2015 年 11 月 27 日(金)

JPEC 世界製油所関連最新情報

2015 年 11 月号

(2015 年 10 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. 北 米 5 ページ
   (1) 今年運転を開始した Dakota Prairie 製油所を取り巻く環境
   (2) Marathon Petroleum が Garyville 製油所拡張計画を中止
   (3) EWG による再生可能燃料基準の見直し・提言

2. ヨーロッパ 9 ページ
   (1) フランスの Donges 製油所近代化工事に関わる情報
   (2) ExxonMobil のヨーロッパにおける潤滑油ベースオイル生産計画
   (3) Rosneft がイタリアの精製企業 Saras に持つ一部株式を売却

3. ロシア・ＮＩＳ諸国 12 ページ
   (1) Lukoil、Nizhny Novgorod 製油所の第 2 接触分解装置を稼働
   (2) カザフスタンで進む製油所近代化工事および製油所建設プロジェクト
      1) カザフスタン国内 3 製油所の近代化工事進捗状況
      2) イランと中国がカザフスタンの新設製油所に参加の意向
         ～3 国の思惑と背景～

4. 中 東 16 ページ
   (1) カタールの石油下流事業の状況
   (2) サウジアラビア Saudi Aramco の気候変動への取り組み
   (3) ヨルダンとエジプトが石油･天然ガス分野で協力
   (4) サウジアラビアで新設ブタノールプラントが稼働

(次ページに続く)

5. アフリカ 21 ページ
(1) ウガンダの原油輸出パイプライン建設プロジェクトの最新情報
(2) 南アフリカ共和国 PetroSA の GTL プラントの状況
(3) ボツワナの CTL プロジェクト

6. 中 南 米 23 ページ
(1) コロンビア Ecopetrol の Cartagena 製油所が運転開始
(2) 米国からの天然ガス輸入増でメキシコの LNG 輸入量が減少
(3) トリニダード・トバゴの GTL プロジェクトの近況
(4) ベネズエラ PDVSA、アンティグア・バーブーダの WIOC に出資

7. 東南アジア 28 ページ
(1) インドネシアの石油下流事業の状況
(2) インドネシアの OPEC 再加盟について
(3) マレーシア RAPID プロジェクトの近況

8. 東アジア 33 ページ
(1) 中国 Sinopec の Jiujiang 製油所の拡張・近代化工事が完了
(2) BP が中国国営企業との連携を強化

9. オセアニア 35 ページ
(1) オセアニア地域の LNG プロジェクトの最新情報
1) GLNG が LNG を初輸出
2) パプアニューギニア PNG LNG の操業状況
(2) オーストラリア・クイーンズランド州の CSG 開発の社会経済学的評価

※ この「世界製油所関連最新情報」レポートは、2015 年 10 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 最新版(メール配信後の改訂を反映)は以下のサイトからダウンロードできます
http://www.pecj.or.jp/japanese/overseas/refinery/refinery_pdf.html

概　況

1. 北米

・ノースダコタ州では、原油開発の減速でディーゼル需要が伸びず、Tesoro の Mandan 製油所が拡張したことも加わり、今年 4 月に稼働した新設 Dakota Prairie 製油所の収益が期待を下回っている。
・米国 Marathon Petroleum は、原油価格の低迷を受けて、大型投資案件として計画されていた Garyville 製油所で残渣油処理能力向上･製品品質向上プロジェクトを中止した。
・米国の環境団体 EWG は、バイオエタノールの炭素強度を原料別に比較評価し、今後はセルロース系エタノールなどの普及が重要であるとして、RFS2 の改訂を提言している。

2. ヨーロッパ

･精製能力削減を進める Total はフランスの Donges 製油所に減圧軽油水素化脱硫装置の導入を検討している。また、敷地内を通過している鉄道の移設を行う計画が合意された。
･欧州市場の需要増を見据えて ExxonMobil は、オランダ Rotterdam 製油所の水素化分解装置を拡張し、GroupⅡベースオイルと超低硫黄ディーゼルを増産する計画である。
・ロシア Rosneft は、イタリアのエネルギー会社 Saras S.A. に保有する株式の一部を売却する。西側諸国による経済制裁が、Saras に対する投資に支障が出ていると見られている。

3. ロシア･NIS 諸国

・ロシア Lukoil は、Nizhny Novgorod 製油所の第 2 FCC の稼働を開始した。減圧原油処理能力が 4 万 BPD 増強され Euro5 燃料 110 万ﾄﾝ/年の増産が可能になった。同時に、プロピレンの製造能力も 30 万ﾄﾝ/年に拡張されている。
・カザフスタンでは 3 製油所で近代化プロジェクトが 2016 年完了を目指して進行中で、多数の装置が新設され、Euro-5 基準のガソリン・ディーゼル、ジェット燃料が大幅に増産されることになる。
・カザフスタンとイランが共同でカザフスタンに第 4 の製油所を新設することが合意された。このプロジェクトに中国も参加する意向を示しており、イランや中国への製品輸出が計画されている模様である。
・カザフスタンとイランの間では、カザフスタンの製油所からイラン北部に燃料製品を輸入し、イラン南部からカザフスタンに原油を輸出するスワップ取引が復活する見通しである。さらに、スワップされた原油を中国に輸出することが検討されている。

4. 中東

・世界的な天然ガスの生産・輸出国であるカタールの石油、天然ガス事業の概況を EIA の最新レポートを中心に紹介する。
・COP21 会議を控えてサウジアラビア Saudi Aramco は世界の大手石油会社と共同で気候変動に取り組む方針を明らかにしている。同社は、フレア対策･廃棄物削減･CCS･再生可能エネルギー分野で実績を積んでいる。
・ヨルダンとエジプトは、イランからの天然ガスの輸入や、エジプト沖地中海の資源開発で連携することで合意した。また、エジプトによるヨルダンへのエネルギー投資の拡大も協議されている。

5. アフリカ

・2020 年の原油生産を前に、原油輸出パイプラインの建設を計画しているウガンダが、タンザニアルートの検討を進める事でタンザニア政府と合意している。
・南アフリカ共和国国営 PetroSA の天然ガス開発プロジェクトが不調で、既存天然ガスが枯渇に近づき新規天然ガス供給源が Mossel Bay GTL の操業におよぼす影響が懸念されている。
・南部アフリカの内陸国ボツワナ共和国で、石炭を原料とする CTL(coal to liquid)・コジェネレーション・肥料プラントを建設するプロジェクトが発表されている。

6. 中南米

・コロンビア国営 Ecopetrol の Cartagena 製油所が稼働した。中南米で最先端の設備で、国産原油から高品質燃料製品を製造しコロンビアの環境改善・燃料自給に寄与することが期待されている。
・メキシコでは米国のシェール開発とパイプラインの整備が進み、大量の天然ガスを米国から輸入できるようになった結果、LNG の輸入量が減少し、LNG 輸入ターミナルの稼働率も大幅に低下している。
・中断していたトリニダード・トバゴの GTL プロジェクトが、新たな体制の下で再出発することが決まり、建設再開に向けた検討が始まった。
・ベネズエラ国営 PDVSA は、カリブ海アンティグア・バーブーダの石油会社 WIOC の株式 25%を買収し、同国との共同事業に進出を図る。

7. 東南アジア

・インドネシアの石油・天然ガス下流事業の概況を、EIA の最新レポートを中心に紹介する。
・2015 年 12 月開催予定の OPEC 総会でインドネシアの再加盟が承認される見通しである。同国は減産と需要増で原油の純輸入国であるが、油田の立地条件から原油の輸出は今後も継続する見通しである。原油の調達などで OPEC 諸国による協力を期待している。
・マレーシアの大型プロジェクト RAPID の主要装置の一つである水素プラントの改質装置を RAPID 全系の FEED を担当した Technip が受注した。

8. 東アジア

・中国国営 Sinopec の Jiujiang 製油所の拡張・近代化工事が完了した。プロジェクトの次のステップで国 5 規格の燃料製品の増産が期待されている。
・BP は、中国国営 CNPC との間でシェール開発・リテール事業の JV 設立、国営電力会社 China Huadian Corp との間で長期天然ガス供給契約の締結など、中国との連携強化を発表している。

9. オセアニア

・オーストラリア クイーンズランド州の GLNG から LNG が初輸出された。輸出先は、JV メンバー国である韓国。また、パプアニューギニアの PNG LNG プロジェクトでは設計能力以上の稼働で LNG 生産・輸出が行われるなど順調な操業が続いている。
・オーストラリア政府は、クイーンズランド州の CSG(coal seam gas:炭層メタン)開発

の社会経済学的評価レポートを発行した。CSG 開発の影響が多面的に解析されている。

1. 北　米

(1) 今年運転を開始した Dakota Prairie 製油所を取り巻く環境

MDU Resources と Calumet Specialty Products Partners の共同事業体である精製会社 Dakota Prairie が、ノースダコタ州 Dickinson で運営する製油所（2 万 BPD）は、今年 4 月に運転を開始したばかりであるが、稼働後の経営が思わしくない。同製油所は、もともと活況を呈した Bakken フォーメーションで生産される原油の掘削設備や資機材の輸送用トラック燃料向けにディーゼルを製造する目的で建設された製油所であるが、原油価格の低迷を反映した掘削用リグ数の減少で製品需要が伸びず、期待した収益が得られていない。

製油所がフル稼働した場合には 7,000BPD のディーゼル、6,500BPD のナフサ（カナダに輸送して重質原油をパイプライン輸送する際の希釈剤として使用する）、6,000BPD の常圧残渣油（水素化分解処理後潤滑油用基材とするため、モンタナ州の Calumet の製油所に輸送）が製造されることになっていた。

しかし、製油所が運転を開始した今年 5 月時点で既に、重質原油と軽質原油の価格差が少なくなり、Bakken 原油の需要も低下傾向にあった。同製油所が主要供給先と見ていた原油掘削活動の不調は、同製油所経営にも影響を及ぼすことになった。Bakken フォーメーションが含まれる Williston Basin の掘削活動は、リグ数でみると 2012 年のピーク時に稼働していた 219 ヶ所に比較すると、現在では 71%も少なくなっていることからも同地域の掘削活動の不況振りをみてとれる。

上記事項からも想定される通り、原油掘削設備および生産された原油の輸送や生産に必要な資機材を輸送するトラック用燃料としてのディーゼル市場が悪化した上に、ガソリン需要はある程度高かったものの希釈材としてのナフサ需要はディーゼル同様に不調な時期に入っている。

ノースダコタ州唯一の本格的製油所である Tesoro の Mandan 製油所（7.1 万 BPD）が、2011 年 4 月号第 3 項「Tesoro のノースダコタ州・Mandan 製油所拡張情報」で報告した様に、Bakken 原油の増処理に向けた改造を行っており、2013 年には拡張工事を終え、同製油所でのディーゼル製造能力が 2.2 万 BPD になっていたことも、Dakota Prairie 製油所にとっては悪材料であったと言える。

このように必ずしも好環境下での稼働開始とはならなかったため、Dakota Prairie 製油所の親会社である MDU Resources は、期待する収益が得られるようであれば、同規模の第 2 製油所をノースダコタ州内に建設する計画を持っていたが（2014 年 12 月号第 2 項の 1）参照）、計画の再考が求められる状況にあると言える。もう一方の親会社である

Calumet Resources も、同製油所を今年の成長事業に位置付けていない。

しかし、両社ともに製油所の経営状況が立ち直る余地はあるとみており、その背景としては現在でもノースダコタ州内のディーゼル需給バランスは需要量が供給量を上回っていること、製油所運転の習熟に伴う下請費用の削減が期待できること、一般ディーゼル製品よりプレミアムが期待できる冬季暖房用ディーゼルの製造開始などをあげている。更に、小改造による製油所処理量の3万BPDへの拡張計画も検討されている模様である。

＜参考資料＞
- http://www.argusmedia.com/News/Article?id=1134968
- http://www.bigskybusiness.com/index.php/business/economy/4026-dakota-prairie-refinery-smacked-with-huge-loss

(2) Marathon Petroleum が Garyville 製油所拡張計画を中止

米国の独立系石油精製企業の Marathon Petroleum Corp.が、ルイジアナ州にある Garyville 製油所（52.2 万 BPD）の残渣油アップグレード計画を中止すると発表した。

このプロジェクトは「Garyville Resid Hydrocracker Project」あるいは「ROUX：Residual Oil Upgrade Expansion」と呼ばれる残油処理能力拡張並びにアップグレード・プロジェクトで、2014 年 5 月号第 4 項で報告した通り、7 万 BPD の製油所副産物（減圧残油の6.3万BPD及びFCCスラリー油の0.7万BPD）を原料に、超低硫黄ディーゼル(ULSD)を 2.3 万 BPD、軽油を 2.2 万 BPD およびその他を生産すると共に、外部調達している軽油留分の購入量削減を目標としたものであった。

