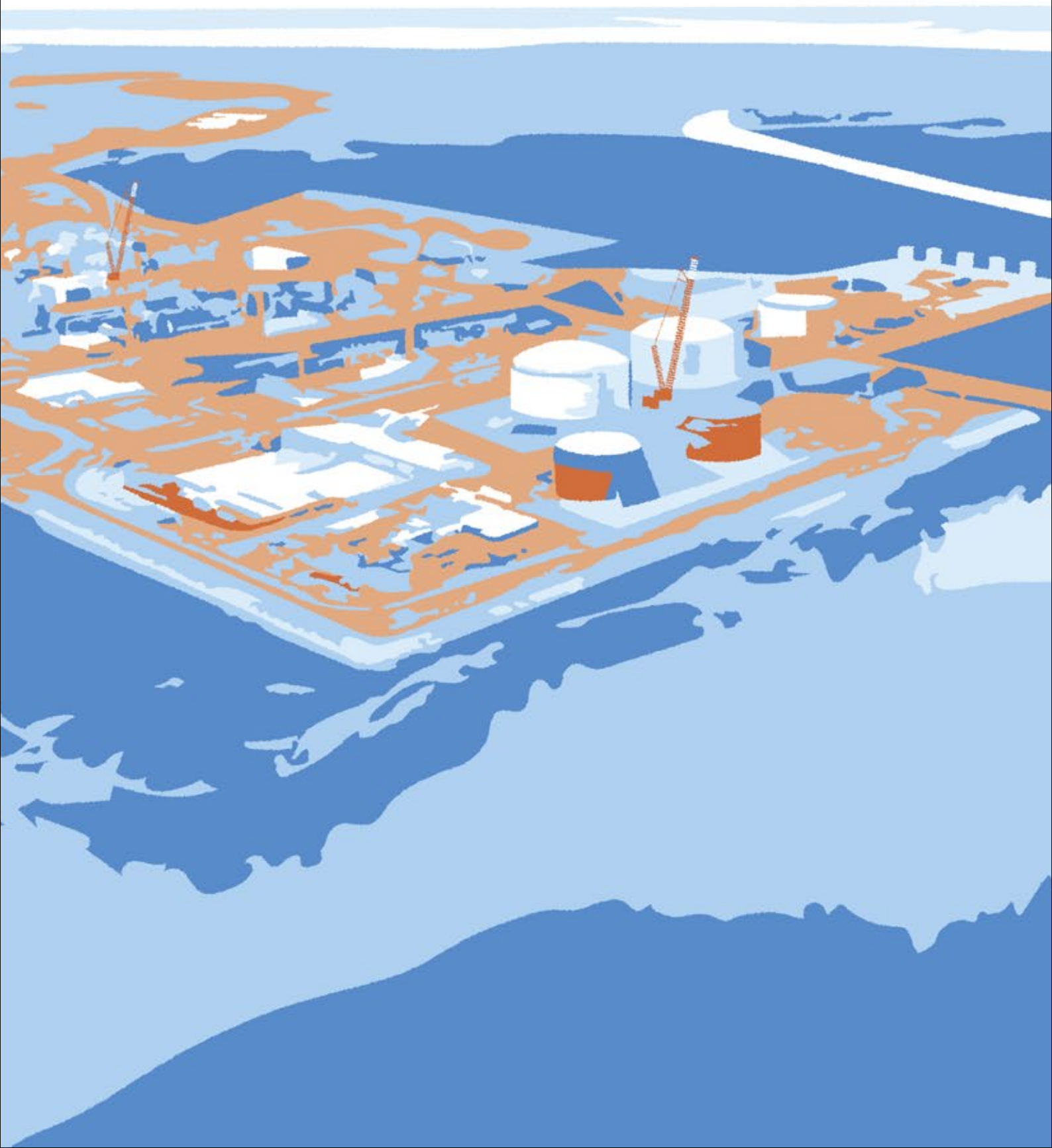


INPEX

国際石油開発帝石株式会社
アニュアルレポート 2016

2016年3月期



INPEXについて

国際石油開発帝石株式会社は、
世界20数カ国で約70の
プロジェクトを展開する日本最大の
石油・天然ガス開発企業です。

世界各地域で石油・天然ガスの探鉱・開発・生産を手がける当社は、日本企業最大の埋蔵量、生産量規模を保有し、大手石油会社（石油メジャー）に次ぐ上流専門企業の中堅に位置しています。豪州のイクシスLNGプロジェクトをはじめとした国内外の石油・天然ガスプロジェクトを積極的に展開し、エネルギーの安定的かつ効率的な供給の実現と、企業価値の持続的成長を着実に進めます。

経営理念

私たちは、国内外における
石油・天然ガスの開発を主体とし、
エネルギーの安定的かつ
効率的な供給を実現することを通じて、
豊かな社会づくりに貢献する
総合エネルギー企業を目指します。

アニュアルレポート2016 目次

1 経営トップからのメッセージ	01
2 財務・事業ハイライト	06
3 市場動向と経営方針	
石油・天然ガス開発のビジネスモデルと 当社の強み	08
石油・天然ガス開発のしくみ	10
中長期ビジョンと投資計画	12
4 セグメント概況	
地域セグメント一覧	14
地域別プロジェクトの状況	
アジア・オセアニア	16
ユーラシア	24
中東・アフリカ	26
米州	28
日本	30
5 サステナビリティ・ガバナンス	
サステナビリティ	32
コーポレートガバナンス	36
6 財務・会社情報	
10年間の主要財務情報	44
当社特有の	
会計処理・会計方針について	46
経営陣による財政状態及び	
経営成績の検討と分析	48
連結財務諸表／連結財務諸表の注記	54
独立監査人の監査報告書	73
連結子会社及び関連会社	74
事業等のリスク	76
石油・天然ガスの	
埋蔵量及び生産量について	84
会社情報	87

免責事項

本アニュアルレポートは、当社株式の購入や売却などを勧誘するものではありません。投資に関する決定は、投資家ご自身の判断において行われるようお願いいたします。掲載内容については細心の注意を払っていますが、掲載された情報に誤りがあった場合、当社は一切責任を負うものではありませんのでご了承ください。

見直しに関する注意事項

本アニュアルレポートは、当社の計画と見直しを反映した、将来予想に関する記述に該当する情報を含んでいます。かかる将来予想に関する情報は、現在入手可能な情報に鑑みてなされた当社の仮定および判断に基づくものであり、これには既知または未知のリスク、不確実性およびその他の要因が内在しています。かかるリスク、不確実性およびその他の要因は、かかる将来予想に関する情報に明示的または黙示的に示される当社の将来における業績、経営結果、財務内容に関してこれらと大幅に異なる結果をもたらす可能性があります。かかるリスク、不確実性およびその他の要因には下記のものが含まれますが、これらに限られるものではありません。

・原油および天然ガスの価格変動および需要の変化

・為替レートの変動

・探鉱、開発、生産に関連するコストまたはその他の支出の変化

当社は、本アニュアルレポートに掲載される情報（将来予想に関する情報を含む）を、その掲載日後において、更新または修正して公表する義務を負うものではありません。

その他の注意事項

本アニュアルレポートの財務内容に関する数値は、原則単位未満を四捨五入して表示しています。P.16以降の「地域別プロジェクトの状況」は、原則2016年6月末現在の状況を記載しています。表中の括弧内の数値はマイナスを意味します。また、生産中プロジェクトにおける天然ガスの生産量は、井戸元の生産数量ではなく、買主への販売に対応した数量となっています。

国際石油開発帝石は、東京証券取引所第一部（証券コード：1605）に上場しています。また、日経平均株価（日経225）、JPX日経インデックス400（JPX400）の構成銘柄に採用されています。

Message from the President

1年間の振り返り

2016年3月期の当社連結業績は、原油価格が下落局面にある厳しい市場環境のもと、売上高は前期比13.8%減の1兆96億円、親会社株主に帰属する当期純利益については同78.4%減の168億円となりました。この1年間の原油価格動向を概観しますと、2015年5月初旬には1バレル60ドル台半ばまで上昇したものの、その後は下落に転じ、期中平均では前期に比べ4割超の下落となりました。こうした状況から当社においても一部の生産中プロジェクトについて減損損失の計上を余儀なくされました。

