

JPEC 世界製油所関連最新情報

2015 年 6 月号

(2015 年 5 月以降の情報を集録しています)

一般財団法人 石油エネルギー技術センター
調査情報部

目 次

概 況

- | | |
|------------------------------------|--------|
| 1. <u>北 米</u> | 5 ページ |
| (1) 米国産超軽質原油処理に関わる諸問題 | |
| 1) 原油処理上の現象・問題 | |
| 2) 国内産原油の輸出問題 | |
| 3) その他の問題 | |
| (2) E-15 販売に関わる NREL の公表資料について | |
| 1) E-15 販売における環境 | |
| 2) 米国におけるガソリン給油所の現状と課題 | |
| 3) NREL のレビュー結果 | |
| (3) カナダの Sturgeon 製油所建設に関わる経過情報 | |
| 2. <u>ヨーロッパ</u> | 14 ページ |
| (1) 欧州議会が採択した | |
| 船舶の燃費報告制度 (EU-MRV) に関する情報 | |
| (2) CEPSA が製油所に設置する発電設備に関する情報 | |
| (3) ブルガリアの Bourgas 製油所アップグレード情報 | |
| 3. <u>ロシア・N I S 諸国</u> | 17 ページ |
| (1) ESPO 支線経由の中国向け輸出原油量に関わる齟齬 | |
| (2) Turkmenbashi 製油所関連の数多くの近代化工事情報 | |

(次ページに続く)

4. <u>中 東</u>	19 ページ
(1) アラブ首長国連邦の石油下流事業の概況 (2) 中東湾岸石化・化学協会が GHG 排出削減の方針を発表 (3) クウェート KOC、Al-Ahmadi 製油所に発電プラントを新設へ	
5. <u>アフリカ</u>	23 ページ
(1) ナイジェリア Dangote Group の製油所新設プロジェクトの進捗状況 (2) エジプト Carbon Holdings の石油化学プロジェクトの状況 (3) 南ア共和国で Sasol FT ワックスプロジェクトのフェーズ 1 が完成	
6. <u>中 南 米</u>	25 ページ
(1) コロンビアの Cartagena 製油所の近代化プロジェクトが最終段階に (2) 中南米諸国の韓国、中国への原油輸出の最近の状況	
7. <u>東南アジア</u>	27 ページ
(1) マレーシア Petronas の RAPID プロジェクトの進捗状況 (2) インドネシアの製油所新設プロジェクトへのイラン・オマーンの関与 (3) タイ PTT の精製事業の動向 (4) インドのシェール資源開発の状況	
8. <u>東アジア</u>	32 ページ
(1) 中国の石油下流事業の概況 (2) 中国のシェールオイル・シェールガス開発の最新情報	
9. <u>オセアニア</u>	38 ページ
(1) Chevron がニュージーランドの精製・燃料販売事業を売却 (2) オーストラリア Gladstone に小規模製油所の建設計画	

※ この「世界製油所関連最新情報」レポートは、2015 年 5 月以降直近に至るインターネット情報をまとめたものです。当該レポートは石油エネルギー技術センターのホームページから閲覧および検索することができます。

- ・ <http://www.pecj.or.jp/japanese/overseas/refinery/refinery.html>
- ・ pdf 最新(改訂)版
http://www.pecj.or.jp/japanese/overseas/refinery/refinery_pdf.html

概 況

1. 北米

- ・米国の製油所では、国産の軽質原油の処理量を増やすために、軽質輸入原油の削減やカナダ産重質原油との混合処理を進めてきたが、これらの対策では今後の軽質原油の増産には対応しきれないという懸念が浮上している。
- ・国産原油の国内処理能力が限界に近づいている米国では、精製業界は依然として全量国内精製の方針である一方、生産業者は有利な価格での輸出を期待している状況にある。
- ・国産軽質原油の国内精製は、将来的には本格的な設備改造が必要になると見られているが、蒸留装置や2次装置の新設には高額な設備投資が懸念材料になっている。
- ・米国では E15 ガソリン適応車両の割合が増えているが、普及には、給油設備に関する諸規則・手続き、非対応車への誤給油対策、夏季の蒸気圧基準等の課題が存在する。
- ・米国では単一給油所経営の SS の比率が多く、E15 ガソリン導入に必要な設備投資が敬遠される傾向が強い。また、ブランド銘で販売している形態の SS では契約などが E15 導入の制約になる恐れがある。
- ・技術や品質管理機関によると、既に E10 ガソリンが普及している米国では E15 導入に際して、タンクや給油装置に技術的な問題は少ないと見ている。
- ・カナダ・アルバータ州で計画されているビチューメンをディーゼル・ナフサまで精製する Sturgeon 製油所の建設が本格化し、ターミナル施設建設の契約なども行われている。

2. ヨーロッパ

- ・欧州議会は、EU 加盟国に入港する 5,000 トン以上の船舶に GHG 排出量の報告義務を課す規則を採択した。2018 年 1 月から燃料消費量の監視が始まる計画で、GHG 排出量の削減効果として 2%を期待している。
- ・スペイン CEPSA は Gibraltar-San Roque 製油所に GE の製油所副産リサイクルガスを使用する多種燃料型ガスタービン発電の採用を決めた。
- ・ブルガリア唯一の製油所 Lukoil Neftochim Burgas の Burgas 製油所で残渣油水素化分解装置が完成し、精製深度 90%と Euro-5 基準の燃料の製造が可能になった。引き続き、同製油所では精製能力の拡張が計画され、イラク原油の処理が予定されている。また、Lukoil はブルガリア国内に多目的給油所の設置に力を入れる方針である。

3. ロシア・NIS 諸国

- ・ロシア国営 Transneft は、ESPO パイプラインによる中国向けの原油輸出量が目標を満たさない場合、余剰分をロシア極東 Kozmino 港からタンカー輸出する計画を明らかにし、中国側を牽制する形になっている。
- ・トルクメニスタンの Turkmenbashi の精製・石化コンプレックスでは、2015 年以内に近代化・拡張プロジェクトの第 1 フェーズが完了する見込みである。計画で、精製能力を現在の 24 万 BPD から 4 段階で 60 万 BPD まで拡張すると共に、石化装置を増設する。

4. 中東

- ・更新された EIA のレポートを中心にアラブ首長国連邦 (UAE) の石油下流事業の概況をまとめる。UAE は世界的な原油の埋蔵・生産・輸出国であり、精製能力の拡大にも力を入れている。天然ガスは純輸入国である一方でアジア向けに LNG の輸出を行っている。

- ・中東湾岸石化・化学協会（GPCA）が GHG 排出量削減に取り組む方針を明らかにした。GPCA は CCS/CCU (CO₂ 回収貯留/利用) 技術を重視する方針で、最近いくつかのプラントが稼働している。

- ・買電電力の停電による製油所の停止が問題になっているクウェートの Al-Ahmadi 製油所は発電プラントを新設し、自家発電能力を強化する。

5. アフリカ

- ・ナイジェリアの Dangote Group は、製油所プロジェクトの主要な精製 2 次装置に Honeywell UOP のプロセスを採用することを発表した。同プロジェクトは順調に進んでいる様子である。

- ・エジプトの石化会社 Carbon Holdings は、UAE の金融機関から融資を獲得したことでナフサクラッカー・ポリプロピレン・硝酸アンモニアプロジェクトを進める方針である。

- ・Sasol が、南ア共和国の Sasolburg で進めてきた FT ワックス増産プロジェクトの第 1 フェーズが完了した。天然ガスを原料に FT プロセスの特徴を生かして、固形ワックスなどを製造する大型プロジェクトで、第 2 フェーズも着工済である。

6. 中南米

- ・コロンビア国営 Ecopetrol の Cartagena 製油所プロジェクトが最終段階に入っている。プロジェクトは既存製油所 (7.8 万 BPD) を更新するもので精製能力の拡大 (16.5 万 BPD) と、最新設備のフル装備を図るもの。

- ・米国向け原油輸出が減少傾向にある南米諸国がアジア向けの原油輸出を目指している。メキシコ・コロンビアによる韓国の製油所向けの輸出や、中国がブラジル最大の原油輸出先になっている現状が報道されている。

7. 東南アジア

- ・マレーシアの大規模製油所・石油化学コンプレックスプロジェクト (RAPID) では、原油価格の低迷を受け Petronas が見直しを進めている。完成予定時期は 2019 年半ばに若干延期されている。

- ・インドネシアの製油所建設に、諸外国が関与する動きが伝えられている。イラン、オマーンによる製油所プロジェクトへの原油の供給と出資、中国がイランと共に出資する計画などが報道されている。

- ・タイ国営 PTT は傘下の精製子会社の株式公開を計画している。また、IRPC ではプロピレン・アロマ増産プロジェクトなど、TOP では LAB プロジェクトが進行している。

- ・天然ガスの増産を目指しているインド石油・天然ガス省がインドのシェールガス埋蔵量の各機関による推計値を公表するとともに、国営開発会社による開発の概要計画を明らかにしている。

8. 東アジア

- ・EIA が中国のレポートを更新したのを機会に中国の石油下流事業を概観する。原油の輸入量が増える中で増進回収 (EOR) や GTL・CTL・バイオ燃料の増産による液体炭化水素の増産が計画されている。石炭依存度には制限を設け、天然ガスの増産や LNG 輸入に力を入れている。精製能力は増加する計画であるが、需要の伸び悩みから一時的な供給過

剩状態にある。また、環境対応・製品品質改善のために民間製油所を含めた精製設備見直しが必要である。

- ・国営 CNPC が中国西北部の陝西省でシェールオイルの埋蔵を発見した。埋蔵量は CNPC として最大級の 1 億トン。また、Sinopec は涪(フ)陵区のシェールガスを輸送する輸送能力 60 億 m³/年の大規模なパイプラインの稼働を開始した。

9. オセアニア

- ・Chevron は、ニュージーランド唯一の製油所 Marsden Point 製油所を操業する Refining NZ の全保有株式を売却するとともに、販売会社 Chevron New Zealand の SS や潤滑油など全事業を Z Energy に売却し、同国の下流事業の大部分から撤退する。

- ・大手企業の製油所閉鎖が続くオーストラリアから、クイーンズランド州に地域への石油製品供給を目指す小規模な製油所(4 万 BPD 程度)を新設する計画が発表されている。

1. 北 米

(1) 米国産超軽質原油処理に関わる諸問題

ロイター紙が 6 月 2 日付のコラム記事で、輸入軽質原油に代わり米国産シェールオイルが国内製油所で処理されるようになり、製油所処理原油の平均 API 比重も次第に高い数値を示している(API 比重では数値が大きくなるほど軽質になる)ことを紹介している。

今年 3 月時点で米国の製油所が処理した原油の平均 API 比重は 31.95 度(密度(15℃)では 0.864g/cm³)で、過去のデータと比較すると図 1 に示す通り 1991 年 4 月時点の状況に戻ってきている現状を示した上で、処理原油の軽質化に伴い顕在化しつつある問題、米国産原油のカナダを除く海外への輸出禁止措置法が継続される場合に想定される問題について考察している。以下にその内容を紹介する。

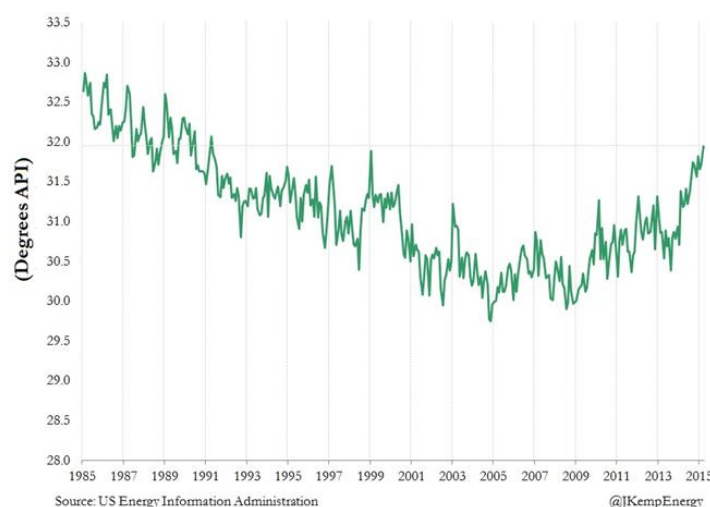


図 1. 米国製油所における処理原油平均 API 比重推移
(出典：[6 月 2 日付 Reuter 誌](#))

1) 原油処理上の現象・問題

製油所にとって処理原油の比重を一定に保つことは重要因子の一つであり、どのような性状の原油をどの程度の割合でブレンドして処理するかに注意を払っていると言える。その理由は、通常、製油所内の各装置は処理量に制約があり、かつかなり狭い範囲の条件下で最大効率が得られるように設計されているからである。

原油性状が軽質になると、常圧蒸留装置で得られるガス留分や軽質留分が増加し、重質留分が減少するため、常圧蒸留装置以降の処理装置の重質原料が減少することに繋がり、装置の効率的運転が困難になる傾向にある。従って、装置類の効率的運転の観点からは、処理原油性状は一定であることが望ましい。

米国で起こったシェール革命は、製油所にとっては結果的に多量の超軽質原油を処理しなければならない状況を生み出し、製油所の効率的運転の面では一種のチャレンジになっている。

ノースダコタ州で生産されている Bakken 原油の比重は $0.810 \sim 0.820 \text{ g/cm}^3$ (API 比重では $42.0 \sim 44.0$ 度) で、米国内製油所で長らく処理されてきた原油に比較すると $0.050 \sim 0.060 \text{ g/cm}^3$ 軽質になっている。テキサス州で生産されている Eagle Ford 原油は Bakken 原油より更に軽質である。

国内で生産されているこれ等の超軽質原油の処理量増加に伴い各製油所が採用している方策は、処理原油の比重を出来る限り一定に保持する必要性から、北海原油をはじめとしてナイジェリア、アルジェリア、アンゴラなどの北アフリカや西アフリカ産の輸入軽質原油の処理を削減する方法である。