当該プロジェクトが推進された場合の投資額は 22～25 億ドルを要すると見積もられ、巨額の資金を要するだけに世界的に原油価格が低迷する中、Marathon Petroleum としても 2013 年 12 月の計画公表以来、最終段階の設備投資を延期するか否かの検討を行っていた。その状況は 2015 年 3 月号第 3 項で報告しているように、今年 2 月時点では最終投資決定（FID）を延期すると発表していたが、昨今の市場状況に鑑みプロジェクトを再評価し、同計画の推進を正式に中止せざるを得ないと判断したものと考えられる。

当初計画では 2015 年初期には最終決定がなされ、最終決定で“ゴーサイン”が出された場合には、2015 年中期に着工し 2018 年中に完成する予定であった。

＜参考資料＞
- http://theadvocate.com/news/13864375-98/marathon-cancels-2-billion-upgrade
- http://www.reuters.com/article/2015/10/29/marathon-pete-results-idUSL3N12T4IT20151029

(3) EWG による再生可能燃料基準の見直し・提言

米国では、2007 年 12 月にエネルギー自立・安全保障法（EISA：Energy Independence and Security Act of 2007）が成立し、同法の下で再生可能燃料基準（RFS：Renewable Fuel

Standard）が制定され、環境保護庁（EPA）がガソリンやディーゼル燃料に混合される再生可能燃料のレベルを提案するシステムが展開されるようになって 10 年が経過した。

現在、この規制に対する見直しが各方面で進められ、現状の RFS がトウモロコシ系エタノールに頼り過ぎていること、トウモロコシ系エタノールは他のバイオ燃料開発の妨げになっている上に、今まで問題視されていなかった水質および土壌問題を引き起こしていることなどが明らかになりつつある。

テネシー大学農学部も見直し検討を行っている機関の一つで、10 月に「10-YEAR REVIEW OF THE RENEWABLE FUELS STANDARD：Impacts to The Environment, The Economy, and Advanced Biofuels Development」と題する報告書（下記掲載資料）を公表している。また、米国の非営利環境関係団体である Environmental Working Group（EWG）においても同様の検討が行われた。

最近のインターネット上にも見直し検討結果が多く公表されているが、ここでは EWG が、トウモロコシを収穫した後の茎や葉などの農作物残渣としてのコーンストーバー(corn stover)や多年生の植物で食用にならないスイッチグラス(switchgrass)を原料として製造するセルロース系エタノールが輸送用燃料として使用される場合、トウモロコシを原料として製造するエタノールに比較してライフサイクルとしての GHG 排出量を削減することが可能で、より環境に優しいとする調査結果を記載した「BETTER BIOFUELS AHEAD：The Road to Low-Carbon Fuels」と題する報告書を公表しているので、当該報告書記載内容の概要を紹介する。

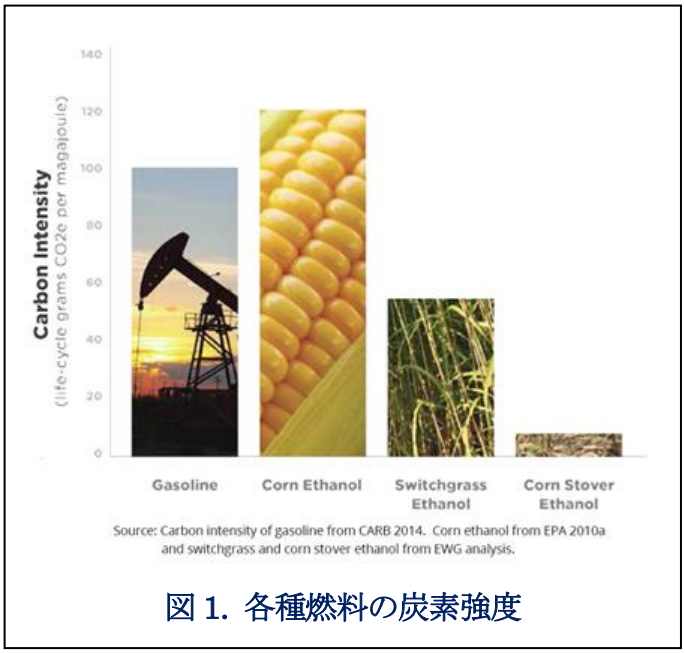

図 1. 各種燃料の炭素強度

本報告書では、上記した 2 種類のセルロース系エタノール、トウモロコシ系エタノール並びに化石燃料のガソリンを取り上げ、これ等が燃料として使われた場合に各燃料が排出する温暖化要因ガス（GHG）量を、燃料の単位エネルギー当たりに発生する GHG 排出量の指標となる炭素強度（CI：Carbon Intensity、単位は gCO_2e/MJ）で比較すると、スイッチグラス系エタノールの CI は化石燃料のガソリンより 47%低い値で、コーンストーバー系エタノールではガソリンより 96%低い値になっていること、また、これらの結果とは対照的に、トウモロコシ系エタノールの CI はガソリンよりも大きく、約 20%も劣るとする内容を基に、幾つかの事項について連邦政府に提言を行っている。

EWG が本報告書の中で、トウモロコシ系エタノールの CI はガソリンよりも悪い値を示

しているにも拘らず、現実の連邦政府は長年、従来型バイオ燃料の生産に重点を置いた政策を行っている。トウモロコシ系エタノールの CI が好ましい数値を示していないことが判明している以上、議会はトウモロコシ系エタノールを化石燃料のガソリンに一定量混合することを規定した RFS2 の見直しを行い、低炭素源を原料とするバイオ燃料の開発を促進する新たな再生可能燃料基準へと修正すべきである、との主張になっている。

また、スイッチグラスのような燃料源となる非食用植物やコーンストーバーのような穀類廃棄物を原料とする燃料が、土壌や水質面で環境に悪影響を及ぼすことが無いようにする保護政策を採択すべきであると主張し、議会がその様な保護政策に関わる規則類の採択に時間がかかる場合や採択しない場合であっても、EPA はトウモロコシ系エタノールの使用義務量を次第に削減するように RFS2 に規定される量を調整する行政力を保有しているのであるから、その行政力を当該目標に向けて行使すべきであり、同時にセルロース系エタノールのような低炭素第 2 世代燃料の開発を促進するように支援すべきである、との主張になっている。

RFS およびそれに続く RFS2 は 10 年前に制定された規則であり、今日までトウモロコシ系エタノール開発の先導的役割を果たしてきたが、現在の知見をもとに見直すと GHG 排出量を増加させるものであり、GHG 排出量削減につながるバイオ燃料をもたらすものにはなっていなかったとして EWG は環境に優しい革新的でセルロース系バイオ燃料開発を育成していくような事項の法制化を要請し、下記事項を議会として検討すべきであると報告書で主張している。

① トウモロコシ系エタノールを支援する規制類の廃止

トウモロコシ系エタノールは RFS/RFS2 に基づく実績としての需要があるため、現実には各製油所はトウモロコシ系エタノールの混合をせざるを得ないが、現状以上の混合量が要求されるようなことがあってはならない。

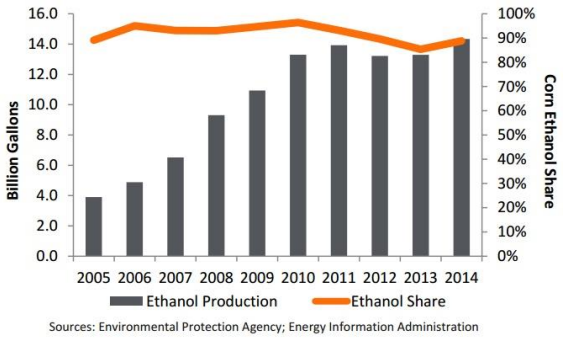

図 2. トウモロコシ系エタノールの生産量とバイオ燃料市場の寡占率

（出典：テネシー大学農学部報告書（下記掲載資料））

言うまでも無く RFS/RFS2 の導入により最も顕著な影響が現れたのはトウモロコシ系エタノールの生産量であり、図 2 に示すように 2005 年時点の生産量は 39 億ガロン（約 1,480 万 KL）であったものが 2014 年には 143 億ガロン（約 5,410 万 KL）と 267%増加したことで、今や全米バイオ燃料総生産量の 87%がトウモロコシ系エタノールになっている。

このような状況を生み出した規制を取り除くことは、間接的ながらセルロース系エタノールへの投資を呼び込む強力な手段になると思われる。

② セルロース系エタノール関連規制の拡張・推進

セルロース系バイオ燃料の開発促進を目的に、セルロース系バイオ燃料のガソリンへの混合において、達成可能な具体的混合義務量を設定するほか、当該分野への投資を確実に行う環境を整える目的で 2022 年以降の RFS2 を位置付けるべきである。

③ 持続可能性基準の更新

バイオ燃料の生産ならびに消費が GHG 排出量の観点だけではなく大気、水質および土壌品質に与える影響を考慮する必要があり、議会はこの点において RFS2 を改訂すべきである。しかし、土地の荒廃を防止する観点から、セルロース系エタノール製造目的でトウモロコシ畑から取り除くストーバーの量を規制する必要があることも念頭に置かなくてはならない。

議会において上記した内容を含む規制の制定が出来ない場合においても、EPA は既存の同庁の権限範囲内でガソリンへ混合する 2016 年義務量としてのトウモロコシ由来のエタノール量を削減し、第二世代バイオ燃料開発に拍車をかけるべきである。

＜参考資料＞

- http://www.ogj.com/articles/print/volume-113/issue-11b/general-interest/next-generation-biofuels-better-at-cutting-carbon-emissions-report-says.html
- http://www.ewg.org/research/better-biofuels-ahead
- http://beag.ag.utk.edu/pub/TenYrReviewRenewableFuelStandard_1015.pdf
- http://static.ewg.org/reports/2015/better-biofuels-ahead/BetterBiofuelsAhead.pdf?_ga=1.268173326.186705749.1446946591
- http://static.ewg.org/reports/2015/better-biofuels-ahead/plevinreport.pdf?_ga=1.67659921.186705749.1446946591

2. ヨーロッパ

(1) フランスの Donges 製油所近代化工事に関わる情報

フランスの Total が、経済不況が続いたヨーロッパで、傘下に持つフランス国内の製油所を見直し精製能力削減に努めてきたことは本サイトでも度々取り上げてきている（例、2014 年 10 月号第 2 項参照）。同社がフランス西部の大西洋に面した都市 Saint Nazaire 近くに持っている Donges 製油所（22 万 BPD）については、地理的好条件を備えているところから検討の結果、削減対象にはならなかった。

しかし、現状では同製油所の脱硫能力が不足しているため、製品の一部は EU 基準未達になり EU 域外に輸出せざるを得ない状況であった。そこで Total は、「2015 年 5 月号第 2 項の 1）Donges 製油所のアップグレード計画」で報告した通り、同製油所に減圧軽油水素化脱硫装置（VGO HDS）を導入し、収益向上を図ると共に排気ガスの削減を行うこととし、その準備に取り掛かっている。

採用する VGO HDS 技術について、今年 10 月に発表された情報では、設置する装置の処

理能力は 4 万 BPD で Axens の VGO HDS 技術とされている。同技術は世界で 220 基以上の採用実績があり、総処理能力は 1,000 万 BPD 近くになっている成熟した技術である。

Axens は同装置のライセンサーとしての立場のみならず基本設計、専用触媒の供給、その他トレーニングや試運転やフォローアップなどを提供することになっている。VGO HDS で必要となる水素は、Total が契約している業者が水蒸気メタン改質法（SMR：Steam Methane Reforming）で製造する装置を製油所内に新設し、長期契約のもと供給することになっている。

なお、約 4 億ユーロの設備投資を要する製油所アップグレードに当り、製油所を二分する形で構内を走る既設の鉄道路線の移設が必須の前提条件になっていたが、Total はフランス政府、製油所が設置されている都市 Saint Nazaire と同市が属する Pays de la Loire 地域圏の自治体並びに鉄道を運営しているフランス国有鉄道（SNCF：Societe Nationale des Chemins de fer Francais）との間で鉄道線路の移設について合意し、覚書を取り交わすことになった。なお、移設に要する約 1.5 億ユーロの資金は、政府、地方自治体及び Total で 1/3 ずつ均等に負担する。

今後のスケジュールとしては、路線を移設することに関する地域住民や自治体以外の利害関係者の同意を 2017 年中に得て移設工事に入るが、移設路線が開通するのは 2021 年になると見られている。一方、アップグレード工事後の製油所稼働は、移設鉄道路線が総合稼働に入る前の 2019 年と計画されている。

＜参考資料＞

- http://www.axens.net/news-and-events/news/367/axens-vgo-hds-technology-selected-by-total-for-its-donges-refinery-france.html#.Vh4_2uztlBc
- http://www.ogj.com/articles/2015/10/total-lets-contract-for-unit-at-french-refinery.html
- http://www.ogj.com/articles/2015/11/rail-bypass-deal-paves-way-for-total-s-donges-refinery-revamp.html?