一方で、当社の収益の柱となるネット生産量は、前期比約26%増の約51.4万バレル/日（原油換算）となり、将来の収益源である確認埋蔵量も、前期末比約34%増の約32.6億バレル（原油換算）に拡大しています。これらはいずれも、昨年4月に取得したアブダビ陸上ADCO鉱区等からの貢献によるものです。現在進めている主要プロジェクトの進捗を総括しますと、イクシスLNGプロジェクトについては、昨年9月に更新したスケジュールに沿って、沖合施設、陸上施設等の開発作業を鋭意進めています。アバディLNGプロジェクトでは、天然ガス埋蔵量の増加等を踏まえ、昨年9月に改定開発計画をインドネシア政府当局に提出したところ、本年4月、政府当局から陸上LNGにより開発計画を再検討することを求める内容の通知を受領しました。今後、政府当局と本プロジェクトの最適開発に向けた協議を進め、早期のプロジェクト実現を目指してまいります。

石油・天然ガスの開発企業である当社には、足元の需給変動にかかわらず、事業活動を通じてその社会的使命を果たしていく責務があります。原油価格が今後も一定期間低い水準で推移する可能性も念頭に置き、その対策を講じたうえで、将来の成長に必要な投資は継続し、従来からの安定配当も維持すべく、各種取り組みを進めています。



代表取締役社長
北村 俊昭

コスト削減の取り組み

原油価格は、1バレル100ドル超の水準を保っていた2014年半ばから、わずか一年半後の2016年年初には、30ドルを割る水準にまで下落しました。足元ではやや値を戻しており、中長期的には新たな均衡点へと収敛していくものと見ていますが、過去数年間続いた100ドル超の時代からのマインドセットの転換が求められます。

この短期間に急落した原油価格の現況に対して、当社では緊迫感を持って対処を進めています。具体的には、重要度や緊急性などの視点から、

① イクシスLNGプロジェクトなど、当社の成長を支える重要な開発プロジェクト、進めるべき投資は引き続き予定どおり実行し着実に取り組むこと、

② 生産コストや開発・探鉱コストの削減に努め、なかでも探鉱プロジェクトについては、スケジュールやコスト等の見直し、投資の削減を図ること、そして

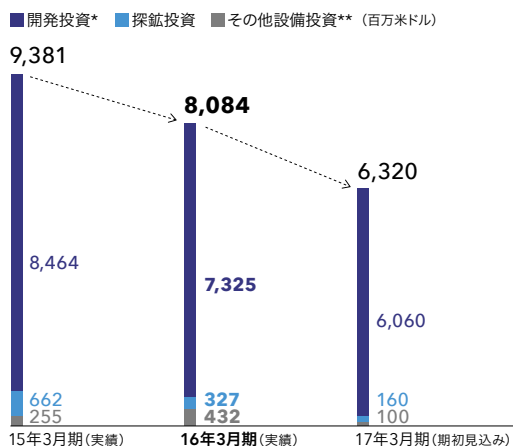
③ 株主の皆さまに対する従来からの安定配当は維持すること、

の3つを当面の方針として、油価下落の業績への影響を最小限に留めるべく尽力しているところです。

投資については、2015年3月期から継続的に抑制する方向で努めており、2016年3月期は、イクシス向けの投資を確実に実施する一方で、他プロジェクトにおける投資は削減しました。その結果、投資総額は、2015年3月期実績の約94億ドルに比べ、約13億ドル(約14%)減となる約81億ドルとなりました。2017年3月期においても、引き続き投資を抑制し、投資総額は2016年3月期実績からさらに約22%減少の約63億ドルとする見込みです。

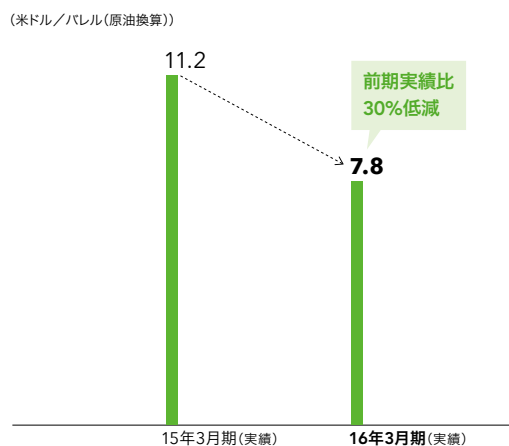
また、ここ数年で高コスト体質になった生産中のプロジェクトにおける生産コストの節減を進めています。インドネシアのマハカム沖鉱区やアゼルバイジャンのACG油田などの主要生産プロジェクトにおいて、作業上の契約単価の見直しや間接経費の削減などを行った結果、生産コストの大幅な削減につながりました。1バレル当たりの生産コストは、コスト削減に加えて、生産量増加の影響もあり、2016年3月期は、前期実績の11.2ドルから7.8ドルへと低下しています。2016年3月期の親会社株主に帰属する当期純利益は、減損損失により大幅減益となりましたが、一方では、こうした投資・コスト削減努力が利益を下支える形で相応の効果が得られたと考えています。

投資削減の推移



*開発投資額にはイクシス下流事業を含む
**主に直江津LNG基地、国内パイプライン関連施設等への投資

原油換算1バレル当たりの生産コスト***の低減



***ロイヤルティを除く

成長目標の実現に向けて

当社は、その持続的成長に向けて、3つの成長目標を掲げています。

まず、成長目標の第1の柱「**上流事業の持続的拡大**」について、その進捗を指標の視点からご報告しますと、2016年3月末時点の埋蔵量（原油・天然ガス合計、原油換算）は、確認埋蔵量が約32.6億バレル、推定埋蔵量が約17.1億バレルとなり、確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計では約49.7億バレルと、前期末から約9.3億バレル、約23%の増加となりました。確認埋蔵量の増加に伴い、リザーブ・リプレースメント・レシオ（期中の確認埋蔵量増加分÷期中生産量の3年平均）も、前期の100%から当期は321%へと大きく上昇しています。また当期のネット生産量（原油・天然ガス合計、原油換算）は、日量約51.4万バレルとなり、前期と比べ日量約10.6万バレル、約26%の増加となりました。こうした埋蔵量および生産量の増加は、主として、生産中のアブダビ陸上ADCO鉱区の権益を取得したこと等によって実現しました。

「上流事業の持続的拡大」に向けた進捗を個々のプロジェクトごとに見てみますと、オーストラリアのイクシスLNGプロジェクトに関しては、2017

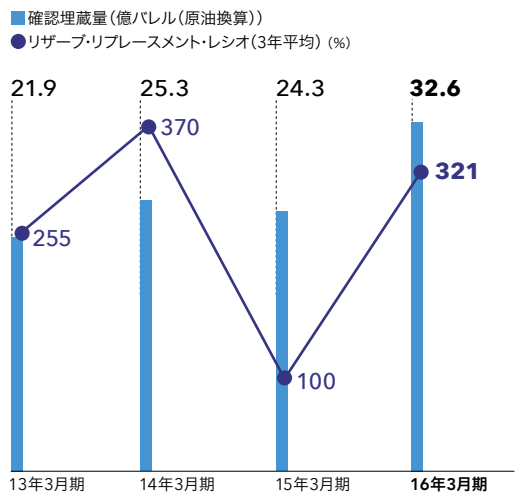
年第3四半期（7月～9月）の生産開始に向けて、着々と開発作業を進めています。沖合施設については、引き続き沖合生産・処理施設（CPF）、沖合生産・貯油出荷施設（FPSO）の建造作業を進めており、双方ともすでに、すべてのトップサイドモジュールの搭載を終えました。現在は内部工事や作動試験を行っています。また、CPFおよびFPSOを洋上に係留するためのチェーンについては、本年4月に現地での設置を完了しています。その他の沖合関連作業として生産井の掘削を継続しています。