この傾向が継続され、また進展するようになり、現在では米国が輸入する軽質原油量はこれ以上削減できないところまで達していることから判断すると、国内産シェールオイル処理の増加を輸入軽質原油の削減で代替する方法も限界にきていると言える ([2014 年 6 月号第 2 項参照](#))。

この限界を打破するために代替案として検討され始めている一つの方策は、国産超軽質原油とカナダ産原油の様な重質原油を混合処理することである。エネルギー情報局 (EIA) のデータを見ても、軽質原油の輸入量が減少するにつれ、カナダ産重質原油の輸入量が過去最高になるほど増加していることから、当該方策が進められていることを読み取ることが出来る。

だが、当該策も超軽質原油生産量が拡大し続けている状況下では、重質原油との混合処理が十分な対応策になるとは考え難い。

[2015 年 4 月号第 1 項](#)の「米国における超軽質原油増産対応精製能力について」で報告したように、米国燃料・石油化学製造者協会 (AFPM) では、“今後数年間、国内で増産される超軽質原油を処理できる精製能力は充分にある”との見解を示している。しかし、

“現状では何とか保たれている効率的運転が、今後長期に亘り維持される保証は無い。”とする意見もあり、現状維持が出来なくなるまで、どの程度の時間的猶予が与えられているのだろうかとの疑問が投げかけられている。

2) 国内産原油の輸出問題

米国では 1973 年/1974 年に発生した“石油危機”に対処するために、米国産原油のカナダを除く海外への輸出禁止措置法が制定されている。従って、現状ではノースダコタ州やテキサス州のシェールプレイで生産されている超軽質原油は、輸出せずに国内処理を行わなければならない。

従来、装置構成が比較的単純なもので済む北海原油や西アフリカ産の軽質原油を処理してきた米国東海岸の製油所にとっては、国内産の超軽質原油を処理することはむしろ好都合であるが、これまで重質原油処理を念頭に置いてコーカーなどの装置を導入し、複雑な装置構成を取るメキシコ湾岸の製油所にとっては、好ましいとは言い難い。

多くの製油所では格安価格で国内産超軽質原油の調達を継続しているものの、精製事業者にとっては最適原油性状ではないとの懸念が存在し、一方、原油生産者には超軽質原油性状であるにも拘らず低価格であるとの不満がある。国内の超軽質原油生産者にとって、国際原油価格に対する想定外の低価格が、原油の輸出禁止措置法の撤廃要求になっている。

一方で多くの製油所は原油の輸出禁止措置に対しての立場を公にはしていないが、安価な国内産原油が入手可能である上、ラテンアメリカ、ヨーロッパ及びアジア地域への製品輸出に依存するようになってきているため、原油を輸出する必要性は薄くなり原油の輸出制約関係法規の緩和にはあまり乗り気ではないとされている。

東海岸に製油所を持つ Monroe Energy (Trainer 製油所を所有)、PBF Energy (Delaware City 製油所、Paulsboro 製油所及び Toledo 製油所を所有)、Philadelphia Energy Solutions (Philadelphia 製油所を所有) に Aon USA を加えた 4 社で構成されるロビー活動団体の「CRUDE Coalition: Consumers & Refiners United for Domestic Energy」は、これまで超軽質原油を記録的とも言える処理量で製油所を稼働してきたが、原油性状の相違に基づいて運転停止に至った例は無いとして禁輸解除に反対している。

殆ど全量が鉄道輸送されている国内産シェールオイルは、東海岸の製油所にとってニーズにマッチした原油になっており、次第にその重要性を増してきている。EIA の統計データを見ても、今年 2 月には東海岸の製油所が処理した原油の 50%以上は鉄道輸送された原油である。CRUDE Coalition を構成する 4 社にとって安価な超軽質原油の調達は、好調な精製事業を継続する上での生命線と言っても過言ではない。

前項でも触れた通り、業界団体の AFPM では「超軽質原油の吸収能力(処理能力)は十分に国内に備わっている」との見解を示し、輸出解禁の必要性は無いとしながらも、米国内精製事業者の間でも、置かれた環境により原油の輸出禁止措置に対する“温度差”

が存在し、複雑な状況にある。

3) その他の問題

国際原油価格の急落やシェールオイル生産用掘削リグ数が低下している現象は、短期的に見ると、精製事業分野が直面している軽質原油過剰の問題や超軽質原油の価格が低すぎるという問題を軽減・緩和しつつ国内の原油生産量がある一定の安定した状態に収束していく過程と見ることができる。しかし長期的には、増え続ける超軽質原油生産量の取扱い問題が依然として存在していることになる。

ある程度の超軽質原油の輸出を行う一方である程度の重質原油を輸入し、最も効率的なベストミックスの原油構成が得られるまで市場原理に任せることも、一つの解決策として存在しているのかもしれない。

禁輸措置が継続される場合には、増産が続く超軽質原油処理を目的とする製油所投資が必要になると考えられる。製油所稼働率を今以上に向上させ、且つ既存装置に何らかの改造を積極的に施すことでボトルネックを解消し、超軽質原油の増処理を図ることも一つの方策で、こうした方法はEIAが今年4月に公表した技術資料の「Technical options for processing additional light tight oil volumes within the United States」([下記掲載資料参照](#))でも検討されている。

同資料中には、生産が増加し続ける国内産原油を問題無く処理するには、国内の製油所が蒸留装置や二次処理装置を新設しなくてはならなくなり、殆どのケースでこれ等の装置の設備投資は高額になると指摘している。

これ等の点を加味すると、現実に進められている方法は、高額になる設備投資を避ける意味合いから、対処療法的に超軽質原油処理がなされているものと思われる。仮に禁輸措置が今後2〜3年間継続されると、“ゆがみ”は国内産超軽質原油と国際原油の間の大幅な値差として現れたり、将来的にはその値差が更に広がったりする可能性すら存在していると思われる。

<参考資料>

- ・ <http://uk.reuters.com/article/2015/06/02/usa-refineries-feedstock-kemp-idUKL5N0Y03JA20150602>
- ・ <http://fingfx.thomsonreuters.com/2015/06/02/14374096c8.png>
- ・ <http://www.eia.gov/analysis/studies/petroleum/lto/pdf/lighttightoil.pdf>
- ・ [2015年4月号第2項](#)「EIAによる原油の鉄道輸送状況を示す月次データ」

(2) E-15 販売に関わる NREL の公表資料について

米国エネルギー省傘下の研究機関の一つである再生可能エネルギー研究所（NREL：National Renewable Energy Laboratory）が、燃料小売店でエタノールを15%混合したガソリン（E-15）を販売する場合の貯蔵設備や給油設備のE-15に対する適合性に関する調査報告書を公表している。

過去十数年に亘り給油機器メーカー、業界団体、政府機関などが個別に検証した多数の文献類、適用コードや基準類、検査結果を示すデータ類をレビューすることで、現状の燃料小売店で使われている機器に悪影響を及ぼすことなく E-15 を給油出来るか否かを判断したものである。

「E15 and Infrastructure」と題した[この報告書](#)では、エタノール含有ガソリンを対象とする給油所関係の機器類への影響を調べたそれらの文献類の記載事項からは、問題は摘出されなかったとしている。同調査報告書に記載された概要並びにインターネットで紹介されている情報を以下に報告する。

1) E-15 販売における環境

EPA は 2011 年に、2001 年型車以降の新しい軽量トラックや乗用車に対して E-15 の使用を認めているが、2014 年末時点のデータとしては、米国でガソリン仕様車として登録されている車の 65%は 2001 年型以降の車である。

しかし、現実には E-15 の使用は若干の誤解や給油所での誤給油防止の問題があり普及していない。普及が進んでいないその他の理由として、E-15 を販売する場合には追加される連邦規則並びに州政府ベースでの規則、誤給油時の法的責任、E-15 の夏季における蒸気圧の EPA 提示要件未達成を上げることが出来る。

① E-15 販売時に適用される規則の概要

E-15 を販売する場合、他の燃料販売時には遵守する必要のないいくつかの連邦政府要件がある。まずは E-15 を給油する個別給油機への「EPA E-15」ラベルの貼付、誤給油を無くすための具体策の導入、燃料品質調査への参加（各給油機へのラベル貼付確認、エタノール含有量測定、蒸気圧測定）、E-15 配送・出荷用書類の準備、規格給油機/ホース類の使用である。

② 誤給油時の法的責任と現実

一部の給油所では、旧式車への E-15 の誤給油に対する懸念を持っている。消費者が自分の車の年式を知らないことは珍しくない。しかし、大気浄化法の下では給油所側を含めて法を犯した場合には、EPA により 1 日当たりで最大 3.75 万ドルの罰金が科せられることになる。これまで EPA は最大罰金額を給油所に課した例は無く、ビジネス・サイズに基づいて罰金の額を軽減する権限も有している。

③ 夏季における蒸気圧

E-15 ガソリンの場合、無混合ガソリンに比較して蒸気圧は通常 1psi 上昇する。EPA では揮発性成分の大気への放散を抑制する目的で毎年 6 月 1 日から 9 月 15 日までの夏季期間、特別なガソリン蒸気圧規制を布いている。

また、米国では大気汚染の激しい地域では、自動車の排気ガス対策として改質ガソリン (RFG : Reformulated Gasoline) の使用が義務付けられているが、RFG の使用義務のない地域に対しては、1992 年に当時のエタノール 10%混合ガソリンである E-10 は、「1psi

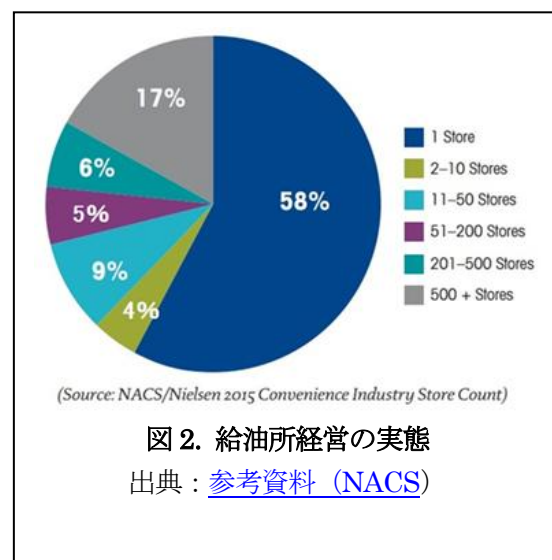
の免除」(米国では、「1-pound waiver」として知られている)が与えられている。

この「E-10 1psi 免責条項」はE-10 のみの条項であり、その他のエタノール含有ガソリンは対象にならないことが連邦政府規則にも盛り込まれている。従って、E15 は、同じ 1psi 免責条項が与えられていないことになるため、低蒸気圧基材による調整が出来ない限り、夏季期間中は非 RFG 使用義務地域での販売は現状では出来ないことになる。

2) 米国におけるガソリン給油所の現状と課題

米国エネルギー省のエネルギー効率・再生可能エネルギー局 (EERE : Office of Energy Efficiency and Renewable Energy) の代替燃料データセンター (AFDC : Alternative Fuels Data Center) やコンビニエンス・ストア所有者協会 (NACS : National Association of Convenience Store Owners) に集積されているデータによると、国内では年間約 1,600 店舗が新規に開設されているが、閉鎖される店舗数も多く総体的には給油所数は減少傾向で、現状を示すと以下の通りである (図 2 参照)。

- ① 米国内給油所総数は約 153,000 ヶ所である。
- ② 内訳として 58%が単一給油所の経営になっている。
- ③ 石油メジャーが所有する給油所は 0.4%である。
- ④ 約 50%の給油所はいわゆる銘柄品としての燃料販売を行っている。
- ⑤ 輸送用燃料の 80%はコンビニエンス・ストアで販売され、14%はハイパーマーケット販売、残りはマリーナの様な販売量が少ない小売店での販売になっている。
- ⑥ 単一コンビニエンス・ストアで販売される量は平均して 128,000 ガロン/月 (約 15.1 m³/日) である。
- ⑦ コンビニエンス・ストアで販売の全販売額の 71%は輸送用燃料が占めるが、収益に占める割合は 36%である。
- ⑧ 2013 年のデータとして、単一コンビニエンス・ストアの平均収益は 5.5 万ドルであるが、ほとんどはガソリン販売以外からの収益になっている。



米国内で数的に一番多い給油所は 58%を占めている単一給油所で経営されている販売店であり、E-15 の拡販は経営基盤の脆弱と見られるこの単一給油所へのアプローチが必要になるため、一種のリスクを伴う形になっている。

単一給油所経営の次に多い割合を占めるのは、500 ヶ所以上の給油所を経営するグループで 17%を示している。この内、コンビニエンス・ストアは石油会社か製油所或は流通業者の独自商標で販売しているところは約 50%で、前者が 31%で後者が 19%になってい

る。この“ブランド”で市場を形成している場合に制約が生じる場合がある。

長期契約や販売条件として供給量に対する販売義務量が設けられていたり、レギュラーやプレミアムさらにはディーゼルと言った油種別販売義務量が設けられていたりする場合があるからである。この様な制約が設けられている場合には、E-15を販売する場合、ブランドを掲げて販売している給油所では、単一給油所経営として独立した給油所やチェーン店としてのコンビニエンス・ストアの場合より制約を受けることが考えられる。

3) NREL のレビュー結果

NREL では本調査の結果、E15 を販売するに際して地下貯蔵タンク（UST：underground storage tanks）など、既存のガソリン給油関係機器の殆どが互換性を持っていると結論付けている。

また、「公共の安全」を基とした非営利機関で、材料・装置・部品・道具類などから製品に至るまでの、機能や安全性に関する標準化を目的とした製品安全規格を策定し、同時に評価方法を設定、実際の評価試験を実施しているアメリカ保険業者安全試験所（UL：Underwriters Laboratories Inc.）によるエタノールを含まないガソリンからエタノールを 85%含有するガソリンまでを対象とする検査においても、タンク類、パイプ類、バルブ類など給油機を構成する機器類が、UL 検査基準合格品になっていることが互換性のあることの根拠に挙げられている。