(2) ExxonMobil のヨーロッパにおける潤滑油ベースオイル生産計画

ExxonMobil Corp.は、ヨーロッパ地域における潤滑油ベースオイル並びに低硫黄ディーゼルの需要が伸びていることから、子会社の Esso Nederland BV がオランダの Zuid-Holland に持つ Rotterdam 製油所（19 万 BPD）の水素化分解装置を拡張し、重質油を原料にした「EHC Group Ⅱ」潤滑油ベースオイル並びに超低硫黄ディーゼル（ULSD）の製造能力を向上させると発表した。

ExxonMobil からの当該工事に関わる計画の詳細、投資総額等を伝える情報発信は無く、インターネット上では、既設水素化分解装置の改造に加えて水素化分解装置の新設があると報じるメディアもあり、工事が既設装置の拡張のみであるのか装置の新設もあるのか、確実な内容を伝える情報は得られていない。しかし、現在までに得られている情報では「既存装置の拡張」と伝えるメディアが多いので、本報告では拡張工事のみで進め

られるとの認識をとることにする。

水素化分解装置の拡張は、同社の潤滑油ベースオイルのブランドである「EHC」の製造をヨーロッパ地域で開始する目的で計画されたもので、「EHC Group Ⅱ」潤滑油ベースオイルの製造としてはヨーロッパ地域では初めてになる。

ExxonMobil は潤滑油ベースオイルの製造においては世界最大の規模を持ち、北米市場への供給として米国テキサス州 Baytown 製油所に設置された製造設備を、またアジア・太平洋市場への供給としてシンガポールの Jurong 島に設置された製造設備の拡張を行い、これ等の設備は今年から実生産に入っているが、Rotterdam 製油所での製造が開始されると、これらに次いでヨーロッパにおける生産拠点として組み入れられることになる。

環境影響評価報告書は提出済みで、既に許可を取得しているとされ、現在は建設認可を待っている段階とみられている。同社の見通しでは 2016 年初期に全ての許可が得られ、その後着工に移り、2018 年には稼働に入れるものと期待している。

同社では、この水素化分解装置拡張プロジェクトと並行して貯油能力の拡張計画も進めることにしているが、当該計画は Rotterdam 港にある同社ターミナルに 6 基のタンクを新設し、貯油能力を 14 万 KL 分拡張するものである。

1 月に申請された書類に基づく「水素化分解装置拡張計画」によると、既存水素化分解装置の改造、反応塔並びに減圧蒸留装置の新設が記載されているようである。既存水素化分解装置の公称能力は 330 ﾄﾝ/時（約 5.25 万 BPD）であるが、これを 415 ﾄﾝ/時（約 7 万 BPD)に改造する。原料はこれまで外販していた既存の重質減圧蒸留軽油を使うため、拡張工事後の製油所総処理能力に変化はない、としている。

＜参考資料＞

- http://news.exxonmobil.com/press-release/exxonmobil-expand-rotterdam-hydrocracker-produce-higher-value-products
- http://www.ogj.com/articles/2015/10/exxonmobil-plans-rotterdam-hydrocracker-expansion.html
- http://www.hellenicshippingnews.com/rotterdam-port-authority-applauds-exxonmobils-investment/

(3) Rosneft がイタリアの精製企業 Saras に持つ一部株式を売却

ロシア国営石油会社 Rosneft の子会社である Rosneft JV Projects S.A.は、保有するイタリアの総合エネルギー会社・Saras S.p.A.の株式 20.99%の内、8.99%相当を機関投資家に売却することになった。Saras はイタリアの Sardinia 島南西部の海岸にある Sarroch 製油所（30 万 BPD）を経営する大手石油精製企業で、同製油所はイタリアの精製能力の 15%を占める大規模製油所である。

2013 年 5 月号第 3 項の「(1) Saras が Sarroch 製油所の一部株式を Rosneft に売却」

で報告した通り Rosneft と Saras の両社は、前者に関しては地中海市場の獲得並びに南ヨーロッパ地域への進出の意図があり、後者に関しては安価な原油の安定供給を求めたものとされ、両社は原油トレーディング・精製・販売事業に関する均等権益の共同事業体を設立することで合意していたが、ロシアによるクリミア併合問題に端を発する西欧諸国によるロシアへの経済制裁の影響で、Saras の展開に遅れが出ていたと報じられていた。

今回の株式売却額は約 1.85 億ドルになると見られており、株式買収時の 38%上回った額になることや手元に残る株式は 12%で、Rosneft としては役員を送り込むことも出来るので、それなりのメリットはあると言われている。

＜参考資料＞

- http://www.rosneft.com/news/pressrelease/20102015.html
- http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-10-20/saras-drops-most-in-almost-4-months-after-rosneft-sells-stake

3. ロシア・NIS 諸国（New Independent States）

(1) Lukoil、Nizhny Novgorod 製油所の第 2 接触分解装置を稼働

ロシアの大手エネルギー企業の Lukoil は、Nizhny Novgorod 州中部の石油化学工業都市 Kstovo にある Nizhny Novgorod 製油所（34 万 BPD）で建設していた第 2 接触分解装置（CCC-2）の稼働を開始した。同装置の完成・稼働を祝し、連邦政府の Medvedev 首相他政府高官並びに Lukoil の幹部が出席して式典が執り行われている。

同装置の建設に携わった企業は、エンジニアリング設計関係として LUKOIL-Nizhegorodniinefteproekt（Nizhny Novgorod 州）、CJSC Neftekhimproekt（Saint Petersburg 市）及び JSC Giprogazoochistka（Moscow 市）の各社、構築物設置・建設関係として PJSC Globalstroy-Engineering（同市）、OJSC MMUS 及び CJSC KXM（同市）と報じられている。

CCC-2 の建設は 5.2 万 BPD の能力を持つ第 1 接触分解装置（CCC-1）の完成に引き続き 2010 年に建設が開始されており、原料となる減圧軽油の処理能力は 4 万 BPD で、この装置が稼働したことにより Lukoil では、Euro-5 基準の製品が、現在の 300 万ﾄﾝ/年から 110 万ﾄﾝ/年増産されるとしている。また、同製油所内の石油化学設備も同時に拡張されているが、情報ではプロピレン製造能力がほぼ倍増し、30 万ﾄﾝ/年になったと伝えられている。

Lukoil などロシアの主要石油会社は、過去に独占禁止法監督機関としての連邦反独占庁（FAS：Federal Antimonopoly Service）、ロシア連邦環境・技術・原子力監督庁（RTN：Federal Ecological, Technological, and Nuclear Oversight agency：“Rostekhnadzor”）、技術規制・計量庁（Federal Agency on Technical Regulation and Metrology：

“Rosstandart”）との間で製油所近代化に関わる 4 者協定を締結しているが、CCC-2 の完成で Lukoil は協定規定義務を全て履行したことになるとしている。

なお、政府規制・監督の 3 機関と協定を締結したとされる主要石油会社は、2011 年 12 月号第 1 項で報告した通り、Rosneft、Lukoil、TNK-BP、Gazprom Neft、Surgutneftegas 及び Bashneft である。

＜参考資料＞

- http://www.lukoil.com/press.asp?div_id=1&id=4275&year=2015
- http://www.hydrocarbonprocessing.com/Article/3495284/Russias-Lukoil-commissions-second-refinery-catalytic-cracker-for-VGO.html

(2) カザフスタンで進む製油所近代化工事および製油所建設プロジェクト

カザフスタンでは国内の既存 3 製油所の近代化工事が、2016 年末までの完成予定で進められている。その一方で、当該近代化工事による高品質化並びに精製能力拡張のみでは成長する国内需要に対応しきれていないとして、新製油所の建設構想が注目されている。この新製油所建設構想には、核開発問題に絡む経済制裁解除が近い将来実現する見通しの原油生産大国のイランと原油の安定確保が重要課題になっている中国が、強い関心を持って関与する意向を示している。カザフスタンに関わるこれらの事項を最近のインターネット情報に求めてみた。

1) カザフスタン国内 3 製油所の近代化工事進捗状況

カザフスタンでは国内の 3 製油所 Pavlodar（10～16 万 BPD）、Shymkent（7.8～12 万 BPD）及び Atyrau（10 万 BPD）の近代化工事が進められているが、この近代化が終了すると、2023 年から 2025 年頃までは国内石油製品需要に対応することが可能であるとみられている。

3 製油所の近代化工事に伴い各製油所では装置数が増加し、Atyrau 製油所では 10 基から 20 基に、Shymkent 製油所は 9 基から 15 基に、Pavlodar 製油所では 13 基から 16 基にそれぞれ増加する。各製油所における装置の増加は、総じて分解系装置の増加を意味し、2 次装置の装備状況を示すネルソン指数は大幅に増加し、3 製油所の平均指数は 5.4 から 9.5 になる予定である。

2 次装置の装備率が向上することにより、同国の高オクタン価ガソリンの製造能力が向上し、量的には対 2014 年比で 71.5%の増加が期待され、航空機用ガソリンを含めた総ガソリン製造量は、302 万ﾄﾝ/年を記録し 10%増になるとみられている。ディーゼルは約 4,900 ﾄﾝ/年となり対 2014 年比で 16.5%の増加、ジェット燃料も 2 倍になるとされ、これらの製品は全て Euro-4 及び Euro-5 に準拠していると言われている。

近代化工事の完了は 3 製油所共に 2016 年に予定されているが、各製油所の運転が継続された中で工事を並行的に進めているため、作業は遅れ気味に推移してきており、予定より遅延が懸念されると一部メディアから報じられている。

しかし、国営石油会社 KazMunaiGas の精製分野担当機関で 3 製油所を管理する Processing and Marketing JSC がメディアに語ったところでは、今のところ 2016 年末までの完成予定時期に変更はないとしている。つまり Pavlodar の精製・石油化学コンプレックスの工事は 2011 年に開始され 2016 年の完成、Atyrau 製油所の精製・石油化学コンプレックス工事は 2010 年に開始され 2016 年の終了、Shymkent 製油所の工事は 2011 年に開始され 2016 年の完成である。

2) イランと中国がカザフスタンの新設製油所に参加の意向～3 国の思惑と背景～

10 月中旬にカザフスタンとイランの間で、二国間貿易・技術協力並びに文化交流に関わる第 14 回政府間会議が持たれた。この会議でイランは、カザフスタン西部のカスピ海に面した Mangystau 州で建設が計画されている製油所向けに原油供給の準備があるなどの発言に加え、製油所建設への融資を正式に表明している。さらに中国も同製油所の建設には関心を示していることを、Mangistau 州の Rakymbek Amirzhanov 知事がメディアのインタビューに答えて明らかにしている。

同製油所建設が実現すれば、カザフスタンでは 4 番目の製油所となり、製品は製油所周辺の地域に供給されるほか、イランや中国への輸出も念頭に置かれている。

ユーラシア大陸の内陸部に位置する中央アジアの国々にとって、世界市場に向けた物資の輸送経路の確保や周辺諸国との貿易関係を如何に構築するかは重要な課題である。例えば、現在カザフスタンは、年間 1,100 万ﾄﾝの小麦をペルシャ湾岸に輸送し、そこから海外に輸出しているが、その輸送手段としてカスピ海経由でイランに渡った後、同国の鉄道インフラを利用していることや、中央アジア諸国はイランのペルシャ湾岸の Shahid Rajaee 港の充実に向けた投資に対し、世界市場への物資の輸出港としての位置付けから強い関心を持っていることなどを上げることができる。

石油取引に関しても、イラン、トルクメニスタン、カザフスタン、アゼルバイジャン、ロシアなどのカスピ海周囲の諸国は、かつて相互にスワップ取引を行っており、イラン北部のカスピ海沿岸の都市 Neka がその取引の中心になっていた。

カザフスタンとイランの関係をみてみると、2010 年 6 月時点では 7～10 万 BPD の原油がカザフスタンのカスピ海の港町 Aktau や Kuryk からイランに輸出されていた実績があるが、イランの核開発に関わる経済制裁に関わる影響で、それまで 13 年間継続されていたこのスワップ取引を両国が維持したいと思いながらも、現実にはこの取引を断念せざるを得なかった。

長く続いた経済制裁の影響で、カスピ海周囲の諸国で産する原油や天然ガスの主要輸送ルートはヨーロッパや中国に向かい、ペルシャ湾に向かっていない。結果的にイランがエネルギーの主要輸送システムから取り残された形になっており、イランを縦断するパイプラインの設置構想はあるものの米国の反対で実現への道は遠いと思われる。

図 3. カスピ海沿岸諸国と港湾都市ロケーション

経済制裁解除が近づいた今日、イランがカザフスタンで進められようとしている 4 番目の製油所建設計画に関心を寄せる要因はいくつかあげられるが、その内の一つは原油のスワップ取引の復活であると報じられている。