陸上施設については、1基目のトレイン（天然ガス液化施設）の全モジュールの搬入設置が完了し、現在は接続作業を実施中です。

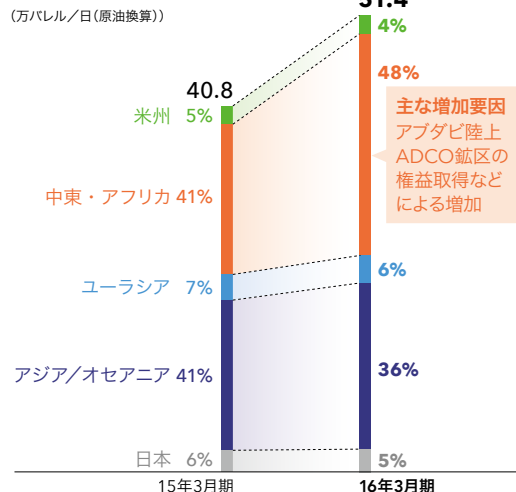
沖合施設・陸上施設ともに、同時進行でさまざまな作業を進めていますが、安全に最大限の注意を払いながら、順次、各施設の運転の準備に取りかかり、生産開始に向けた作業を鋭意進めてまいります。

インドネシアのアバディLNGプロジェクトについては、追加評価井の掘削により天然ガス埋蔵量が増加したことや、その後の検討作業の結果を踏まえ、LNG年産250万トンのFLNGによる開

確認埋蔵量とリザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)



ネット生産量



発計画を見直し、昨年9月にLNG年産750万トンのFLNGによる改定開発計画をインドネシア政府当局に提出したところ、本年4月、政府当局から陸上LNGにより開発計画を再検討することを求める内容の通知を受領しました。当社としては、早期のプロジェクト実現を目指していくとの方針のもと、技術的、経済的に最も合理的な選択を行ってプロジェクトを進めていくことを基本としています。こうした基本方針に則り、現在、陸上LNGによる開発方式を含め、どのような形であれば最適開発が実現可能となるのかの検討作業を行っており、パートナーのShell社やインドネシア政府当局と協議を行ってまいります。

インドネシアのマハカム沖鉱区については、昨年12月に、2018年以降の当社およびTOTAL社の参画に向けた基本的な考え方等に関し、プラタミナ社およびTOTAL社と基本合意に至りました。引き続き、プラタミナ社等との交渉をTOTAL社とともに進めてまいります。

次に、成長目標の第2の柱「**ガスサプライチェーンの強化**」について、重点的取り組みの一つとして、2012年より建設作業を続けてきました富山ラインが、本年年央に供用開始する見込みとなりました。当社は本年1月、日本海ガス(株)と天然ガス売買基本契約を既に締結しており、この富山ライン完成後は、こうしたパイプライン沿線の需要家への天然ガスの供給がいよいよ始まります。

国内天然ガスの販売量については、当社は中長期的目標として、2020年代前半に年間25億立方メートルという数値を掲げています。今般の富山ラインの完成等により、2017年3月期の販売量は、ここ数年の17~18億立方メートル規模

を大きく上回る約19.6億立方メートルになると見込み(期初見通し)、中長期目標にさらに一歩近づくこととなります。また、国内では本年4月に、電力小売全面自由化が開始されましたが、当社ではこの全面自由化を見据えて、これまで、当社パイプライン沿線の天然ガス火力発電案件に対し、ガス供給の提案を進めてきました。すでに数件の10万キロワット級の発電所と天然ガス販売について合意しており、供給を開始している案件もあります。今後もこのような天然ガス火力発電所向けのガス供給が、販売量増加に寄与するものと考えています。また、昨年7月から、当社が天然ガスを供給する都市ガス事業者を対象に、中部電力(株)と共同で電力卸販売の提案を始めています。今後も、ガスサプライチェーンの強化を通じて、お客さまの多様なニーズに柔軟に対応していきたいと考えています。

最後に、成長目標の第3の柱である「**再生可能エネルギーへの取り組み強化**」についてご説明します。再生可能エネルギーについては、引き続き地熱発電の事業化に向けた取り組みに注力しており、秋田県、北海道および福島県において、地熱発電の事業化に向けた共同調査を実施しています。また、昨年6月には、インドネシア・スマトラ島に位置するサルーラ鉱区における地熱発電事業に参画しているところ、本年中に1号機の運転を開始し、インドネシア国営電力公社への売電を開始する予定となっています。当社は、社会に貢献する総合エネルギー企業として、次世代の成長を見据え、再生可能エネルギーの事業化に向けた可能性を追求してまいります。

今後の見通し

2017年3月期については、足元の低油価水準が継続する可能性を考慮し、引き続き、投資を進めるべき分野と、投資削減・コスト削減をする分野との色分けを明確にし、厳しい市場環境に対応しながら、全社一丸となって努力し、強靱な企業体質へと強化させていきます。

株主の皆さまへの還元については、2016年3月期の期末配当金は1株当たり9円とし、中間配当金と合わせ通期で18円とさせていただきます。2017年3月期の配当についても、プロジェクトへの再投資による持続的な企業価値の向上と株主の皆さまへの還元とのバランスを図るという基本方針に則り、中間および期末配当金をそれぞれ1株当たり9円、通期では18円と、2016年3月期の配当金水準を維持する予定です。そして、イクシスLNGプロジェクトの生産開始後は、中長期的な事業の見通しや上流専業企業トップクラスの水準などを勘案したうえで、適切な株主還元を図っていきたいと考えています。

当社は、持続的な成長と中長期的な企業価値の向上を図るため、株主をはじめとするステークホルダーの皆さまとの協働により社会的責任を果たすとともに、透明・公正かつ迅速・果敢な意思決定を行うことを目的として、コーポレート

ガバナンスのさらなる充実に向けても取り組んでいます。2016年3月期には、2015年6月1日に全上場会社に適用されたコーポレートガバナンス・コードへの対応として、2015年11月27日付で「コーポレートガバナンスに関する基本方針」を制定しました。本方針では、当社のコーポレートガバナンスに関する基本的な考え方を定めるとともに、株主をはじめとするステークホルダーの皆さまとの関係や情報開示の充実、コーポレートガバナンスの体制、株主の皆さまとの建設的な対話方針などを定めています。

エネルギー資源は、社会にとって不可欠であることは言うまでもなく、その長期安定的な開発と効率的な利用の重要性は今後も変わることはありません。当社の社会的使命は、一層高まりつつある環境問題への関心も踏まえながら、エネルギー事業にまい進し、持続的な成長を果たすことであるとと考えています。

今後もエネルギーの安定的かつ効率的な供給を通じて企業価値を向上させ、国際的な石油・天然ガスの開発企業として競争力を高めていく方針ですので、引き続き変わらぬご支援を賜りますようよろしくお願いいたします。

2016年6月

代表取締役社長

北村 俊昭

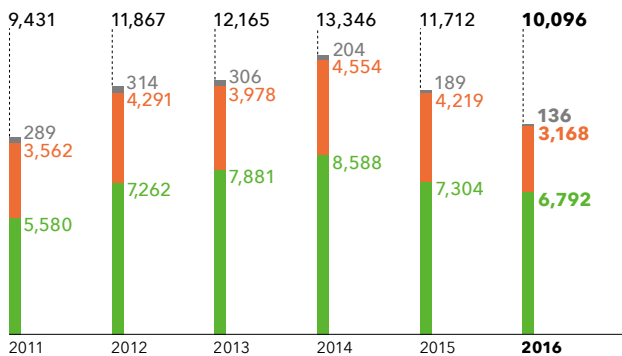
財務・事業ハイライト (過去5年間との比較グラフ)

3月31日終了の連結会計年度 主な指標の注記はP.45参照

収益性指標

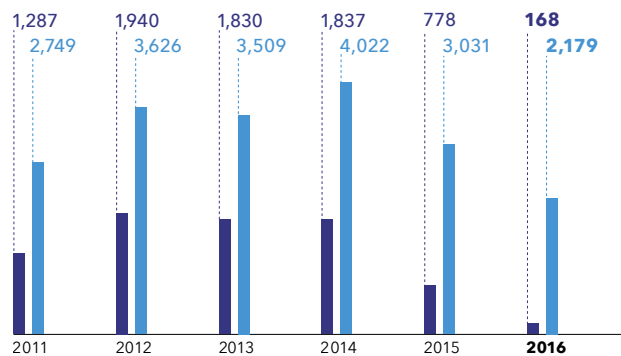
売上高(製品別)

■原油 ■天然ガス ■その他 (億円)



親会社株主に帰属する当期純利益、EBIDAX (利払い・償却・探鉱費前利益)

