



海洋開発工学概論

海洋資源開発編

改訂第2版

2021年3月

本教材は、平成 29 年度国土交通省委託事業「海洋開発技術者育成のための基盤整備業務」において作成されたものです。

なお、「改訂第 2 版」は 2020 年（令和 2 年）12 月時点で東京大学大学院新領域創成科学研究科海洋技術環境学専攻 鈴木英之教授の監修の下、日本財団オーシャンイノベーションコンソーシアムと一般財団法人エンジニアリング協会が改訂・情報更新をしたものです。

また、本教材の「第 8 章プロセスセーフティ」、「第 9 章 Digital Transformation (DX)」は令和 2 年度国土交通省委託事業「海のドローンの活用とそれを踏まえた社会人育成に向けた基盤整備業務～企業の若手技術者育成のあり方の検討～」にて新たに取りまとめた内容です。

序

本教材「海洋開発工学概論」は、国土交通省委託事業「海洋開発技術者育成のための基盤整備業務」において作成されたものです。本事業においては、「海洋開発人材育成 カリキュラム・教材開発に関する検討委員会」（委員長 東京大学 鈴木英之教授）を設置して、整備すべき教材等の構成に関する検討を行いました。

本教材の具体的な内容については、同検討委員会の下に設置した「海洋資源開発ワーキンググループ」（座長 国際石油開発帝石株式会社 三輪正弘 ジェネラルマネージャー）、「海洋再生可能エネルギー開発ワーキンググループ」（座長 海上技術安全研究所 井上俊司 系長）、「海洋開発技術ワーキンググループ」（座長 海上技術安全研究所 正信聡太郎 系長）を中心に、検討・作成作業を行いました。

本教材は、理系の学生を対象とし、海洋資源開発、海洋再生可能エネルギー開発について、それぞれのプロセス、必要となる施設や機器の構造、構成するシステムについて技術的な側面から理解をするとともに、「海洋開発で必要となる技術を抽出」し、その内容について理解を深めることを目的としています。

本教材は、海洋開発技術編、海洋資源開発編、海洋再生可能エネルギー開発編で構成されており、基礎的な数学科目などを一通り履修しこれから専門科目を学び始める方については導入書となるよう、既に専門科目を履修した学生にとっては実際の現場と専門科目との関連を改めて理解するための参考となるよう編纂しています。

また、海洋開発は非常に幅広い学問領域を含むため、皆さんの今勉強していること、興味のあるところから読み進めることを勧めます。

例えば、石油工学を専門に扱う学科／研究科の方は海洋開発資源開発編から、再生可能エネルギーを専門に扱う学科／研究科の方は海洋再生可能エネルギー開発編から入り、海洋における開発に特有の技術をより深く知るために海洋開発技術編に移る、海洋開発を専門に扱う学科／研究科の方は、専門科目のおさらいとして海洋開発技術編を読み、実際に現場で必要となる知識をより広く知るために海洋資源開発編や海洋再生可能エネルギー開発編に移るなどすると良いでしょう。

時間が無い方、どこから読んだら良いか分からない方は、海洋開発技術編の2章にある「技術マップ」を中心に、まずは、俯瞰的に海洋開発を見てみると良いでしょう。

このほか、文系学生も含め、海洋開発に関する基礎的知識を習得し、産業の全体像を掴むことを必要とする方は「海洋開発産業概論」を、海洋開発のビジネス特徴、プロジェクトマネジメント手法を学習したい方は「海洋開発ビジネス概論」を参照すると良いでしょう。

本教材作成にあたってご協力頂いた関係各位に心から謝意を表するとともに、本教材を通じて、学生の皆さんが海洋開発産業に関心を持ち、この分野に進むきっかけを得ることを心より期待します。

2018年3月 海洋開発人材育成 カリキュラム・教材開発に関する検討委員会

目次

1	序論	1
1.1	海洋資源開発の意義・重要性	1
1.2	本編のねらいと構成	6
2	石油・天然ガス資源の基礎	8
2.1	石油・天然ガス鉱床の形成とその特性	8
2.1.1	石油・天然ガスの物理化学的性質	8
2.1.2	石油・天然ガスの起源と生成(generation)過程	10
2.1.3	石油システム	16
2.1.4	在来型資源と非在来型資源	23
2.2	世界の油ガス田	24
2.2.1	世界の主要な油ガス田	24
2.2.2	世界の石油・天然ガス輸出入フロー	27
3	探鉱から生産までの基礎技術	30
3.1	石油・天然ガス開発の概略	30
3.1.1	用語の定義	30
3.1.2	探鉱から生産までの一般的な流れ	30
3.2	探査技術	32
3.2.1	地質調査	32
3.2.2	物理探査	33
3.3	掘削技術	58
3.3.1	ロータリー掘削 (rotary drilling)	58
3.3.2	リグの主要な掘削機器	60
3.3.3	掘削流体 (泥水)	72
3.3.4	泥水比重のコントロールと坑壁安定性	75
3.3.5	ケーシング計画	78
3.3.6	セメンチング (cementing)	82
3.3.7	傾斜掘削	85
3.3.8	坑井の仕上げと廃止	90
3.4	物理検層技術 (ロギング)	92
3.4.1	概説	92
3.4.2	使用する検層機器、手法	94
3.4.3	得られる情報とその解釈	109
3.5	油層評価	114
3.5.1	油層評価の概要	114

3.5.2	油層岩特性 (reservoir rock properties)	117
3.5.3	油ガス層流体特性	123
3.5.4	排油機構と油・ガス生産	136
3.5.5	埋蔵量評価	147
3.5.6	油ガス層スタディ	160
3.6	採取技術	164
3.6.1	採取法の分類とメカニズム	164
3.6.2	一次採取法	166
3.6.3	二次採取法	170
3.6.4	EOR	172
3.6.5	EOR プロジェクトの現況	176
3.7	流体生産処理技術	178
3.7.1	原油・天然ガスの生産システム	178
3.7.2	集油・集ガス	178
3.7.3	分離・処理	183
3.7.4	その他の設備・機器	197
3.8	計量	198
3.8.1	原油の計量 (crude oil metering)	199
3.8.2	ガスの計量 (gas metering)	201
3.8.3	多相流流量計 (MPFM: Multi-Phase Flow Meter)	204
3.9	貯蔵	207
3.9.1	原油の貯蔵	207
3.9.2	ガスの貯蔵	211
4	海洋油ガス田からの生産技術	229
4.1	概略	229
4.1.1	海洋油ガス田開発の歴史	229
4.1.2	大水深化を支える機器と技術	235
4.1.3	開発プロセス全体の流れ	238
4.2	海洋掘削	243
4.2.1	海洋での掘削方法：ライザー掘削と坑井仕上げ	243
4.2.2	移動式海洋掘削装置 (ジャッキアップリグ、セミサブリグ、及びドリルシップ)	246
4.2.3	坑井掘削作業の手順	259
4.3	洋上生産システム	262
4.3.1	洋上生産システムの全体概略	262
4.3.2	固定式生産設備	267
4.3.3	浮体式生産設備	271
4.3.4	海洋汚染防止のための基準等	285

4.3.5	オペレーション概要：設置、生産、払い出し、撤去等の各プロセスについて	286
4.4	海底生産システム（SPS：Subsea Production System）	292
4.4.1	海底生産システムの概略・適用基準（どんな時に用いられるか）	293
4.4.2	坑口装置（ウェット式／ドライ式）	296
4.4.3	プロセスシステム（海底セパレーター、多相流ポンプ）	301
4.4.4	フローライン	303
4.4.5	リジッドライザー／フレキシブルライザー	304
4.4.6	オペレーション概要：設置、生産、撤去等の各プロセスについて	306
5	海洋油ガス田開発に用いられる船舶及び関連設備	317
5.1	概略	317
5.1.1	オフショア船舶	317
5.1.2	オフショア船舶のオペレーションの概略	319
5.2	物理探査で用いられる船舶	321
5.2.1	物理探査船 三次元物理探査船「資源」	322
5.2.2	かいめい	331
5.2.3	海洋資源調査船「白嶺」	338
5.2.4	地震探査船「RAMFORM TITAN」	345
5.2.5	Flip Ship	348
5.3	掘削に用いられる船舶	349
5.3.1	JAMSTEC ちきゅう	350
5.3.2	ETESCO TAKATSUGU J	360
5.4	輸送に用いられる船舶	361
5.4.1	タンカーの分類	361
5.4.2	タンカーの構造	361
5.4.3	液化ガスタンカー	364
5.4.4	シャトルタンカー	367
5.5	受入基地	368
5.5.1	受入基地の形態	368
5.5.2	FSU／FRSU	373
5.6	据え付け・操業に用いられる船舶	381
5.6.1	クレーン船	381
5.6.2	曳船（タグボート）	387
5.6.3	カーゴバージ	391
5.6.4	オフショア支援船（OSV: Offshore Support Vessel）	393
5.6.5	パイプライン敷設船	407
5.6.6	ROV	417
6	新たな海洋資源開発へ向けて	430
6.1	メタンハイドレート	430

6.1.1	メタンハイドレート結晶の構造と物性	430
6.1.2	自然界に賦存するメタンハイドレートの資源ポテンシャル	432
6.1.3	メタンハイドレートの探査と資源量評価技術	435
6.1.4	メタンハイドレートからのガス生産技術	438
6.1.5	メタンハイドレート開発への展望	441
6.2	海底鉱物資源	442
6.2.1	海底鉱物資源の概要	444
6.2.2	海底鉱物資源の分布と資源ポテンシャル	452
6.2.3	海底鉱物資源開発への展望	462
7	(付録) 代表的な船舶の事例	473
	(付録) 海洋資源開発 参考動画集	484
8	プロセスセーフティ	485
8.1	HSE マネジメントシステムとプロセスセーフティマネジメント	485
8.1.1	はじめに	485
8.1.2	リスクとは	488
8.1.3	マネジメントシステムの基礎	491
8.1.4	HSE マネジメントシステム	492
8.1.5	ハザードに対するバリアの特定と情報の整理	495
8.1.6	プロセスセーフティ vs. 労働安全	499
8.1.7	重大事故の事例	500
8.1.8	プロセスセーフティマネジメントの要素	503
8.2	セーフティケース	505
8.2.1	はじめに (歴史、記載事項など)	505
8.2.2	キーワード	506
8.2.3	フォーマルセーフティアセスメント	510
8.2.4	様々なリスク評価の手法	518
8.3	ライフサイクルを通じたプロセスセーフティマネジメント	524
8.3.1	時系列でみるプロセスセーフティマネジメント	524
8.3.2	項目毎にみるプロセスセーフティマネジメント	528
8.4	プロセスセーフティマネジメントの規制 (洋上) ・標準	536
8.5	まとめ	540
9	Digital Transformation (DX)	544
9.1	Digital Transformation (DX)技術概論	544
9.1.1	はじめに	544
9.1.2	IoT	545
9.1.3	AI	550
9.1.4	Robotics	553
9.1.5	クラウドコンピューティング	559

9.1.6	HPC・量子コンピュータ・アニーリング	561
9.1.7	データ通信・Cyber Security	562
9.2	Digital Transformation (DX)技術応用事例.....	565
9.2.1	自動運航船.....	565
9.2.2	LNG 運搬における運搬経路最適化.....	568
9.2.3	AUV	571
9.2.4	Drone.....	574
9.2.5	デジタルツイン.....	576
9.2.6	プラントヒストリアン活用事例	583
9.2.7	AI を用いたネスティング最適化.....	584
9.2.8	洋上風力におけるスマート保全の動向	586
9.2.9	用語集	588
9.3	まとめ	589
	索引.....	593

1 序論

1.1 海洋資源開発の意義・重要性

燃料を燃焼させることによって、ものを温めたり、動かしたり、光で照らしたりするために必要なエネルギーを得ることができる。こうした燃料には古来、生活圏に生育している植物体（材木や枯葉、さらには木を加工した木炭など）や動物の脂肪などが用いられてきた。また、紀元前より鉄や青銅は農機具や斧、刀剣などに、金や銀は装飾品などに広く用いられ、農耕技術や文明の発展に大きく寄与してきた。

18世紀後半にイギリスで蒸気機関が発明されたことで、家畜や人力よりも強く、水車や風車よりもコンパクトな動力源を手にするのが可能となり、産業革命が起こった。蒸気機関がその性能を発揮するためには、常に蒸気を供給し続ける必要がある。そのために必要な大量のエネルギーの供給源として、石炭が使われるようになった。石炭を乾留（蒸し焼き）して炭素部分だけを残したコークスは、鉄鉱石に含まれる酸化鉄を還元して金属鉄にする製鉄にも使用されている。19世紀後半になると、より燃焼効率に優れた石油（petroleum）が使われ始めた。原油（crude oil）の精製手法が確立され、軽油や重油などへの分留が可能になったことで、石油の用途は多様化し、一大産業へと発展していった。常温で液体であるという性質も、輸送機器用の燃料などをはじめとして使い勝手が良く、20世紀以降は大量に消費されるようになっていった。また、第2次世界大戦前後には、常温で気体である天然ガス（炭化水素ガス、natural gas）も利用され始めた。天然ガスは石炭や石油に比べて燃焼時に窒素酸化物の発生が少なく、また、硫黄酸化物や粒子状物質（PM）を発生せず、単位エネルギーあたりの二酸化炭素排出量も少ないことから（図 1.1.1）、環境負荷の小さいクリーンな化石燃料として近年その利用が拡大してきている。