イランでは同国北部に製油所が比較的多く設置されている一方、油田・ガス田は同国南西部に多く、インフラの整備が不十分な同国では、原油を南部から北部へ輸送するのに約 35 ドル/トンを費やしているとみられ、イランの北部と地理的に近い関係にあるカザフスタンへ輸送する場合と比べてほとんど変わりないとされている。

従って、原油をカザフスタンの新設製油所に輸送し製品の形で受け取ることにそれなりのメリットがイラン側には存在することになる。あるいはカザフスタンからイラン北部の製油所向けに原油を輸送し、代わりにイランは同国南部で生産される相応の原油をカザフスタンに代わってペルシャ湾岸に輸送し、同地からカザフスタンが権利を持つ原油として輸出すると言う絵姿を描くことができる。

カザフスタンにとって製油所新設のメリットは、前項の「カザフスタン国内 3 製油所の近代化工事進捗状況」で記した国内需要への対応以外に、国内産原油が Mangystau 州で製油所処理されるようになれば、原油生産業者にとっては原油価格が異常に低価格になっている現在、カスピ海並びに黒海を経由してヨーロッパ地域やその他の消費地に輸出することと比較すると、メリットが出ることになる。

ここで中国の関与について報じられていることは、カザフスタンにおける新製油所建設を機に、仮に石油製品のみならず原油を絡めたカスピ海を介したスワップ貿易が実現するなら、2 国間の貿易スキームに積極的に関わることで中国としては、スワップ貿易の結果としてペルシャ湾岸に輸送されるイラン原油の確保が可能となる。これにより全ての関係国にとって“Win-Win”の関係が生まれることになる。この様な構想を背景に、中国はカザフスタンの新設製油所建設プロジェクトに関心を寄せていると見られている。

ただ、関係するこれらの 3 国は、製油所の処理能力に関して 3 様の考え方を持っていると言われ、中国は 12 万 BPD 程度の処理量を念頭に置いているのに対して、イランは 20～24 万 BPD を主張しているとされている。建設費に関しても、最低投資額は 60 億ドルと見られているが、中国企業は 50 億ドルとしてプロジェクトへの参画を希望している模様である。

三者三様の思惑およびメリットが存在する中、当該プロジェクトがどのような形で落ち着きを見せるのか注目しておきたい。

＜参考資料＞

- http://en.trend.az/business/economy/2443732.html
- http://www.azernews.az/region/88411.html
- http://www.energyglobal.com/downstream/refining/19102015/Iran-and-China-to-build-Kazakhstan-refinery-1624/?
- http://www.iran-daily.com/News/129163.html?
- http://akipress.com/news:566894/

4. 中 東

(1) カタールの石油下流事業の状況

米国エネルギー情報局(EIA)が、カタールのエネルギーのカントリーレビュー(EIA, Country Analysis)を 10 月に更新しているので、同国石油・天然ガス事業の概況を紹介する。

① 石油･天然ガスの埋蔵量・生産量、輸出入

カタールのエネルギーの基礎情報を表 1 に示す。同国は天然ガス資源が豊富で、2015 年 1 月時点の天然ガス埋蔵量はロシア・イランに次ぐ世界第 3 位の 872 兆 cf、2013 年の天然ガス生産量は 5 兆 5,980 億 cf で米国・ロシア・イランに次いで世界第 4 位で、LNG の輸出量は世界第 1 位である。さらに、天然ガスから石油系製品を製造する目的で世界最大の GTL(gas to liquid)プラントが稼働している。

国内向けの天然ガスの多くは、発電・淡水化用途に向けられ 2013 年の国内消費量は、1 兆 1,630 億 cf で､2010 年から 46%増加している｡2014 年の天然ガス輸出量は 4 兆 3,000 億 cf で、世界の LNG 輸出量に対するシェアは 32%で世界第 1 位である。LNG の輸出能力

は世界最大の 7,700 万ﾄﾝ／年で、内訳は Qatargas が 4,200 万ﾄﾝ／年、RasGas が 3,500 万ﾄﾝ／年である。

カタールは LNG の販売を原油価格連動の長期契約を基本においていたが、近年は短期・スポット契約も増え、2012 年には全体の 1/4 に相当する 1,990 万トンを短期あるいはスポットで販売していた。

また、カタールは、Dolphin 天然ガスパイプライン（輸送能力：32 億 cf/日）を保有し、2014 年には UAE 向けに 18 億 cf/日、オマーンに 1.91 億 cf/日を輸出している。

2015 年 1 月時点の原油埋蔵量は 252.44 億バレルで OPEC の中では 9 番目、世界第 13 位に着けている。2014 年の原油類（原油・コンデンセート・NGL 等）生産量は世界第 17 位の 205.5 万 BPD で、2013 年の 206.7 万 BPD に比べわずかに減少したが、2005 年に比べれば 64%増加している。原油とコンデンセートを合わせた生産量は 150 万 BPD、原油以外の液体炭化水素(コンデンセート･NGL)は原油類の 65%を占めているが、これは天然ガスの増産に支えられたものである。

表 1. カタールの石油･天然ガスの基礎データ

	年	数量
原油確認埋蔵量	2015.1	252 億バレル
石油・液体生産量	2014	210 万 BPD
原油・コンデンセート生産量	2014	150 万 BPD
原油類輸出量	2014	59.5 万 BPD
石油製品製造量	2014	63.8 万 BPD*
石油製品輸出量	2014	52.2 万 BPD*
石油消費量	2014	23 万 BPD/16.6 万 BPD*
精製能力	2014	28.3 万 BPD
GTL 製造能力	2014	17.4 万 BPD
製油所数	2014	4(内 GTL2 ヶ所)
天然ガス確認埋蔵量	2015.1	872 兆 cf
天然ガス生産量	2013	5 兆 5,980 億 cf
天然ｶﾞｽ消費量	2013	1 兆 1,630 億 cf
天然ガス輸出量	2014	4 兆 3,000 億 cf
天然ｶﾞｽﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ輸出量	2014	Dolphin PL:約 20 億 cf/日
LNG 輸出量	2014	(3 兆 6,000 億 cf)
発電能力	2012	7.9GW
発電量	2012	330 億 kWh

＊ OPEC “Annual Statistical Bulletin 2015”より

② 石油製品の需要と精製

2013年のカタールの石油消費量は23万BPD。国内精製能力はUmm Said(Qatar Petroleum Refinery)・Ras Laffanの2製油所を合わせて28.3万BPDで、内需を上回ることから輸出余力がある(表2参照)。Ras Laffan製油所には拡張プロジェクトが進行中で、2016年の第3四半期にコンデンセートスプリッター（14.6万BPD）が完成する計画である。

表2. カタールの製油所・GTLプラントの一覧

プラント名	企業名	設置場所	能力*1	備考
Ras Laffan	Qatargas	Ras Laffan, Al Khor	14.6万BPD	ｺﾝﾃﾞﾝｾｰﾄ製油所。Laffan Refinery 2(14.6万BPD)建設中
Umm Said	Qatar Petroleum	Mesaieed(Umm Said)、Al Wakra	13.7万BPD	
Oryx GTL	QP/Sasol	Ras Laffan, Al Khor	3.4万BPD	
Pearl GTL	Shell	Ras Laffan, Al Khor	14.0万BPD	

*1 製油所は原油処理能力、GTLは製品製造能力

カタールにはGTLプラントが2基稼働しているが、1基は2007年に稼働したQatar Oryx GTL、もう1基は2011に第1フェーズの稼働が始まったJV Pearl GTLで、カタールのGTLプロジェクトの規模は先駆者の南アフリカ共和国を上回り世界最大である。

2014年石油製品の製造量は63.8万BPD(OPECデータ)、前述のように製油所・GTLの製造能力に比べ国内消費量が少ないことから石油製品を輸出している。OPECの統計データによると2014年の輸出量は52.2万BPDであるが、このうち30万BPD以上がLPGとなっている。

＜参考資料＞

- http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=QAT
- http://asb.opec.org/images/pdf/ASB2015.pdf

(2) サウジアラビア Saudi Aramco の気候変動への取り組み

サウジアラビア国営Saudi Aramcoが、同社の気候変動への取り組み状況を公表している。Saudi AramcoのAmin H. Nasser CEOを始めとする世界の大手石油企業10社*(各社を合わせると世界の石油・天然ガス生産量シェア10%を占める)のCEOが、国連のCOP21会議を控えて気候変動への取り組みをパリで協議した結果をSaudi Aramcoが10月半ばにリリースしている。

* Saudi Aramco、BG Group、BP、Eni、Pemex、Reliance、Repsol、Shell、Statoil、Total

参加10社のCEOは、Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)を立ち上げ、気候変動に関わる様々な分野で協力していくことで合意した模様である。OGCIは、スローガン

“More Energy, Lower Emissions”（より多くのエネルギー、より少ない GHG 排出量）を掲げ、GHG 排出マネジメントを向上させ、石油・天然ガス産業による気候変動への影響の削減を目指す方針である。

Saudi Aramco は、これまでの気候変動に対する自社の取り組みを説明しているが、それによると、同社は 1963 年に環境保護方針を策定し、エネルギーマネジメントプログラムのもとで、旧式な設備を最新式の設備に更新することでエネルギー効率の改善に取り組んできたとしている。これによりユーティリティーの燃料消費量の節減を実現し、さらにはサウジアラビア政府の Saudi Energy Efficiency Program に沿って、天然ガス開発投資・CO_2 の回収・貯留（CCS）、再生可能エネルギー、GHG 排出量削減に関わる研究・開発に取り組んでいると説明している。

こうした取り組みを振り返り、Saudi Aramco はイノヴェーションや新技術の重要性を強調しているが、その事例として紹介しているプロジェクトを表 3 にまとめて示す。

表 3. Saudi Aramco の GHG 排出削減プロジェクト・開発テーマ

課　　題	取り組み内容、実績
フレア対策	総ﾌﾚｱｶﾞｽの排出量は、業界最高水準の 1%以下
廃棄物削減	ｾﾞﾛ廃棄技術を 432 の石油・天然ガス井に適用し、2014 年に天然ｶﾞｽ 76 億 cf、原油 41.5 万ﾊﾞﾚﾙを回収した
ｸﾘｰﾝ燃料・燃費改善技術	自動車産業と共同で、燃費改善に向けた燃料・ｴﾝｼﾞﾝ開発
CO_2 の回収・貯留（CCS）	2015 年 7 月に Uthmaniyah 油田と Hawiyah 施設でｻｳｼﾞ初の CO_2 を用いた原油増進回収の実証ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄを立ち上げた。CO_2 80 万ﾄﾝ/年を油田に注入する計画。CO_2 からﾎﾟﾘｳﾚﾀﾝなどの付加価値製品を製造するための触媒開発研究に投資。
再生可能エネルギー	液体燃料火力発電ﾌﾟﾗﾝﾄを代替する 300MW の太陽光・風力発電ﾌﾟﾛｼﾞｪｸﾄを検討中。また油槽所などのへ風力発電を導入する FS を検討。

＜参考資料＞

- http://www.saudiaramco.com/en/home/news-media/news/COP21.html

(3) ヨルダンとエジプトが石油･天然ガス分野で協力

エジプトとヨルダン政府の間で、エネルギー分野で協力することで合意に達したことが報じられている。ヨルダンの首都アンマンを訪問し Abdullah Ensour 首相と会談したエジプトの Tarek El-Molla 石油・鉱物相は、両国の石油・天然ガス、鉱物資源分野の共同事業に積極的な姿勢を表明している。

両者は、エジプト・ヨルダンに石油・天然ガス資源に富むイラクを加えた 3 国の協力関係が重要であるとの認識に達し、近い将来にイラクで増産する原油・天然ガスを地理的に好適な位置にあるヨルダン・エジプトが輸入することが議論され、イラクを交えた 3 国間会議の開催が計画された模様である。

ヨルダンの Ensour 首相は、地中海のエジプト沖合い Zohr 天然ガス田の大規模な埋蔵発見に関心を示し、両国が経済・貿易・エネルギー保障分野で関係を強化すること、エジプトによるヨルダンへの投資拡大に対して期待感を表明している。また、イラク南部のバスラとヨルダンのアカバの間に建設予定の天然ガスパイプラインを利用して天然ガスをエジプトに輸送する可能性にまで言及した。

ヨルダンの Ibrahim Saif エネルギー鉱物資源相は、原油代金が国家予算の大きな負担になっている問題はヨルダンとエジプト両国が克服すべき共通課題であるとの認識を示し、エジプトの Tarek El-Molla 石油・鉱物相は Zohr 天然ガス田を開発することが両国の利益になると述べている。

本件に関しては、イラクを加えたイラク・エジプト・ヨルダンの 3 国間でイラクから原油・天然ガスをエジプト･ヨルダンに輸出することで合意に達したことが 11 月中旬に報じられている。