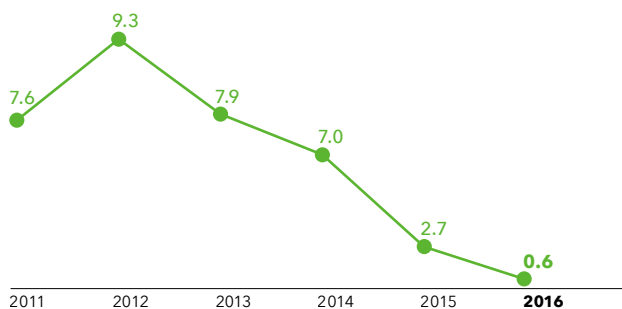
■親会社株主に帰属する当期純利益 ■EBIDAX (億円)



効率性指標

株主資本利益率(ROE)

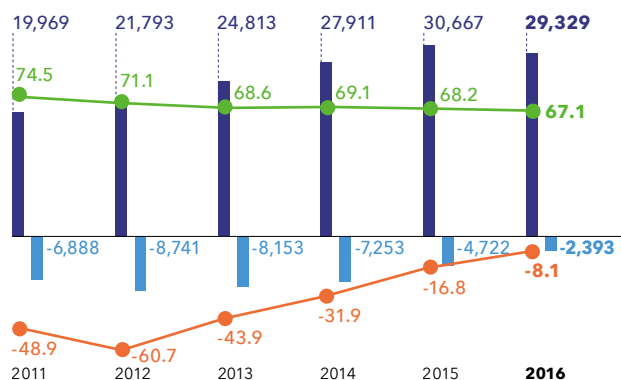
●ROE (%)



安全性指標

自己資本、自己資本比率、純有利子負債、純有利子負債/純使用総資本

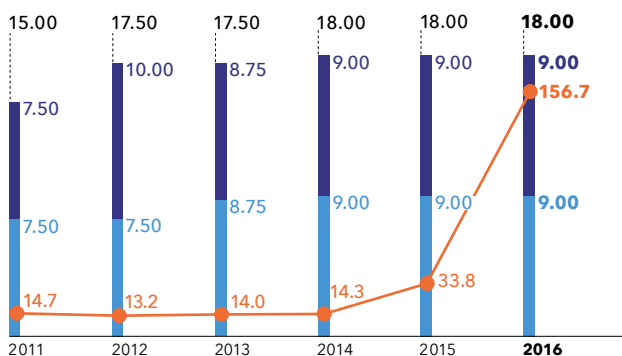
■自己資本 ■純有利子負債 (億円) ●自己資本比率 ●純有利子負債/純使用総資本 (%)



投資指標

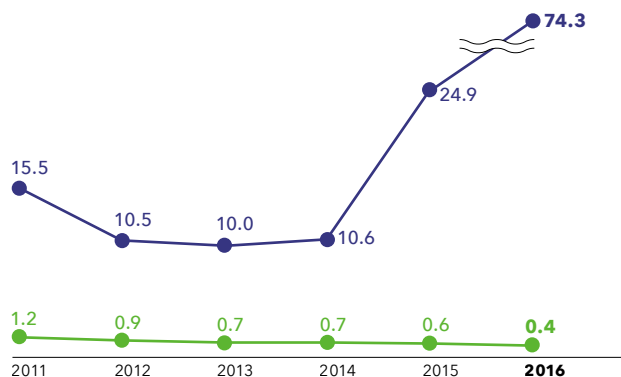
1株当たり配当額、配当性向

■1株当たり配当額(中間) ■1株当たり配当額(期末) (円) ●配当性向 (%)



株価収益率(PER)、株価純資産倍率(PBR)

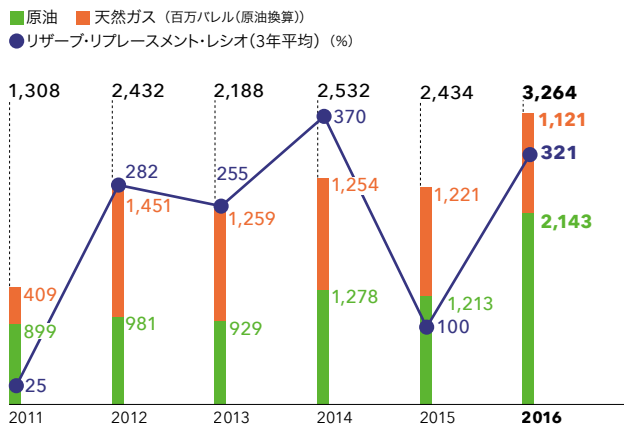
●PER ●PBR (倍)



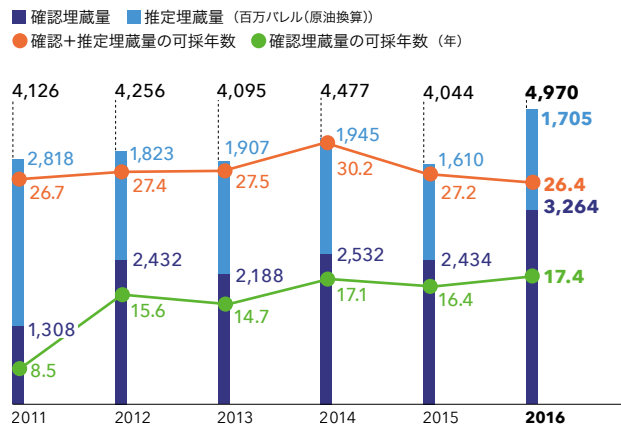
※2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株につき400株の割合で株式分割を行っています。
各連結会計年度の1株当たり配当額は、当該株式分割の影響を考慮した遡及修正後の金額となっています。

埋蔵量・生産量指標

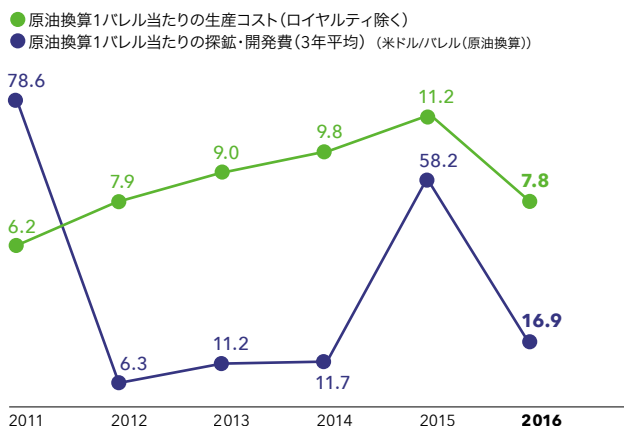
確認埋蔵量(製品別)、リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)



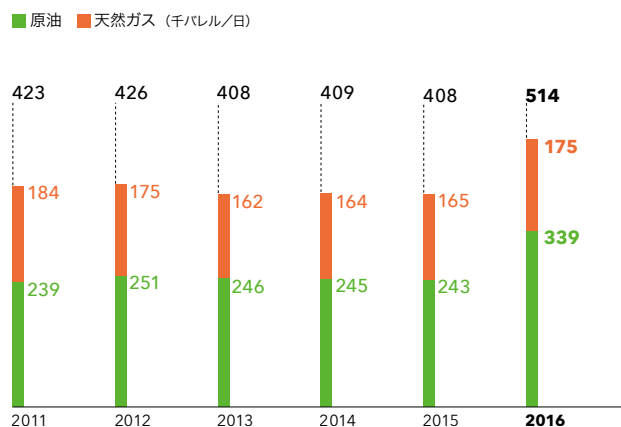
確認・推定埋蔵量、可採年数



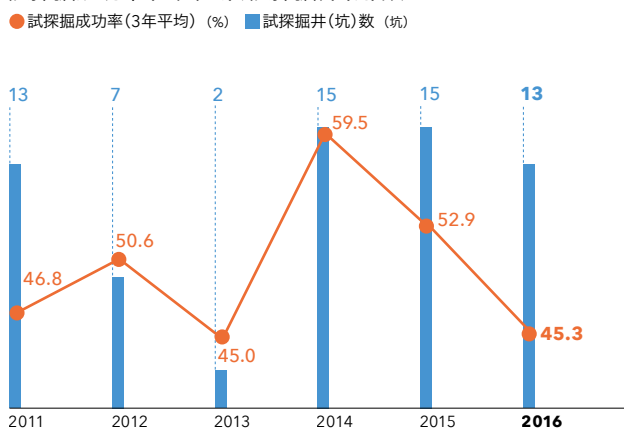
原油換算1バレル当たりの生産コスト、探鉱・開発費(3年平均)