更に、E-10 が市場に出回って久しいが、何らかの不都合が発生していたか文献上での調査を行った結果でも、E-10 が原因となって発生した事故は報告されておらず、インフラ業界の専門家からも E-10 を要因とする問題の存在は示唆されていないとしている。

<参考資料>

- ・ <http://energy.agwired.com/2015/05/27/nrel-releases-e15-infrastructure-report/>
- ・ <http://www.ethanolrfa.org/news/entry/new-nrel-report-most-retail-fueling-equipment-is-already-e15-compatible/>
- ・ <http://www.nrel.gov/docs/fyl5osti/64156.pdf>
- ・ http://www.nacsonline.com/YourBusiness/FuelsReports/2015/Documents/2015-NACS-Fuels-Report_full.pdf

(3) カナダの Sturgeon 製油所建設に関わる経過情報

カナダ・アルバータ州の州都 Edmonton から北東に約 45km の位置にある Sturgeon 郡で、85 億ドルを投資して建設されている Sturgeon 製油所において、構造物の設置が行われるなどして製油所としての全容を現し始めている。製油所建設は 3 段階で進められるが、現在進行中の Phase I は 2017 年第 3 四半期の完成予定で進められている（図 3 参照）。

2012 年 12 月号第 1 項や 2013 年 10 月号第 3 項で報告している通り、各段階では処理能力 5 万 BPD（希釈剤込みの量として約 7.7 万 BPD）の設備が設置されることになり、プロ

プロジェクトの最終段階ではビチューメン処理量が 15 万 BPD の製油所が完成することになる。



図 3. Sturgeon 製油所概略建設工程 (Phase 1)

出典 : North West Redwater Partnership の HP

製油所で処理される原油はビチューメンであるが、このビチューメンの 75%はアルバータ州政府が RIK プログラム (Royalty-In-Kind program : ロイヤリティを現金ではなく原油として納めるシステム) で得たビチューメンが供給され、残りの 25%は Canadian Natural Resources Ltd. が供給することになっている。

Sturgeon 製油所建設は North West Redwater Partnership (NWR) が主体となって進めているが、同企業は Canadian Natural Resources の子会社である Canadian Natural Upgrading Ltd. と North West Upgrading Inc. の両社が提携して設立した会社である。

製油所の主要製品はビチューメンをアップグレーダーで処理して得られる合成原油ではなく、更に脱硫処理した低硫黄ディーゼルとナフサであると共に、ビチューメン処理の過程で発生する CO₂ を分離・回収して、枯渇油田の原油増進回収 (EOR) に利用するところにも特徴を有している。

[参考資料](#)に掲載されているように、製油所建設に向けた現場工事が佳境に入り各種構造物が林立し始めている中、この度、Aecon Group Inc. が機械設備や単一機器類の設置を含む構造物建設工事を受注している。同社は以前にも鋼製構造物の建設工事として 2.3 億ドルの契約を行っているので、今回の契約はそれに次ぐものになっている。

また、Pembina Pipeline Corp. が、製油所の原油並びに製品入出荷用設備などのターミナルの建設を 1.8 億ドルで受注している。設備にはトラックや鉄道輸送用の陸上入・出荷設備、製品貯蔵設備、その他製油所製品ハンドリング設備等が含まれている。当該契約は新規契約とは言えず、もともと NWR は、これ等に関わる契約を Provident Energy Ltd. との間で締結していたが Provident Energy が 2012 年 4 月に Pembina に買収されたことにより、契約を見直した上で Pembina と再契約を取り交わしたことになる。

Pembina 自体も製油所が設置される Redwater にフラクショネーターを建設していることもあり、Sturgeon 製油所と Pembina の関係は複雑にみえる。Pembina の主要事業はパイプラインによる輸送事業で、図 4 に示す通りアルバータ州を中心に Athabasca や Seal オイルサンド生産地から重質油のパイプライン輸送事業を行うほか、Montney、Swan

Hills その他のプレイで生産される天然ガスや原油を輸送するパイプラインでの輸送事業を展開している。

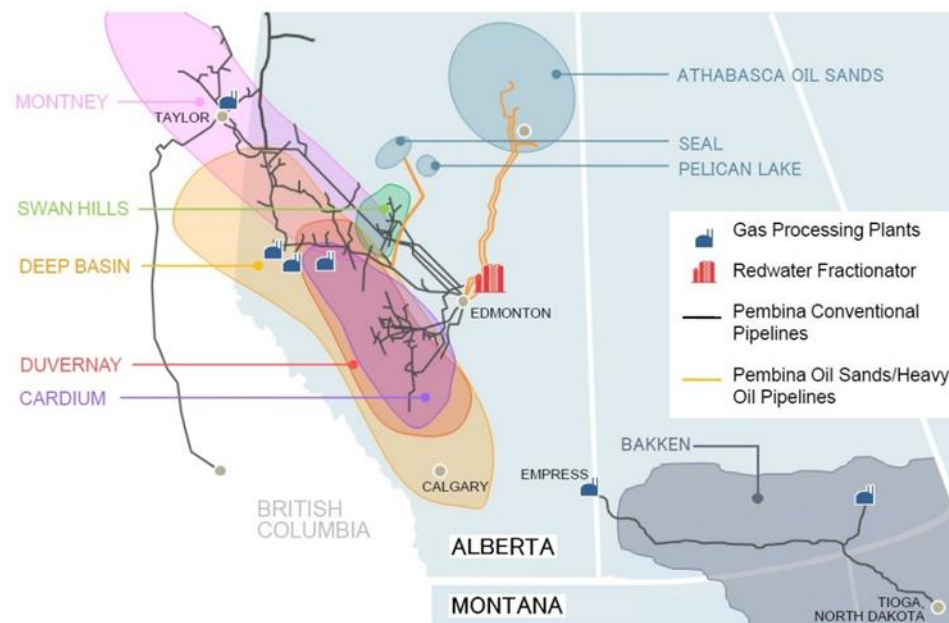


図 4. Pembina Pipeline Corp. の事業活動（出典： [下記参考資料](#)）

特に、Montney プレイでの原油生産量は増加傾向にあり、このアルバータ州 Karr 地域での業務拡大に対応して、約 3 万 BPD の原油を輸送する複数の側線パイプラインの建設を Pembina が進めている。

今回 Pembina が NWR との間で取り交わした契約は、30 年間に亘る定額での入出荷業務に関わる受委託契約、10 年間に亘る混合天然ガス液 (NGL ミックス) の売買契約、Pembina が製油所内に建設予定の分留装置から出てくる製品類の販売契約などとなっている。

<参考資料>

- ・ <http://www.pembina.com/media-centre/news-releases/news-details/?nid=135282>
- ・ <http://www.pembina.com/Pembina/media/Pembina/PDFs/Presentations/May-2015-Corporate-Update-V2-Website.pdf>
- ・ <https://www.nwrpartnership.com/sites/default/files/pdfs/April%208%202015%20Project%20Update.pdf>
- ・ http://www.aecon.com/Media_Room/~1361-Aecon-awarded-109-million-contract-by-North-West-Redwater-Partnership

2. ヨーロッパ

(1) 欧州議会が採択した船舶の燃費報告制度 (EU-MRV) に関する情報

欧州議会は 2015 年 4 月 28 日に開催した議会において、温室効果ガス (GHG) の排出量

を地球温暖化対策上把握する必要があるとして、軍艦、漁船、木造船などを除き、EU 加盟国が管轄する港へ入・出港する 5,000GT (Gross tonnage) 以上の全ての船舶に対し、GHG の「測定、報告及び検証 (MRV : Measurement, Reporting and Verification)」を義務付ける規則を採択した。

同時に「船舶通航監視及び情報システム (PSC : Port State Control)」の確立並びに「検査体制 (NIR : New Inspection Regime)」について規制している指令 (Directive 2009/16/EC) の修正も行っている。

当該規則の詳細は[参考資料](#)の「Regulation (EU) 2015/757」に記載されているが、この規則が施行されると EU 加盟国管轄内の港に寄港する全ての船舶 (5,000GT 以上) は、燃料消費量を監視するための計画書の作成、及び年間ベースでの CO₂ 排出量を記録した排出報告書の提出が義務付けられることになる。

船舶から排出される GHG 量は EU 全体の GHG 排出量の約 4%を占めているとみられ (世界的に見ても船舶から排出される GHG 量は 4%程度と言われている。)、また下図に示されている通り、EU の港湾を出入りする船舶から排出された GHG 量は 1990 年から 2008 年の間で 48%増加している。国際海事機関 (IMO) が 2011 年に規定した新造船に対する効率改善策を講じて、2050 年には対 2010 年比 51%増 (1990 年比では 86%増) になるものとみられ、今後この排出量が急増することが想定されている。

このような背景のもと、EU ではエネルギー関連施設や航空機輸送に伴う GHG 排出量は、欧州連合域内排出量取引制度 (EU-ETS) の枠内で統制してきているが、国際海上輸送に伴い排出される GHG のみが各種規制対象外になっていた。そこで、船舶から排出される GHG 規制に向けた第 1 歩として、欧州議会は今回の動きで世界に先駆けて GHG の測定、報告及び検証を義務付ける規則を採択したことになる。なお、報告を怠った船舶に対しては、EU 域内への入港禁止等の罰則が定められている。

本規制は 2015 年 7 月 1 日に発効となるが、燃料消費量の監視計画書及び排出報告書の内容、各国からの立証者 (機関) 認証申請に基づく EU の承認手続き、立証者による燃料消費量の立証方法などに関する EU による技術的な細則の策定が必要で、これ等の細則が 2016 年末までに策定される予定である。

これ等の手続きを経て第 1 回目の監視計画書に基づく燃料消費量の監視が開始されるのは、2018 年 1 月 1 日からとなり、以後、同様の手順にて年間ベースの報告書の提出が行われるので、実質的には EU MRV 規則が実効化するのは 2018 年当初からと言うことになる。

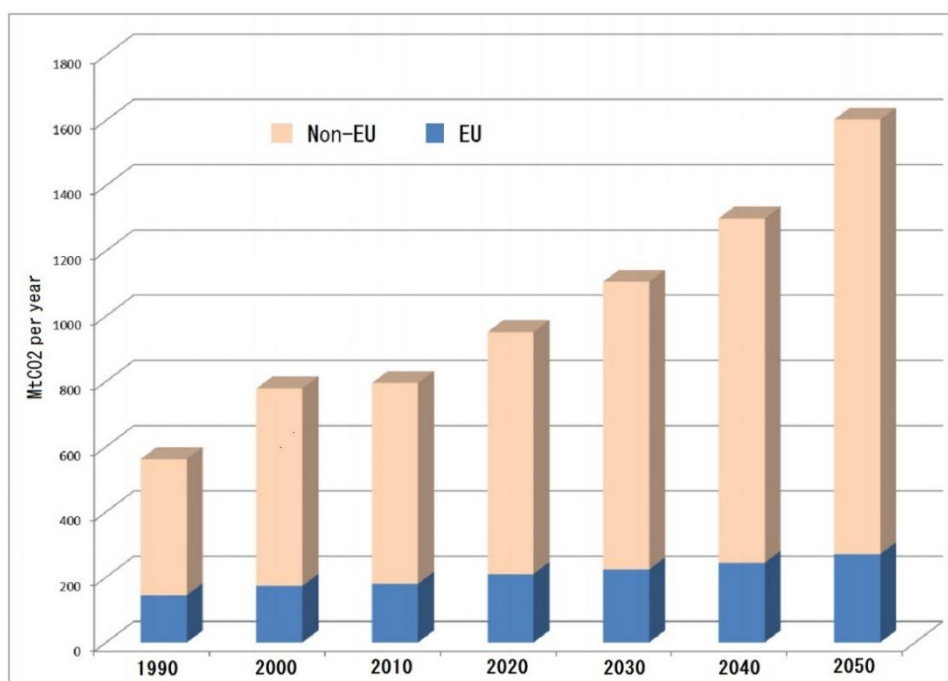


図 5. 欧州域内の海上運送に基づく GHG 排出量予測 (EEDI を考慮したケース)

出典：参考資料(EC)

(注、EEDI (Energy Efficiency Design Index) はエネルギー効率設計指標を意味し、船舶のトン・マイル当りの性能（燃費性能）を示す設計指標。)

表 1. EU MRV 規則に記された実効化へのスケジュール

年月日	項目・内容
2015 年 7 月 1 日	EU MRV 規則自体の発効
～2016 年末	欧州委員会による技術的な細則等の策定
2017 年 8 月 31 日	燃料消費量監視計画書の立証者への提出
2018 年 1 月 1 日～12 月 31 日	監視計画書に基づく燃料消費量の監視開始
2019 年 4 月 30 日	前年中に使用した燃料消費量報告書の立証者への提出
2019 年 6 月 30 日	適合証書の搭載期限。前年の GHG 排出量データ公表。

EU では当該規則の導入で、何も対策を施さない場合に比べて GHG 排出量を 2%削減でき、また、船舶の燃費効率に関わるこれまでにない正確な情報を伝えることが可能になるため、2030 年までに 12 億ユーロの経済効果を上げることが出来ると期待している。

<参考資料>

- http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/shipping/index_en.htm
- <http://www.marinelink.com/news/regulation-approves-mrv391471.aspx>
- http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/shipping/docs/com_2013_479_en.pdf
- <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R0757&from=EN>

(2) CEPSA が製油所に設置する発電設備に関する情報

スペインの総合石油会社の CEPSA (Compañía Española de Petróleos) は、スペイン南部のジブラルタル(Gibraltar)海峡近くの Guadarranque に設置された Gibraltar-San Roque 製油所 (24 万 BPD) の発電システムに、GE (実際には GE Power & Water 社) の多種燃料型ガスタービン技術「High Hydrogen Fuel DLN1」の採用を決めた。