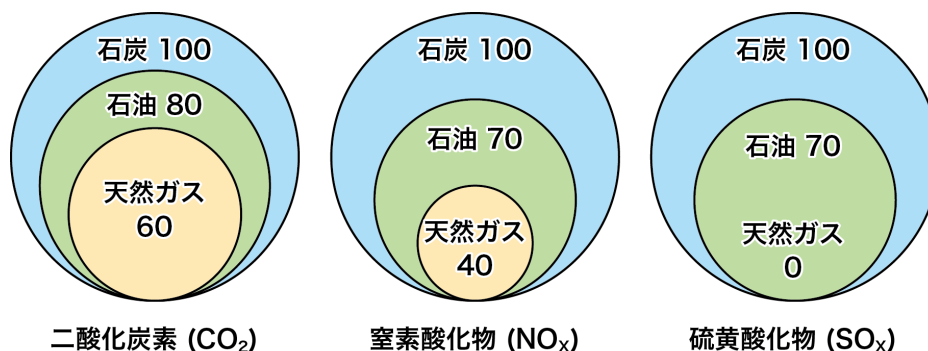


図 1.1.1 化石燃料燃焼時における主要な物質の排出量比較（石炭を 100 とした場合）

（出典：「Natural Gas Prospects to 2010」(IEA, 1986)）

第1章 序論

また、古代から利用されている鉄や銅、金、銀などに加え、ボーキサイト（アルミニウムの鉱石）やウラン鉱石などの鉱物資源（mineral resources）も近代文明の発展に欠かすことはできない。鉄や銅、アルミニウムなどは建造物や輸送機器をはじめとして多種多様な製品に用いられるため、世界中で大量に生産・消費される。これらは産業の基礎となるため、「ベースメタル（base metals）」と呼ばれる。一方、コバルトやニッケル、チタン、白金族元素、レアアース（rare-earth elements 特に重レアアース）など、非鉄金属の中でも産業上重要かつ流通量・使用量がベースメタルに比べて少ない金属は「レアメタル（critical metals）」と呼ばれる。レアメタルは経済産業省が定めた47元素の総称であり（図1.1.2）、スマートフォンや薄型ディスプレイ、パソコン、LEDなどの先端科学技術に不可欠な元素群である。また、鉄などのベースメタルに少量添加することで、超高層ビルや巨大船舶、自動車などの材料としての性能が飛躍的に向上する元素もある。低環境負荷技術に必要な、反応触媒としての役割を果たす元素も存在する。

軽レアアース (LREE)														重レアアース (HREE)												
57-71 ラタイド 系列	57 La ランタン	58 Ce セリウム	59 Pr プロセチウム	60 Nd ネオジム	61 Pm プロメチウム	62 Sm サマリウム	63 Eu ユウロピウム	64 Gd ガドリニウム	65 Tb テルビウム	66 Dy ジスプロシウム	67 Ho ホルミウム	68 Er エルビウム	69 Tm テマリウム	70 Yb イタリウム	71 Lu ルテチウム											
89-103 アクチノイド 系列	89 Ac アクチニウム	90 Th トリウム	91 Pa プロタクトニウム	92 U ウラン	93 Np ネプチウム	94 Pu プルトニウム	95 Am アメリウム	96 Cm キュリウム	97 Bk バークリウム	98 Cf カリフォルニウム	99 Es エスズーペリウム	100 Fm フェルミウム	101 Md メンデルレービウム	102 No ノーベリウム	103 Lr ローレンシウム											

図 1.1.2 経済産業省が定めたレアメタル47元素

このように、様々なエネルギー・鉱物資源を抜きにして、現代社会の利便性は実現し得ない。言い換えると、人類の発展の歴史は、エネルギー・鉱物資源の利用の歴史でもある。そして歴史上、その利用しやすさから、主要な開発対象となってきたのは陸上に分布する資源であった。しかしながら、石油や一部の鉱物資源は特定の国・地域に偏在しており（図1.1.3）、しばしば紛争の種にもなってきた。供給不安による資源価格の乱高下は世界経済を不安定にし、社会活動に大きな影響を与える。また、2015年における世界の総人口は73億人を超えており、21世紀末までには100億人を超えると予想されている。先進国はもとより、BRICs（ブラジル、ロシア、インド、中国の4か国の頭文字を並べたもので、近い将来台頭してくると見られる新興大国を意味する）やNEXT11（米国ゴールドマン・サックスの経済調査部が2005年の経済予測レポートの中でBRICsに次ぐ急成長が期待されると指定した11か国の新興市場国群。メキ

第1章 序論

シコ、ナイジェリア、韓国、ベトナム、インドネシア、バングラデシュ、パキスタン、フィリピン、トルコ、イラン、エジプトから成る）と呼ばれる成長著しい新興国や多数の発展途上国も含め、私たち人類は今後も経済的な発展の追求を止めることはないであろう。



図 1.1.3 世界の石油開発マップ

(出典：BP Statistical Review of World Energy 2013)

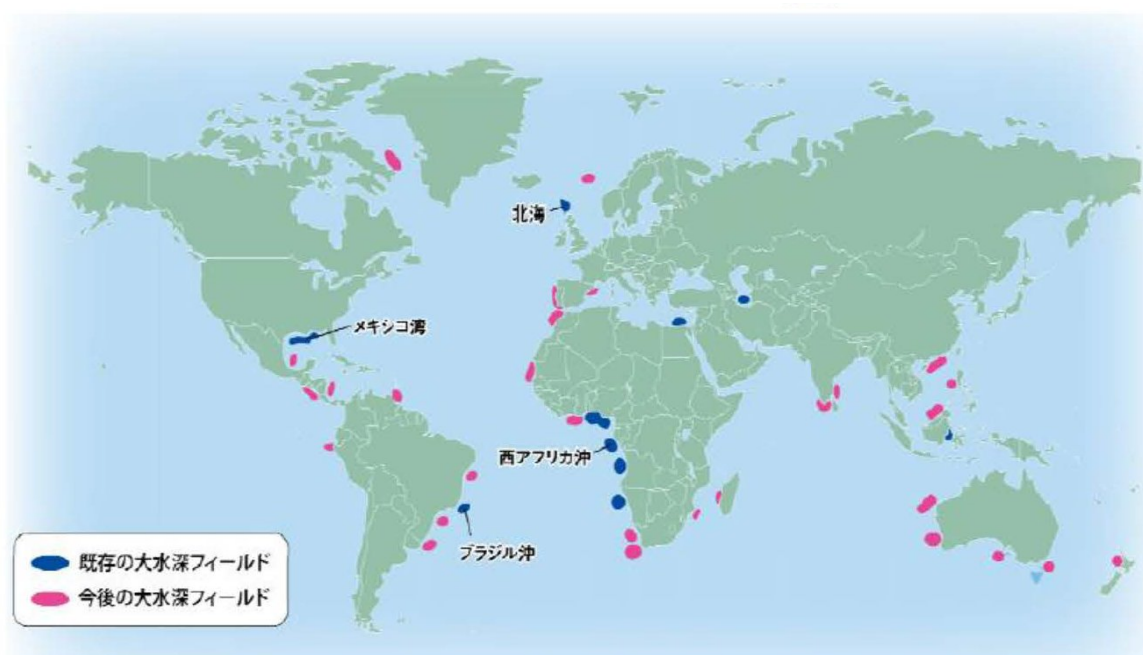


図 1.1.4 世界の大水深海洋石油・天然ガス開発マップ

(出典：JOGMEC 大水深石油開発のトレンド：概説)

こうした背景を踏まえ、安定的な経済・社会の発展を実現するためには、世界中で増加の一途をたどるエネルギー・鉱物資源需要への対応を可能とする巨大な新規供給源を確保すること

第1章 序論

が、避けて通ることのできない重要な課題である。この課題を解決する鍵を握っているのが、地球表面の7割を占める海洋というフロンティアである。海洋には、様々なエネルギー・鉱物資源が眠っている。その中でも特に、石油・天然ガスは他の資源に先んじて、新たな鉱床（油ガス田（oil/gas field））の開発の主体が海洋に移っている。1980年代以降、北海油田やメキシコ湾、ブラジル沖、アフリカ東岸・西岸、フィリピン、マレーシア、オーストラリアなどにおいて、新しい油ガス田の開発計画が進みつつある（図 1.1.4）。海洋油ガス田からの生産量は、2015年時点で既に世界の石油・ガス生産量全体の約30%に達しているとされ（図 1.1.5）、今後も更にその割合は伸びていくものと予想されている。その一方で、まだ商業生産には至っていないが、新しい資源として有望視されているのが、海底に存在するメタンハイドレート（MH：Methane Hydrate）や、種々のレアメタルを高濃度で含む海底鉱物資源（seafloor mineral resources）（海底熱水鉱床（seafloor massive sulfides）、マンガクラスト／コバルトリッチクラスト（ferromanganese crusts／cobalt-rich ferromanganese crusts）、マンガン団塊（manganese nodules）、レアアース泥（REY-rich mud））である。こういった、広大な海洋に分布する豊富な資源を活用するためには、水深が数百 m から数千 m に及ぶ海底での開発・生産を可能にする様々な工学技術が必要不可欠である。海洋開発工学の歴史は、水深への挑戦であったともいえる。技術の進歩により、浅海域から深海へと、開発可能な領域が時代とともに拡大してきた。今や海洋開発工学技術は21世紀の、そして更なる将来における人類社会の有り方までも左右しうる程に、極めて重要な要素となっている。

また、日本の国土面積は約38万 km²であり、これは世界で62位の広さである。その一方で、日本が海洋開発の権利を行使できる領海と排他的経済水域（EEZ：Exclusive Economic Zone、自国の基線（干潮時の海岸線）から200海里＝約370 kmの範囲、図 1.1.6）の総面積は約447万 km²に達し、これは世界第6位を誇る広さである（図 1.1.7）。この広大な日本のEEZ内には近年、豊富なエネルギー・鉱物資源の存在が確認されている。既存技術の応用と新技術の開発によって、こうした国産のエネルギー・鉱物資源の開発を実現することができれば、資源に乏しい輸入国と見なされてきた日本が、資源輸出国として国際社会で存在感を示すことも可能となるかもしれない。このような、海洋国日本に秘められたポテンシャルを発揮するという観点からも、世界最先端の海洋開発工学技術を身につけた、あるいは自ら創り出していく次世代の人材が必要不可欠である。

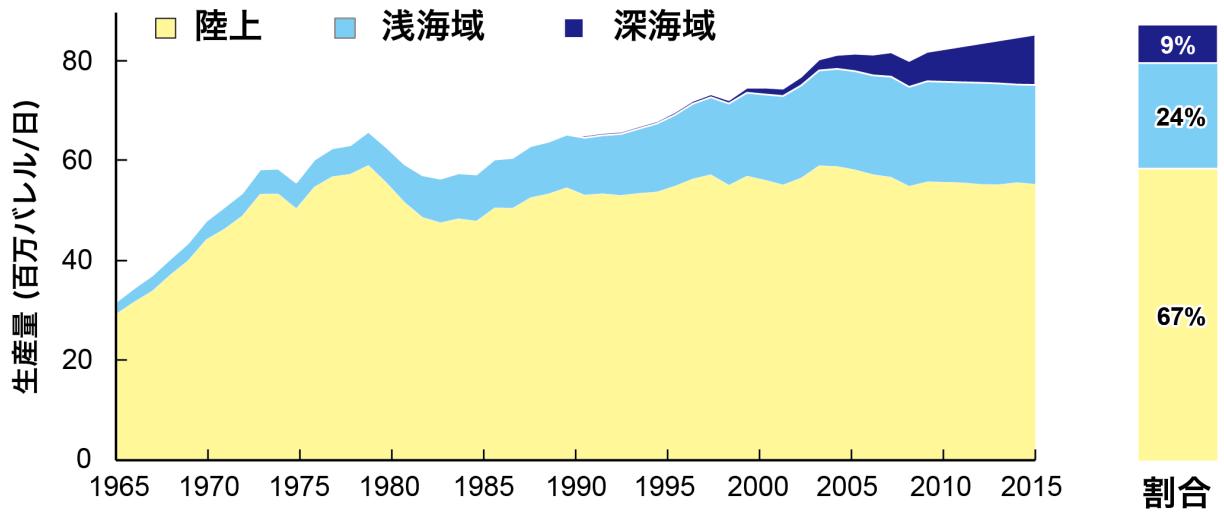


図 1.1.5 世界の海洋油ガス生産量の推移と 2015 年時点での陸上分・海洋分が全体に占める割合
(Infield Systems 社ウェブサイトを基に作成)