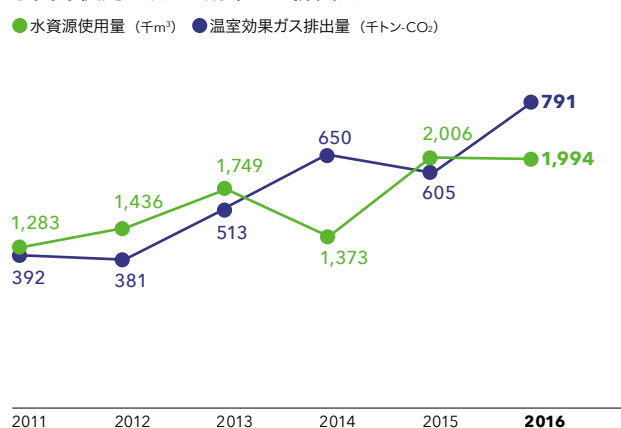
ネット生産量(製品別、原油換算)



試探掘成功率(3年平均)、試探掘井(坑)数



水資源使用量、温室効果ガス排出量



石油・天然ガス開発のビジネスモデルと当社の強み

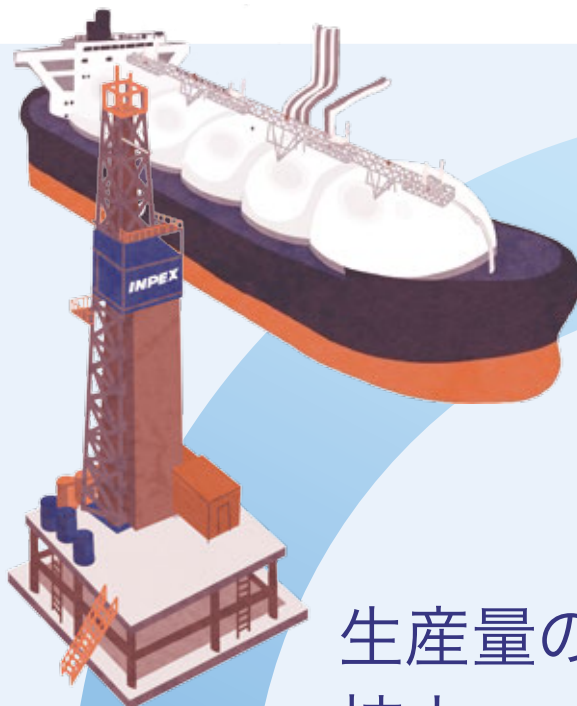
石油・天然ガス開発事業のビジネスモデルは、安定的に石油・天然ガスを生産・供給すること、および生産活動により得られるキャッシュ・フローの再投資をてこに新規の埋蔵量を獲得し、次の生産収入に結びつく油・ガス田の発見・開発に努めるというサイクルを続け、企業としての持続的成長を図ることです。

INPEXの強み 1

力強い成長シナリオ

イクシス

世界でも有数の規模となる豪州イクシスLNGプロジェクトに日本企業ではじめてオペレーター（操業主体）として取り組んでいます。さらに、イクシスに次ぐオペレータープロジェクトであるインドネシア・アバディLNGプロジェクトについて、早期実現に向けて取り組んでいます。現在の当社のネット生産量は日量約50万バレル（原油換算）超の水準ですが、今後、イクシスの生産開始などにより日量60～70万バレルへと増加する見通しです。当社の企業価値向上に貢献する最重要プロジェクトとしてイクシスの開発作業に注力しています。



生産量の
拡大

INPEXの強み 2


バランスのとれたポートフォリオと 豊富な埋蔵量・資源量

49.7億バレル (確認+推定、原油換算)

石油・天然ガスの比率、地域的分散、探鉱・開発・生産の事業ステージなど、異なるプロジェクトを組み合わせることで適切なリスク管理を図りながら、バランスのとれたポートフォリオを確保しています。また、企業価値の源泉である埋蔵量は、確認+推定埋蔵量で49.7億バレル（原油換算）、さらに、推定埋蔵量に含まれない豊富な予想埋蔵量、条件付資源量も保有し、中長期的な確認・推定埋蔵量の拡大を見込んでいます。



埋蔵量の
増加



販売による 収益の計上

INPEXの強み 3

天然ガスの ガスサプライチェーン

国内天然ガスパイプラインネットワーク 1,400km

当社は国内に約1,400kmの天然ガスパイプラインネットワークを保有しています。本年中には富山ラインが供用開始する予定であり、パイプラインネットワークの総延長は約1,500kmとなります。2013年12月には直江津LNG基地が稼働し、国内外の天然ガス資産と国内のマーケットをつなぐ天然ガスのサプライチェーンの実現に一步近づきました。今後、イクシスなど大型LNGプロジェクトからのLNG受け入れによりグローバルなガスサプライチェーンを構築し、さらなる付加価値の向上を図ります。

積極的な 探鉱・開発 投資

INPEXの強み 4

強固な財務基盤

自己資本比率: **67.1%**

純有利子負債／純使用総資本:

マイナス**8.1%**

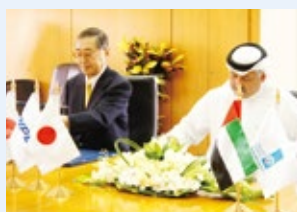
石油・天然ガス開発事業ではリスク・投資機会対応などのために健全な財務体質と手元資金の確保が必要不可欠です。当社は、優れた財務健全性を維持しており、2016年3月末の自己資本比率は67.1%、純有利子負債／純使用総資本はマイナス8.1%（有利子負債を上回る現預金等を保有）であり、石油メジャーを含む海外同業他社と比較しても、健全な比率を示しています。

石油・天然ガス開発のしくみ

石油・天然ガス業界の事業は、川の流れにたとえて、石油・天然ガスの開発・生産を行う「上流」、生産物の輸送を行う「中流」、精製・販売を行う「下流」に分けることができます。当社は、主に「上流」を担い、地下に存在する原油や天然ガスを見つけ、掘り出し、集め、販売する事業を行っています。右下の事業フローの通り、上流事業はさらに細かく「鉱区の取得」、「探鉱」、「評価」、「開発」、「生産・販売」に分類されます。

鉱区の取得

原油・天然ガスの存在が見込まれる地域に関する法制、カントリーリスクなどの各種情報収集を行い、鉱業・探鉱開発権の申請・入札や、探鉱開発のための**契約締結**を行います。



契約の調印式

販売

原油の販売は、**スポット価格**（一回の取引ごとに成立する市場価格）に**連動して販売**する方式が多く、スポット価格は主に取引の指標となる原油をもとに決められます。代表的な指標原油として、中東ドバイ原油、北海ブレント原油、米国WTI原油などがあげられます。

一方、**天然ガス（LNG）の販売**は、大規模な投資を必要とするプロジェクトの特徴から、多くのプロジェクトで**生産者側とバイヤー側で長期の売買契約が締結**されています。

生産

採り出した石油・天然ガスを**精製・処理**します。天然ガスは、油分や不純物（炭酸ガス・水分など）を分離・除去し、製品として利用できる天然ガスとして送り出します。



LNGタンカー



石油・天然ガスの主な産出地域（イメージ）

石油・天然ガスとは

石油や天然ガスは、生物の死骸などの有機物が海や湖の底に堆積し、それが地中の熱や圧力により変質してできたと言われていいます。地下深部で生成された石油・天然ガスは、地層中の水より比重が軽いので、長い時間をかけて上昇していきますが、石油・天然ガスを通さない密度の高い地層にぶつかると、そこに溜まり、油田やガス田となります。



探鉱

地質調査に加え、衛星画像、地震波による**物理探査**などを活用し、原油・天然ガス鉱床の存在可能性を調査します。さらに、その存在を確認するための井戸「**試掘井**」を掘削します。先端に取りつけられた「ビット」と呼ばれる特殊なドリルにより硬い岩盤を削り、地中を掘り進みます。



物理調査

評価

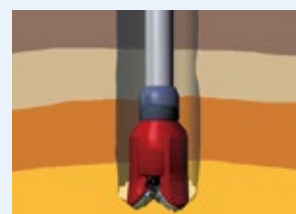
原油・天然ガスの存在が確認された場合、油・ガス田の広がりを調査するための「**評価井**」を掘削し、埋蔵量を評価します。さらに、採算性の検討など、商業生産の可否を判断します。