この発電システムは、同製油所で副産するリサイクルガスを燃料にするものであるが、この自家燃ガスには水素や炭化水素化合物が多く含まれているため、従来、製油所内の各精製工程における熱源として使用されたりフレアで燃焼したりする方法が通例で、燃焼に伴う大気への GHG 排出は避けられなかった。

製油所として発電設備を設置する場合、厳しくなる環境関連規則の遵守並びに熱効率や発電効率を維持しつつ運転コストの削減を図らなければならず、対応に苦慮するところである。そこで、Gibraltar-San Roque 製油所では、用役としてタービン水を使用せずに済むメリットを有する GE の技術を採用することに決めている。製油所としてはタービン効率を向上させ、GHG 排出量を抑え且つ使用用役量の削減に資することが出来るとしている。

尚、製油所自家燃ガスを発電用原料として使用するケースは、世界でも初めての試みになるとされていることから、GE としても特に水素を高濃度で含む燃料ガスをタービンに使った場合の確認試験を行っている。

確認試験に協力した企業はオランダの ELSTA B.V. Co. (Electricity and Steam Association) で、同社はベルギーとの国境に近い都市 Terneuzen にコンバインド・サイクルのコージェネレーション設備を持ち、Dow Chemical Co. のオランダの子会社である Dow Benelux N.V. に電力を供給すると共に一般家庭向けにも電力を供給している。

ELSTA には GE のガスタービン「MS9001E, DLN-1」が設置されており、同設備 3 基を使用し天然ガス中に水素を 10%混合した燃料による実証試験を行い、運転性能、排気ガス性状やその他の面で所定の性能が発揮されることを確認している。

製油所が期待するメリットは、上記した用役水の削減の他、タービン燃料として製油所自家燃ガスを用いるため、これまで外部購入していた天然ガスの消費量を抑えることが出来、結果として 7%の熱効率改善と NOx 発生量を 90%削減することが可能になることとしている。

<参考資料>

- <http://www.hydrocarbonprocessing.com/Article/3454504/Latest-News/Spanish-refiner-CEPSA-adopts-GE-technology-to-meet-new-emissions-rule.html>
- https://powergen.gepower.com/content/dam/gepower-powergen/global/en_US/documents/service/gas%20turbine%20services/dln-one-plus-fact-sheet.pdf
- <http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleId>

(3) ブルガリアの Bourgas 製油所アップグレード情報

ブルガリアには同国唯一の製油所として、黒海沿岸の都市 Bourgas に設置された製油所がある。この製油所は、ロシアの石油会社 Lukoil のブルガリア子会社である Lukoil Neftochim Burgas AD が運転する製油所で、Bourgas 製油所とも Neftochim 製油所とも呼ばれている。公称処理能力は 19 万 BPD であるが、実効処理能力は 11 万～13 万 BPD と言われている。

この製油所で 3 年前から 15 億ドルを投資して新しく建設した 5 万 BPD の減圧残油を原料とする水素化分解装置が完成し、去る 5 月中旬に落成式が執り行われ、引き続き商業運転に入っている。今回、同装置を設置したことにより精製深度は 90%に達し、Euro-5 基準のガソリンやディーゼルの製造が可能になり、製油所としても競争力が増したと言われている。

落成式に参列した Lukoil の Vagit Alekperov 社長は、ブルガリア政府要人との会見で、今後も製油所のアップグレードに注力し、精製能力を 2016 年当初から拡張する（11 万 BPD から 13.6 万 BPD に拡張すると報じられている。）予定であることを表明している。この拡張される精製能力で、従来のロシア原油処理に加え、Lukoil がイラクで生産している原油をブルガリアで処理する予定である。計画では製油所製品の約半分を国内需要とし、残る半分は近隣諸国に輸出するとしている。

また、Lukoil の社長は今年 5 月にハイウェイで開所した多目的給油所に触れ、ロシア国民の人口は 1.4 億人で給油所数は 26,000 ケ所であるが、ブルガリアは 700 万人の人口に対して 30,000 ケ所もの給油所が存在し、如何にも給油所数が多過ぎると述べ、Lukoil が現在ブルガリアで所有している給油所数は 221 ケ所（194 ケ所は直営形式で残る 27 ケ所はフランチャイズ形式）であるが、今後は多目的給油所設置に力を入れ、ブルガリア国内の給油所の統合・充実を図る考えを明らかにしている。

<参考資料>

- ・ <http://www.neftochim.bg/en/press-center/press-releases/official-opening-ce-re>
- ・ http://www.lukoil.com/press.asp?div_id=1&id=4209&year=2015

3. ロシア・NIS 諸国 (New Independent States)

(1) ESPO 支線経由の中国向け輸出原油量に関わる齟齬

「東シベリア-太平洋原油パイプライン (ESPO)」の中継地点 Skovorodino から中国・黒龍江省の大慶に至る ESPO 支線の原油輸送量が、2018 年までに計画の 3,000 万トン/年に達しないようであるならば、当該パイプラインで輸送する予定の原油の内、余剰分を他のプロジェクトに振り向けるかもしれないとロシア国営パイプライン会社の

Transneft が中国を牽制している。

具体的にはESPOのロシア極東の終点に当たるKozmino 港への戦略的輸出原油に充てたい意向である。Transneft の本音は、ESPO 支線が中国国境の町 Mohe（漠河）の中継所で接続され、2018 年までには 3,000 万トン/年の原油輸送が出来る態勢が整うのか否かに関する情報が中国側から伝わってこないことに対する苛立ちがある様である。

現状でも ESPO 支線の「Skovorodino-Mokhe パイプライン」を経由した中国向け輸出货量として Transneft としては、既に 2,000 万トン/年の原油輸送態勢が整っているにも拘らず、中国側の受け入れ態勢が整っているか否か不明であるとみられていることや、2015 年の中国の原油受け入れ量は、1,560 万トン/年と Transneft の想定数量より低く報じられていることに対する牽制と見られる。

<参考資料>

- ・ <http://en.transneft.ru/news/view/id/3872>
- ・ <http://en.portnews.ru/news/200526/>

(2) Turkmenbashi 製油所関連の数多くの近代化工事情報

Oil & Gas Journal 誌によると、トルクメニスタンには国営製油所として Chardzou 製油所（約 12 万 BPD）と Turkmenbashi 製油所（約 11.6 万 BPD）の 2 製油所が設置されている。この内、後者は同国西部のカスピ海沿岸に設置されているが、同国の石油・天然資源相の話では、2015 年中に同製油所を中核とする石油精製コンプレックス（TCOR：Turkmenbashi complex of oil refineries）の近代化及び拡張が図れると言う。

高オクタン価ガソリン製造用装置を含めた 2 装置が完成すると報じられているが、装置内容に関する詳細情報は得られていない。インターネット情報では、石油化学設備としてのプロピレンフィルム製造装置の建設も進められているほか、Euro-5 基準のディーゼルや道路舗装用並びに建設用アスファルト製造装置の建設工事も近い将来取り掛かることになっている。更に、潤滑油基材の増生産に向けた検討も行われている模様である。

精製能力拡張に向けた工事では、現状の約 24 万 BPD から 2015 年には 30 万 BPD、2020 年には 40 万 BPD、2025 年には 44 万 BPD、2030 年には 60 万 BPD と段階的に拡張していく計画であると伝えられている。

インフラ設備を充実させる工事に関しても情報が流れており、フィンランドのエンジニアリング会社である Neste Jacobs とトルクメニスタンの Hatipoglu Insaat San Tic A. S. が、同製油所向けに石油製品の鉄道出荷設備のエンジニアリング・サービス業務に関わる契約を 5 月に締結している。出荷設備の完成は今年中を目標にしているが、同設備が完成すると製油所の近代化工事で製造可能となる Euro-5 基準のガソリンやディーゼル等の国際市場への投入が可能になる。

この様に Turkmenbashi 製油所の近代化工事に関わる表面的な情報は数多く検索できるが、一つ一つの情報の詳細が明らかになっていない。豊富な石油や天然ガスを埋蔵す

る国だけに化石燃料に関わる正確な情報収集に努める必要がある。

<参考資料>

- ・ <http://www.azernews.az/region/82232.html>
- ・ <http://www.nestejacobs.com/index.php?page=8&data=21-05-2015&lang=en>

4. 中 東

(1) アラブ首長国連邦の石油下流事業の概況

米国エネルギー情報局(EIA)が、世界 10 大原油生産国に数えられるアラブ首長国連邦(United Arab Emirates、以下 UAE)のエネルギーレポート(Country Analysis)を、5 月中旬に更新しているので、その中から石油事業部門の概況をまとめる。

① 石油・天然ガス資源

UAE の原油の確認埋蔵量は 2015 年 1 月時点で 978 億バレル、これは全世界の約 6%に相当し世界第 7 位、中東ではサウジアラビア、イラン、イラク、クウェートに次いで 5 番目である。埋蔵量の 94%がアブダビに存在し、ドバイ (40 億バレル) など 6 首長国を合わせた埋蔵量は UAE 全体の 6%に過ぎない。2014 年の石油・その他液体炭化水素類の生産量は 350 万 BPD で OPEC メンバーでは第 2 位、その内原油は 270 万 BPD で、残りはコンデンセート・NGL・製油所ゲインになる。UAE の石油・天然ガスの基礎データを表 2 に示す。

UAE は、2020 年までに原油生産量を 80 万 BPD 増産して 350 万 BPD とする方針である。今後、大油田の発見は望めないことから、アブダビの既存油田に対して EOR (原油増進回収) 技術を最大限に適用することになる。

表 2. UAE の石油・天然ガスの基礎データ

項 目	年	数 量	項 目	年	数 量
原油確認埋蔵量	2015.1	978 億バレル	原油輸出量	2014	250 万 BPD
石油類生産量	2014	350 万 BPD			
原油生産量	2014	270 万 BPD	石油消費量	2013	69.4 万 BPD
精製能力	2015	110 万 BPD (予測)	石油製品輸入量		
天然ガス確認埋蔵量	2015	215 兆 cf	天然ガス消費量	2013	2.4 兆 cf
天然ガス生産量	2013	1 兆 9,000 億 cf	天然ガス輸出量	2013	2,840 億 cf
			LNG 輸出量	2013	2,600 億 cf
			天然ガス輸入量	2013	6,850 億 cf
シェールオイル埋蔵量		-	シェールガス埋蔵量		-
バイオ燃料製造量	2012	0	バイオ燃料消費量	2012	0
発電能力	2013	27GW	電力消費量	2013	1,050 億 KWh

UAE の天然ガスの確認埋蔵量は、2015 年 1 月現在 215 兆 cf で世界第 7 位。2014 年の天然ガス生産量は 1 兆 9,000 億 cf である。

② 石油・天然ガスの需給

UAE の 2014 年の原油輸出量は 250 万 BPD で、輸出先のシェアはアジアが 96% で、アメリカには 3% が輸出された。同国では油田と輸出ターミナルを結ぶパイプラインの整備が進んでいる。2012 年 6 月からは、Habshan とフジャイラ (Fujairah) を結ぶ全長 236 マイル、輸送能力 150 万 BPD の Abu Dhabi Crude Oil Pipeline (ADCOP) が稼動し、UAE は原油の海上輸送上のチョークポイントであるホルムズ海峡を迂回して原油を輸出することが可能である ([2012 年 3 月号第 2 項](#)参照)。

2013 年の石油類の国内消費量は 69.4 万 BPD である。

UAE の 2013 年の天然ガス消費量は、生産量を上回る 2.4 兆 cf で大部分は前述した原油 EOR 生産時の油田再注入、火力発電プラント、海水の淡水化プラント向けに供給されている。国内消費量は 2004 年から 2013 年の間に年率 6% で増加し、2008 年以降は需要が生産量を上回り天然ガスの純輸入国に転じ、天然ガス輸入量は 2013 年に 6,850 億 cf に上っている。天然ガスの主な輸入先はカタールで、Dolphin Energy パイプライン経由で供給されている。

2013 年の天然ガス輸出量 2,840 億 cf の 90% は、1977 年に中東地域で初めて輸出を開始した LNG で輸出され、その内 2,600 億 cf が日本に輸出されている。LNG 以外はパイプラインで輸出されている。

この様に UAE の天然ガスの需給は、国内消費の形態、輸出入で独自の様相を呈している。

③ 石油精製部門

UAE には 5 製油所が設置され、Ruwais 製油所が 40 万 BPD から 81.7 万 BPD に増強される 2015 年前半に、総精製能力は 110 万 BPD に達する見通しである。同国の精製能力は中東地域で 4 番目に位置付けられる(製油所一覧と配置図を表 3、図 6 に示す)。

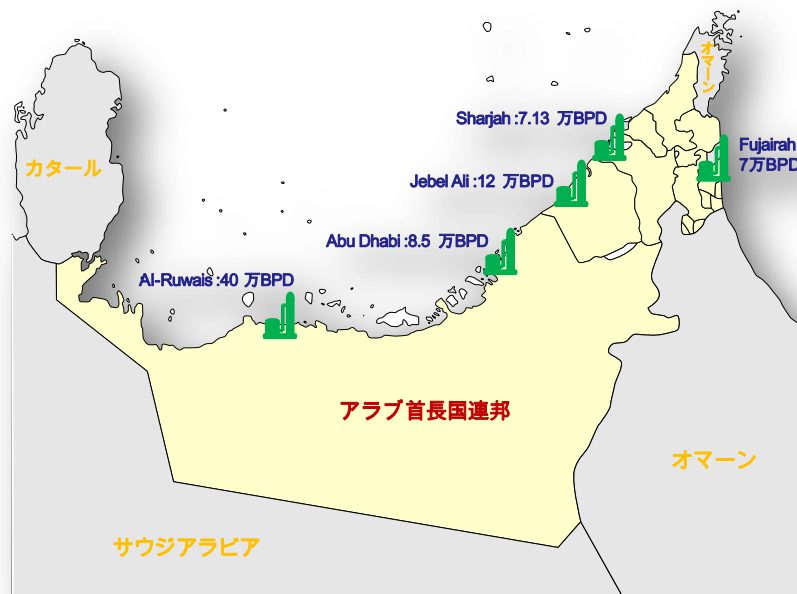
同国では、2020 年までにフジャイラに精製能力 20 万 BPD の製油所を建設する計画などが検討されている。さらには、隣国オマーンの Duqm 経済区に 23 万 BPD の製油所を 2018 年までに共同で建設するプロジェクト ([2013 年 4 月号第 1 項](#)参照)、ドバイのエネルギー最高評議会 (Dubai Supreme Council of Energy) と中国の China Sonangol との間でドバイに製油所 (規模・時期不詳) を建設する計画の了解覚書 (MOU) が調印されている。

