまで70件程度の各種FS事業を実施
- JCMにかかわる主要機関としては、経済担当調整大臣府(Economic Coordination Minister Office)があり、それをDNPIがサポート
- 2013年10月にJoint Committeeにおいて基本的なルールに合意
 - Joint Committeeには、インドネシア側から環境省や鉱物資源省から9~10人程度、日本側からは外務省やインドネシア大使館、環境省などが参加
 - 2014年4月からは、インドネシアにおいてJCM事務局ができる予定となっており、JICAが運営をサポートする予定(JICAから4人派遣予定)
- インドネシアでのJCM案件は、エネルギー関係が多いが、REDD(森林系)も多い
- インドネシアは基本的にJCMに対して好意的に受け止められており、熱心に活動を行っている

3.6.3.3. JCM における CCS 適用可能性

- JCMは特に何かを制限する訳ではないので、基準を満たせば問題なく受け入れられるとみられる
 - ただし、技術が未成熟なもので信頼性が認められていないものであれば、登録には時間を要する可能性が高い
- インドネシアにおけるJCMでは、Sustainable Developmentに関するCriteriaができる予定

- CDM ほどは厳しくならないとみられる
- CCS を考える上でも、この基準はクリアする必要がある
- いずれにしても、この件は、2014年4月から始動するインドネシア側のJCM事務局とコミュニケーションを取るとよい

3.7. 参考文献

- [1] APEC. “Assessment of the Capture and Storage Potential of CO₂ Coproduced with Natural Gas in South-East Asia”. 2010.
http://www.egcfe.ewg.apec.org/projects/EWG_potential%20of%20CO2_rpt.pdf
- [2] Asian Development Bank. “Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia”. 2013.
<http://www.adb.org/sites/default/files/pub/2013/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf>
- [3] IEA. CO₂ Emissions from Fuel Combustion (2012 Edition). 2012.
- [4] 海外電力調査会. 海外諸国の電気事情. 第2編, 追補版2, 2011.
- [5] Republic of Indonesia. “Indonesia Climate Change Sectoral Roadmap”. 2009.
http://www.paklim.org/wp-content/uploads/downloads/2011/05/ICCSR-synthesis-report_2010.pdf
- [6] Ministry of Energy and Mineral Resources. “General Plan of Electricity (RUKN) 2012-2031”. 2013.
<http://energy-indonesia.com/02electricitylaw/0130213RUKN.pdf>
- [7] World Services Group. “New Regulation on Environmental Licenses in Indonesia”. 2012.
- [8] 製品評価技術基盤機構. 平成22年度海外の化学物質管理制度に関する調査報告書. 2011.
- [9] Prime Minister’s Office. “10th Malaysia Plan”. 2010.
- [10] Ministry of Natural Resources and Environment. “Malaysia National Policy on Climate Change”. 2010.
- [11] Sustainable Energy Development Authority Malaysia. “National Renewable Energy Policy and Action Plan”. 2009.
- [12] Asian Environmental Compliance and Enforcement Network. “Public Participation Approaches and Strategies under the EIA Process in Malaysia”. 2012.
- [13] アジア経済研究所. 環境政策形成過程の国際比較. 2011.
- [14] Ministry of New and Renewable Energy. “National Strategy on Climate Change”.
- [15] Ministry of New and Renewable Energy. “Thailand Climate Policy: Perspectives

beyond 2012”.