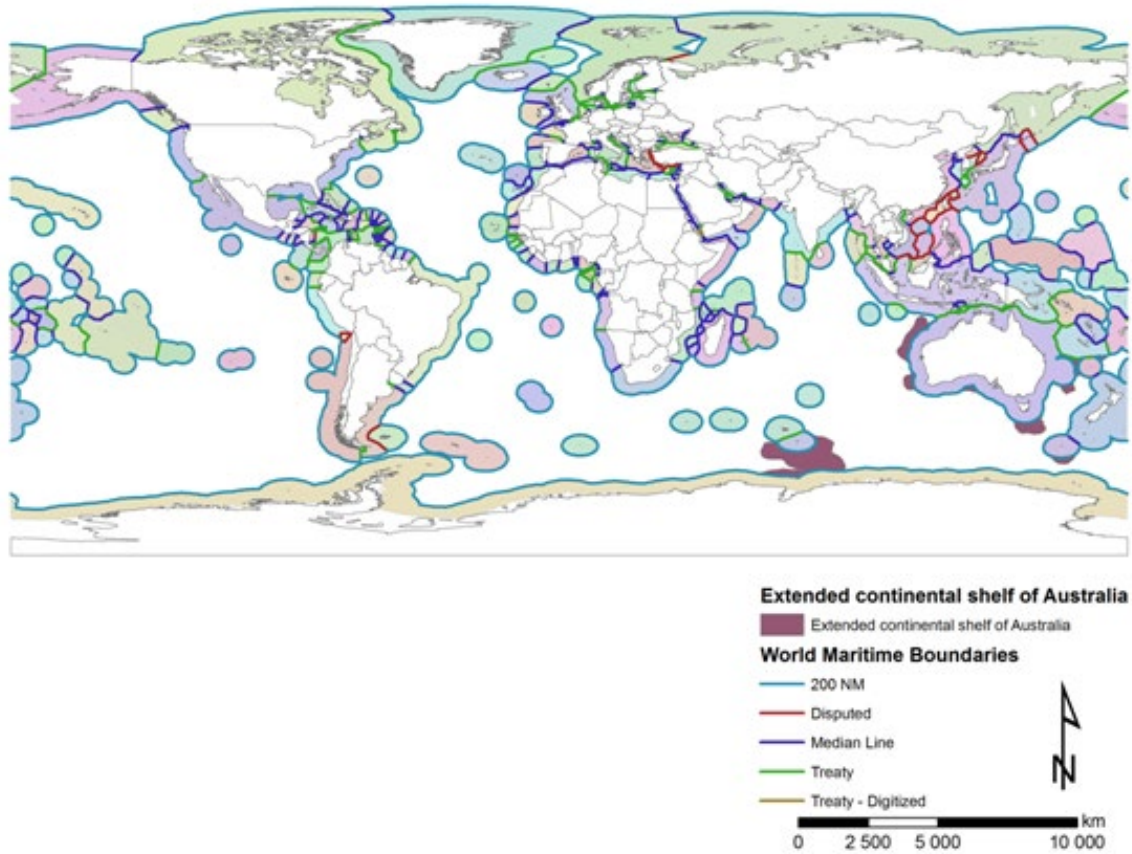


図 1.1.6 世界の排他的経済水域
(出典：Marine Regions .org ウェブサイト)



注) 外国との境界が未画定の海域における地理的中間線を含め便宜上図示

図 1.1.7 日本の領海・排他的経済水域等概念図

(出典：海上保安庁海洋情報部ウェブサイト)

1.2 本編のねらいと構成

本書「海洋開発工学概論 海洋資源開発編」では、こうした海洋資源の利用を実現するための具体的な技術に焦点を当てる。そして、海洋開発分野を担う人材にとって、重要な基礎知識となる工学技術の理解を促進することを目的とする。特に、現在の海洋資源開発で主な対象となっている石油・天然ガス資源の開発に関する技術的事項を本書の主題とする。

本書では、海洋開発工学を学ぼうとする理工系の大学生・大学院生の初学者を主要な読者層として想定する。まず第2章では、石油・天然ガス資源の基礎を概説する。続く第3章では、陸上と海洋の油ガス田開発に共通する基礎技術について説明する。そして、第4章では海洋の油ガス田開発に固有の技術について、第5章では各工程で重要な役割を果たす設備・船舶等について、それぞれ詳しく説明する。さらに第6章では、近い将来の開発が期待され、日本が積極的に科学的・工学的研究を進めている新たな海洋資源について、最新の知見・動向を紹介する。

なお、海洋に関連した資源としては石油・天然ガスやメタンハイドレート・海底鉱物資源の他に、洋上風力発電や波力・潮流・海流発電などの再生可能エネルギーがある。これらについては、「海洋開発工学概論 海洋再生可能エネルギー編」において詳細な説明がなされている。また、水産資源の増養殖なども海洋資源開発の一分野と考えられるが、本書では対象に含めないこととする。

第1章 序論

<参考資料>

- 内閣府. “海洋基本計画”. 内閣府首相官邸.
<https://www8.cao.go.jp/ocean/policies/plan/plan.html> (参照 2021-02-26)
- 海洋開発人材育成カリキュラム・教材開発に関する検討委員会. 海洋開発産業概論第1版. 国土交通省, 2016, 244 p.
- レアメタルと地球の研究会. おもしろサイエンス レアメタルの科学. 日刊工業新聞社, 2008, 141 p.
- 日本エネルギー学会. よくわかる天然ガス -新しいエネルギー資源のすべて-. 日本エネルギー学会, 1999, 222 p.
- United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division. World Population Prospects, the 2015 Revision.
<https://esa.un.org/unpd/wpp/Publications/>, (cited 2021-02-26)
- BP. “BP Statistical Review of World Energy 2013”. BP.
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2013.pdf>,
(cited 2021-02-26)
- fvgate Inc. 金融経済用語集. <http://www.ifinance.ne.jp/glossary/>. iFinance,
(参照 2021-02-26)
- 伊原 賢. “大水深石油開発のトレンド：概説”. JOGMEC. 2014-6-11.
https://oilgas-info.jogmec.go.jp/seminar_docs/1007215/1007245.html,
(参照 2021-02-26)
- Infield Systems. "Infield Systems". Infield Systems. <https://www.infield.com/>,
(cited 2021-02-26)
- Marine Regions.org. "Marine Regions.org". Marine Regions.org.
<https://www.marineregions.org/eezmethodology.php>,
(cited 2021-02-26)
- 海上保安庁海洋情報部. "管轄海域の情報～日本の領海". 海洋保安庁.
https://www1.kaiho.mlit.go.jp/JODC/ryokai/ryokai_setsuzoku.html,
(参照 2021-02-26)

2 石油・天然ガス資源の基礎

本章では、海洋資源開発の中でも既に事業化が確立されている石油・天然ガス開発について、具体的な探鉱・開発技術に先立ち、まず開発対象である石油・天然ガス資源に関する基礎的な知識として、それらの物理化学的性質や石油・天然ガス鉱床いわゆる油ガス田の形成について地質学的観点から解説を行う。

2.1 石油・天然ガス鉱床の形成とその特性

2.1.1 石油・天然ガスの物理化学的性質

石油 (petroleum) とは、分子構造や分子量が異なる種々の炭化水素を主成分とし、他に少量の硫黄化合物・酸素化合物・窒素化合物などを含む様々な物質から成る混合物である。通常、常温・常圧下で気体のものを天然ガス (natural gas)、液体のものを原油 (crude oil)、半固体・固体のものを天然ビチューメン (natural bitumen) と呼び、これらを総称して石油系炭化水素 (petroleum hydrocarbon) (以下「炭化水素」と略称する) という。

また、地下でも地上でも液体である原油と異なり、地下の貯留層 (reservoir) における温度・圧力条件下では気体であるが、地表の温度・圧力条件下になると凝縮して液体となる炭化水素をコンデンセート (condensate) と呼ぶ。

天然ガスには、地表に液体として産出した原油から分離・採取される随伴ガス (associated gas) と地中において気体で存在している非随伴ガス (non-associated gas) との区分がある。またその他の天然ガスとして日本において特徴的な存在が、比較的浅い帯水層中の地下水に溶解している水溶性ガスである。この他、天然ガスには、樹木の遺骸が石炭化する過程で発生する石炭ガス (炭田ガス) もある。

通常の油ガス田から産出する天然ガスの主成分は、メタン、エタン、プロパン、イソブタン、ノルマルブタン、イソペンタンなどである。そのうちメタン及びエタンを主成分とするものをドライガスと呼ぶ。これに対し、プロパン、ブタン、ペンタンなど容易に液化しやすい炭化水素ガスをウェットガスと呼び、随伴ガスは大部分がウェットガスである。一方、石炭ガスは、メタンが主体となるドライガスである。コンデンセートは、主としてペンタン及びより重い炭化水素の混合物である。

原油の主成分は、パラフィン系やナフテン系の飽和炭化水素、及び芳香族炭化水素の化合物である。原油中で確認されている炭化水素化合物は、約 350 種類に上る。これに加えて通常、数パーセント程度の硫黄・酸素・窒素化合物から成る非炭化水素の他、バナジウム、ニッケル、銅、鉄などの金属類も微量に含んでいる。

原油には様々な種類の化合物が様々な割合で混合している。その種類や割合により、原油の全体的な化学的性質が異なることとなり、したがって原油の色や比重 (specific gravity)、粘度 (viscosity) といった物理的性質も異なってくる (表 2.1.1)。石油類の比重*は、国際的基準として米国石油協会 (API: American Petroleum Institute) が制定した API 比重 (API gravity : American Petroleum Institute gravity) (API 度とも呼ばれる) で表される。API

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

比重は次式で定義される。

表 2.1.1 原油の物理的性質

原油	特軽質	軽質	中質	重質	特重質
比重 (G)	< 0.802	0.830	0.904	0.966	<
API 比重	> 45°	39°	25°	15°	>
色	無色～黄色	褐色	黒褐色		黒色
沸点	200°C			400°C	
粘度	小さい	(温度が上昇すると 粘度は低下する)		大きい	

比重 (G) : 15.6°C における原油の質量と、同体積の 15.6°C における水の質量との比

(出典 : JOGMEC 基礎講座資料を基に作成)

$$\text{API 比重} = (141.5/G) - 131.5 \quad (2.1)$$

ここで、G は 60°F = 15.6°C における原油の質量と、同温度・同体積の水の質量の比である。API 比重は欧米諸国で広く用いられている。API 比重は、通常の比重とは逆に、原油が重くなるに従って数値が小さくなっていく。原油の名称は、重い (API 比重の小さい) ものから順に、特重質原油、重質原油、中質原油、軽質原油、特軽質原油に分類される。一般に、重い原油は粘度が高く、より黒色になる。また、同じ分類の原油では、温度の上昇に伴い粘度が低下する。

このような、種々の石油系炭化水素は、通常の堆積岩 (sedimentary rock) 中にも普遍的に、微量ながら分散して存在している。これに対し、石油系炭化水素が商業的採掘・採取の対象となりうる規模で局所的に大量に濃集しているものが、石油・天然ガス鉱床と呼ばれる。なお、油田・ガス田・油ガス田は、地下に存在する炭化水素の状態を基に便宜上分類しているものであり、明確な基準があるわけではない。地下で油分が多い場合は油田、ガス分が多い場合はガス田、油ガス両方の場合は油ガス田と呼び習わされる。ただし、地下からこれらの炭化水素が地上に出てくる際には、油田であってもガス分は気液平衡により原油から遊離されて出てくるし、ガス田であっても液体分はコンデンセートとして分離される。

*一般に比重とは、ある温度 T_1 におけるある体積の試料の質量と、それと同体積のある温度 T_2 における水の質量との比のことである。どのような条件での比重かを示すのに、 T_1/T_2 [温度の単位] という表記が使われる。例えば、日本国内では原油の比重は通常、試料 (原油)

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

が 15°C、水が 4°C の値で示され、このとき比重は「15/4°C ○○ (数値)」として記される。比重の測定には、一般に浮きばかり (浮秤) または比重びん (ピクノメータ) が用いられる。試験方法は日本工業規格 (JIS) K2249 (原油および石油製品の比重試験方法並びに比重・質量・容積換算表) に規定されている。この比重換算表を用いれば、15°C 以外の温度で測定した比重を 15/4°C の比重に換算できる。また、同規格には、15/4°C の比重から API 比重を求めるための換算表も付いている。比重と似た用語に密度があるが、密度はある温度における試料の単位体積あたりの質量 (kg/m^3 や g/cm^3) のことであり、基準となる物質との比は取っていないのが違いである。

2.1.2 石油・天然ガスの起源と生成(generation)過程

(1) 石油・天然ガスの起源

石油の成因については、無機成因説と有機成因説がある。無機成因説は、約 46 億年前、互いに衝突を繰り返して地球を形成した無数の微惑星の中に含まれていた有機物に富む炭素質隕石 (コンドライト) に由来する始原的炭素がメタンとして地球形成時に地球深部に蓄えられ、そのメタンが重合して高分子の石油系炭化水素混合物を生成したとする説である。これに対し、有機成因説は、生物体由来の有機物が生物の死後に地中へ埋没し、埋没深度が増大するにつれて上昇する地温 (地熱) による化学変化 (続成作用、*diagenesis*) を受けて石油が生成したとする説である。有機成因説の根拠として、しばしば以下の事実が挙げられる。これらを根拠として、現在では有機成因説が主流となっている。

- ① 石油鉱床の 99% 以上は、堆積岩中から発見される。
- ② 石油を構成する有機物中には、生体有機物に特有のイソプレノイド構造を有するバイオマーカー (生物指標) が卓越する。
- ③ 石油中には葉緑素 (クロロフィル) に由来するバイオマーカーであるポルフィリン (図 2.1.1) が含まれる。このポルフィリンは、無機成因説で想定される高温環境 (200°C 以上) では分解してしまう。
- ④ 石油には生物体に特有な旋光性と蛍光性がある。
- ⑤ 賦存する石油と類似したバイオマーカー組成や炭素同位体比を示す有機物濃度の高い堆積岩 (根源岩、*source rock*) が、その石油鉱床の近傍に存在する。