表 3. UAE の製油所一覧

	製油所名	設置首長国	企業	能力	備考
既 設	Al-Ruwais	アブダビ	Abu Dhabi Oil Refining Co.	40.0 万 BPD	41.7 万 BPD 新設
	Abu Dhabi (Umm Al Narr)	アブダビ	Abu Dhabi Oil Refining Co.	8.5 万 BPD	
	Jebel Ali	ドバイ	Emirate National Oil	12.0 万 BPD	
	Sharjah	シャールジャ	Sharjah Oil	7.13 万 BPD	
	Fujairah	フィジャイラ	Metro Oil	7.0 万 BPD	
新 設	ドバイ	ドバイ	China Sonangol		
	(Duqm)	(オマーン国)		23.0 万 BPD	

* 精製能力は各企業の web site に記載の数値を使用

図 6. UAE の製油所配置図



<参考資料>

- <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=ARE> (Beta 版)

(2) 中東湾岸石化・化学協会が GHG 排出削減の方針を発表

中東湾岸石化・化学協会(Gulf Petrochemicals and Chemicals Association : GPCA)は6月5日の世界環境デーに合わせ、地球規模の気候変動への対策として GHG (温室効果ガス)の排出削減に取り組む方針を表明している。

GPCA の Dr. Abdulwahab Al-Sadoun 事務局長は、GHG の排出増加が地球温暖化に影響を及ぼしていることは明確だとの認識を示し、2015 年 12 月にパリで開催される COP 2015 で、GHG 排出削減に関する法的規制で合意が形成されるとの見方を表明している。

GPCA は、GHG 排出削減の国際条約が締結された場合、原油の需要が 25%減少する可能

性もあると推計しており、これは産油国の収益の低下につながり、中東湾岸地域全体では、最大で年間 2,650 億ドルの減益もあると試算している。

Al-Sadoun 事務局長は、中東湾岸協力会議(GCC)諸国の石油化学産業は GHG 排出量の削減技術に投資を続けているが、そのためには CO₂ を回収貯留する技術や、再利用する技術が有効で、そのための技術革新を推進することが重要であるとの見解を表明している。

GCC 諸国では、サウジアラビアの Sabic の子会社 Saudi Arabian Fertilizer Company (Safco)、カタールの QAFAC、バーレーンの GPIC、UAE の Fertil が製造プロセスに CO₂ 回収技術を取り入れるなど、各国で意欲的な取組が講じられ始めている。さらに SABIC が、子会社の Saudi Basic Industries Corporation(UNITED)に世界最大級の CO₂ 回収・利用 (CCU : Carbon Capture and Utilisation) プラントの建設を計画していることが発表されている(表 4、[2013 年 9 月号第 1 項参照](#))。

GPCA は、技術改良により製品 1 トンあたりのエネルギー消費量の 8%削減を実現したと実績も強調している。その上で、持続可能性を確立するまでの道のりは長く、現在は端緒に着いたばかりであるとしたうえで、今後有用になる技術として、CCU などの技術開発、GHG の計測技術を挙げている。また、国家の指導、政策担当機関、産業界が協力して気候変動問題の解決に当たることが重要であると結論付けている。

表 4. GCC 諸国の CCU(CO₂回収利用)プロセスの事例

国	企業	プロジェクト
サウジアラビア	SABIC(Safco)	アンモニアプラントから CO ₂ 回収、尿素を製造、CO ₂ は、MDEA(methyl diethanol amine.)で回収
	SABIC(UNITED)	エチレンプラントの CO ₂ を利用し、メタノール・尿素などを製造
カタール	QAFAC	メタノールプラントの燃焼ガスから CO ₂ を回収し、メタノール製造に利用
バーレーン	GPIC	メタノールプラントの燃焼ガスから CO ₂ を回収し、メタノール・尿素などを製造
UAE	Fertil	天然ガスボイラー、スチームリフォーマーから CO ₂ を回収し、尿素を製造

<参考資料>

- ・ [http://www.gpca.org.ae/news/investments-in-technology-that-mitigate-greenhouse-gas-emissions-key-to-combatting-climate-change-advises-gpca/](http://www.gpc.ae/news/investments-in-technology-that-mitigate-greenhouse-gas-emissions-key-to-combatting-climate-change-advises-gpca/)

(3) クウェート KOC、Al-Ahmadi 製油所に発電プラントを新設へ

クウェート国営 Kuwait Oil Company (KOC)が、Al-Ahmadi 製油所(46.6 万 BPD)の発電プラントの新設プロジェクトでインドの建設・電力・エンジニアリング会社 Larsen & Toubro Company と 5 月中旬に契約したことを国営メディア KUNA が報じている。

新設発電プラントの発電能力は 240MW で、既設の発電プラントは退役することになり Al-Ahmadi 製油所の発電能力は現在の 180MW に対し 33%増強されることになる。なお、投資額は 2,180 万 KD(7,180 万ドル)と公表されている。

クウェートの製油所は必要な電力の一部を外部の発電所からの買電で賄っているが、

国内の電力需要が急増していることから、製油所への電力供給保障は充分でなく、2014年1月には、停電の影響で国内の全製油所（Al-Ahmadi、Abdullah、Shuaiba）が1週間も停止する事態が発生していた。今回の発電プラントの新設にはこうした状況を改善する狙いがあると見られ、設備も防爆仕様で最新型のものになるとことが明記されている。

<参考資料>

- ・ <http://www.kuna.net.kw/ArticleDetails.aspx?id=2442084&Language=en>

5. アフリカ

(1) ナイジェリア Dangote Group の製油所新設プロジェクトの進捗状況

ナイジェリアの民間セクターによる大規模プロジェクトである Dangote Group の製油所の建設計画（[2014年7月号第1項](#)等を参照）に関連して、同社の石油事業部門の Dangote Oil Refining Company が、製油所および石油化学プラントに Honeywell 傘下の UOP LLC のプロセス技術を導入することを決定したことが公表されている。

新設製油所の建設地は、ナイジェリア南西部ギニア湾岸のラゴス州 (Lagos) Lekki で、世界第1級のスケールの製油所・石油化学プラントの建設が計画され、Euro-5 基準（硫黄分:10ppm 以下）のガソリン・ディーゼル等の高品質燃料製品、ポリプロピレンを始め石油化学製品の製造を目指している。なお、製油所の精製能力はこれまで 40 万 BPD、45 万 BPD などと報じられ、今年3月には 65 万 BPD に拡大するとの報道もあったが、今回の UOP のプレスリリースには精製能力や、個々の装置の処理能力に関する記述はない。

UOP が提供するプロセス技術は、

- ・ 残渣油流動接触分解装置 (RFCC) : ガソリン・ディーゼル、プロピレン製造
- ・ 連続再生式改質装置 (CCR Platforming™) : 高オクタン価ガソリン製造
- ・ 水素化分解装置 (Unicracking™) : ディーゼル製造
- ・ 異性化装置 (Penex™) : 高オクタン価ガソリン製造
- ・ 常圧蒸留装置 (CDU) の設計

等で、これらに加えて UOP は触媒・吸着剤、さらに UOP の固有技術に基づく機器類を提供することになる。なお、プロジェクトマネジメント (PMC) 、設計・調達・建設・マネジメント (EPCM) 業務は、インドの国営エンジニアリング会社 Engineers India Limited (EIL) が受注している（[2013年12月号第1項](#)参照）。

<参考資料>

- ・ <http://honeywell.com/News/Pages/Technology-From-Honeywell-International-In-c.-U.S.-To-Run-Largest-Refinery-In-Africa.aspx>

(2) エジプト Carbon Holdings の石油化学プロジェクトの状況

エジプトからは最近、石油・天然ガス部門の投資計画の報道が続いているが、5月下旬に石油化学部門の大型プロジェクトの前進が報じられている。

エジプト最大の石油化学会社 Carbon Holdings は、UAE アブダビの投資機関 Gulf Capital から融資を受けることに合意した。融資の対象になるプロジェクトは、スエズ南部の紅海沿岸都市アイン・スクナ (Ain Sokhna) の3つのプロジェクトで、融資枠の総額は9,200万 AED(2,500万ドル)と公表されている。

融資は、次のプロジェクトの開発・操業資金に充てられることになる。

- ・Tahrir Petrochemicals Corporation の新設ナフサクラッカー・オレフィンコンプレックス ([2014年4月号第2項参照](#))
- ・Oriental Petrochemicals Corporation のポリプロピレン製造プラント
- ・Egypt Hydrocarbon Corporation の探鉱向け硝酸アンモニアプラント

エジプトでは石油・天然ガス事業分野に関する発表が続いており、今年開催された国際会議 Sharm El Sheikh Conference でも、総額1,380億ドルに上る契約が締結されたと伝えられている。その背景には、アラブ首長国連邦、サウジアラビア、クウェート、オマーン、世界銀行による資金援助も存在している。

最近のエジプトの経済は、ここ数年の中では比較的安定していると考えられ、エジプト政府は2015年の経済成長率を2014年の2.1%に対し4%と予測しており、これには石油・天然ガス事業の寄与が盛り込まれているものとみられる。

<参考資料>

<http://www.gulfcapital.com/en-US/1/52/Press-Release-Detail/1492/Gulf-Capital-Invests-in-Carbon-Holdings--Egypt%E2%80%99s-Specialized-Downstream-Oil--and-Gas-Holding-Company--in-a-Bid-to-Increase-Exposure-to-the-Fast-Growing-Egyptian-Economy>

(3)南ア共和国で Sasol FT ワックスプロジェクトのフェーズ1が完成

近年、シェールガス・在来型天然ガス・石炭、さらには埋立ガスなどの再生可能炭化水素の有効利用手段として、合成ガスを経由した Fischer-Tropsch (FT) プロセスを用いたプラントの計画が各地で取り沙汰されている。石油代替の輸送用燃料の製造を目的とするものが多いが、高純度な直鎖状炭化水素を生成する FT プロセスの特質を生かした高品質ワックスや溶剤製品等の機能化学品の製造を狙った FT プラントの建設も検討されている状況にある。

FT プロセスの近代的工業化の先駆者である南アフリカ共和国の Sasol は、Sasolburg のコンプレックスで進めてきた FT ワックス増産プロジェクト “Fischer-Tropsch Wax Expansion Project : FTWEP” のフェーズ1の完成を6月初めに発表している。

プロジェクトは、モザンビークからパイプライン経由で輸入した天然ガスを原料に FT

プロセスでワックスを製造するもので、合成ガス製造からワックスの製造・精製、固化、包装などの装置が建設された。投資額は今回の発表では136億ランド(10.9億ドル)で、南アフリカ共和国におけるSasolの重要プロジェクトに位置付けられている。

2008年9月に、固形ワックスの製造能力を2フェーズで倍増するプロジェクトの基本設計に入ることが承認されていたが、当時のリリースでは第1フェーズは2011年、第2フェーズは2013年にフル稼働の予定と示されていた。なお、液体ワックスや中質ワックス (medium wax) を合わせた全ワックスの製造能力は50%増と公表されている。

翌2009年12月には、R84億(6.7億ドル)の投資が決定し、フェーズ1では全体の40%を完成させ、フェーズ2の稼働は2014年とスケジュールが見直されてきた。その後2010年3月にはSasolburg Sasol One Siteで起工式が挙行されている。起工時の発表では投資額は140億ランドと発表されている。その後、2014年2月に重量344.5トンの大型反応器が南アの港に到着したことなどが発表されていた。

この様に、FTWEPプロジェクトは当初計画に比べて建設期間が大幅に伸び、投資額も増加しているがようやくフェーズ1の完成に至ったことになる。なお、フェーズ2は既に着工済で、2017年の第1四半期に完成の予定である。

<参考資料>

- ・ <http://www.sasol.com/media-centre/media-releases/sasol-s-wax-expansion-project-phase-i-successfully-commissioned>

6. 中南米

(1) コロンビアのCartagena製油所の近代化プロジェクトが最終段階に

コロンビア国営EcopetrolのCartagena製油所の近代化プロジェクトが完成に近づいている。Ecopetrolの2015年第1四半期報告によると、既に主要工事は終了し、装置は試運転段階に入り、プロジェクトの進捗度は97%に到達し、試運転の進捗度は29%と公表されている。また、天然ガス火力発電プラントも稼働を開始している。近代化工事のために操業を停止しているCartagena製油所は、年内には再稼働できる見通しである。

近代化プロジェクトは、現在の7.8万BPDの製油所を更新し、精製能力16.5万BPDの最新式の製油所とするもので、

① 常圧蒸留装置、② 減圧蒸留装置、③ ディーゼル水素化脱硫装置、④ FCC、⑤ ナフサ水素化脱硫装置、⑥ アルキレーションプラント(フッ化水素(HF)方式)、⑦ C4異性化プラント、⑧ 水素化分解装置、⑨ ディーレードコーカー、⑩ 水素プラント、⑪ 硫黄プラント、⑫ 発電プラント、⑬ オフサイト、ユーティリティーを新設する。