- [16] Asian Environmental Compliance and Enforcement Network. “Environmental Impact Assessment in Thailand”. 2012.
- [17] 環境省. “ベトナムにおける環境汚染の現状と対策、環境対策技術ニーズ”.
<https://www.env.go.jp/air/tech/ine/asia/vietnam/indexVT.html>
- [18] Socialist Republic of Viet Nam. “Government Portal”.
<http://www.chinhphu.vn/portal/page/portal/English>
- [19] Mayer Brown JSM. “Vietnam Power Development Plan for the 2011-2020 Period”. 2011.
<http://www.mayerbrown.com/files/Publication/7eb02f45-1783-4f14-8565-bf5120e1ea08/Presentation/PublicationAttachment/5dcbbea1-2d9f-42ae-8cbd-dab97456c4c5/11556.pdf>
- [20] 財団法人地球・人間環境フォーラム. 日系企業の海外活動に当たっての環境対策（ベトナム編）. 2002.
- [21] Statoil. “The Sleipner Area”.
<http://www.statoil.com/en/ouoperations/explorationprod/ncs/sleipner/pages/default.aspx> (参照 2014-3-17).
- [22] British Geological Survey. “CO2 storage — Sleipner field beneath the North Sea”.
<http://www.bgs.ac.uk/science/CO2/home.html>
- [23] MIT. “Sleipner Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project”.
<https://sequestration.mit.edu/tools/projects/sleipner.html> (参照 2014-3-17)
- [24] GCCSI. “Petrobras Lula Oil Field CCS Project”.
<http://www.globalccsinstitute.com/project/petrobras-lula-oil-field-ccs-project/> (参照 2014-3-17)
- [25] Oil & Gas Journal. “Petrobras starts production from Lula northeast presalt”. 2013.
<http://www.ogj.com/articles/print/volume-111/issue-6b/general-interest/petrobras-starts-production-from-lula-northeast-presalt.html>
- [26] SBM Offshore. “FPSO CIDADE DE PARATY”.
http://www.sbmoffshore.com/wp-content/uploads/2013/07/FPSO_CIDADE_DE_PARATY_Petrobras_Brazil.pdf
- [27] MIT. “Weyburn-Midale Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project”.
<https://sequestration.mit.edu/tools/projects/weyburn.html> (参照 2014-3-17)
- [28] (社)日本ガス協会. 平成 21 年度天然ガス化導入促進基盤調査（石炭からの代替天然ガス（SNG）製造技術に関する調査）調査報告書. 2010.
http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2010fy01/E000829.pdf
- [29] Petroleum Technology Research Centre. “Weyburn-Midale”.

- <http://ptrc.ca/projects/weyburn-midale>
- [30] 石油連盟. “今日の石油産業 2013”. 2013.
http://www.paj.gr.jp/statis/data/data/2013_data.pdf
- [31] IEA. “Natural Gas Information 2013”.
- [32] IEA. “Medium-Term Gas Market Report 2013”.
- [33] Upstream. “The Quarterly Magazine for Oil & Gas Innovators Q3 2013”.
- [34] INPEX. “INPEX launches FLNG FEED for the Abadi LNG Project, the Masela Block, Indonesia”. 2013.
<http://www.inpex.co.jp/english/news/pdf/2013/e20130123.pdf>
- [35] Global CCS Institute. “The Global Status of CCS 2013”. 2013.
<http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/116211/global-status-ccs-2013.pdf>
- [36] 外務省. インドネシア基礎データ. (2011年実質GDP構成比)
<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/indonesia/data.html>
- [37] IEA. “Energy Balances of Non-OECD Countries”. 2013.
- [38] World Bank. “Data”.
<http://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.KT>
- [39] CDIAC. “Carbon Emissions Time Series Data”.
http://cdiac.ornl.gov/CO2_Emission/timeseries/national
- [40] Platts. “World Electric Power Plants Database”. 2013.
- [41] Oil & Gas Journal. “Worldwide Gas Processing”. 2013.
- [42] LEMIGAS. “Carbon Capture and Storage: Prospect & Development in Indonesia”. 2010.
http://www.ccop.or.th/eppm/projects/24/docs/INDONESIA_CCS-CCOP%20%5BFakhriyadi%5D.pdf
- [43] 外務省. マレーシア基礎データ. (2011年実質GDP構成比)
<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/malaysia/data.html>
- [44] JETRO. 世界貿易投資報告：マレーシア（2013年版）.
- [45] Petronas. “EOR Technologies and Applications in Malaysia”. 2006.
http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS4/INWS4DOC04c_Malaysia_Nasir.pdf
- [46] 外務省. タイ基礎データ. (2011年実質GDP構成比)
<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/thailand/data.html>
- [47] Ministry of Energy. “Country Presentation: CCS in Thailand”. 2013.
- [48] 外務省. ベトナム基礎データ. (2011年実質GDP構成比)
<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/vietnam/data.html>
- [49] JETRO. 世界貿易投資報告：ベトナム（2013年版）.

<http://www.jetro.go.jp/world/asia/vn/>

[50] NEXI. “ベトナムニソン製油所・石化コンプレックスプロジェクト” .

<http://nexi.go.jp/webmagazine/feature/004847.html>

[51] PetroVietnam. “Development of Natural Gas Fields with High Co2 in Vietnam”.
2009.

http://www.ccop.or.th/eppm/projects/16/docs/Vietnam2_Dev%20of%20natural%20gas%20field%20with%20high%20CO2_CCOP.pdf

[52] PetroVietnam. “PetroVietnam Journal Vol.10”. 2011.