＜参考資料＞

- http://www.petroleum.gov.eg/en/MediaCenter/LocalNews/Pages/02102015_5.aspx
- http://www.petra.gov.jo/Public_News/Nws_NewsDetails.aspx?site_id=1&lang=2&NewsID=216732&Type=A&CatID=-1&Search=egypt&DateFrom=&DateTo=
- http://www.petra.gov.jo/Public_News/Nws_NewsDetails.aspx?site_id=1&lang=2&NewsID=216706&Type=A&CatID=-1&Search=egypt%20&DateFrom=&DateTo=

(4) サウジアラビアで新設ブタノールプラントが稼働

サウジアラビアのブタノールプロジェクトで設備が完成し、ブタノールプラントの稼働が始まったことが 10 月下旬に発表されている。

ブタノールプロジェクトは Saudi Acrylic Acid Company *、Saudi Kayan 、Sadara petrochemical の均等出資の JV Saudi Butanol Company が 2012 年末に設立され、ブタノール製造能力 33,000 ﾄﾝ/年のプラントを建設し、出資 3 社均等に製品を供給することを目指していた。原料のプロピレンも 3 社が均等に調達すると取り決められている。

* Sahara owns (22%)、TSOC (65%)、Tasnee (13%)の JV

建設は韓国の Daelim industrial Co が契約額は 11 億 SR(2.9 億ドル)で請け負い、商業運転の開始は 2015 年と発表されていた。その後、2015 年 10 月 20 日に 3-6 ヶ月間の性能保証運転に入り、2016 年前半に商業運転に移行する予定と発表された。なお、プラント操業の経済効果は、最近の燃料価格の急激な変動の影響で見積ることが難しい状況にある模様である。

＜参考資料＞

- http://www.saharapcc.com/En/NewsDetails.aspx?pageid=31&newsid=1071
- http://www.saharapcc.com/En/Pages.aspx?pageid=52

5. アフリカ

(1) ウガンダの原油輸出パイプライン建設プロジェクトの最新情報

原油生産開始を 2018 年に控えた東アフリカの内陸国ウガンダでは、原油の輸出パイプラインの建設が重要案件に挙っているところである。10 月上旬にウガンダ政府とタンザニア政府、タンザニア国営 Tanzanian Petroleum Development Corporation(TPDC)、および Total E&P Uganda は、原油パイプラインの建設プロジェクトの基本的な進め方に合意し、了解覚書(MoU)に調印している。

合意内容は、ウガンダ西部のホイマ県を起点とし、ウガンダの南部で国境を接するタンザニアのインド洋岸の Tanga 港を結ぶパイプラインを対象に、輸送コストが最も低くなるルートを検討するというもの。内陸国のウガンダからの原油輸出は、原油パイプラインに頼らなければならないが、ウガンダ政府や Total E & P Uganda などは、新開発原油に国際市場における価格競争力をつけるためには輸送コストを低く抑えることが鍵になるとみている。

TPDC はタンザニア国内にパイプラインが建設され、原油が通過することで、建設やパイプライン使用料などの収入が国内経済に寄与することになることから今回の検討に期待感を表明している。

ウガンダ政府は、現在タンザニアルート以外に、東隣りのケニアを通過するルートの検討を既に進めている。1 本は、ケニアのインド洋岸南部のモンバサ(Mombasa)に至るルートで、もう一つはインド洋岸では北側の Lamu に繋がるルートで、今回のタンザニアルートを含めて 3 本のパイプラインが比較評価されることになる。

＜参考資料＞

- http://www.energyandminerals.go.ug/downloads/PressRelease3.pdf

(2) 南アフリカ共和国 PetroSA の GTL プラントの状況

南アフリカ共和国の国営石油会社 PetroSA(Petroleum, Oil and Gas Corporation of South Africa Ltd)の 2014-2015 年度(2014 年 4 月 1 日-2015 年 3 月 31 日)の業績が発表され、収益の悪化と天然ガス開発プロジェクトが計画通りに進んでいないことが明らかにされている。

2014-2015 年の業績報告で、146 億ランド(10.3 億ドル)の純損失となったことが発表され、その要因として原油価格の下落と天然ガス掘削プロジェクトの不調が挙げられている。同社が出資しているガーナの Jubilee・TEN 油田の原油価格の前年同期比 21%の下落による業績悪化による影響は 28 億ランドとされている。

PetroSA の操業資産の減損は総額 145 億ランドに上っているが、その多くは天然ガスプロジェクト Project Ikhwezi が商業生産に至らなかった影響が大きい。Project Ikhwezi は、Mossel Bay GTL 製油所の新たな原料ソースとして計画され、2,420 億 cf の

商業埋蔵量が期待されていたもので、これまで 5 井の掘削が計画されていたが、3 井で 250 億 cf の商業埋蔵量が確認された結果にとどまっている。

減損は、操業資産が外部要因で失われた際に発生するもので、Mossel Bay GTL の場合は、原料ソースの埋蔵量が期待値に比べて大幅に減少したことおよび原油価格の下落が影響し、4 年間の掘削による Project Ikhwezi から PetroSA は何も得ることが無かったため 117 億ランドの減損を計上した。

現在 PetroSA は、専門家チームを組み 6 ヶ月の期限で業績改善策を策定中であるが、そのなかには、上流事業の見直し・テールガスの利用・Mossel Bay GTL 製油所の操業最適化が含まれている。

既存の天然ガス田の枯渇が進んでいることから、新たな天然ガスソースに切り替えることを目指した Project Ikhwezi の不調で、既に稼働率が低下している Mossel Bay GTL 製油所の今後の操業が懸念されるところである。なお天然ガス源の確保に関しては、PetroSA は、Mossel Bay に FLNG (Floating Liquefied Natural Gas)ターミナルを建設する計画を FS の結果再採算性が認められなかったことから断念し、他の天然ガス供給策を探すことを昨年 8 月に明らかにしていた。

＜参考資料＞

- http://www.petrosa.co.za/PressReleases/Pages/PetroSA-FORGES-AHEAD-DESPITE-DISAPPOINTING-201415-PERFORMANCE.aspx
- http://www.sanews.gov.za/south-africa/petrosa-cans-mossel-bay-gas-terminal-plans

(3) ボツワナの CTL プロジェクト

10 月末に、南部アフリカの内陸国ボツワナ共和国に CTL(Coal to Liquid)プラントを建設する計画が報道された。計画立案を担当している技術コンサル会社 Holland & Hausberger のウェブサイトの情報などをもとにプロジェクトの概要を紹介する。

ボツワナは石炭資源に恵まれ、埋蔵量は 2,000 億トンを超えると見られているが、石油、天然ガスはほとんど埋蔵していない。この事情は、南隣の南アフリカ共和国に似通っている。EIA の International Energy Statistics によると、2013 年の燃料製品の消費量は 1.8 万 BPD で全量を輸入しているが、天然ガスは消費していない。また、電力消費量は 2012 年の数値で 32 億 kWh であるのに対し、発電能力が不足していることからは国内発電量は 2 億 kWh で電力の輸入量は 34 億 kWh に達している。

今回報道されたプロジェクトは、CTL コジェネレーションプラントと肥料プラントを建設するもので、投資額は 42 億ドルと公表されている。

CTL プロジェクトはボツワナの民間企業 Coal Petroleum (Pty) Ltd と南アフリカ共和国の Kumvest (Pty) Ltd が母体で資金を負担し、Holland & Hausberger (Pty) Ltd などが技術パートナーとして計画立案を行っているもので、プラントの建設地は、首都ハボ

ローネ(Gaborone)からは北北東に 400km の地点に位置するノースイースト地区(North-East District)の Francistown の Dumela 工業地区になる。

プロジェクトは 3 フェーズで計画され、CTL コジェネレーションプラントと肥料プラントは 2020 年までに建設される予定で、最大 304MW 分が国内電力網に接続されることになる。なお、CTL プラントは 50,000BPD までの拡張が可能な仕様になっている。

総投資額は 42 億ドルと見込まれているが、CTL プロジェクトによりボツワナのエネルギー自給率が向上することでエネルギー輸入量が削減し、年間 8.3 億ドルの貿易収支の改善をもたらすこと、エネルギー保障が強化されることが期待されている。

商業規模の CTL プロジェクトの基本的な技術検討と経済評価が 18 ヶ月の検討期間を経て完了し、技術的に実現可能で事業としても望ましいという評価結果が得られている。

建設予定地の Dumela 工業地区は、電力・工業用水インフラが整い、さらに道路・鉄道・住宅が整備されていることから、プロジェクト遂行に好適である。波及効果としては、地域に常時雇用 4,000 名に加えて、建設時に臨時雇用 5,000 名が見込まれている。

なお Holland & Hausberger のウェブサイトの Q&A には、ボツワナ政府は電力の引き取り契約以外では、現時点ではプロジェクトへの参画の意思を示していないが、現在政府との協議が進行中であると記され、今後政府がプロジェクトに参加する可能性を示唆している。

また、近隣諸国との関係では、肥料には輸出の可能性があり協議が進んでいるとしている。また、設備規模が拡大された場合には燃料の輸出も視野に入ると説明している。

＜参考資料＞

- http://www.dual-h.com/news.php Latest News, “Project Tsosoloso”

6. 中南米

(1) コロンビア Ecopetrol の Cartagena 製油所が運転開始

コロンビア国営 Ecopetrol は、大規模な近代化工事（2015 年 6 月号第 1 項参照）が完了した Cartagena（Reficar）製油所が稼働を始めたことを 10 月下旬に発表している。

Cartagena 製油所では常圧蒸留装置(CDU)に原料油が張り込まれ、CDU に続いて 31 装置の運転が始まる予定である。近代化プロジェクトにより Cartagena 製油所は、中南米地域で最も進んだ製油所に生まれ変わり、コロンビアのクリーン燃料製造を担うことになる。

CDU は、コロンビア産の重質原油を処理可能で、高い熱回収効率設計による高効率仕

様で、原料コスト・運転コストを抑えることができる。プラントには構造材として鋼材3,000 トン、配管 172,000ft、電線 1,200,000ft、機器数 340 基、計測装置 2,190 個が使用されており、恐らくコロンビアで最大のプラントになる。

プロジェクトは、常圧蒸留装置、減圧蒸留装置、FCC、ナフサ水素化脱硫装置、ディーゼル水素化脱硫装置、ディレードコーカー、HF(フッ化水素酸)アルキレーション、水素化脱硫装置、水素プラント、発電プラントなどを新設する大規模なもので、精製能力は 8 万 BPD から 16.5 万 BPD に増強され、ディーゼル 90,000BPD、ガソリン 40,000BPD、ジェット燃料 10,000BPD、プロピレン 5,000BPD、LPG 4,000BPD、石油コークス 2,500 ﾄﾝ/日、硫黄 270 ﾄﾝ/日の製造能力がある。工業用水は Cartagena 湾と Magdalena 川を結ぶ Dique 運河から採水し、再生率 97%で循環使用することで環境への影響を抑えている。

ディーゼル中の硫黄濃度は 10ppm 以下（Euro-5 相当)、ガソリン中の硫黄分は 50ppm 以下（Euro-4 相当）となり、コロンビアの大気環境改善に寄与することが期待されている。なお、Ecopetrol は 2016 年の第 2 四半期にフル稼働に到達させる計画である。

＜参考資料＞

- http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/arranca-la-unidad-de-crudo-de-la-nueva-refineria-de-cartagena
- http://www.cbi.com/investor-relations/news-releases

(2) 米国からの天然ガス輸入増でメキシコの LNG 輸入量が減少

メキシコの天然ガスの需給状況は、本報(サイト)10 月号にも触れているが、米国エネルギー情報局(EIA)が 10 月下旬に発表した“Natural Gas Weekly”で、米国からのメキシコへの天然ガス輸出状況を報告している。

米国はメキシコに天然ガスをパイプライン経由で輸出しているが、輸出量は 2015 年 7 月に月間としては過去最高の 33 億 cf/日を記録した。2015 年 1-7 月では 27 億 cf/日で、昨年 1-7 月に比べて 35%の増加を示している。一方、メキシコの今年 1-7 月の天然ガス総輸入量は昨年同期に比べて 7%減少している。米国からの天然ガスの輸入増は、メキシコの LNG 輸入減につながっている。

米国からの輸出増の要因は、米国の天然ガス輸出能力が増加したことと、メキシコの天然ガスパイプラインを利用する受け入れ能力の拡張によるものである。

米国でシェールガスが大幅に増産される以前、メキシコは天然ガスの国内生産量の減少と、米国とメキシコを繋ぐパイプライン輸送能力の不足分を補う対策として LNG の輸入を行っていた。その後、米国のシェールガスの増産のおかげで、米国の天然ガス価格が下がり、輸出パイプライン建設が促進され、その結果メキシコが LNG を輸入する必要性は低下してきている。