プロジェクトの設計・調達・建設業務(EPC)は、2011年にCB&Iが受注し、2011年には

米国輸出入銀行（Ex-Im Bank）が、資金提供を発表していた。Cartagena 製油所は、フル装備の最新式の製油所に生まれ変わることになる。

<参考資料>

- ・ <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Presentacion-1T-2015.pdf>
- ・ <http://www.exim.gov/news/ex-im-bank-gives-preliminary-ok-for-28-billion-export-financing>

(2) 中南米諸国の韓国、中国への原油輸出の最近の状況

シェール(タイト)オイルなどの増産で、米国は原油の輸入を削減していることから、シェールオイルに性状が近似した原油を産出する西アフリカなどを筆頭に、米国への原油輸出量が多い国々は輸出先の多様化を迫られている。一方、アジアの精製企業は、原油コストの削減やエネルギー供給保障の観点から、原油の調達先の多様化を図っており、米国向けの輸出に依存していた中南米諸国からの原油輸入量を増やす動きが活発化している。

こうしたなかで、メキシコ・コロンビアの国営石油から韓国向け、ブラジルの中国向けの原油輸出が増加している状況が、最近相次いで報道されている。

メキシコ国営 Pemex は、韓国 Hyundai Oilbank との間でメキシコの Maya・Isthmus 原油を Pemex 傘下の商社 PMI 経由で輸出することに合意したことを 5 月中旬に発表している。Pemex は、これに先立つ 3 月初めに Hyundai Oilbank と GS Caltex Singapore Pte. Ltd に原油を輸出することを発表しており、Pemex が韓国向けの原油輸出を重視していることを窺うことができる。

Pemex は、極東アジアへの原油輸出の拡大を図っているが韓国への輸出は 2014 年後半に始まっている。

一方、コロンビア国営 Ecopetrol は、韓国 Hyundai Oilbank との間で、重質 Castilla 原油を 100 万バレルの輸出をすることに 6 月初めに合意した。Ecopetrol は、2015 年 7 月から Covenas 港より輸出を開始する。Hyundai Oilbank がコロンビア原油を大量に購入するのは、過去 8 ヶ月で 2 回目となる。

Hyundai Oilbank の Daesan 製油所(39 万 BPD)は、重質原油仕様で、API° 18.8、硫黄 1,969%の重質 Castilla 原油の処理に適した製油所である。Ecopetrol は、今回の輸出はアジアで精製能力の拡大や原油備蓄量の拡大が進んでいることを反映するもので、またアジア・ヨーロッパ諸国が、供給不安を払拭できない中東や北アフリカへの依存度を下げるために供給源の多様化を図っていることを示すものと分析している。

一方のコロンビア側も原油の輸出先の多様化を進めており、2015 年第 1 四半期の米国メキシコ湾岸地域以外への輸出量は 70%を超え、2010 年の 40%から大幅に増加している。因みに、Ecopetrol の 2014 年の原油の輸出先は、アジア 41%、メキシコ湾岸 27%、ヨーロッパ 15%、EU 西部沿岸 7%、中南米 8%の比率である。

6月上旬に中国国営メディア Xinhuanet がブラジルの Folha de Sao Paulo 紙の報道として伝えるところによると、今年 1-5 月に期間で、ブラジルの原油の最大の輸出先が中国になった。同期間の中国のブラジル原油の輸入量は前年同期比で 80%増加し、ブラジルの輸出先に占める割合は 35%になった。ブラジル国家石油庁（ANP）の年次報告を見ると（表 5 参照）、中国は 2010 年に米国を抜いて、ブラジル原油の最大の輸出先になっているが、その後、輸入量は大きく変動していた。

表 5. ブラジル原油の米国・中国向け輸出量の推移

単位：1,000 バレル

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
米国	49,617	49,811	54,929	59,311	57,061	38,847
中国	20,302	26,902	58,712	49,807	45,577	41,833

* ANP 年次報告(2014) より

2011-2012 年は、中国の輸入量が減少したことから、再び米国が最大の輸出先となり、2013 年はシェール原油の増産による米国産原油の増産の影響で米国の輸入量が減少し、中国が最大の輸出先に返り咲いている。年次報告には 2014 年のデータは無いが、今回の報道では 2014 年に中国のブラジル原油輸入量は 2013 年に比べて大幅に減少したとされていることから、2014 年は米国が最大の輸出国であったと見られる。

<参考資料>

- ・ http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-045-nacional.aspx
- ・ http://www.pemex.com/en/press_room/press_releases/Paginas/2015-019-national.aspx
- ・ <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/se-logra-nueva-venta-de-un-millon-de-barriles-de-crudo-castilla-a-corea-del-sur/>
- ・ http://news.xinhuanet.com/english/2015-06/10/c_134313878.htm
- ・ <http://www.anp.gov.br/?pg=73222&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1434607023101>
“Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2014”

7. 東南アジア

(1) マレーシア Petronas の RAPID プロジェクトの進捗状況

東南アジアで最大級の製油所・石化コンプレックスプロジェクトに位置付けられるマレーシア国営石油 Petronas の RAPID(Refinery and Petrochemicals Integrated Development)プロジェクトについては、本レポート(web site)でも注目しているが(2014年8月号第1項等参照)、プロジェクト進捗状況が新たに報道されているので紹介する。

Petronas の2015 年第1 四半期報告に RAPID の現状が記されているがそれによると、「製油所・スチームクラッカー」・「ユーティリティー」・「建屋」・「用地整備」・「インフラ建設」関連で 28 の主要な契約の締結が完了している。その他の案件についても現在入札が行われているが、石油化学コンプレックスの設計・調達・建設・試運転（EPCC）業務などの重要な契約は 2016 年の第1 四半期までに完了する見通しである。

2015 年第1 四半期には、仮施設設、インフラ、廃棄物管理、セキュリティなどの建設関連の付帯業務の契約が締結されている。

また、公式メディアの Bernama も、5 月中旬に RAPID プロジェクトの現状を報じている。Petronas の Wan Ariffin 社長兼 CEO は、第 18 回アジア石油・天然ガス会議（18th Asia Oil and Gas Conference）で、プロジェクトのコスト削減に向けて、一部で再入札を行っていることを明らかにしている。また、原油価格の下落を受けて、Petronas は RAPID 全体の仕様の再検討やコストの節減を検討し、スケジュールを見直している。その結果稼働はこれまでの 2019 年初頭から 2019 年半ばにずれ込む見通しである。因みに RAPID プロジェクトは、当初の計画では 2016 年完成と発表されていたが、最終投資決定（FID）が 2014 年まで引き延ばされたことから完成は 2019 年となっている。

RAPID は、マレー半島南端のジョホール州 Pengerang の製油所・石化コンプレックス・LNG 輸入ターミナル、関連インフラなどで構成される総合石油コンプレックス“Pengerang Integrated Petroleum Complex”の中核を成すプロジェクトで、2014 年の FID 時点の発表では投資額は 160 億ドル、関連インフラに 110 億ドルと発表されている。

<参考資料>

- ・ <http://www.petronas.com.my/investor-relations/Pages/fortimeline.aspx>
“Financial Operational Report First Quarter Ended 31 March 2015 (FY2015)”
- ・ <http://www.bernama.com/bernama/v8/newsindex.php?id=1135405>
- ・ <http://www.petronas.com.my/our-business/downstream/OKP/Pages/PIC.aspx>

(2)インドネシアの製油所新設プロジェクトへのイラン・オマーンの関与

イランがインドネシアの製油所新設プロジェクトに出資する動きを、5 月下旬にイランの公式報道機関などが報じている。

内容は、イランがインドネシアの製油所新設プロジェクトに 30%、インドネシアが残りの 70%を出資するというものである。基本計画によると東ジャワ州あるいは西ジャワ州に、投資額 40 億ドルで、精製能力 30 万 BPD の製油所を建設するプロジェクトである。

この動きは、イラン-インドネシア通商委員会の Rudy Rajab 会長が、イランのテヘランで開催された両国の会合で明らかにしたものとして伝えられている。Rajab 会長は、この計画が、現在 4 億ドルにとどまっている両国の通商関係の強化に繋がることへの期待を表明するとともに、西側諸国によるイランへの経済制裁が解除されれば一層の貿易

の拡大が見込めると述べたと伝えている。

この報道に引き続き 6 月半ばにイランの国営通信 IRNA は、イラン石油輸出組合 (Iranian Oil Exporters Union) の Hassan Khosrojerdi 代表が国営放送に語った情報として、イランによるインドネシアのジャワ島の製油所プロジェクトに中国が関与するスキームを伝えている。

JV プロジェクトは、イランが原油の供給と資金の一部を提供し、中国が資金 85% を負担することを想定するもの。イランは長期契約で重質原油を輸出する意向で、前述の 5 月のインドネシア通商代表団のテヘラン訪問時に、インドネシアに対する原油輸出の覚書に調印が行われたとしている。さらに、Khosrojerdi は、インドネシアにコンデンサート製油所を 5 ヶ所建設する計画があり、全 6 ヶ所の製油所プロジェクトへの投資総額は 35 億ドルにのぼることにも言及している。

イランメディアの報道による両プロジェクトが同じものであるとすると、インドネシア・イラン・中国の出資比率の整合性がとれないこと、中国の出資の詳細が明らかでないことから今後の関連各国の報道を注視していく必要がある。

続いて 5 月末には、オマーンがインドネシアの製油所プロジェクトに参画するとの報道を、両国の主要メディアが報じている。

オマーンが、インドネシアに製油所、原油貯蔵施設、石油化学プラントの建設に 70 億ドルを投資する準備があることをインドネシアのエネルギー・鉱物相が明らかにしたというもので、製油所建設地はスマトラ島東岸のマラッカ海峡に面するリアウ州 (Riau) と伝えている。

原油の減産が続いている一方で実効精製能力が不足し、石油製品輸入増加による国家財政への圧迫に直面しているインドネシアにとっては、原油の確保と製油所建設の促進の両面の効果があることになる。

EIA のデータによるとオマーンの現在の原油生産量は 95 万 BPD 程度で、消費量は 15 万程度、80 万 BPD 以上を中国を筆頭にアジア向けに輸出しているが、2013 年のデータを見るとインドネシアは主要輸出先 8 ヶ国には入っていない。

中東の輸出国 2 国によるインドネシアの製油所への投資のニュースが重なった形になったが、報道をそのまま読む限りでは別のプロジェクトの様である。さらに、関連する情報として Pertamina が東南アジアの製油所の買収を目指しているとの動きも、5 月半ば報道されている。

インドネシアの製油所プロジェクトは、本報 (ウェブサイト) でも度々報告してきたが、多くのプロジェクト情報が伝えられている中で、具体的進捗に繋がっているものは多くない。今後どのプロジェクトが先に実現するか、情報を引き続きウォッチしていく

必要がある。

<参考資料>

- ・ <http://www.presstv.ir/Detail/2015/05/23/412489/Indonesia-Iran-Oil-Refinery-Investmen>
- ・ <http://www.irna.ir/en/News/81641126/>
- ・ [http://www.timesofoman.com/News/52412/Article-Oman-commits-to-invest-\\$7-billion-in-Indonesia-for-oil-refinery](http://www.timesofoman.com/News/52412/Article-Oman-commits-to-invest-$7-billion-in-Indonesia-for-oil-refinery)
- ・ <http://www.thejakartapost.com/news/2015/05/29/oman-set-develop-new-oil-refinery-complex-riau.html>

(3) タイ PTT の精製事業の動向

タイ国営 PTT の精製事業は、原油価格の下落のもとで比較的好調な成績を示している。2015 年第 1 四半期の原油処理量は 76.0 万 BPD、稼働率は 97%で、2014 年の 66.2 万 BPD、85%から向上しているが、これには傘下の精製企業 IRPC と SPRC で 2014 年に定期メンテナンスが行われたことも影響している。精製マージン (GRM) は、4.32 ドル/バレルで、前年同期比で 13%増、純利益は 119 億 6,800 万バーツ (3 億 5,500 万ドル)、前年同期の 32 億バーツから 274%増加している。

このような状況下で、PTT は傘下の精製会社の 2 社の株式売却を計画している。1 件は Bangchak 製油所 (12 万 BPD) を保有する Bangchak Petroleum Public Company Limited (BCP) の株式売却で、PTT が BCP に保有する全株式 27.22%を、政府系ファンドのワユパック基金 1 (Vayupak Fund 1 : VAYU 1) に 15.25%、社会保障事務局 (Social Security Office : SSO) に 11.96%を売却した。

また、PTT は Chevron との JV で中部タイランド湾岸のラヨーン県に設置された SPRC (Map Ta Phut) 製油所 (15 万 BPD) を操業する Star Petroleum Refining Public Company Limited の保有株式 (36%) を 2015 年中に新規株式公開 (IPO) で売却する方針を明らかにしている。

2015 年第 1 四半期のレポートによると、PTT の精製関連の新規プロジェクトの進捗状況は、

・ IRPC Public Company Limited

IRPC 製油所 (21.5 万 BPD) では、常圧蒸留残渣油からプロピレン、アロマ成分の多いナフサ留分を製造することを目的とした UHV プロジェクト (Value Added Product) を進めている。計画では、常圧残渣油水素化脱硫装置 (25,000BPD、Axens Hyvahl™)、C4 精製装置 (11,400 BPD、Alkyfining®)、C4 低重合装置 (11,400 BPD、Polynaphtha™)、分解ガソリン選択脱硫装置 (10,800BPD、Prime-G+™)、LPG 精製装置 (28,000BPD、Sulfrex™) 等を新設するもので、プロジェクトの進捗度は 97%と示されている。ライセンサーの Axens は、2015 年完成予定と 2012 年にリリースしていたことから、計画通りに進んでいる模様である。なお、4 月半ばに、減圧軽油水素化脱硫装置が運転を開始している。

これ以外にも IRPC では、ABS 樹脂、スペシャルティケミカル、電力・蒸気供給のプロジェクトが進行している。

・Thai Oil Public Company Limited (TOP)