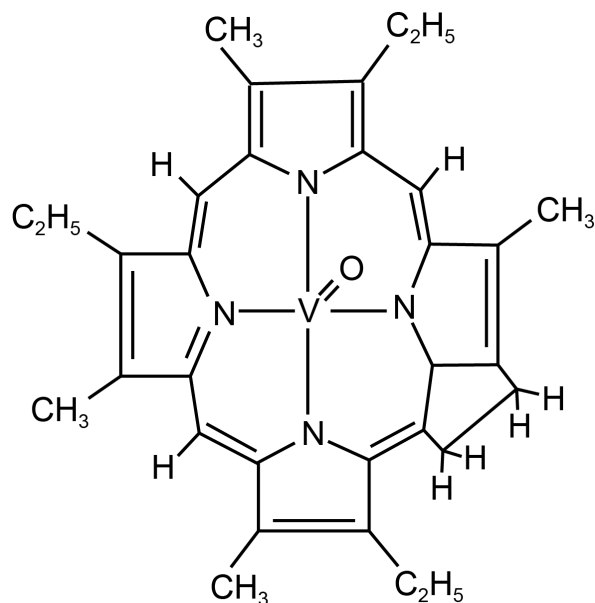


図 2.1.1 ポルフィリンの分子構造 (バナジルポルフィリン、 $C_{10}H_{34}N_4VO$)

(2) 石油・天然ガスの生成過程

石油の起源となった有機物は、主に海や湖水域に生息する藻類や陸上の植物などであり、海や湖沼、河川周辺のうち酸化分解が不活発な場所で堆積したものであると考えられている。周囲の水に酸素が多く溶存しているような酸化的環境下では、有機物は酸化分解を受け、炭化水素が水と二酸化炭素に分解されてしまい、大量に保存されない。すなわち、石油が生成するためには、有機物の酸化分解が進みにくい還元的環境が必要となる。そのような場としては、(1) 水の動きが不活発で新しい酸素の供給が行われない場所、(2) 新生代海洋堆積盆地のうち、極を起源とする酸素を含んだ底層流が流入しないシルドベーズン (silled basin) (図 2.1.2)、(3) 極からの深層流が発達しない白亜紀では、溶存酸素量が減少する深い堆積盆地 (sedimentary basin)、などがある。とくにシルドベーズンは日本海側地域やカリフォルニア地域の新第三紀堆積盆地で発達した。そのほか、有機物が連続で多量に供給される場で、環境水中の酸素だけでは全てを酸化分解できず、一部を分解しただけで酸素を使い果たしてしまうような場所などが考えられる。こうした還元的環境であれば、有機物が保存されたまま埋没される。そして、還元的な堆積場では、嫌気性細菌の活動が活発になる。これらの細菌によって有機物が発酵され、種々の有機化合物が生成されるとともに、腐泥化によって有機物の構造が破壊・分解される。

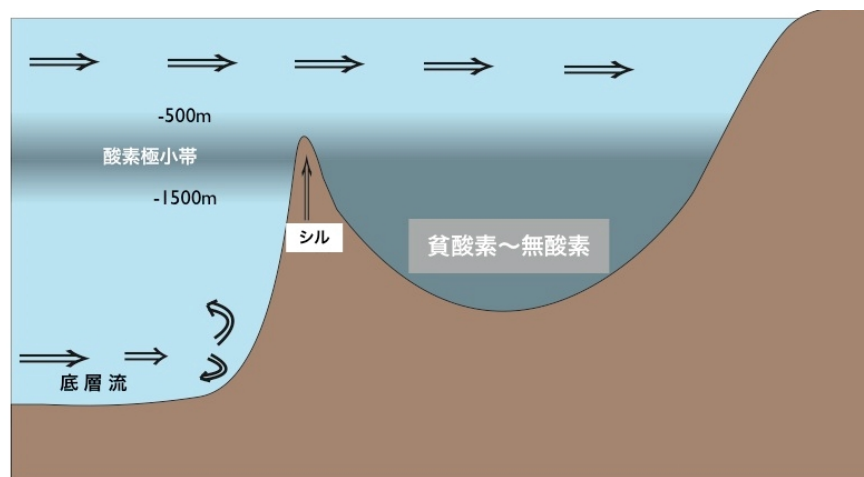


図 2.1.2 シルドベズンの概念図 (提供：秋田大学 佐藤時幸教授)

堆積物が埋没する過程で被る物理的・化学的作用を続成作用と呼ぶ (図 2.1.3)。続成作用は、地下浅部で起こるものから順にダイアジェネシス (diagenesis)、カタジェネシス (catagenesis)、メタジェネシス (metagenesis) の3段階に分けられる。微生物によって分解された有機物は、堆積物中に埋没していく過程で、ケロジェン (kerogen) と呼ばれる複雑な高分子化合物に変化していく (図 2.1.4)。ケロジェンは堆積岩中に存在し、常温・常圧下で有機溶媒に不溶な有機物の総称である。有機物が細菌の作用や物理的・化学的作用によりケロジェンへ変化していく過程をダイアジェネシスと呼ぶ。ケロジェンは、地下深部へ埋没していく過程で徐々にその化学構造が変化していくため、その化学構造を一義的に定義することは難しい。

ケロジェンが地下深く埋没していくと、地熱により分解されて、油やガスが生成される。この過程をカタジェネシスと呼ぶ。ケロジェンは一般に、 $100\sim 150^{\circ}\text{C}$ の温度にさらされると、様々な分子量を持つ炭化水素の集合体である石油を生成する。ただし後述するように、ケロジェンには幾つかのタイプがあり、それぞれ化学構造が異なる。そのため、石油の生成開始温度にも差が生じる。特に硫黄を含むケロジェンは、比較的低い温度で石油を生成し始めることが知られている。石油を生成した後のケロジェンがさらに高い温度にさらされると、メタンを主体としたガスを生成する。このような高温環境下では、先に生成した石油も熱分解 (クラッキング) し、低分子化合物のガスやパイロビチューメンと呼ばれるアスファルト様物質に変化する。

カタジェネシスよりもさらに高温になると、ケロジェンに残された水素原子が離脱し、最終的に炭素のみから成る石墨 (グラファイト) が残される。このメタジェネシスと呼ばれる段階の温度は 200°C 以上と考えられている。カタジェネシスで生成された炭化水素は、この段階になると不安定になって分解し、最も単純な構造をしたメタンのみが安定に存在するようになる。

ケロジェンは、水素/炭素比 (H/C) 及び酸素/炭素比 (O/C) によってタイプが区分される (図 2.1.3)。各タイプは、それぞれ異なった有機物を起源に持つと考えられてい

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

る。これらのケロジェンは、続成作用を経て、タイプ毎に量や種類の異なる炭化水素を生成する。ケロジェンのタイプは、以下のように分類される。

- ① I型ケロジェン（タイプI）：H/C比が高く、O/C比が低い。根源物質は主に藻類。
- ② II型ケロジェン（タイプII）：I型とIII型の間で、海生の光合成プランクトンや底生生物、陸上植物の樹皮、葉、孢子、花粉などに由来する。
- ③ III型ケロジェン（タイプIII）：H/C比が低く、O/C比が高い。根源物質は主に陸上高等植物。

石油生成能力の高いタイプのケロジェンを多く含む岩石が良好な石油根源岩であり、それらは黒色～暗灰色泥岩や頁岩^{けつがん}（shale）などの細粒碎屑岩や、黒色炭酸塩岩など、有機物に富む岩石である。ケロジェンからの石油の生成は埋没深度が増大するにつれて進行するが、生成の効率はケロジェンのタイプにより異なる。効率が高い順に、I型、II型、III型となっている。I型は水素原子に富み、単位重量あたりの炭化水素生成量が最も大きい。II型は、最も浅い埋没深度で生成を開始し、生成のピークを迎える深度も最も浅い。III型は、最も深い深度で生成を始め、生成効率は非常に低い。埋没深度が大きくなるにつれて、ケロジェンの熟成（maturation）はさらに進み、ガスが生成されるようになる。油の生成に適した深度区間をオイルウィンドウ（oil window）、ガスの生成に適した深度区間をガスウィンドウ（gas window）と呼ぶ。

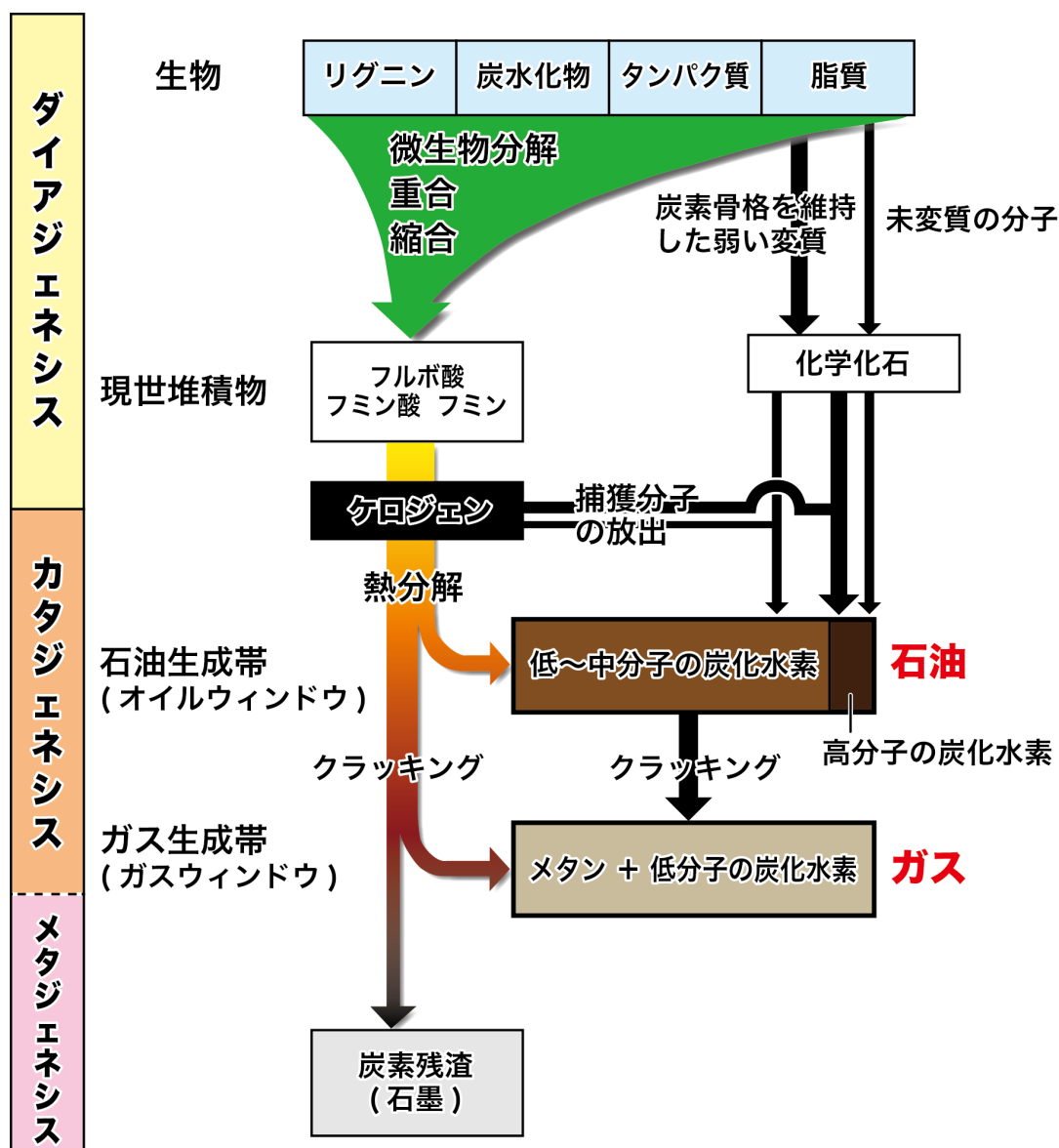
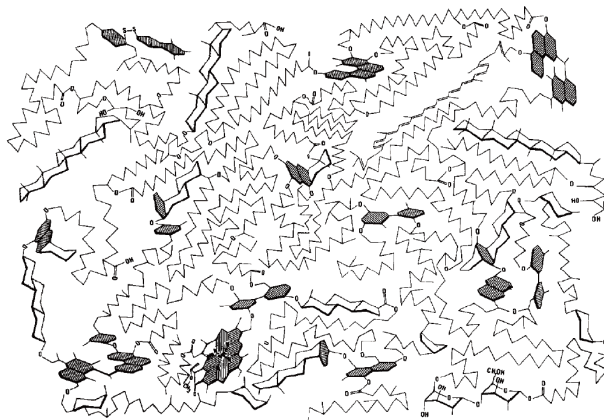


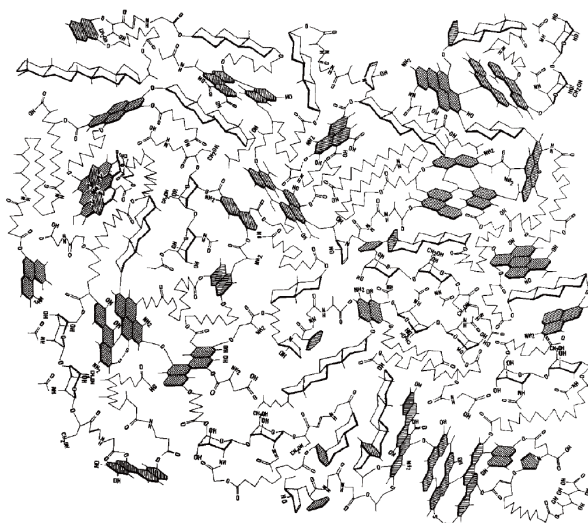
図 2.1.3 続成作用に伴う有機物の変化

(出典：氏家, 1994 を一部改変)