図 4.　メキシコの LNG ターミナルの配置

メキシコでは、2006 年に東海岸のタマウリパス州の Altamira(7 億 cf/日)で LNG 輸入ターミナルが稼働し、西海岸では 2008 年に Ensenada に Energia Costa Azul （10 億 cf/日）ターミナル、2012 年に Manzanillo (5 億 cf/日)に LNG ターミナルが完成し、輸入ターミナル 3 ヶ所(計 22 億 cf/日)が稼働している （図 4 参照)。

Manzanillo LNG ターミナルの 2013-2014 年の稼働率は 85%であったが、Altamira ターミナルは約 50%、Baja 半島にある Costa Azul ターミナルは実質的には稼働してない状況にある。

Costa Azul ターミナルは、米国の南カリフォルニア地域およびメキシコのバハ・カリフォルニア州の新設発電プラントに天然ガスを供給する目的で建設されたが、発電プラントは米国のパイプライン経由でも天然ガスを受け入れることができることから、主に米国カリフォルニア州への供給に限られている。しかし同地でも米国の安価な天然ガスを購入できることから Costa Azul の必要性は低下している。

Costa Azul はインドネシアの Tangguh LNG プロジェクトとの間で長期輸入契約を結んでいるが、契約条件では LNG を他地域へ振り向けることが認められていることから、契約分の LNG は、価格の高いアジア市場に輸出され、2011 年以降のターミナルの稼働率は平均 4%の低率に止まっている。こうしたことから、Costa Azul ターミナルのオペレーターである Sempra Energy は、再ガス化設備から LNG 液化設備への転換を検討しているところである。

Altamira ターミナルは 2008-2015 年の間、稼働率はほぼ一定の 50%で操業している。オペレーターの Shell と Total は、メキシコの国営電力企業 Comisión Federal de Electricidad (CFE)と LNG あるいはパイプラインで天然ガスを供給する契約を締結し、最低 50%は LNG で供給することが条件になっている。しかしながら 2015 年 1-6 月に同ターミナルが輸入した LNG は昨年の 1-6 月に比べて 14%減少し、米国からの輸入量が増加している。9 月には CFE は、米国から安価な天然ガスを調達できることを理由に 9-12 月分のいくつかのスポット入札をキャンセルしている。

Manzanillo LNG ターミナルが輸入する天然ガスは、天然ガスパイプラインがボトルネック状態にあるメキシコ中部地域にある天然ガス火力発電プラントに供給されていることから、パイプラインが整備されるまでの今後 2-3 年の間は高稼働率が続くと見られている。同ターミナルもパイプラインの設置が進むにつれて、他のターミナルと同様の道を辿ることが予想されている。

＜参考資料＞

- http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/ EIA-Natural Gas Weekly Update,2015.10.21 “Increasing U.S. natural gas pipeline exports to Mexico begin to gradually displace LNG”
- http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=MEX

(3)トリニダード・トバゴの GTL プロジェクトの近況

カリブ海の島国トリニダード・トバゴから、西半球では最初の商業化 GTL プラントになる見込みの GTL(gas to liquid)プロジェクトの状況が、米国のエンジニアリング会社 Black & Veatch のプレスリリースで明らかにされている。

トリニダード・トバゴでは、2005 年に World GTL, Inc.と国営 Petroleum Corporation of Trinidad and Tobago (Petrotrin)により、GTL プラントの建設と操業を目的とする JV “ World GTL-Trinidad Limited (WGTL-TL)”が設立されている。Petrotrin は、高品質ディーゼルと同社の異性化装置の原料とするため、直鎖炭化水素ナフサなど、天然ガスを原料に GTL プランで生産される全ての製品を購入する計画であった。

プラントの建設地はトリニダード島西側の Paria 湾沿岸にある Petrotrin の Pointe A Pierre 製油所(16.5 万 BPD)内で、設備は、廃棄されたメタノールプラントその他の設備を米国・グアテマラから移設する計画であった。WGTL-TL の計画では、プラントの規模は、GTL 製品の製造能力が 2,250BPD で、それに必要な天然ガス量は 21,000 cf/日と公表されていた。

2006 年 2 月に米国で移築設備の解体が始まり、2006 年 11 月に Pointe A Pierre で建設が始まったが、その後建設の遅れがコスト上昇を招いていた。その後、さらに技術的問題点も顕在化してプロジェクトは暗礁に乗り上げていた。その後、米国の GTL 企業 NiQuan Energy がプロジェクトを引き継ぐまでの経緯を以下に示す。

・　2009 年　8 月：Petrotrin が WGTL-TL の債権者になる。
・　2009 年　9 月　:Petrotrin が負債を引き受け、破産管財人に PricewaterhouseCoopers を起用
・　2010 年　　：保全措置を施し、建設を中断。
・　2014 年　3 月　:破産管財人により WGTL-TL 資産が売却に付される。
・　2014 年 10 月：NiQuan Energy が落札。
・　2015 年　2 月：売買契約が成立。
・　2015 年　8 月：Petrotrin との間で売買契約が成立。

プロジェクトの再開に際し NiQuan Energy が、Petrotrin GTL プロジェクトのコスト評価並びに完成までのスケジュール検討を、Black & Veatch に依頼したことが 10 月半ばに公表されている。それによると 2009 年の建設中断時には設備は 85%が完成していた模様であるが、再出発にあたって Black & Veatch は、設計・仕様の見直し、構造物および機器類の健全性、規則・法規への適合性を評価し、完成に向けて必要な設計、スケジュールの策定、コストの見積もりを実施することになる。さらに NiQuan Energy は米国の CH2M にプロジェクトマネジメント業務を発注している。

技術面では、Black & Veatch の提携先である FT(Fischer－Tropsch)技術会社 Emerging Fuels Technology Inc.の固定床 FT(Fischer-Tropsch)触媒を使用する計画で、両社が連携してプラントの設計・調達・建設業務(EPC)にあたることになる。

なお、プロジェクトの波及経済効果として、NiQuan Energy は予定工期 18 ヶ月に 700 名、操業時には 65 名の雇用が期待できると見積っている。

EIA のウェブサイト International Energy Statistics のデータから、トリニダード・トバゴの石油・天然ガス事情を概観すると、トリニダード・トバゴの 2015 年の原油埋蔵量は 7 億バレル、天然ガスの埋蔵量は 12 兆 cf でカリブ海諸国最大の石油・天然ガス生産国であるが、近年は天然ガスに比重が移っている。

2014 年の石油・その他液体類の生産量は 11.6 万 BPD、このうち原油･コンデンセートの生産量は 8.1 万 BPD、2013 年の石油消費量は 4.2 万 BPD で、石油製品の製造量は 2012 年のデータで 10.9 万 BPD、輸出量は 11.1 万 BPD、輸入量が 8,800BPD。2013 年の天然ガス生産量は 1 兆 5,310 億 cf、消費量は 7,130 億 cf で、6,990 億 cf が輸出され、2014 年の LNG 輸出量は世界第 6 位であった。

＜参考資料＞
・　http://bv.com/home/news/news-releases/black-veatch-to-advise-niquan-energy-on-caribbean-gas-to-liquids-facility
・　http://www.niquanenergy.com/content/background
・　http://www.niquanenergy.com/content/trinidad-and-tobago-groundbreaking-project

(4) ベネズエラ PDVSA、アンティグア・バーブーダの WIOC に出資

ベネズエラは、カリブ海諸国との間で原油取引を行うための組織 Petrocaribe を主導するなどカリブ海諸国との関係を重視する施策を講じているが、10 月下旬に国営 PDVSA が Maduro 大統領のアンティグア・バーブーダ訪問の機会に合わせて、同国の石油会社の株式を買収することが発表されている。

PDVSA はアンティグア・バーブーダの石油会社 West Indies Oil Company (WIOC)の株式 25%を取得し、共同事業の推進を図ることになる。ベネズエラと WIOC の過去の経緯に触れると、ベネズエラ政府は、2010 年にアンティグア・バーブーダ政府が National Petroleum Ltd の WIOC 保有株式を買い取る資金を融資していた。

WIOC は、ガソリン・超低硫黄ディーゼル・軽油・ジェット燃料・重油・LPG・潤滑油などの石油製品を販売している。同社の販売拠点は、アンティガ島に 17 SS、バーブーダ島の 1 SS、ドミニカの 10 SS などで、ガソリン・超低硫黄ディーゼル・軽油・ジェット燃料・重油の貯蔵施設を運用している。また、カリブ海東部という地理的条件を生かしてアンティグア島の水深の深い港“Deep Water Harbour”をはじめ、同島の周囲にある港で船舶燃料の補給事業を展開している。

また、ベネズエラとアンティグア・バーブーダは銀行を設立し、Petrocaribe のエネルギー協力協定(Petrocaribe Energy Cooperation Agreement)にもとづいて、開発事業を推進することに合意している。

＜参考資料＞

- http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.en/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=13418&newsid_temas=1
- http://westindiesoil.com/services/

7. 東南アジア

(1) インドネシアの石油下流事業の状況

10 月に米国エネルギー情報局(EIA)が、カントリーレビュー(EIA,Country Analysis)を更新したのに合わせてインドネシアの石油・天然ガス事業の概況を紹介する。なお、インドネシアに関しては、次項 (2) に示す様に OPEC メンバーへの 2015 年 12 月の復帰が最近のトピックスとして注目されている。

① 石油･天然ガスの埋蔵量・生産量、輸出入

表 4 にインドネシアのエネルギーの基礎情報を 2014 年版のデータと並べて示す。インドネシアの原油埋蔵量は2014年末時点で37億バレル､2013年の埋蔵量代替率(reserve replacement ratio)は 47%にとどまり、埋蔵量は 2 年前の約 40 億バレルから減少している。その理由として、深海油田開発に対する投資不足が指摘されている。表 5 に示す様にインドネシアは原油類の純輸出国から純輸入国に転落し、このことが OPEC 加盟国資格の一時停止に繋がった。

2014 年の原油の輸出量は 38.1 万 BPD、輸入量は 44.1 万 BPD で単純な差し引き計算では 5.1 万 BPD の輸入超過となっている。

表 4. インドネシアの石油･天然ガスの基礎データ

項　　目	Country Analysis 2015 年版		Country Analysis 2014 年版	
	年	数量	年	数量
原油確認埋蔵量	2014.12	37 億バレル	2014	36 億バレル
石油・液体生産量	2014	91.1 万 BPD	2013	92.8 万 BPD
原油類(含ｺﾝﾃﾞﾝｾｰﾄ)生産量	2014	79.0 万 BPD	2013	83.4 万 BPD
原油類輸出量	2014	38.1 万 BPD	2013	45.5 万 BPD
原油類輸入量	2014	44.1 万 BPD	2013	50.6 万 BPD
ｼｪｰﾙｵｲﾙ技術的可採埋蔵量				79 億ﾊﾞﾚﾙ
石油製品輸入量	2014	59.2 万 BPD	2013	46.6 万 BPD
石油消費量	2014	170 万 BPD	2013	160 万 BPD
精製能力	2015.1	110 万 BPD	2013	110 万 BPD
主要製油所数	2015.1	6	2014	6
燃料用ﾊﾞｲｵｴﾀﾉｰﾙ生産量	2014	4KL(輸出)	2013	0
燃料用ﾊﾞｲｵｴﾀﾉｰﾙ消費量	2014	0	2013	0
ﾊﾞｲｵﾃﾞｨｰｾﾞﾙ生産量	2014	330 万 KL	2013	280 万 KL
ﾊﾞｲｵﾃﾞｨｰｾﾞﾙ消費量	2014	160 万 KL	2013	105 万 KL
ﾊﾞｲｵﾃﾞｨｰｾﾞﾙ輸出量	2014	170 万 KL	2013	180 万 KL
天然ｶﾞｽ確認埋蔵量	2015	103.4 兆 cf	2014	104.4 兆 cf
天然ｶﾞｽ生産量	2013	2.5 兆 cf	2012	2.6 兆 cf
天然ｶﾞｽ消費量	2013	1.4 兆 cf	2012	1.33 兆 cf
天然ｶﾞｽﾊﾟｲﾌﾟﾗｲﾝ輸出量	2014	3,360 億 cf	2013	3,600 億 cf
LNG 輸出量	2014	7,620 億 cf	2013	8180 億 cf
CBM 技術的可採埋蔵量				453 兆 cf
ｼｪｰﾙｶﾞｽ技術的可採埋蔵量				46 兆 cf
発電能力	2013	51GW	2012	44GW
発電量	2013	2,290 億 kWh	2012	2、000 億 MWh