評価井の掘削

開発

最終投資決定後、気体と液体を分離し不純物を除去するための処理施設や石油・天然ガスを輸送するためのパイプラインなど、**石油・天然ガスの生産・出荷に必要な設備を建設**します。また、石油・天然ガスを採取するための井戸「**生産井**」を掘削します。



生産井の掘削(イメージ)

中長期ビジョンと投資計画

当社は2012年5月に、中長期の成長目標とその達成に向けたイクシス生産開始までの重点的取り組みなどを明らかにした「INPEX中長期ビジョン」を策定しました。中長期ビジョンでは、**3つの成長目標**と**3つの基盤整備**についてそれぞれ目標を定めています。

3つの成長目標

持続的成長に必要な3つの成長目標を掲げ、その成長を着実に推進するための重点的取り組みを明確化しました。

1 上流事業の持続的拡大

2020年代前半に
ネット生産量日量

100万バレル達成
(原油換算)

2 ガスサプライチェーンの強化

2020年代前半に
国内ガス年間供給量

25億m³達成
(長期的には30億m³)

3つの基盤整備

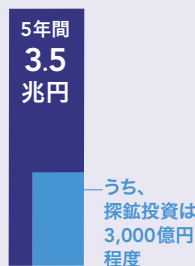
上流専門企業のトップクラスとしての地位を確立し、さらに総合エネルギー企業へと展開・進化するために、経営基盤の整備、確立に取り組みます。

1 人材の確保、育成と 効率的な組織体制の整備

- 国内外の人材を積極的に確保・活用し、グローバル人材を育成
- 意思決定を機動的、円滑に行うため、的確かつ効率的な業務遂行体制を確立

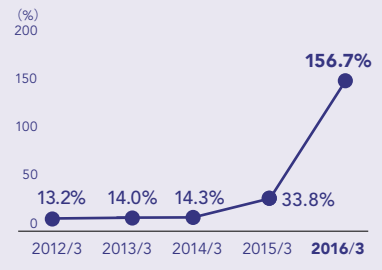
2 成長のための投資と 適切な株主還元

投資規模



2013年3月期～
2017年3月期

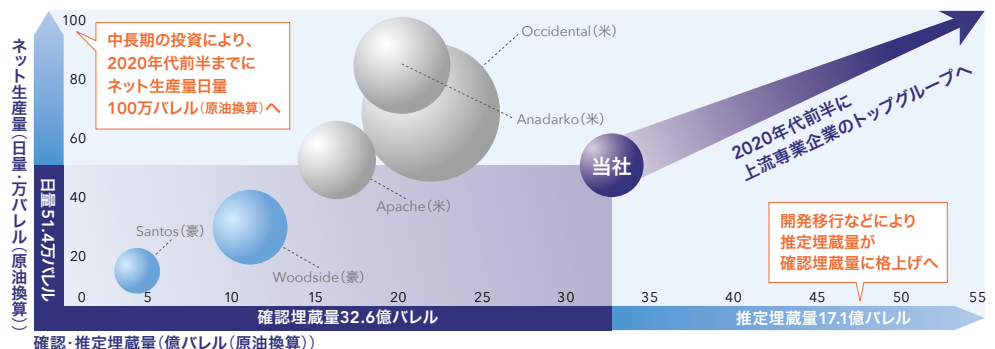
配当性向の推移



イクシスが生産を開始する時期から、上流専門企業トップクラスを意識して適切な株主還元を図る

主な上流専門企業との 確認埋蔵量、ネット生産量 および時価総額の比較

確認埋蔵量、ネット生産量は2015年度の各社開示資料から、円の大きさは時価総額(2016年3月末現在)を表す。現在の当社は国際的な上流専門企業の中堅に位置していますが、豪州・イクシスLNGプロジェクトの生産開始などを経て、2020年代前半には国際的な上流専門企業のトップグループ入りを目指しています。



目指す企業像

国際的競争力を有する
上流専門企業の
トップクラスへ

天然ガスをコアとする
総合エネルギー
企業へ

3 再生可能エネルギーへの 取り組み強化

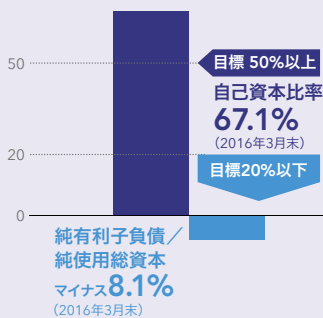
次世代の成長を見据えた

研究開発、
事業化の
取り組み強化

3

市場動向と経営方針

健全な財務基盤



資金調達手段

手元資金

手元活用可能資金: 約9,928億円
(2016年3月末)

キャッシュ・フロー

毎年の営業キャッシュ・フロー

外部借入

- 制度金融の利用
- 政府系金融機関による保証
- プロジェクトファイナンス

3 グローバル企業としての 責任ある経営

- コンプライアンス、HSEの取り組みを持続的に強化
- ステークホルダーとの継続的なコミュニケーションを通じて信頼関係と協働関係を構築

INPEX中長期ビジョン

～イクシスそして次の10年の成長に向けて～

詳細は、別冊子の「INPEX中長期ビジョン
～イクシスそして次の10年の成長に向けて～」
または、下記のウェブサイトをご覧ください。

▶ www.inpex.co.jp/company/vision

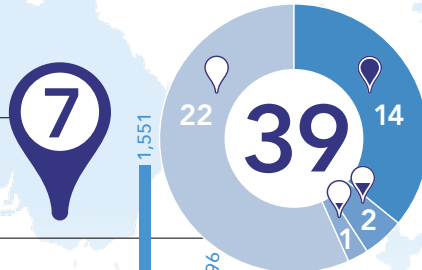


地域セグメント一覧

アジア・オセアニア

▶ P.16

展開国数

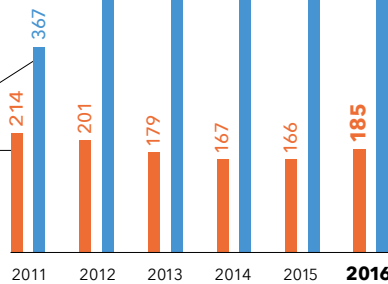


プロジェクト数

- 生産プロジェクト
- 開発プロジェクト
- 開発準備作業中プロジェクト
- 探鉱プロジェクト
- その他のプロジェクト

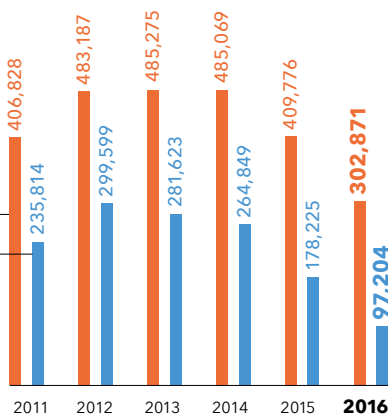
埋蔵量／生産量

確認埋蔵量(百万バレル(原油換算))
ネット生産量(千バレル/日(原油換算))



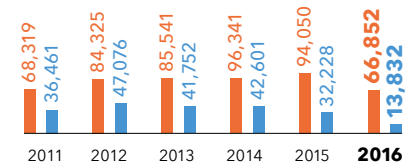
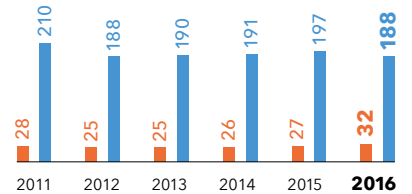
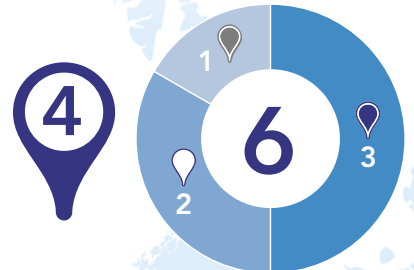
売上高／営業利益

売上高(単位:百万円)
営業利益(単位:百万円)