(a) タイプ I : H/C = 1.64, O/C = 0.06, 分子量 21,187



(b) タイプ II : H/C = 1.34, O/C = 0.196, 分子量 25,815



(c) タイプ III : H/C = 1.06, O/C = 0.281, 分子量 26,176

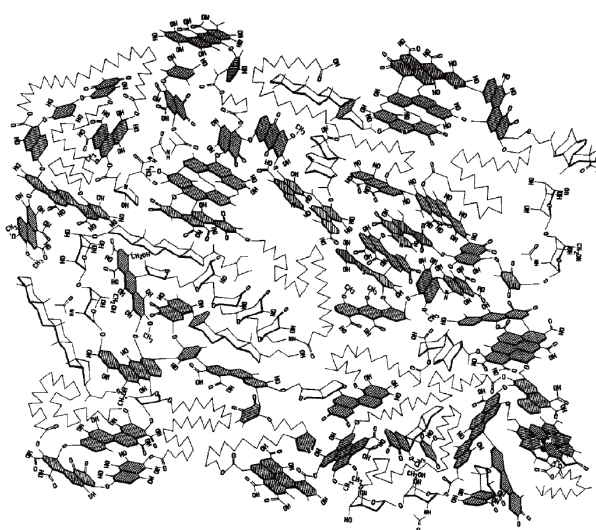


図 2.1.4 ダイアジェネシスの初期段階におけるケロジェンの構造モデルの例

(出典 : Behar and Vandenbroucke, 1987 を一部改変)

2.1.3 石油システム

油ガス田の形成に必要な地質学的要素と鉱床形成の過程を一つのシステムと捉え、「石油システム (petroleum system)」と呼ぶ (図 2.1.5)。石油システム概念とその評価方法は、有機地化学の発展により、1990年代に確立された。油・ガスの生成から移動、集積までを一連の過程として理論的に結びつける考え方である。

石油システムを構成する要素は、前節で述べた石油・天然ガスの生成過程と、本節で述べる地質学的要素及び移動・集積する過程 (鉱床形成過程) に大別される。地質学的要素は一般に、根源岩、キャリアベッド (carrier bed)、貯留岩 (reservoir rock)、帽岩 (cap rock) 及びトラップ (trap) から成る。油ガス田の形成過程においては、根源岩中で生成した石油・天然ガスが排出され、キャリアベッドを通して移動し、不浸透性と封塞性を持つ地層 (帽岩) や構造から成るトラップ内の貯留岩に集積する。油ガス田が形成されるためには、こうしたトラップが長期にわたって維持され、集積した石油・天然ガスが再移動や散逸することなく保持される必要がある。こうした一連の要素・過程のうち、どれか一つでも欠けてしまうと、油ガス田は形成されない。石油・天然ガス開発を考える上で、石油システムの理解は必要不可欠である。

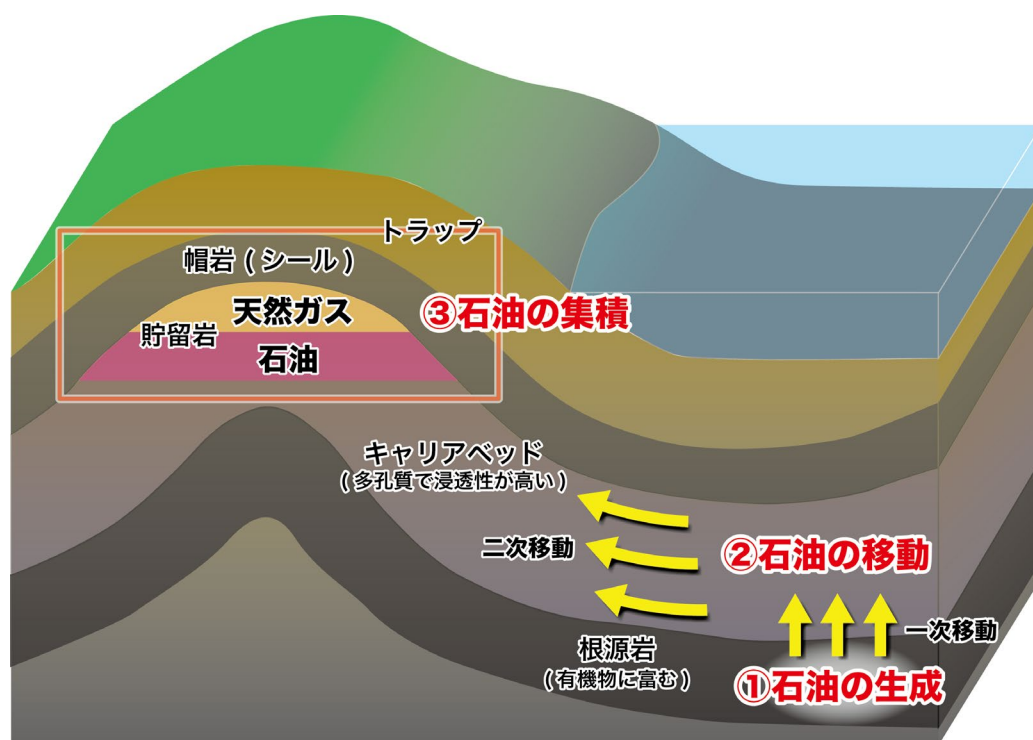


図 2.1.5 石油システムの概念図

(1) 根源岩

根源岩とは、石油・天然ガスの起源となる有機物を十分に含む岩石のことを言う。有機物が石油・天然ガスの起源となるためには、生物プロセスまたは熱分解プロセスによって、炭化水素を生成・排出するのに適した化学組成を持っている必要がある。根源岩中の有機

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

物は、未熟成・熟成のいずれの場合もある。

根源岩は、熟成度及び炭化水素の生成・排出の観点から、以下の四つに分類される。

- ① ポテンシャル根源岩 (potential source rock) : 炭化水素をまだ生成・排出してはいないが、熟成度がさらに高くなれば生成・排出するのに十分な量の有機物が含まれている岩石。
- ② 有効根源岩 (effective source rock) : 商業規模の炭化水素を生成・排出している有機物を含む岩石。
- ③ 残存有効根源岩 (relic effective source rock) : 炭化水素の生成・排出が完了する前に隆起や削剝を受けたため、それ以降有機物の熟成が停止し、炭化水素の生成・排出が中断した状態の有効根源岩。
- ④ 生成・排出済み根源岩 (spent source rock) : 既に炭化水素の生成・排出が完了した根源岩。

続成作用を受けて形成される石油・天然ガスがどのようなものであるかは、根源岩中の有機物の起源やそれらが経た地質プロセス、及び地化学的特性を明らかにする必要がある。また、根源岩そのものの岩石学的・地化学的特性を把握することも重要である。

根源岩を構成する岩石としては、細粒の泥岩、頁岩及び炭酸塩岩のほか、石炭や炭質頁岩などがある。石油・天然ガスの素となる炭化水素を生成するポテンシャルの高い有機物を多量に含み、かつ既に熟成領域に達しているものが、一般に良好な根源岩といえる。根源岩のポテンシャルを決める要素としては、有機物の量、有機物の質（ケロジェンのタイプ）、有機物の熟成度、生成される炭化水素の種類（油／ガス）、炭化水素の排出量が挙げられる。

(2) キャリアベッド

根源岩で生成された石油・天然ガスは、その根源岩から排出され、地層中の浸透性が高い層を移動して集積し、石油・天然ガス鉱床を形成する（図 2.1.5）。この、浸透性が高く石油や天然ガスが移動しやすい地層をキャリアベッドという。石油・天然ガスの移動について、根源岩からの排出を一次移動、キャリアベッドから石油・天然ガス鉱床までの移動を二次移動と呼ぶ。このため、一般に油田の分布は、熟成に達して石油を生成した根源岩の分布域とは一致しない。

一次移動のプロセスについては、泥岩の孔隙から石油・天然ガスが排出される時期及び機構のいずれについても、完全に解明されていない。一説には、根源岩での石油・天然ガス生成がピークに達するより前、油飽和率が 10～30%の段階で排出が起こると考えられている（続成作用前期移動説）。その一方で、根源岩における石油・天然ガス生成が最大に達する時期に一次移動が生じるとする説もある（続成作用後期移動説）。また、排出の機構についても、大きく分けて二つの説がある。一つ目は、水を媒体として移動するという説である。この説では、地層中の粘土鉱物への吸着水や層間水、その他の鉱物の結晶水などに炭化水素分子が溶解し移動する、もしくは水中に油滴として存在し移動するとされる。

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

二つ目は、水とは無関係に単一の相（独立相）として移動するという説である。その機構としては、ケロジェンから低分子の炭化水素が形成される際に生じる高圧によって、根源岩中に形成された微細な亀裂（マイクロフラクチャー）を通じて移動が生じるとの説がある。いずれにせよ、根源岩からの排出は、石油・天然ガスの生成に伴い高まった地層圧力とキャリアベッドの地層圧力の差圧を駆動力として生じると考えられている。

一旦キャリアベッド中に移動した石油・天然ガスは、地層水（formation water）に飽和されたキャリアベッド内で二次移動を開始する。二次移動のメカニズムは一般的な物理法則に支配されるため、定量的に扱うことができ、理解が進んでいる。二次移動の主要な駆動力は浮力である。石油・天然ガスが合体し、一定量以上の塊になると、それらには石油・天然ガス相と水相の比重差及びその塊の大きさ（高さ）に応じた浮力が働く。キャリアベッドの上に石油・天然ガスを逃がさないほどの緻密で浸透性の低い岩石（帽岩）が被覆していれば、浮力の働いている石油・天然ガス相は垂直に上昇できないため、キャリアベッドに沿って傾斜の上方へ向かって移動する。この二次移動はキャリアベッド内の圧力勾配による水力流によって起こり、特定の場所でそれ以上水が移動しなくなる（移動を引き起こすポテンシャルと地層中の抵抗力が平衡に達する）と、そこに石油・天然ガスが集積し、鉱床を形成する。二次移動によって石油・天然ガスが移動する距離は、数十～数百 km に及ぶと考えられている。

(3) 貯留岩

貯留岩とは、石油・天然ガスが胚胎する地下の岩石を指す。石油・天然ガスは通常、砂の粒子間の隙間や小さな割れ目といった、岩石中の孔隙に存在する（図 2.1.6）。巨大な空洞は上位の地層の重みで潰されてしまうため、そのような場に石油・天然ガスが貯まることは非常にまれである。貯留岩として重要な岩石は、砂岩（sandstone）を主体とする碎屑岩と、サンゴ礁の炭酸塩生物遺骸粒子を主体とする炭酸塩岩である。世界の巨大油田のうち、碎屑岩貯留岩が約 60%、炭酸塩岩が 30～40%をそれぞれ占める。また、こうした岩石のうち根源岩と直接接しているものがキャリアベッドとなり、浸透性の低い帽岩に被覆されて石油・天然ガスが集積しているものが石油・天然ガス鉱床を構成する貯留岩となる。すなわち、キャリアベッドと貯留岩は、岩石物性の観点からは同じ岩石として扱うことができる。

貯留岩の価値判断は、石油・天然ガスをどれだけ貯められるかの指標となる孔隙率（porosity）と、生産時における石油・天然ガスの流れやすさの指標となる浸透率（permeability）という、二つの岩石物性パラメータに基づいて行われる。良好な貯留岩とは、高い孔隙率と浸透率を持つ岩石であるといえる。以下、それぞれのパラメータについて説明する。

孔隙率とは、ある岩石の全体積に対する孔隙の体積の割合を百分率で表したものである（3.4.3. (2) 及び 3.5.2 も参照）。貯留岩の評価においては特に、岩石中の互いに浸透性のある孔隙である開放孔隙が岩石の総体積に占める割合である有効孔隙率（effective porosity）が重要な評価指標になる。孔隙には、堆積物が堆積する際に生じた初生的な一

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

次孔隙（初生孔隙）と、その後の溶解や割れ目によって形成される二次孔隙がある。砂岩などの碎屑岩では、一次孔隙のほとんどが粒子間の隙間から成るが、生物遺骸から成る炭酸塩岩の場合には、遺骸中の空間も粒子内孔隙として重要になる。また、いずれの岩石の場合にも溶解によって生じる二次孔隙が存在するが、炭酸塩鉱物の方が碎屑岩を構成する鉱物に比べて溶解しやすいため、二次孔隙の発達は炭酸塩岩の方が顕著である。溶解による二次孔隙の形成は、岩石全体の孔隙率を上昇させる。初生的な孔隙率は、構成粒子の淘汰度が高いほど、すなわち粒径が良く揃っているほど大きくなる。孔隙率は、岩石が深く埋没するにつれて圧密により粒子配列が変化したり、粒子間でセメント化作用（孔隙内に方解石や石英などの二次鉱物が生成されること）が起こったりすることで減少する。孔隙率による貯留岩の評価においては、0～5%は不可、5～10%は可、10～15%は良、15～20%は優、20%以上は秀とされる。