EIA,Country Analysis(2015.10.7)参照、

バイオ燃料の数値は、米国農務省 Gain Report Biofuel Indonesia(2015)を参照

天然ガスの確認埋蔵量は 2015 年 1 月時点で 103.4 兆 cf、生産量は 2.5 兆 cf、2013 年の消費量は 1.4 兆 cf。2014 年のパイプライン輸出量は、3,360 億 cf、LNG 輸出量は 7,620 億 cf である。天然ガスの埋蔵量に対する埋蔵量代替率は、2012 年の 127%から 2014 年には 90%に低下し、天然ガスにおいても生産量に対して資源開発が追い付いていないことを示している。

表 5. インドネシアの原油･石油製品の生産量、輸出入量の推移

			1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014
原油+ｺﾝﾃﾞﾝｾｰﾄ	埋蔵量	億ﾊﾞﾚﾙ	96	87	82	58	50	47	40	40	39	40	37
	生産量	千BPD	1577	1325	1462	1503	1428	1067	953	918	875	828	790
	輸出量				790	836	627	366	355	303	401	455	381
	輸入量				125	186	217	416	395	384	374	506	440
	輸出量-輸入量				665	650	410	-50	-40	-81	27	-51	-59
原油･その他液体	生産量	千BPD	1647	1369	1539	1579	1518	1135	1030	1010	977	927	899
生産量	石油･その他液体	千BPD	1659	1380	1537	1582	1530	1150	1042	1022	989	939	911
	石油製品				754	883	1011	1082	992	975	946		
	ガソリン				107	115	207	209	223	218	222		
	軽油				199	222	295	313	290	324	343		
消費量	石油消費量	千BPD	408	465	651	807	1037	1279	1487	1575	1698	1718	
	ｶﾞｿﾘﾝ				110	125	214	320	442	487	530		
	軽油				235	344	407	482	545	568	633		
輸入量	石油製品	千BPD			62	135	214	386	549	608	699		
	ガソリン							125	219	269	308		
	軽油				32	72	129	170	259	244	290		
	原油+ｺﾝﾃﾞﾝｾｰﾄ				125	186	217	416	395	384	374		
輸出量	石油製品	千BPD			249	255	213	186	101	94	79		
	ガソリン				0.3				(s)	0.2	0.4		
	軽油							20	4.2	0.3	0.2		

EIA, International energy data and analysis および EIA,Country Analysis を参照

インドネシアでは国内消費量が急激に増加していることから、天然ガスの輸出余力が低下している。しかしながら天然ガスの生産地（LNG 輸出拠点）と国内消費地が離れている関係から、輸出分を単純に国内供給に振り向けることができず、原油類と同様に輸出を続ける一方で、天然ガスを輸入する必要があり、LNG 輸入基地の整備が求められているところである。また、LNG に関しては長期輸出契約分の生産を続ける必要もある。

非在来型資源についてみると、技術的可採埋蔵量ベースでシェールオイルが 79 億バレル、CBM（coal bed methane：炭層メタン）が 453 兆 cf、シェールガスが 46 兆 cf が埋蔵している。政府は在来・非在来の石油・天然ガス鉱区の入札を進めており、今後の探査・開発活動が注目される。

② 石油製品の需要と精製

2014 年の石油消費量は 170 万 BPD、2015 年 1 月時点の総精製能力は 110 万 BPD (Pertamina によると 104.67 万 BPD)で、国営 Pertamina の 6 ヶ所の製油所が稼働している。消費量に対して精製能力は大幅に不足し、製油所は国内消費量の 55%分を賄っているに過ぎない。政府は、外国企業に製油所の建設投資を期待しているものの、投資を促進させるための政府による経済的な優遇策が不十分であることから、投資が実現しない状況が続いていた。

一方では、近年、複数の製油所の新設・拡張プロジェクトが報道されている。国営 Pertamina は、総精製能力を 170 万 BPD に引き上げるため、外国企業との間で共同プロジェクトに合意したことを発表している。具体的には、サウジアラビア国営 Saudi Aramco と Dumai・Cilacap・Balongan 製油所、中国国営 Sinopec とは Plaju 製油所、JX 日鉱日石エネルギーとは Balikpapan 製油所の拡張・近代化を検討中で、2017 年に最終投資判断、2020 年頃の完了を目標に置いている。さらに民間資本による 30 万 BPD 規模の製油所の新設計画も伝えられている。

いずれしても、原油の増産が実現しない限り、精製能力拡大分は輸入原油の確保が課

題になる。

こうしたなかで、2011 年に破産し閉鎖された Tuban 製油所は、Pertamina が精製能力不足を補い燃料輸入コストを削減する目的で 2013 年に一定期間稼働し、燃料製品等を製造していた。Pertamina は今年も 10 月 1 月から Tula 製油所を稼働している。同製油所は、コンデンセートからアロマなどの石油化学製品を製造する目的で建設され、PT. Tuban Petrochemical Industries (TubanPetro) の子会社PT TransPacificPetrochemical Indotama (TPPI)が保有している。

表 6、図 5 にインドネシアの製油所の一覧と配置を示す。

表 6. インドネシアの製油所一覧

名称	企業	州	精製能力 千 BPD
Dumai	Pertamina	リアウ州	170.0
Plaju		南スマトラ州	133.7
Cilacap		中部ジャワ州	348.0
Balikpapan		東カリマンタン州	260.0
Balongan		西ジャワ州	125.0
Kasim		西パプア州	10.0
Pertamina 製油所　総精製能力			1046.7
Tuban	TPPI (TubanPetro)	東ジャワ州	ｺﾝﾃﾞﾝｾｰﾄ処理 100.0

＊ 精製能力は Pertamina、TubanPetro のウェブサイトの数値に準拠

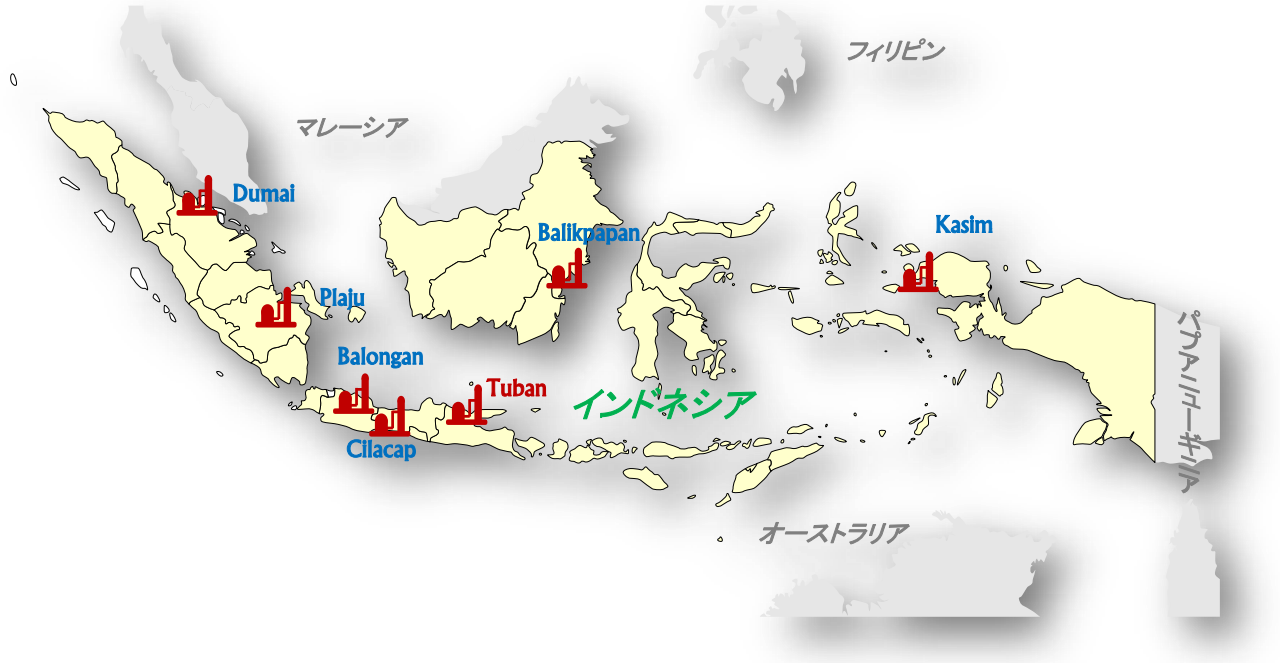

図 5. インドネシアの製油所の配置

なお、バイオ燃料やシェール資源については、昨年の報告書(サイト)を参照されたい(2014年4月号第1項)。

＜参考資料＞
- http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IDN
- http://www.pertamina.com/our-business/hilir/pengolahan/
- http://tubanpetro.com/index.php/news%20room/press-releases

(2) インドネシアのOPEC再加盟について

インドネシアがOPECの再加盟(正確には後述のように資格復活)を申請し、12月のOPEC総会で承認されることが報じられているが、米国エネルギー情報局(EIA)が再加盟の経緯を解説している。

インドネシアは1962年にOPECに加盟し、2009年1月にOPECメンバー資格を一時停止していたが、OPECは9月8日付のウェブサイトの記事で、インドネシアが資格の復活を正式に申請したことを公表していた。OPECのリリースには、インドネシアのエネルギー・鉱物相が6月に開催されたOPECのセミナーに招待され、その後OPEC事務総長がエネルギー委員会の長を団長とするインドネシア議会の代表団と会談したことが示されている。インドネシアは2015年12月4日に開催されるOPEC年次総会に出席し、申請が承認される予定と伝えられている。

EIAは、OPEC再加盟を願うインドネシアの特有の事情を説明している。それによるとインドネシアの石油・その他液体類の生産量は1990年代半ばから徐々に減少が進んでいる、その一方で経済成長に伴いエネルギー需要が急増している。その結果、2004年以降は石油・その他液体類の純輸入国に転じている。

インドネシアは多数の島で成り立ち、原油生産地と石油消費地が離れていることからインドネシアは石油類の純輸入国でありながら、相当量の原油を地理的に有利な国々へ輸出している。それに加えて国内の精製能力が不足していることからも、大量の石油製品の輸入が続いている(前項の表5参照)。

インドネシアは、OPECに加盟し他の産油国との関係を深めることで、原油の供給が有利になると考え、また原油の供給国と消費国とのかけ橋の役割を果たすことができると述べている。現在は第3者を通じて輸入している原油・石油製品を産油国の国営石油会社(NOC)から直接、長期契約で購入することを狙っている。

また、インドネシアは既存製油所の拡張近代化や新設を計画しているが、それに必要な原油をOPEC諸国から調達することやOPEC諸国による製油所プロジェクトへの投資に期待している。

OPECの規約では、加盟には原油の純輸出量が多い国であること、全加盟国の3/4以上の賛同が条件になっている。インドネシアは現在、原油の純輸入国で、今後もその状態が

続くと予測されることから、加盟条件を完全に満たしていないことになるが、先に述べたように、地理的条件から原油の輸出が将来も続けられることから、「原油輸出国」と認められたものと見ることができる。また、原油の最大の需要地であるアジア地域から、唯一となる加盟国をメンバーに加えることで OPEC の地理的範囲の拡大に役立つと OPEC 側が判断していると捉えることもできる。

＜参考資料＞
- http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=23352
- http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/3146.htm

(3) マレーシア RAPID プロジェクトの近況

マレーシアで最大級の投資プロジェクトであるマレー半島南端ジョホール州の RAPID プロジェクト関連で、新たな動きが伝えられている（2014 年 8 月号第 1 項等参照）。

RAPID の水素化脱硫装置・リフォーマー・水素プラント・フレア装置などの設計・調達・建設・試運転業務（EPCC）を請け負っているスペインの Tecnicas Reunidas は、フランスの Technip に水素プラント関連の業務を発注した。Technip は、契約額は 5,000 万ユーロから 1 億ユーロ（5,400 万ドル-1 億 750 万ドル）の範囲としている。

契約によると Technip は、製油所の各装置に水素を供給する水素製造プラントの心臓部であるスチーム改質装置 3 基を提供する。Technip のプロセスは下向き塔頂加熱(下向き加熱、top-fired)型のメタンスチーム改質方式で、水素製造能力は合計 344,500Nm^3/時になる。改質装置の稼働は 2018 年にの予定と発表されている。

Technip は、RAPID プロジェクトの基本設計業務(FEED)を担当した経緯があり、今回の契約でアジア太平洋地域で最大級の水素・合成ガス製造プラントを提供する意義を強調している。

＜参考資料＞
- http://www.technip.com/en/press/technip-awarded-contract-supply-hydrogen-reformers-petronas%E2%80%99-rapid-project-malaysia

8. 東アジア

(1) 中国 Sinopec の Jiujiang 製油所の拡張・近代化工事が完了

中国国営 Sinopec の精製子会社 Sinopec Jiujiang Company が約 3 年をかけて進めていた中国南東部江西省の九江市(Jiujiang、Jiangxi）に設置された Jiujiang 製油所の近代化プロジェクトが 10 月中旬に完了した。