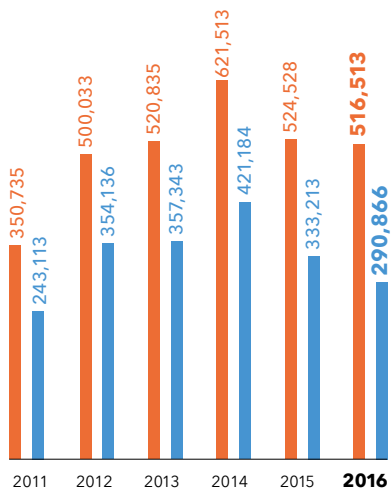
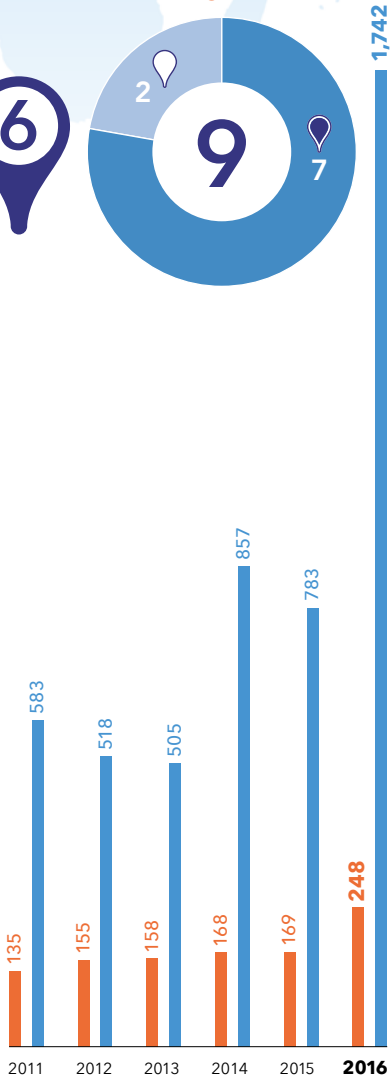
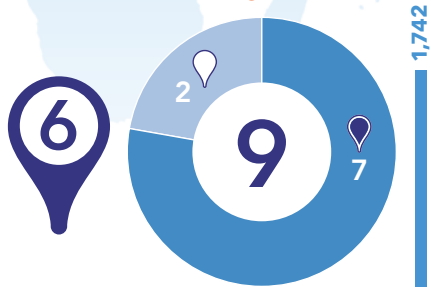
ユーラシア

▶ P.24



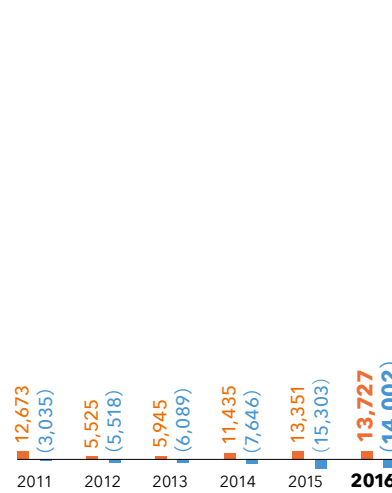
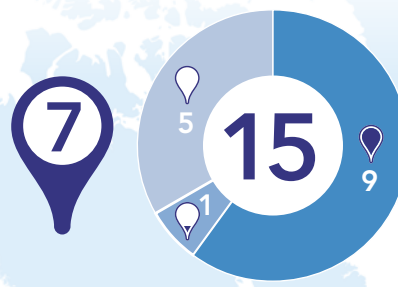
中東・ アフリカ

▶ P.26



米州

▶ P.28

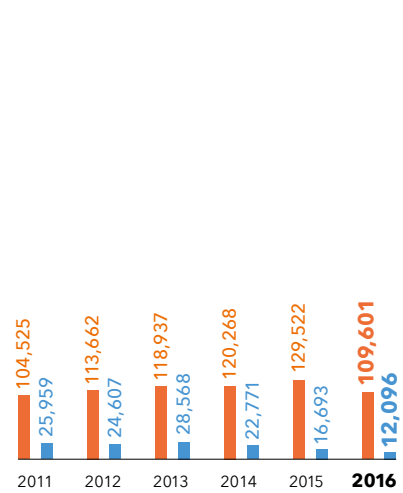


日本

▶ P.30

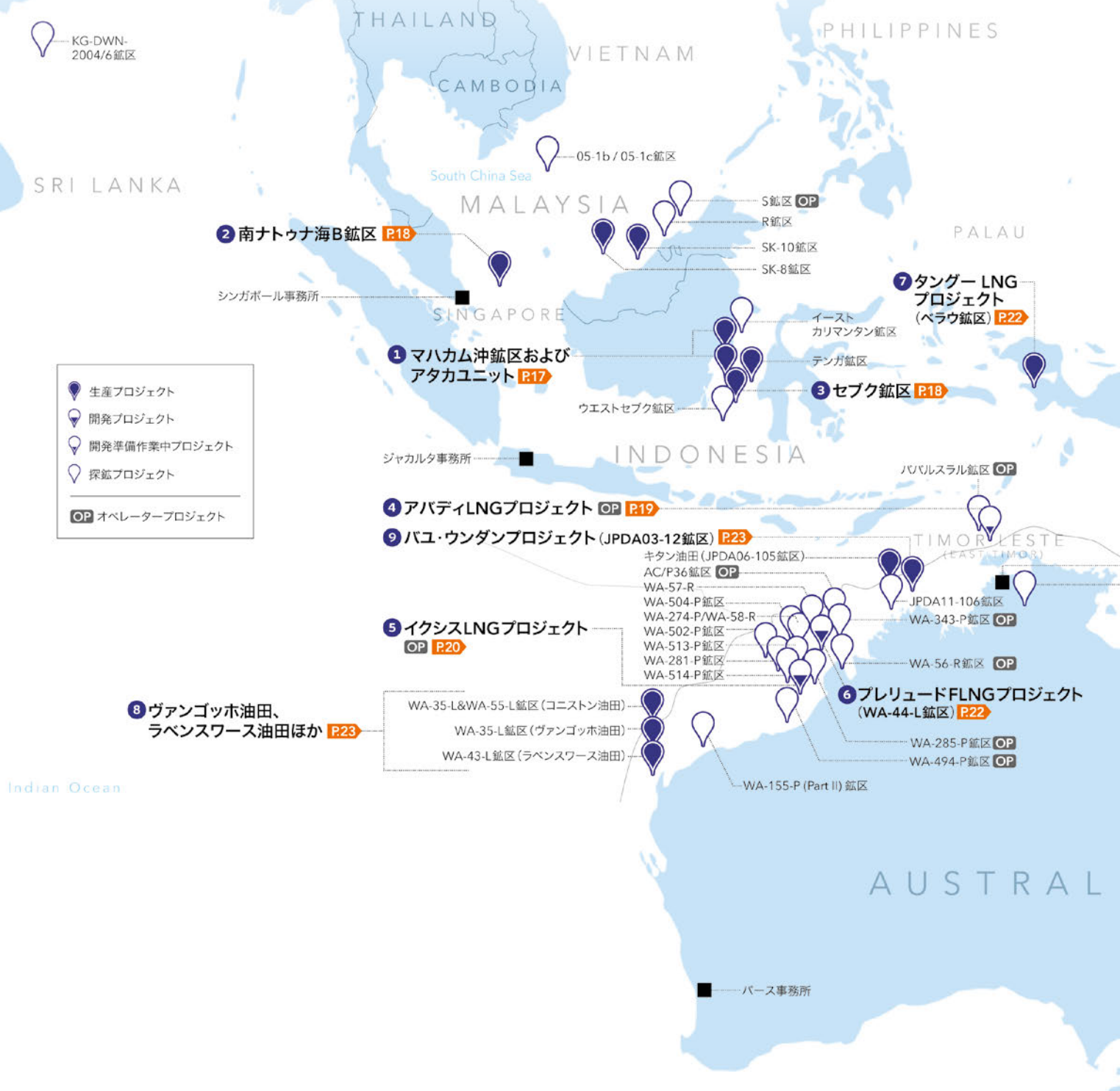


南長岡ガス田
直江津LNG基地
天然ガスパイプライン
ネットワーク
(約1,400km)
など



アジア・オセアニア

アジア・オセアニア地域では、大型プロジェクトとして、利益貢献が大きいインドネシアのマハカム沖鉱区、開発作業および開発準備作業を進めている大型LNGプロジェクトのイクシス、アバディ等を保有しています。また、20以上の探鉱プロジェクトを推進しており、将来のポテンシャルも期待できます。