浸透率とは、「流速が流れる岩石の浸透率およびその両端の圧力勾配に比例し、流体の粘性に反比例する」というダルシーの法則に則った多孔質物体内における流体の流れやすさを表す値であり（3.4.3.(4)及び3.5.2も参照）、単位はダルシー（d）またはミリダルシー（md）を用いる。ダルシーの法則は、図 2.1.7 で表される多孔質物体の諸量を用いて、

$$Q = K \frac{A}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (2.2)$$

と表される。

浸透率には方向性があり、岩石の組織に応じて異方性を示す。すなわち、同じ岩石内でも流体が流れやすい方向と流れにくい方向がある。また、孔隙内の流体が単一か否かによって、絶対浸透率（absolute permeability）、有効浸透率（effective permeability）、相対浸透率（relative permeability）といった使い分けがなされる。絶対浸透率とは、単一の流体で孔隙が満たされた岩石にその同じ流体を浸透させた場合の浸透率である。絶対浸透率 K はそれぞれの岩石に固有の値であり、通常は単に浸透率と言えば絶対浸透率を指す。有効浸透率とは、2種類以上の流体が共存して流動する場合の、それぞれの流体に対する浸透率である。相対浸透率は、絶対浸透率に対する有効浸透率の割合のことをいう（3.5.2(2)も参照）。一般的な岩石コアを用いた試験では、絶対浸透率の測定には空気または水を、相対浸透率の測定には水/油、水/ガス、油/ガスの組み合わせを測定用流体として用いる。浸透率による貯留岩の評価においては、1～10 md は可、10～100 md は良、100 md 以上は優とされる。

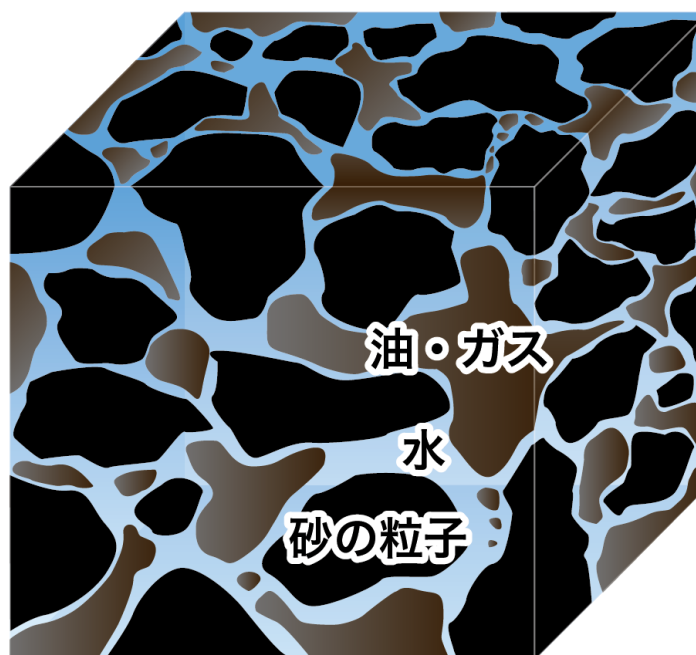


図 2.1.6 貯留岩中の石油・天然ガスの胚胎状態

(出典：JOGMEC 基礎講座資料「石油地質」を基に作成)

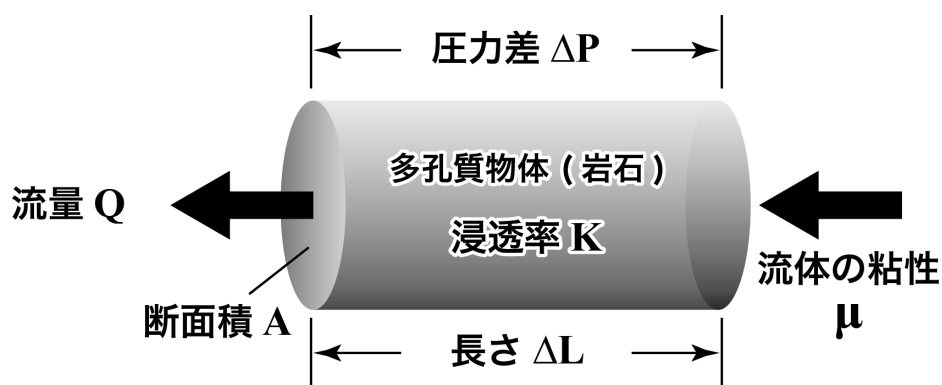


図 2.1.7 ダルシーの法則に関する諸量

(4) 帽岩

貯留岩の上方を覆い、石油・天然ガスの移動の障壁として働く浸透性の極めて低い地層を帽岩という。石油・天然ガス鉱床の形成には、緻密で浸透性が低いだけでなく、可塑性を持ち、褶曲などの変形作用を受けた際にも割れ目を生じないことが重要となる。こうした帽岩の代表的な岩相 (rock facies あるいは lithofacies) として、泥岩、頁岩、断層粘土、岩塩、硬石膏、火山碎屑岩などが挙げられる。帽岩と同様の不浸透性と封塞性を有する構造をシール (seal) と総称する。

(5) トラップ

石油・天然ガスを閉じ込め、集積させる地質的な条件を備えた構造をトラップという。石油・天然ガス鉱床が形成されるためには、不浸透性の岩石である帽岩/シールと石油・

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

天然ガスが移動・集積する貯留岩が必要であり、トラップはそのような帽岩／シールと貯留岩の組み合わせで構成される。

トラップには、地質構造が変形作用を受けて作られた褶曲構造 (fold) (地層に側方からの強い圧力が掛かり、波打つように変形したもの) や断層に起因する構造トラップ、堆積作用によって規制される岩相の分布や不整合の形成などに基づいて形成される層位トラップ、それらの複合型のトラップなどが存在する。トラップは様々な種類の貯留岩・帽岩／シールにより形成される。世界の巨大油田のほとんどは、構造トラップのうち背斜トラップ (褶曲した地層のうち、山になっている部分; 図 2.1.5) によるものである。

トラップにおいて貯留岩を充填する流体は、比重の小さいものが上方に分布する。すなわち、上位から順に、天然ガス、石油、水をそれぞれ主体とする部分に分かれる。ガスや油が主体となる部分においても、粒子の表面に付着して 10~50% 程度の水が混入している。また、石油には多量の天然ガスが溶解している場合もある。

(6) 油ガス田の形成条件と油ガス田の分布

油ガス田が形成するためには、①石油・天然ガスが生成するポテンシャルを持った根源岩が、②生成された石油・天然ガスが移動できる連続的な多孔質媒体であるキャリアベッドと隣接しており、③移動した先に大量の石油・天然ガスを貯めるのに十分な孔隙率・浸透率・空間的広がりを持った貯留岩が存在し、④貯まった石油・天然ガスを長期間逃がさない不浸透性の高い地層 (帽岩／シール) 及び⑤石油・天然ガスを貯めるための器となる地質構造 (トラップ) が存在するという、五つの条件が必要である。

油ガス田の形成においては、トラップ形成のタイミングが非常に重要となる。石油の二次移動の速度を仮に 1 m/年とすると、10 万年の間に石油は 10 万 m = 100 km 移動する。石油・天然ガスの生成に必要な期間は地質学的時間スケール (数百万年以上) であることから、石油・天然ガスの移動は、その生成に比べて 1 桁以上速いプロセスといえる。そのため、優良な根源岩で石油・天然ガスが生成したとしても、トラップの形成が石油・天然ガスの移動時期よりわずかに遅れただけで、油ガス田は形成されない。また、大規模なトラップが存在していても、石油・天然ガスの二次移動経路の途中 (地層内の下方) に新たなトラップが生じると、石油・天然ガスは新しい下方のトラップに集積し、上方のトラップには移動しない。このように、石油・天然ガスの集積すなわち油ガス田の形成には、トラップ形成のタイミングが極めて重要な鍵を握る。

油ガス田の形成においては、トラップに集積した石油・天然ガスが長期間保存されることが必要である。一旦石油・天然ガスがトラップに集積しても、その後の様々な地質学的要因により、油ガス田として存続できなくなる場合がある。例えば、石油集積の後に構造運動があると、油ガス田が隆起して侵食されてしまうことや、帽岩に割れ目ができたりシールとなっていた断層が再活動したりすることで集積した石油・天然ガスが散逸してしまうことがある。また、油層 (petroleum reservoir / oil reservoir) 内に天水 (雨水や地下水など) が侵入し、石油の酸化や微生物による分解が起こることもある。油ガス田は、上述した鉱床の破壊や石油・天然ガスの酸化・分解が起こることなく、数百万年以上にわたっ

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

て安定的に石油・天然ガスの集積した環境を保持できる場所に形成される。

油ガス田の分布を考える上では、堆積盆地毎の特徴が重要とされ、それらが石油・天然ガス探鉱の主なターゲットになっている。これは、石油システムのほとんどが堆積盆地において成立し、石油鉱床の99%以上が「石油生成堆積盆地」と呼ばれる場所から発見されていること、そして、火成岩や変成岩地域からは堆積岩中の石油が何らかの理由で移動・集積した場合を除き発見されていないことによる。油ガス田の形成に重要となる堆積盆地の条件は、①石油・天然ガスを生成しうる有機物の十分な供給と保存が行われている（いた）こと、②有機物の熟成に必要な温度その他の条件を満たしうる、厚い堆積層が存在すること、③石油の移動・集積に適した堆積層や地質構造が発達していることとされている。一般に、石油の産出地域は層厚1,000 m以上の堆積物が分布する場所と一致しており、かつその分布は偏在している。現在の巨大油田の多くは、中東や中南米、西シベリアに見られる（図2.1.8）。

石油・天然ガスは原生代から第四紀にわたる様々な時代の地層から産出する。しかしながら、油ガス田の規模について見ると、生成した地質時代に偏在が見られる。油ガス田を成立させるのに適した根源岩、貯留岩及びトラップは、古生代ペルム紀、中生代ジュラ紀～白亜紀、及び新生代新第三紀中新世の堆積盆地に多いことが知られている。また、油ガス田のうち埋蔵量（reserves）・産出量が大きいものは、中生代ジュラ紀及び白亜紀のものが圧倒的に多い。中東地域は、中生代には低緯度に位置し、アラビア半島とユーラシア大陸の衝突で生じた収斂型堆積盆地である。かつて存在した大陸間の浅海部に大規模なサンゴ礁が発達し、有機物に富む根源岩と貯留岩になる炭酸塩岩が発達した。

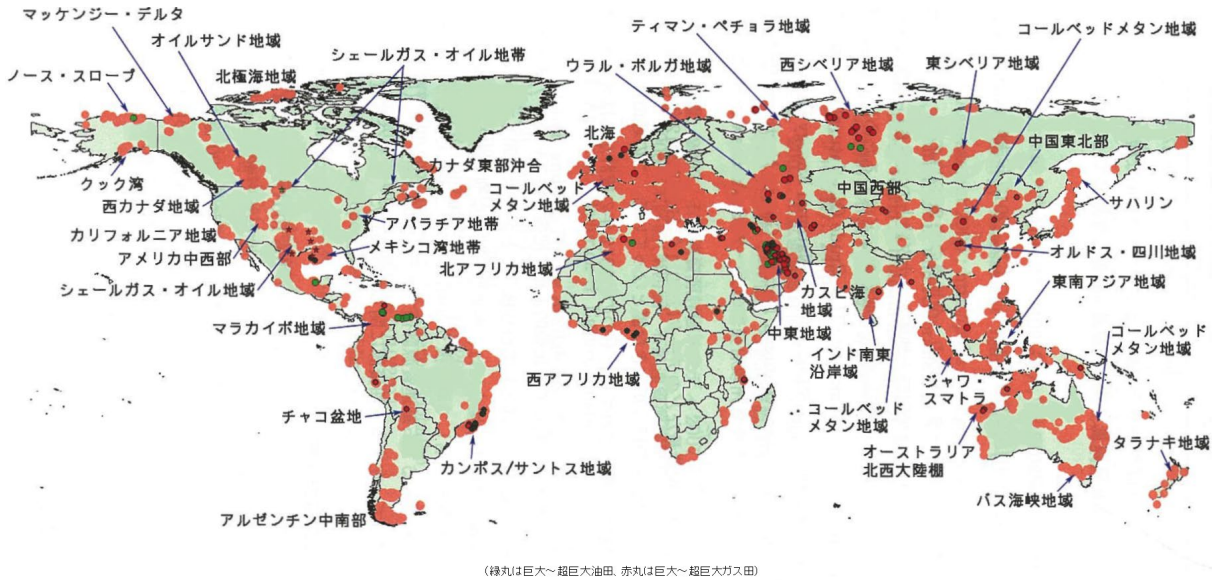


図 2.1.8 世界の主要な油ガス田の分布

(出典：石油鉱業連盟・JOGMEC)

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

2.1.4 在来型資源と非在来型資源

石油系炭化水素資源は、在来型資源（conventional resources）と非在来型資源（unconventional resources）に区分される（図 2.1.9）。在来型資源とは、局所的な地質構造形態や層位封鎖状態により、個別の石油・ガス集積体として存在する資源を指す。通常、水中で炭化水素に働く浮力の影響により、貯留層の孔隙中で石油・天然ガスは水層の上側に分離した形で集積している。この水力的作用により、在来型資源に分類される石油・天然ガスは地層水よりも高い圧力を受けているため、坑井を通じて容易に回収することができる。これらは、輸送・出荷のためにさほど特別な処理を必要としない。