Thai Oil 製油所 (27.5 万 BPD) の直鎖アルキルベンゼン (LAB) プロジェクト LABIX の進捗度は 92%、小規模発電プロジェクト SPP の進捗度は 74% で、ローリー充填設備の拡張プロジェクトは 2016 年後半に完了予定となっている。

<参考資料>

- ・ <http://ptt.listedcompany.com/misc/PRESN/20150518-ptt-am-1q2015.pdf?ver=3>
- ・ <http://ptt.listedcompany.com/newsroom/300420151718170512E.pdf>
- ・ <http://www.axens.net/news-and-events/news/172/axens-technologies-for-irpc-public-company-limited-in-thailand.html?tmpl=print#.VXAL77GCjL8>

(4) インドのシェール資源開発の状況

最近、北米以外のシェール資源の探査・開発に関わる報道が増えているが、インドの石油・天然ガス省が、広く利用されている米国エネルギー情報局 (EIA) のデータや開発企業など各種機関によるインドのシェールガス埋蔵量の推定値を紹介している (表 6、図 7 参照)。

表 6. 各機関によるインドのシェールガス埋蔵量データ

調査機関	埋蔵量 兆 cf	備 考
EIA (2011 年)	290	主要埋蔵盆地: Cambay、 Krishna-Godavari、 Cauvery、 Damodar
EIA (2013 年)	584	主要埋蔵盆地: Cambay、 Krishna-Godavari、 Cauvery、 Damodar
Schlumberger	300 - 2,100	
米国地質調査所	6.1 兆 *	*技術的可採埋蔵量、 Cambay、 Krishna-Godavari、 Cauvery
ONGC 2013 年	187.5	主要埋蔵盆地: Cambay、 Krishna-Godavari、 Cauvery、 Ganga & Assam、 Assam - Arakan;
CMPDI 2013.年	45	Gondwana basin 盆地(iDamodar を含む);

CMPDI :Central Mine Planning and Design Institute

米国地質調査所を除くいずれのデータを見ても、シェールガス埋蔵量はインドの在来型天然ガス埋蔵量 47 兆 cf (2014 年、EIA) を超えている。インドは、天然ガス需要の急増で天然ガス輸入量が増大する一方で、国内天然ガスの増産が迫られており、既に開発段階にある CBM (coal bed methane: 炭層メタン) に次ぐ天然ガス資源として期待されている。

今回のシェールガス埋蔵量データのプレスリリースは、政府に対する質問に答えるもので、インドのシェール資源開発の状況も紹介されている。インド政府は 2013 年 10 月に、国営会社に対しシェールガス・シェールオイルの探査のガイドラインを公告し、3 フェーズ各 3 年間でシェール資源探査を実施する計画である。



図 7. インドのシェール埋蔵層と第 1 フェーズ探査地(州)

第 1 フェーズでは、Oil and Natural Gas Corporation Limited(ONGC)が 50 鉱区、Oil India Limited(OIL)は 5 鉱区で、シェールガス・シェールオイルの探査実施する計画である。対象鉱区は、アッサム州 (Assam):5 鉱区、アルナーチャル・プラデーシュ州 (Arunachal Pradesh):1 鉱区、グジャラート州 (Gujarat):28 鉱区、ラージャスターン州 (Rajasthan):1 鉱区、アーンドラ・プラデーシュ州 (Andhra Pradesh):10 鉱区、タミル・ナードゥ州 (Tamil Nadu):9 鉱区と示されている。

続く第 2 フェーズでは、さらに ONGC が 75 鉱区、OIL が 5 鉱区、第 3 フェーズでは ONGC が 50 鉱区、OIL が 5 鉱区で探査を実施する予定である。

<参考資料>

- ・ <http://pib.nic.in/newsite/PrintRelease.aspx>
2015. 5. 13 “Identification of Extractable Reserves of Shale Gas”

8. 東アジア

(1) 中国の石油下流事業の概況

米国エネルギー情報局(EIA)が、中国のエネルギーレポート(Country Analysis)を 5 月中旬に更新しているので、それを中心に石油事業部門の概況をまとめる。中国では全エ

エネルギーに占める石炭の割合が高く、環境問題(CO₂、有害排出物)の主因と見なされていることから石炭についても簡単に触れることとする。基礎データを表7にまとめる。

表7. 中国の石油・天然ガスの基礎データ

項 目	年	数 量	項 目	年	数 量
原油確認埋蔵量	2015.1	246 億バレル	原油純輸入量	2014	610 万 BPD
原油類生産量	2014	460 万 BPD	石油製品消費量	2014	1,070 万 BPD
原油生産量	2014	約 420 万 BPD			
総精製能力	2015 末	1,420 万 BPD			
天然ガス確認埋蔵	2015.1	164 兆 cf	天然ガス消費量	2013	5.7 兆 cf
天然ガス生産量	2013	4.1 兆 cf	天然ガス輸入量	2013	1.8 兆 cf
			LNG 輸入量	2013	8,950 億 cf
シェールオイル埋蔵量	EIA2013	320 億バレル	シェールガス埋蔵量	EIA2013	1115 兆 cf
石炭埋蔵量	2011	1,260 億ショートトン	石炭消費量	2013	40 億ショートトン
石炭生産量	2013	44 億ショートトン			
バイオエタノール製造量	2012	4.3 万 BPD	バイオエタノール消費	2012	4.3 万 BPD
バイオディーゼル製造	2012	1.6 万 BPD	バイオディーゼル消費	2012	1.6 万 BPD
発電能力	2014.1	1,260GW	電力消費量	2013	5,126TWh

① 石油・天然ガス・石炭資源

中国の原油の 2015 年 1 月時点の確認埋蔵量は 2014 年に比べ 3 億バレル増加し 246 億バレルで、ロシアを除くアジア・太平洋地域では最大である。2014 年の石油・その他液体炭化水素類の生産量は 460 万 BPD で、原油が 92%を占めている。EIA は、中国の今後の原油生産量を、2020 年までに 510 万 BPD、2030 年までに 550 万 BPD、2040 年までに 570 万 BPD と徐々に増加すると予測しているが、多くの成熟油田からの原油増進回収(EOR)、シェール・タイトオイル、深海油田の開発が進むこと、加えて非石油系の GTL (gas to liquid)・CTL(coal to liquid)、バイオ燃料などの増産が必要になる。

天然ガスの 2015 年 1 月時点の確認埋蔵量は 2014 年に比べ 9 兆 cf 増加し 164 兆 cf、アジア・太平洋地域で最大である。中国では、石炭からの転換も含めた天然ガスの需要が増加し、生産量は 2003 年から 2013 年の間に 3 倍増の 4 兆 1,000 億 cf、2014 年は 4 兆 4,000 億 cf と推定されている。

石炭の埋蔵量は 2011 年時点で 1,260 億ショートトン(1,143 億トン)で世界の 13%を占め、米国・ロシアに次ぐ世界 3 位に付けている。2013 年の生産量は、2012 年に比べ 9%増加し 44 億ショートトン(40 億トン)で、中国政府のデータによると 2014 年は 2013 年に比べて 3%減と 14 年ぶりに減少に転じている。

② 石油・天然ガス・石炭の需要と輸出入

中国の 2014 年の原油消費量は 1,070 万 BPD で、2013 年に比べ 37 万 BPD 増加し、2014 年増加量は世界の需要増の 1/3 に相当している。2014 年の原油の純輸入量は、610 万 BPD

で、第1四半期に米国を越え世界最大の原油輸入国になった。これには中国の需要増と、米国のシェールオイルの増産が影響している。

中国の原油需要の増加要因には、国内経済成長率と貿易、輸送システム、精製能力の拡大、原油備蓄の積み増しなどを挙げることができる。EIAは、原油需要は2016年まで緩やかに増加し1,130万BPDになると予測している。2014年版の予測(IE02014)では、2040年まで年率2.6%の増加を予測し、その結果2020年に1,310万BPD、2030年に1,690万BPD、2034年までには米国を越え、2040年は2,000万BPDに到達する。

石油製品の需要の増加は減速傾向にあり、牽引役のディーゼルの需要は、2014年に20年ぶりに減少している。これには経済成長の減速、石炭・鉱業部門の減産に伴う輸送用燃料需要の減少、大型車の効率改善、天然ガス自動車の増加が効いていると見られる。

石油製品に占めるディーゼルのシェアは34%、ガソリンは23%であるが、小型車の増加でガソリン需要は伸びている。今後のガソリン需要は、個人所得、燃費、政府による都市圏の自家用車使用の制限により左右される。LPGの需要は石油化学の成長が続くため今後も増加するが、重油の需要は低下すると予測できる。

中国の2013年の天然ガス消費量は2012年に比べ12%増え、5兆7,000億cfに上った。中国は2007年に消費量が生産量を上回り輸入依存度が増し、LNGとパイプラインによる輸入量は1兆8,000億cf。天然ガスの最大の消費先は工業部門(32%、2013年)であるが、発電・輸送部門も増加を続けている。

環境対策による石炭からの代替やエネルギーの国外依存度の抑制を図る中国政府は、2020年までに天然ガス生産量を6兆5,000億cfに引き上げる目標を掲げているが、不足分は新規LNGプラントや新設パイプラインによる輸入増で対処する方針である。

LNG輸入ターミナルの再ガス化能力は2014年末までに52億cf/日(1兆9,000億cf/年)で、2017年までに44億cf/日分が増設予定。既設のLNGターミナルは大型のものが12ヶ所で、さらに8ヶ所が建設中で、その他にも数件のプロジェクトが計画段階にある([2014年1月号第1項参照](#))。

2013年の石炭の消費量は、40億ショートトン(36億トン)で、2000年から3倍に増えている。しかしながら、鉱業部門の成長の鈍化や、環境汚染問題の深刻化で都市部の規制が強化された影響で、消費の増加は2012年から鈍化している。中国政府は、2020年までに石炭消費量を46億ショートトンに制限する方針である。

③ 石油精製部門

中国の原油精製能力は、2015年には総精製能力は2013年に比べて68万BPD増え1,420万BPDになる見通しである。新設製油所の多くは、多様な原油を処理可能な仕様で、アジア地域の製油所の中で競争力を備えたものになっている。表8と図8に中国の主要製油所と3大国営企業(Sinopec、CNPC、CNOC)の既設製油所及び新設プロジェクトを示す。

表 8. Sinopec・CNPC・CNOOC・Sinochem の主要製油所一覧

	企業	製油所名(地名)	設置省	能力 BPD	備考
既 設	Sinopec	1 Anqing	安徽省	110,000	
		2 Beijing Yanshan	北京市	200,000	
		3 Changling	湖南省	160,000	
		4 Fujian	福建省	240,000	ExxonMobil / Saudi Aramco Sino Co.. JV (25/25)
		5 Guangzhou	広東省広州市	264,000	
		6 Maoming	広東省茂名市	270,000	
		7 Hainan	海南省	160,000	
		8 Jingmen	湖北省	120,000	
		9 Jinling	南京市	260,000	
		10 Jiujiang	江西省九江市	100,000	20,000BPD に拡張計画
		11 Luoyang	河南省洛陽市	16,000	20,000BPD まで拡張計画
		12 Qilu	山東省	210,000	
		13 Qingdao	山東省青島市	200,000	高酸価原油処理
		14 Shanghai	上海市	200,000	
		15 Shijiazhuang	河北省	100,000	
		16 Sinopec Shanghai	上海市金山区	240,000	
		17 Tahe	新疆ウイグル自治区	100,000	
		18 Yangzi	南京市	180,000	
		19 Zhenhai	浙江省	460,000	
		20 Anqing	安徽省	110,000	
		21 Beijing Yanshan	北京市	200,000	
既 設	CNPC/ PetroChina	22 Dalian	遼寧省大連市	400,000	
		23 Daqing	黒竜江省	121,500	
		24 Dushanzi	新疆ウイグル自治区	200,000	
		25 Fushun	遼寧省撫順市	200,000	
		26 Guangxi Qinzhou	広西チワン族自治区	200,000	
		27 Hohhot	内モンゴル自治区	100,000	
		28 Huabei	河北省	100,000	
		29 Jilin	南京市	200,000	
		30 Jinzhou	遼寧省錦州市	140,000	
		31 Lanzhou	甘肅省蘭州市	250,000	
		32 Liaoyang	遼寧省遼陽市	200,000	
		33 Urumqi	新疆ウイグル自治区	120,000	
	CNOOC	34 Hebei Zhongjie Cangzhou	河北省	46,000	
		35 Huizhou	広東省	240,000	
		36 Taizhou	浙江省	60,000	
	Sinochem	37 Quanzhou	福建省	240,000	
		38 West Pacific	遼寧省大連市	200,000	JV
		39 Shandong Hongrun	山東省	100,000	JV
新 設 ・ 計 画	Sinopec		Gaofeidian/Tianjin	240,000	2020 年以降、サウジアラビア原油
			Guangdong/Zhanjiang	300,000	2017 年
			Hainan	100,000	2020 年以降
	CNPC/ PetroChina		Huabei	100,000	2017 年完成予定
			Anning/Yunnan	200,000	Myanmar PL 経由 サウジ・クウェート原油
			Guangdong/Jieyang	400,000	2018 年完成予定
			Tianjin	320,000	2020 年完成予定
	CNOOC		Ningbo Daxie/Zhejiang	140,000	2015 年完成、30 万 BPD まで拡張
			Huizhou Phase 2	200,000	2016 年完成予定