プロジェクトは精製能力を 500 万ﾄﾝ/年(10 万 BPD)から 800 万ﾄﾝ/年(16 万 BPD)に拡張するもので、精製能力 500 万ﾄﾝ/年の常圧蒸留装置と、処理能力 170 万ﾄﾝ/年の残渣油水素化脱硫装置、240 万ﾄﾝ/年の水素化分解装置、水素プラントなどのオンサイト設備と関連装置が建設され、また環境対応に総投資額の 13.8%を振り向けている。

プレスリリースによるとプロジェクトは、中国工業情報化部(Ministry of Industry and Information Technology：MIIT)が保有する技術で建設された模様である。また、製油所の環境対策水準も国内最高の水準に到達したと説明している。

Jiujiang 製油所では、2015 年第 4 四半期の原油処理量が 20%増、売り上げは 30%増、納税額も 25%増えると見積もられている。

次のステップとして Jiujiang Petrochemical は、4.4 億元を投資して「国 5(硫黄分 10ppm 以下)」規格のガソリン・ディーゼルを製造するプロジェクトを進めており、2016 年 8 月 30 日までに完了させる計画である。

＜参考資料＞

- http://www.sinopecgroup.com/group/xwzx/gsyw/20151020/news_20151020_494218381542.shtml

(2)BP が中国国営企業との連携を強化

10 月下旬に、中国国営 CNPC と英国 BP との間で中国における共同事業の展開で合意に達したことが発表されている。

合意は、四川盆地のシェールガス探査および開発、燃料リテール事業で中国に JV を設立すること、国外の共同事業展開の可能性を確認するという内容で、中国の習近平国家主席の英国訪問時に、英国キャメロン首相の臨席のもとで両社が包括協定に調印している。

さらに CNPC と BP は、原油・LNG のトレーディング、CO_2 排出対策、技術・マネジメントなどの分野で協力していくことにも合意に達している。

なお、今回の合意形成には、イラクの Rumaila 油田における両者の共同開発事業の実績が背景にあると BP は説明している。

習近平国家主席の訪英に合わせて、BP は中国の 5 大国営石油会社の一つで同国最大の天然ガス火力発電会社 China Huadian Corporation との間で LNG の輸出契約に調印したことも発表している。BP は、Huadian に対し 20 年間にわたって LNG を年間最大 100 万トン販売することになり、取引額は最大 100 億ドル規模の大型契約になる。

BP は、中国の石油・天然ガス分野では、最大の外国投資企業の一つで、1970 年代から中国で事業を手掛け、2015 年 3 月までに約 45 億ドルを投資している。現在の BP の中国における事業活動領域は、石油化学製品の製造・販売、ジェット燃料販売、石油製品・潤滑油の小売り、LNG ターミナル・パイプライン・化学品プロセス技術ライセンス分野と広範囲にわたっている。

＜参考資料＞

- http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/bp-and-china-national-petroleum-corporation-to-expand-global-par.html
- http://www.bp.com/en/global/corporate/press/press-releases/bp-and-china-huadian-corporation-sign-multibillion-dollar-lng-de.html

9. オセアニア

(1) オセアニア地域の LNG プロジェクトの最新情報

1)GLNG が LNG を初輸出

オセアニア地域の石油・天然ガス事業の最大の関心事の一つは、複数の LNG プロジェクトの進捗状況であるが、今月も LNG 関連の情報が集まっている。

クイーンズランド州の Gladstone LNG(GLNG)から、LNG が初輸出されたことが 10 月中旬に報じられている。LNG 輸出の第 1 船はマレーシア保有の LNG タンカー“Seri Bakti”で、輸送先は韓国で Curtis Island を出港した。LNG タンカーは 10 月 27 日に Pyeongtaek 港に到着したと伝えられている。

GLNG は 9 月に第 1 トレインが稼働し、第 2 トレインも 2015 年末に稼働準備が完了する予定で、第 2 トレインからの初出荷は 2016 年の第 2 四半期になる見通しである。

GLNG はクイーンズランド州の Surat 盆地・Bowen 盆地で生産される CSG(coal seam gas:炭層メタン)を東岸の Curtis Island に設置する LNG 液化プラント（LNG 製造能力：780 万ﾄﾝ/年）まで延長 420km のパイプラインで輸送するプロジェクトで、Santos(出資比率：30%)、PETRONAS（27.5%)、Total（27.5%)、および今回の輸出先の韓国 KOGAS（15%）の JV である。投資額は総額 185 億(米)ドル、オーストラリア全土で 150 億豪ドル(130 億ドル)、クイーンズランド州だけで既に 80 億豪ドルが投資されたと見られている。

2) パプアニューギニア PNG LNG の操業状況

2014 年 5 月に稼働したパプアニューギニアの PNG LNG プロジェクトが、順調に操業している様子をオペレーターの Oil Search が伝えている。

10 月 15 日に開催された“Citi 7th Annual Australian & New Zealand Investment Conference”において Oil Search が発表したプレゼンテーション資料によると、PNG LNG の 2015 年上半期の生産量は、年間生産量に換算すると 710 万ﾄﾝ/年になり、2015 年第 3 四半期の生産量を同じく年間生産量に換算すると 740 万ﾄﾝ/年を記録した。Oil Search は、2015 年から 2016 年にかけての生産量は少なくとも 730 万ﾄﾝ/年になるものと予想している。

これは、PNG LNG の設計生産能力である 690 万ﾄﾝ/年を上回っており、プロジェクトが順調に稼働していることを示している。

内容をみると、契約量の全量が引き取られ、かつ契約数量は増加を続け 2016 年第 2 四半期の契約量は 660 万ﾄﾝ/年に達し、その後定常稼働に移ることが予測されている。また、スポット需要も旺盛で、スポット分の 80%は長期契約先に販売されている。なお、第 1 期開発の最終部分に当たる Angore と Hides ガス田の開発は 2015 年内に完了する見通しである。

以上の状況から PNG LNG は安定操業を達成し、国際 LNG 市場から高い評価を受けていると Oil Search は評価している。

今後の開発スケジュールについて Oil Search は、表 7 に示す目標を設定し、さらに PRL 15 ライセンスの Elk-Antelope 鉱区の天然ガスを原料とする Papua LNG プロジェクトの検討も PNG LNG の拡張と並行して手掛ける方針を明らかにしている。

表 7. PNG LNG の開発スケジュール

2015	2016	2017
設計能力690 万ﾄﾝ/年以上の稼働 P'nyang 鉱区の開発権取得	第 3 ﾄﾚｲﾝの FEED P'nyang South 2 井の掘削	P'nyang と Hides の埋蔵評価 PNG LNG の権益の再評価 第 3 ﾄﾚｲﾝの FID(年末まで)

＜参考資料＞

- https://www.santos.com/media-centre/announcements/first-cargo-shipped-from-glng/
- http://www.oilsearch.com/Investor-Centre/ASX-Releases.html

(2) オーストラリア・クイーンズランド州の CSG 開発の社会経済学的評価

オーストラリアの技術革新・産業・科学・研究省(Department of Industry, Innovation and Science)が、10 月にクイーンズランド州における CSG(coal seam gas:炭層メタン)開発の社会経済学的評価の結果“Review of the socioeconomic impacts of coal seam gas in Queensland”を公表した。

・CSG の埋蔵地

オーストラリアの CSG の推定埋蔵量は 45,000P（10^{15}）J(42 兆 6,696 億 cf)で、ほとんどが東岸沿いに分布し、全体の 90%以上の 42,000PJ(39 兆 8,250 億 cf)がクイーンズランド州に埋蔵している。埋蔵量は同州中東部の Surat 盆地が最大で、Bowen 盆地が続いている。

Bowen 盆地には CSG 開発以前に石炭開発の長い歴史があり、周辺地域の人口は約 85,000 人（2014 年 6 月）で石炭産業従事者の比率が最大を占めている。一方、Surat 盆地の周辺地域の人口は 200,000 万人を超えているが、医療・小売業・農業・教育関係者の比率が高く、炭鉱・天然ガスなどの資源産業の従事者は 2006 年には 1%に過ぎず、2011 年は

3%で、Bowen 盆地とは異なっている。なお、両盆地とも農業、畜産業が盛んである。

・LNG プロジェクト

CSG の探査活動は在来型の天然ガス資源が枯渇し始めた 1970 年代に始まり、その後 LNG の価格が上昇した 2000 年代の中後期に LNG プロジェクトの検討が始まった。

最終投資判断が下った LNG プロジェクトは、表 8 に示す 3 プロジェクトで、LNG 製造能力は合計約 2,500 万ﾄﾝ/年で、現在のオーストラリア西部・北部の LNG 輸出能力をわずかに上回り、同国東部の天然ガス消費量の倍以上に匹敵している。

表 8. クイーンズランド州の CSG-LNG プロジェクト

	生産能力	オペレーター	JV	稼働時期
Queensland Curtis (QCLNG)	850 万ﾄﾝ/年	BG Group	CNOOC、東京ｶﾞｽ	1 期:2014/12 2 期:2015/7
Gladstone (GLNG)	780 万ﾄﾝ/年	Santos	Petronas、Total KOGAS	2015/3Q
Australia Pacific (APLNG)	900 万ﾄﾝ/年	Origin Energy ConocoPhillips	Sinopec	2015/４Q

・近隣社会への影響

CSG の埋蔵範囲が広いこと、既に利用されている土地に沿って埋蔵地が存在していることから、CSG 開発は多くの住民にポジティブ・ネガティブの両面の影響を与えることになり、開発に際しては天然ガス産業と地権者が持続的に共存できることが大切になる。

CSG の急速な開発は、環境へ悪影響を及ぼすとの懸念を呼び起こしたが、実際に水質や大気環境にあたえた影響は無視できるレベルにとどまっており、現在も環境影響を抑える取り組みが行われている。しかしながら、今後も開発にリスクが無いことを保障するものでは無く、新たな開発に伴うリスクを認識する必要があり、州政府は CSG 開発のリスクを評価しながら規則や規制の整備を進めるなど、リスクマネジメントを強化している。

CSG 開発に伴う労働者などの大規模な人口の流入は、コミュニティーに大きな影響を及ぼす可能性がある。大規模な資源開発は、「俄か景気に沸く町」効果（‘boomtown’ effects）を伴うことがあり、例えば飲酒や暴力に伴う弊害も懸念されるが、クイーンズランド州にもその兆候はあるものの、調査の結果では、女性の雇用の増加や若年層の教育水準の向上が認められるなど、プラス側の効果が表われている。

・副次的効果

CSG 開発による経済・環境・社会の変化は、地域コミュニティーの福祉に多様な影響を及ぼすが、それには開発に伴う利益のみならず、探査・建設・操業の各フェーズで得られる様々な経験が、地域・町・住民レベルに役立つと評価できる。連邦科学産業研究

機構（Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization：CSIRO）はCSG 開発地域が得たものは大きいと評価しているが、プロジェクトが現在の建設期から定常稼働期に移行した以降の地域福祉水準の維持に対する懸念が指摘されている。

・CSG 開発で得られた教訓～政府・関係機関の役割

報告書では、CSG 開発で非在来型資源開発やその他の資源開発共通の政策・法制上の多くの教訓(lessons learnt)を得ることができたと見ているが、その第一として、政府が天然ガス開発が地域に恩恵をもたらすことを保障することが重要であるとしている。内容は、開発が持続可能で責任あるものであることを確実なものとし、潜在的な環境リスクを監視(モニタリング)、評価、最少化するためのリスクベースの規制を実施することが政府の重要な役割であると指摘している。

政府は、企業と地域社会の共存を図る役割を果たすことが重要である。地権者に対しては開発の同意を得て、資産の公正な補償を行うことが重要で、農地や水源の保護面で妥協することのないことが求められる。クイーンズランド州政府は、独立機関として Gas Fields Commission を設立したが、同機関による助言や情報提供が地権者・地域社会・天然ガス産業間の良好な関係の醸成に寄与している。

企業による地域社会に対する投資も重要であるが、さらに地域社会のメンバーが政策決定プロセスに関与できるように計らうことも大切になる。これには、政府も関与すべきであり、地域社会の受ける恩恵を長期間持続させる役割がある。

さらに、CSG 開発の累積的な影響を考慮することの重要性が指摘されている。この課題に対しては、CSIRO・APLNG・QGC・クイーンズランド大学の CSG センター((UQ-CCSG)の共同機関 Gas Industry Social and Environmental Research Alliance (GISERA)が現在研究を実施しているところである。

＜参考資料＞

- http://www.industry.gov.au/Office-of-the-Chief-Economist/News/media-releases/Pages/Review-of-the-socioeconomic-impacts-of-coal-seam-gas-in-Queensland.aspx
- http://www.industry.gov.au/Office-of-the-Chief-Economist/Publications/Documents/coal-seam-gas/Socioeconomic-impacts-of-coal-seam-gas-in-Queensland.pdf

****

編集責任：調査情報部　(pisap@pecj.or.jp)