これに対し、非在来型資源は連続型鉱床とも呼ばれ、広範な地域に広がる炭化水素集積体として存在する（図 2.1.10）。非在来型資源は非常に大きなポテンシャルを持つが（図 2.1.9）、在来型資源と異なり、粘度が大きく流動性がほとんどなかったり、未成熟ケロジェンを多量に含んでいたり、貯留岩の浸透率が著しく低かったりといった理由から、従来の技術では経済性のある開発が難しい。非在来型資源の例としては、コールベッドメタン（coalbed methane）、シェールガス（shale gas）、シェールオイル（shale oil）、タイトサンドガス（tight sand gas）、タイトサンドオイル（tight oil）、メタンハイドレートなどが挙げられる。これらの資源は水力的作用の影響をあまり受けておらず、坑井による通常の回収が困難であるため、それぞれ特殊な採取技術を必要とする。また、採取した炭化水素に対して、販売前に十分な処理が必要な場合もある。

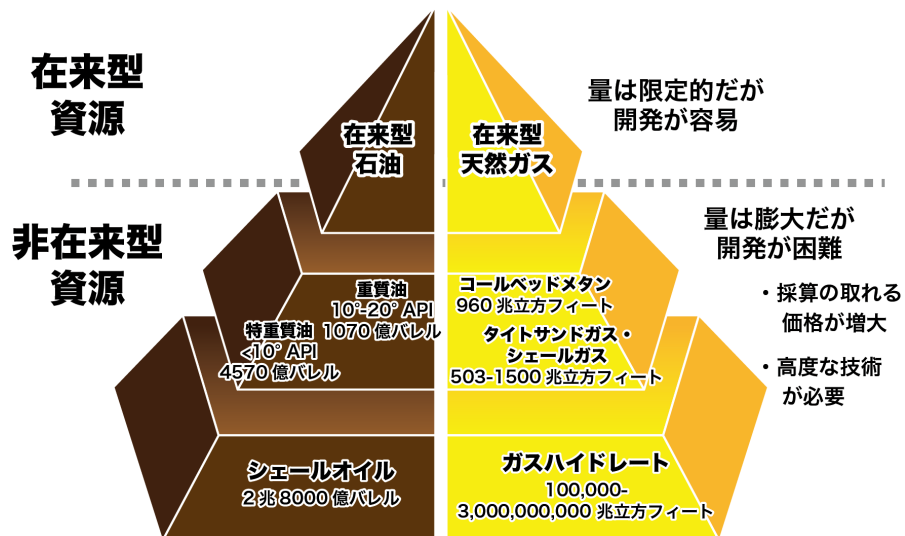


図 2.1.9 在来型資源と非在来型資源の比較

（出典：Jackson School of Geosciences, The University of Texas ウェブサイトを基に作成）

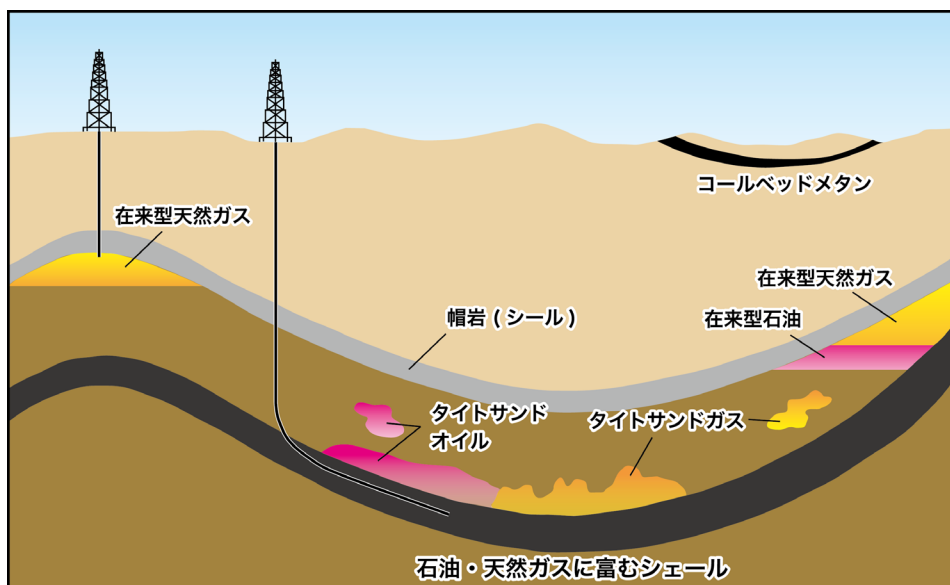


図 2.1.10 非在来型資源の例

(出典：U.S. Energy Information Administration and U.S. Geological Survey 資料を基に作成)

2.2 世界の油ガス田

2.2.1 世界の主要な油ガス田

2015 年末における、世界の石油埋蔵量は 1 兆 6976 億バレル、天然ガス埋蔵量は 186.9 兆 m^3 と推定されている (図 2.2.1)。また、表 2.2.1 に、世界の主要な油ガス田の一覧を示す。表中に水色で示したものが、海洋あるいは陸域から海洋にかけて分布する油田である。特に規模の大きな油ガス田は、中東や中南米に分布する。

資源の量を表す用語として、「資源量」と「埋蔵量」がある。資源量 (resources) は、地下に存在すると推定される全ての炭化水素の量を指す。すなわち、回収可能なものも回収不能なものも含んだ量である。これに対し、埋蔵量は、資源量の一部であり、①既に発見されており、②回収が可能であり、③経済性を有し、④残存しているもの、という 4 つの条件を満たす炭化水素の量と定義される。可採埋蔵量 (recoverable reserves) ともいう。

表 2.2.2 に、世界の主要なシェールガス・オイルの油ガス田の一覧を示す。シェールとは、頁岩という、薄くはがれやすい性質を持つ堆積岩のことである。アメリカ合衆国において、従来は経済的に採取が困難と考えられていたシェール層の開発が 2006 年以降進められてきた。これは、浸透率は非常に低い十分に油ガスを胚胎する頁岩に対して、水圧破砕により人工的に割れ目を作成し接触面積を増大させることで油ガスを回収するものである。2000 年代になってからのこうした採取技術の向上と、資源価格の上昇により、経済的な採取が可能となり、生産量が急激に増加した。これを「シェール革命」と呼ぶ。

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

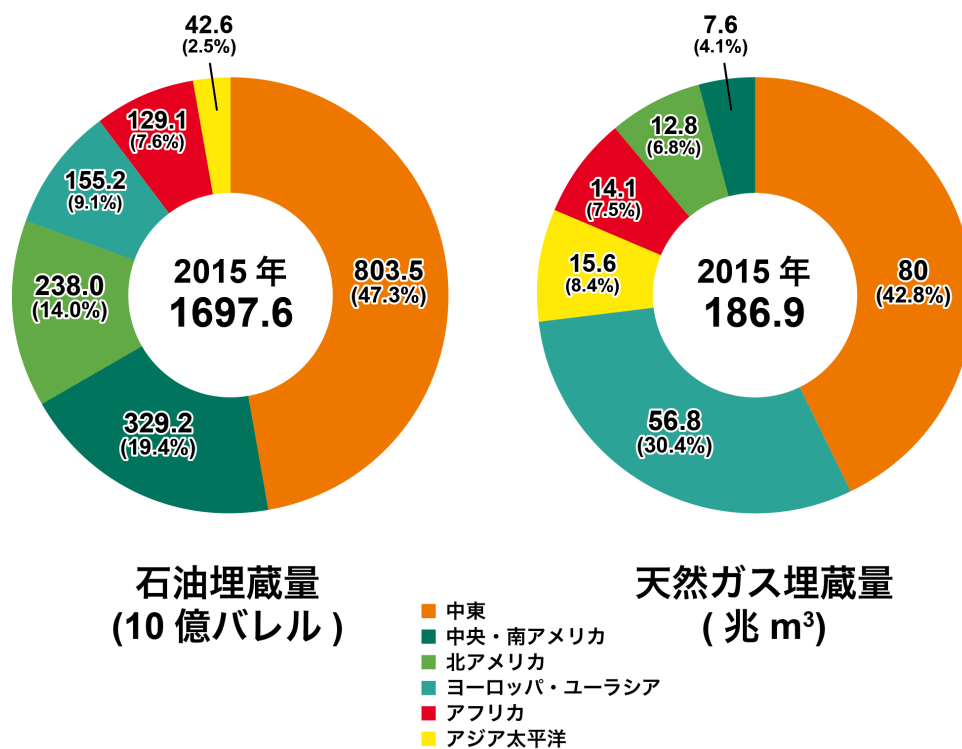


図 2.2.1 世界の石油・天然ガス埋蔵量 (2015年)

(出典: BP 統計 2016 を基に作成)

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

表 2.2.1 世界の主な油ガス田（水色は分布が海洋に及ぶもの）

名称	タイプ	地域	国	発見年	堆積盆地	海・陸	原油究極可採埋蔵量(億バレル)	天然ガス究極可採埋蔵量(兆立方フィート)
1 Kashagan	油田	アジア	Kazakhstan	2000	Precaspian Basin	海	130	30
2 Nanpu	油田	アジア	China	2005	Bohai Gulf Basin	海	10	
3 Galkynysh(Yoloten-Osman)	ガス田	アジア	Turkmenistan	2004	Amu-Darya Basin	陸		147
4 Dovletabad-Donmez	ガス田	アジア	Turkmenistan	1973	Amu-Darva Basin	陸		50
5 Natuna D-Alpha	ガス田	アジア	Indonesia	1973	East Natuna Basin	海		46
6 Karachaganak	ガス田	アジア	Kazakhstan	1979	Precaspian Basin	陸		46
7 Sulige	ガス田	アジア	China	2000	Ordos Basin	陸		40
8 Puguang	ガス田	アジア	China	2003	Sichuan Basin	陸		12
9 Hassi Messaoud	油田	アフリカ	Algeria	1956	Hassi Messaoud (El Biod) High	陸	103	
10 Palogue	油田	アフリカ	South Sudan	2002	Melut Basin	陸	10	
11 Hassi R'Mel	ガス田	アフリカ	Algeria	1957	Tirhemt Uplift	陸		105
12 Ghawar	油田	中東	Saudi Arabia	1948	Central Arabian Province	陸	1507	154
13 Greater Burgan	油田	中東	Kuwait	1938	Central Arabian Province	陸	601	
14 Safaniya	油田	中東	Saudi Arabia	1951	Central Arabian Province	陸／海	550	
15 Rumaila North & South	油田	中東	Iraq	1953	Central Arabian Province	陸	282	
16 West Qurna	油田	中東	Iraq	1973	Central Arabian Province	陸	262	
17 Ahwaz (Bangestan)	油田	中東	Iran	1958	Zagros Province	陸	258	
18 Kirkuk	油田	中東	Iraq	1927	Zagros Province	陸	255	
19 Zakum	油田	中東	UAE - Abu Dhabi	1964	Rub' Al Khali Province	海	248	
20 Marun	油田	中東	Iran	1964	Zagros Province	陸	237	
21 Shaybah	油田	中東	Saudi Arabia	1968	Rub' Al Khali Province	陸	225	
22 Zuluf	油田	中東	Saudi Arabia	1965	Central Arabian Province	海	200	
23 North Field	ガス田	中東	Qatar	1971	Central Arabian Province	陸／海	260	1000
24 Pars South	ガス田	中東	Iran	1992	Central Arabian Province	海		502
25 Marun	ガス田	中東	Iran	1964	Zagros Province	陸		81
26 Bab	ガス田	中東	UAE - Abu Dhabi	1954	Rub' Al Khali Province	陸	130	56
27 Kish	ガス田	中東	Iran	2005	Rub' Al Khali Province	陸		48
28 Junin	油田	中南米	Venezuela	1938	East Venezuela Basin	陸	850	
29 Boyaca	油田	中南米	Venezuela	1939	East Venezuela Basin	陸	500	
30 Carabobo	油田	中南米	Venezuela	1939	East Venezuela Basin	陸	450	
31 Tia Juana	油田	中南米	Venezuela	1928	Maracaibo Basin	陸	175	
32 Bachaquero	油田	中南米	Venezuela	1930	Maracaibo Basin	陸	109	
33 Lula	油田	中南米	Brazil	2006	Santos Basin	海	61	
34 Franco	油田	中南米	Brazil	2010	Santos Basin	海	54	
35 Libra	油田	中南米	Brazil	2010	Santos Basin	海	50	
36 Incahuasi x-1 ST	ガス田	中南米	Bolivia	2004	Chaco Basin	陸		12
37 Perla	ガス田	中南米	Venezuela	2009	Upper Guaira Basin	海		11
38 Aka (Cantarell)	油田	北米	Mexico	1977	Sureste Basin	海	171	
39 Prudhoe Bay	油田	北米	United States	1968	North Slope Basin	陸／海	143	
40 016/ 02-06 (Avaldsnes)	油田	ヨーロッパ	Norway	2010	Herda Platform	海	24	
41 Groningen	ガス田	ヨーロッパ	Netherlands	1959	Northwest German Basin	陸／海		100
42 Troll	ガス田	ヨーロッパ	Norway	1979	Horda Platform	海		47
43 Samotlor	油田	ロシア	Russia	1960	West Siberian Basin	陸	262	
44 Romashkinskoye	油田	ロシア	Russia	1943	Volga-Urals Basin	陸	185	
45 Fedorovo-Surgutskoye	油田	ロシア	Russia	1962	West Siberian Basin	陸	105	
46 Urengoykoye	ガス田	ロシア	Russia	1966	West Siberian Basin	陸		382
47 Yamburgskoye	ガス田	ロシア	Russia	1969	West Siberian Basin	陸		236
48 Bovanenkovskoye	ガス田	ロシア	Russia	1971	West Siberian Basin	陸		150
49 Shtokmanovskoye	ガス田	ロシア	Russia	1988	East Barents Sea Basin	海		135
50 Zapolyarnoye	ガス田	ロシア	Russia	1965	West Siberian Basin	陸		124