* 精製能力は企業の Web Site 公表値を優先

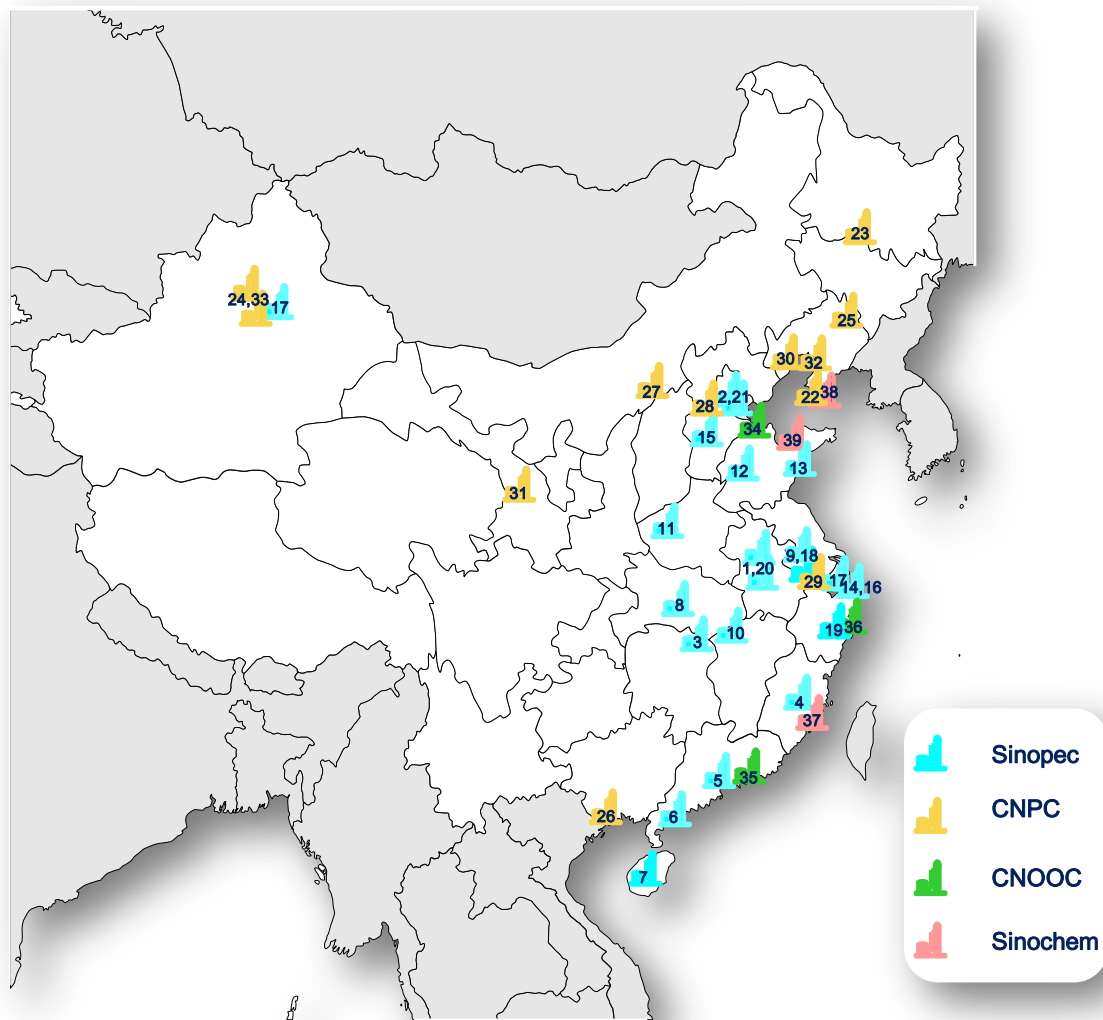


図 8. Sinopec・CNPC・CNOOC・Sinochem の主要製油所の概略配置図
(数字は、表 8 の製油所番号)

中国は、国内需要の伸びに応えるために積極的に精製能力の拡大を進めてきたが、近年の経済成長の伸びの鈍化の影響で、新設分の精製能力が一時的に過剰状態になり、製油所稼働率の低下を招いている。これに応じて、政府は 2014-2015 年の石油製品輸出割当量を拡大している。

国家発展改革委員会 (NDRC) の計画では、2016 年から 2020 年の間に精製能力を 340 万 BPD 拡大する計画であったが、最近 2 年間の精製能力過剰状態やプロジェクトの遅れから 2015 年から 2016 年に増加する精製能力は 150 万 BPD にとどまると見直されている ([2014 年 2 月号第 1 項参照](#))。

④ シェールガス、CTG

最後に、中国の炭化水素資源の新たな動きとして注目されているシェールガスと CTG (coal to gas) の状況を簡単にまとめる。

EIAによると、中国の技術的回収可能シェールガス埋蔵量は、世界最大の 1,115 兆であるが埋蔵層の地質学的条件・開発技術・水資源・環境保護からの制約で、開発は当初の見込み通りには進捗していない。中国政府の 2015 年末までにシェールガス生産量を 2,300 億 cf/年とする目標(2020 年には 1 兆 600 億 cf)は、達成できないと予測されている。その中では Sinopec による涪(フ)陵区(Fuling)鉍区の開発が進んでおり、同鉍区の実産量は 2017 年までに 3,530 億 cf になると予測されている。

中国では、数年前まで CTG の可能性に期待し、多数のプロジェクトが計画され、承認されてきた。しかしながら、技術的問題や投資の減速で CTG プロジェクトによる生産量は 2014 年に 2 プロジェクトで 750 億 cf に止まり、2015 年までに 5,300 億 cf とする目標は達成できない。

国家発展改革委員会(NDRC)が認可した、大規模 CTG プロジェクト 15 件の合計製造能力は 2 兆 8,000 億 cf/年に上っているが、CTG プロジェクトには大量の水資源が必要であることや、排出物が多いことなどが障害になっている ([2013 年 10 月号第 2 項](#)、[2014 年 8 月号第 1 項](#)参照)。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CHN> (Beta 版)
- ・ http://www.cnpc.com.cn/en/refiningchemicals/common_index.shtml

(2) 中国のシェールオイル・シェールガス開発の最新情報

前項に示したように、中国にはシェールガス・シェールオイルが大量に埋蔵し、当初の計画よりは遅れているものの、涪(フ)陵区(Fuling)でシェールガスの開発が進んでいる ([2015 年 2 月号第 3 項](#)など参照)。一方、シェールオイルについてはこれまで情報を捉えていなかったが、5 月下旬に国営 CNPC からシェールオイル埋蔵発見のニュースが発表されている。

CNPC は、中国西北部の陝西省(Shaanxi)の Changqing(長清)のタイト(シェール)オイル鉍区で初めてとなる原油の埋蔵を発見したと報じている。Changqing は、中国のシェールオイル埋蔵層がある Ordos 盆地に位置し、原油埋蔵量は 1 億トン(約 7.4 億バレル)で、CNPC で過去最大級のタイト(シェール)オイル埋蔵の発見になる。

EIA が 2013 年に発行した世界のシェールガス・オイルの埋蔵量の調査レポートによると、中国のシェールオイルの埋蔵量は、ロシア、米国に次いで世界第 3 位の 322 億バレルで、主な埋蔵地は中国徳西部新疆ウイグル自治区の北部 Junggar 盆地、南部 Tarim(タリム)盆地、北東部黒竜江省 Songliao 盆地とされ、その他に青海省の Qaidam(ツァイダム)盆地、Ordos 盆地、中部の華北 North China(華北)盆地に埋蔵している。

一方、開発の進んでいる Fuling のシェールガス関連のニュースとして、中国初のシェールガスパイプラインの稼働が報道されている。

国営 Sinopec は、Fuling で生産されたシェールガスを輸送するパイプラインが順調に

稼動を開始したことを発表した。パイプラインはFuling のガス田と四川省宜賓市 (Yibin, Sichuan) の Wangchang (王場) を結ぶもので、Fuling のシェールガスの国家実証開発プロジェクトにとって重要な施設に位置付けられている。

Fuling- Wangchang パイプラインは、中国初の大口径・高圧シェールガスパイプラインで、口径は1,016mm、設計圧力10MPa、全長は136.5km、輸送能力は60億m³/年、投資額は約18億元(2.9億ドル)と公表されている。経路には山岳地帯が含まれるため、建設は難工事であった模様である。

プレスリリースでは、Fuling のシェールガスの開発計画の最新情報として、63リグ、253井を掘削する予定で、2015年末までに天然ガス50億m³を生産する計画を明らかにしている。

<参考資料>

- ・ <http://news.cnpc.com.cn/system/2015/05/26/001543164.shtml>
- ・ http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/chaptersxx_xxvi.pdf
- ・ http://www.sinopecgroup.com/group/xwzx/gsyw/20150512/news_20150512_338570515668.shtml

9. オセアニア

(1) Chevron がニュージーランドの精製・燃料販売事業を売却

5月末から6月初めにかけて、Chevron New Zealand によるニュージーランドの精製事業と燃料リテール事業の売却が発表されている。

Chevron New Zealand は5月27日、ニュージーランド唯一の製油所 Marsden Point 製油所を操業する精製 JV 精製会社 New Zealand Refining Company (Refining NZ) に保有する全株式を Deutsche Craigs に売却することに合意したことを発表した。ニュージーランド証券取引所のリリースによると、売買株数は全株式の11.37%にあたる35,534,905株で、一株当たり最低2.32NZドル(1.67ドル)になる。

この動きに対して Refining NZ は、Chevron による株式売却は、原油の受託精製に影響しないことを5月28日のプレスリリースで明らかにしている。さらに、Refining NZ は、現在 Refining NZ の自由浮動株式 (free float) の比率が、46.25%に達したことを明らかにし、機関投資家や少数株主の増加に繋がると分析している。

なお、2014年の年次報告に記載された Refining NZ の大口株主は、BP New Zealand Holdings Limited (21.19%)、Mobil Oil NZ Limited (17.20%)、Z Energy Limited (15.36%)、Chevron New Zealand (11.37%)などの石油企業が全体の約2/3(65.12%)を占め、保有率1%台の株主として、Citibank Nominees (New Zealand) Limited (4.98%)、Accident Compensation Corporation (4.43%)、HSBC Nominees (New Zealand) Limited (3.08%)、

National Nominees New Zealand Limited (2.80%)、BNP Paribas Nominees (NZ) Limited (2.11%) など金融機関が続いている。

Refining NZ の株式売却に続いて 6 月 2 日、ニュージーランドの石油製品販売会社 Z Energy は、Chevron New Zealand の株式 100%を買収することを Chevron Corporation と合意したことを発表している。

Z Energy は、Chevron New Zealand のサービスステーション、潤滑油などの全事業を 7.85 億 NZ ドル (5.63 億ドル) で買収する。なお、Chevron がニュージーランドに保有する上流事業や、前述の Chevron が売却した Refining NZ の株式は買収対象に含まれない。

Chevron のニュージーランドの事業活動を同社のウェブサイトから引用すると、同社は1936年にCaltex®ブランドで同国に進出し、Chevron Corporationの子会社Chevron New Zealand はニュージーランドでCaltex サービスステーション 147 ヶ所、ディーゼルの無人給油所 73 ヶ所を操業する大手燃料・潤滑油販売会社の一角を占めている。また、ニュージーランド唯一の精製会社 Refining NZ の主要株主のうちの一社で、2015 年には精製能力 11.5 万 BPD の Marsden Point 製油所から出資比率相当の石油製品 2.5 万 BPD を引き取る計画と公表していた。

さらに石油製品の海上輸送事業を手掛けている Coastal Oil Logistics Limited の株式 25%、オークランドの石油ターミナル会社 Wari Oil Service LT の株式 16.7%、Auckland Airport の航空燃料販売事業に権益を保有している。上流事業分野では、Chevron New Zealand Exploration Ltd. を保有している。

<参考資料>

- ・ <https://www.nzx.com/companies/NZR/announcements/264926>
- ・ http://www.refiningnz.com/media/102138/refining_nz_media_release_-_refining_relationship_expected_to_continue.pdf
- ・ <http://z.co.nz/assets/investor-centre/Media-announcement.pdf>

(2) オーストラリア Gladstone に小規模製油所の建設計画

近年、製油所の閉鎖が続いているオーストラリアの製油所の新設計画が 5 月中旬に一斉に報道されている。

クイーンズランド州ブリスベン(Brisbane)郊外に本社を置く Casper Energy は、新設製油所の FS を完了したことを公表している。それによると精製能力は 4 万 BPD で、中質～重質原油を処理する計画。モジュール式の精製設備を海外で製作することにより、Gladstone のサイトで建設する場合に比べて、投資コストを削減できる。さらにモジュール式設備では、設備の拡張も容易になることから 8 万 BPD までの増強も想定している。

地元メディアによると、Casper Energy は米国の Eagle Ford Oil and Gas Corporation と共同でプロジェクトを進める計画で、精製能力は前述の数値より若干高い 4.35 万 BPD、

主要製品は高品質ディーゼルとプレミアムガソリン、建設地はクイーンズランド州の沿岸都市 Gladstone、投資額は 7 億豪ドル(5.4 億ドル)の予定である。既に、連邦政府、州政府、地元自治体などと製油所新設計画の協議に入っていることも明らかにしている。

クイーンズランド州では、BP の Bulwer Island 製油所が閉鎖される予定である一方で、Brisbane には Caltex の Lytton 製油所(10.6 万 BPD)が操業を続けている。こうした中で、4 万 BPD クラスの製油所を建設する意義について、Casper Energy は、港湾施設が整った立地で、好転した原油需給環境の下で原油調達を有利に進めることができれば、国内精製能力の低下を好機ととらえ、工業・農業部門の製品需要が旺盛なクイーンズランド州の市場を狙った、最新設備による高効率で収益率の高い精製事業が可能であると見ている。

製油所の売却が続いていた米国では、シェールオイル一大生産地ノースダコタ州で 2 万 BPD 程度の小規模な新設製油所が操業を開始し、その他にも複数の新設計画が発表されるなど、地域の需給条件に合わせた小型製油所プロジェクトが注目されている(2015 年 5 月号第 3 項参照などを参照)。Casper Energy のプロジェクトの場合は原油の事情は異なるが、類似した動きとして注目される。

<参考資料>

- ・ <http://www.casperenergy.com.au/about-casper-energy/>
- ・ <http://www.abc.net.au/news/2015-05-19/plans-for-oil-refinery-in-gladstone/6480980>

編集責任：調査情報部 (pisap@pecj.or.jp)