(出典：石油鉱業連盟, 石鉱連資源評価スタディ 2012年)

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

表 2.2.2 世界の主な油ガス田 (シェールガス・オイル)

名称	タイプ	地域	国	発見年	堆積盆地	海・陸	原油究極可採埋蔵量(億バレル)*	天然ガス究極可採埋蔵量*(兆立方フィート)
1 Qingshankou	シェールガス・オイル	アジア	China		Songliao Basin	陸	115	16
2 Sembar	シェールガス・オイル	アジア	Pakistan		Lower Indus	陸	58	101
3 Permian-Triassic	シェールガス	アジア	India		Krishna-Godavari	陸	6	57
4 Longmaxi	シェールガス	アジア	China		Sichuan Basin	陸	0	287
5 Permian	シェールガス	アジア	China		Sichuan Basin	陸	0	215
6 Qiongzhusi	シェールガス	アジア	China		Sichuan Basin	陸	0	125
7 L Silurian	シェールガス	アジア	China		Yangtze Platform	陸	0	104
8 Frasnian	シェールガス・オイル	アフリカ	Algeria		Ghadames/Berkine	陸	39	106
9 Khatatba	シェールガス・オイル	アフリカ	Egypt		Abu Gharadig	陸	19	65
10 Tannezuft	シェールガス・オイル	アフリカ	Algeria		Ghadames/Berkine	陸	5	176
11 Tannezuft	シェールガス・オイル	アフリカ	Algeria		Reggane	陸	3	105
12 Whitehill	シェールガス	アフリカ	South Africa		Karoo Basin	陸	0	211
13 Prince Albert	シェールガス	アフリカ	South Africa		Karoo Basin	陸	0	96
14 Goldwyer	シェールガス・オイル	オセアニア	Australia		Canning	陸	97	235
15 Roseneath-Epsilon-Murteree	シェールガス・オイル	オセアニア	Australia		Cooper	陸	10	89
16 Diyab	シェールガス・オイル	中東	United Arab Emirates		Rub' Al-Khali	陸	5	124
17 Vaca Muerta	シェールガス・オイル	中南米	Argentina		Neuquen	陸	162	308
18 La Luna/Capacho	シェールガス・オイル	中南米	Colombia/Venezuela		Maracaibo Basin	陸	148	202
19 L Inoceramus-Magnas Verdes	シェールガス・オイル	中南米	Argentina		Austral-Magallanes Basin	陸	66	129
20 Los Monos	シェールガス・オイル	中南米	Paraguay/Bolivia		Chaco Basin	陸	38	103
21 Los Molles	シェールガス・オイル	中南米	Argentina		Neuquen	陸	37	275
22 Barreirinha	シェールガス・オイル	中南米	Brazil		Amazonas Basin	陸	8	100
23 Eagle Ford Shale	シェールガス・オイル	北米	Mexico		Burgos	陸	63	343
24 Marcellus	シェールガス・オイル	北米	USA		Appalachian	陸	57	149
25 Duvernay	シェールガス・オイル	北米	Canada		East and West Shale Basin	陸	40	113
26 Cotton Valley	シェールガス・オイル	北米	USA		TX-LA-MS Salt	陸	27	139
27 Lower Besa River	シェールガス	北米	Canada		Liard	陸	0	158
28 Eagle Ford Shale	シェールガス	北米	Mexico		Sabinas	陸	0	100
29 Muskwa/Otter Park	シェールガス	北米	Canada		Horn River	陸	0	94
30 Permian-Carboniferous	シェールガス・オイル	ヨーロッパ	France		Paris Basin	陸	32	127
31 Llandoverly	シェールガス・オイル	ヨーロッパ	Poland		Baltic Basin/Warsaw Trough	陸	12	105
32 L Carboniferous	シェールガス・オイル	ヨーロッパ	Ukraine		Dniepr-Donets	陸	11	76
33 L Silurian	シェールガス	ヨーロッパ/Romania	Ukraine/Romania		Carpathian Foreland Basin	陸	0	72
34 Bazhenov Central	シェールガス・オイル	ロシア	Russia		West Siberian Central	陸	579	144
35 Bazhenov North	シェールガス・オイル	ロシア	Russia		West Siberian North	陸	167	141

*Technically Recoverableの値

(出典 : US EIA World Shale Resource Assessments)

2.2.2 世界の石油・天然ガス輸出入フロー

図 2.2.2 及び図 2.2.3 に、世界の石油及び天然ガスの輸出入フローをそれぞれ示す。石油の主な輸元は中東とロシアであり、それらからの輸入量が多いのはヨーロッパとアジアである。中南米も輸出が多く、北米ではカナダからアメリカへの輸出が多い。アメリカは中東や南米（ベネズエラ）からも輸入している。日本は石油輸入のほとんどを中東に頼っている。産油国から地理的に遠い日本への石油の輸送には、船舶（タンカー）が用いられる。

天然ガスについては、パイプライン (pipeline) による輸送と液化天然ガス (LNG: Liquefied Natural Gas) としての船舶による輸送がある。パイプラインによる輸送は、ロシアからヨーロッパ、カナダからアメリカなどの間で多い。LNG 船による輸送は、中東からヨーロッパやアジアに向けての航路が大部分を占めるほか、オーストラリアから日本への輸出も多い。

第2章 石油・天然ガス資源の基礎

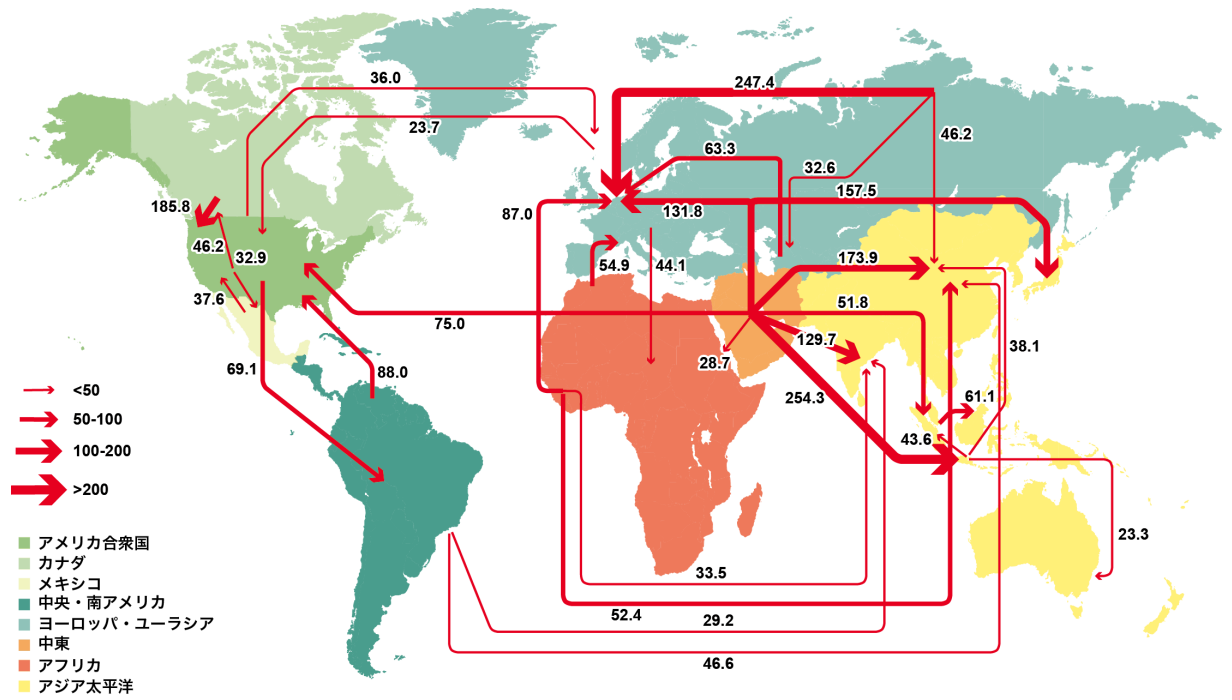


図 2.2.2 世界の原油輸出入フロー（百万トン）

（出典：BP 統計 2016）

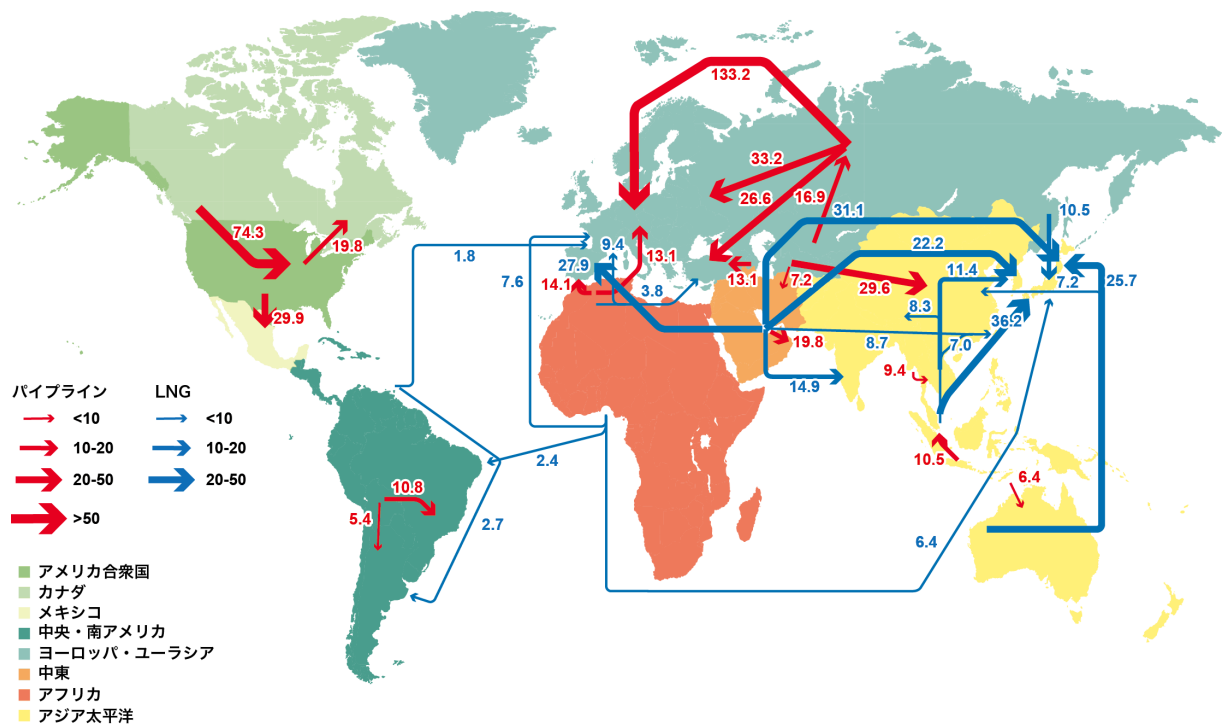


図 2.2.3 世界の天然ガス輸出入フロー（10 億 m³）

（出典：BP 統計 2016）

第 2 章 石油・天然ガス資源の基礎

<参考資料>

- 石油技術協会. 石油鉱業便覧 石油技術協会創立 80 周年記念. 石油技術協会, 2014, 957p.
- JOGMEC. JOGMEC 基礎講座テキスト「石油地質」, 2013, 121p.
- 天然ガス鉱業会. “国産天然ガス資源”. 天然ガス鉱業会.
https://www.tengas.gr.jp/natural-gas/natural-gas_resources/, (参照 2021-02-26)
- JOGMEC. “石油・天然ガス用語辞典”. 石油・天然ガス資源情報,
<https://oilgas-info.jogmec.go.jp/termsearch/>, (参照 2021-02-26) .
- 氏家良博. 石油地質学概論 [第 2 版]. 東海大学出版会, 1994, 148p.
- Behar, F.; Vandenbroucke, M. Chemical modelling of kerogens. Organic Geochemistry. 1987, vol. 11, no. 1, p. 15-24.
- U.S. Energy Information Administration. “The geology of natural gas resources”. U.S. Energy Information Administration.
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=110>, (cited 2021-02-26).
- 石油鉱業連盟. 石鉱連資源評価スタディ 2012 年 世界の石油・天然ガス等の資源に関する 2010 年末評価. 石油鉱業連盟, 2012.
- Jackson School of Geosciences, " Exploration & Innovation: Geoscientists Push the Frontiers of Unconventional Oil and Gas". The University of Texas.
<https://www.jsg.utexas.edu/news/2008/04/exploration-innovation-geoscientists-push-the-frontiers-of-unconventional-oil-and-gas/>, (cited 2021-02-26)
- U.S. Energy Information Administration. “World Shale Resource Assessments”. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>, (cited 2021-02-26).
- 経済産業省資源エネルギー庁. “平成 26 年度エネルギーに関する年次報告 (エネルギー白書 2015)”. 経済産業省. <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2015pdf/>, (参照 2021-02-26) .
- BP. "BP Statistical Review of World Energy". BP.
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>, (cited 2021-02-26)