① マハカム沖鉱区およびアタカユニット

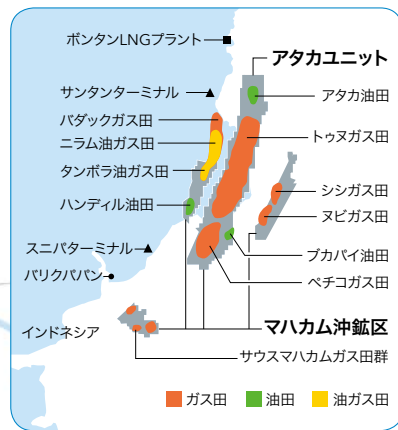
当社は1966年10月にインドネシア政府と生産分与契約を締結し、マハカム沖鉱区の100%権益を取得しました。アタカユニットは、1970年4月に当社およびUnocal社（現Chevron社）が50%ずつの権益比率で双方の隣接鉱区の一部を統合して設定され、1972年から原油・天然ガスの生産を続けています。マハカム沖鉱区では、1970年7月に当社権益の50%をCFP社（現TOTAL社）に譲渡しました。そ

の後、ブカバイ油田、ハンディル油田、タンボラ油ガス田、トゥヌガス田、ペチコガス田、シシ・ヌビガス田およびサウスマハカムガス田などが順次発見され、以降、各油・ガス田で原油・天然ガスの生産を続けています。生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地であるサンタンターミナル、およびスニパターミナルから日本の石油精製会社、電力会社などへ出荷しています。天然ガスは主にボンタンLNGプラントへ

供給し、LNGとして日本をはじめとする需要家向けに出荷しています。

マハカム沖鉱区は生産開始からすでに40年以上経過し、生産減退期に入っており、2012年には自然減退に加え、生産井の生産障害が発生したため生産量が大きく落ち込みました。その後、出砂対策の進展や開発井掘削の加速により生産減退を抑制していますが、今後も生産量は漸減していく予定です。

契約地域（鉱区）	作業状況（生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース）	事業会社（設立）	権益比率（*オペレーター）
マハカム沖	生産中 （原油：日量73千bbl 天然ガス：日量1,452百万cf LPG：日量7千bbl）	国際石油開発帝石（株）（1966年2月21日）	同社 50% *TOTAL 50%
アタカユニット			同社 50% *Chevron 50%



1:昇圧施設 2:坑井掘削作業中の海洋プラットフォーム

② 南ナトゥナ海B鉱区

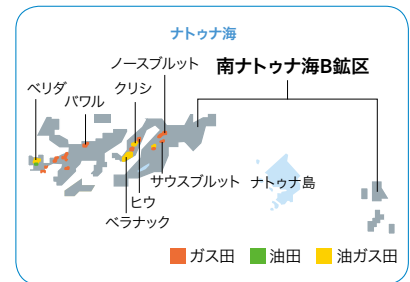


FPSO船

当社は、1977年7月にインドネシア南ナトゥナ海B鉱区の権益17.5%を取得し、その後1994年1月の権益追加取得により現在の参加権益比率は35%となっています。原油生産は1979年から開始し、天然ガスについては、インドネシア初の海外向けパイプラインにより、2001年からシンガポール向けに供給しています。2002年には新たにマレーシア向けのガス販売を開始し、これを受け生産分与契約が2028年まで延長されました。

同鉱区のベラナック油ガス田では、世

界有数規模のFPSOにより2004年12月から原油・コンデンセート、2007年4月からLPGの生産を行っています。また、同鉱区では、2006年以降ヒウガス田、クリシ油ガス田、ノースブルットガス田、パワルガス田から生産を開始しています。最近では2014年4月に同鉱区のサウスブルットガス田で生産を開始しました。



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
南ナトゥナ海B	生産中 (原油:日量22千bbl 天然ガス:日量253百万cf LPG:日量9千bbl)	ナトゥナ石油(株) (1978年9月1日)	同社 35% *ConocoPhillips 40% Chevron 25%

③ セブク鉱区ルビーガス田

当社は、2010年9月にインドネシア南マカッサル海域セブク鉱区権益の15%を取得しました。その後、同鉱区のルビーガス田の開発作業を進め、2013年10月に同ガス田からの天然ガスの生産を開始しました。生産した天然ガスは、洋上生産施設から海底パイプラインによりマハカム沖鉱区からの生産物が集積されている既存陸上施設へ輸送し、さらに陸上パイプラインを経由して主に東カリマンタン地域の肥料工場向けに供給しています。



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
セブク	生産中(天然ガス:日量91百万cf)	インベックス 南マカッサル石油(株) (2010年5月17日)	同社 15% *PEARL OIL (Sebuku) Ltd. 70% TOTAL 15%



ルビーガス田の洋上生産施設

4 アバディLNGプロジェクト

当社はインドネシア政府の公開入札により、1998年11月にマセラ鉱区の100%権益を取得しました。その後、オペレーターとして探鉱作業を推進し、2000年に掘削した試掘第1号井によりアバディガス田を発見しました。アバディガス田の発見を受け、2002年に2坑、2007年から2008年にかけて4坑の評価井掘削作業を実施し、いずれもガス・コンデンサート層の広がりを確認しました。

2010年12月に、LNG年産250万トンフローティングLNG (FLNG) 方式で開発する第一次開発計画 (POD-1) がインドネシア政府より承認され、その後、2012年11月から2014年11月にかけて海底生産施設およびFLNGの基本設計 (FEED) 作業を実施しました。

また、開発可能埋蔵量の増加を図るため、2013年から2014年にかけて追加評価井3坑を掘削した結果、天然ガス埋蔵

量の増大が確認され、インドネシア当局から承認を得ました。当社は、埋蔵量の増大およびコンセプトセレクションのスタディ等で大型FLNGによる開発が最適と考え、2015年9月にLNG年産750万トン規模のFLNGによる改定開発計画をインドネシア政府当局に提出しましたが、2016年4月にインドネシア政府当局より陸上LNGによる開発計画に変更すべく再検討を求める内容の通知を受領しました。当社としては、早期のプロジェクト実現を目指していくとの方針を維持し、技術的、経済的に最も合理的な選択を行ってプロジェクトを進めていく方針です。こうした基本方針に則り、陸上方式を含めてどのような形であれば最適開発が実現可能となるのかについての検討作業を行っており、今後パートナーのShell社やインドネシア政府当局とも協議を実施してまいります。



契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
マセラ	開発準備中	インベックスマセラアラフラ海石油(株)(1998年12月2日)	*同社 65% Shell 35%



1:生産テストの様子 2:アバディの掘削船

5 イクシスLNGプロジェクト、および周辺鉱区

イクシスLNGプロジェクトの概要

当社は、1997年の公開入札にてWA-285-P鉱区（西豪州キンバリー地区の沖合約200km）に応札し、1998年8月に同鉱区の探鉱権を取得しました。2000年3月から実施した第一次掘削キャンペーンにて試掘井3坑を掘削したところ、同鉱区にてガス・コンデンセートの存在を確認しました。以降、三次元地震探鉱作業、第二次掘削キャンペーン、追加2坑井の掘削等を実施し、これらの作業により商業開発に十分なガス・コンデンセートの可採埋蔵量を確認しました。その後、2009年より開発移行にあたっての基本設計作業、政府許可の取得、LNGのマーケティング活動等を実施、2012年1月に最終投資決定（FID）を行い、本格的な開発作業に移行しました。

開発作業の状況

2016年3月時点の作業進捗率は約84%となっています。沖合施設については、引き続き沖合生産・処理施設（CPF）、沖合生産・貯油出荷施設（FPSO）の建造作業を進めており、双方ともトップサイドモジュールの搭載を完了し、現在、内部工事や作動試験を行っています。なお、CPFおよびFPSOを洋上に係留するためのチェーンは、2016年4月に設置を完了しています。その他の沖合関連作業として、イクシスガス・コンデンセート田からダーウィンの陸上施設を結ぶ全長約890kmのガス輸送パイプラインは、2015年11月に敷設作業を完了しました。また、生産井の掘削作業を継続しています。陸上施設については、1基目のトレイン（天然ガス液化施設）の全モジュールの搬入設置を終え、現在、接続作業を実

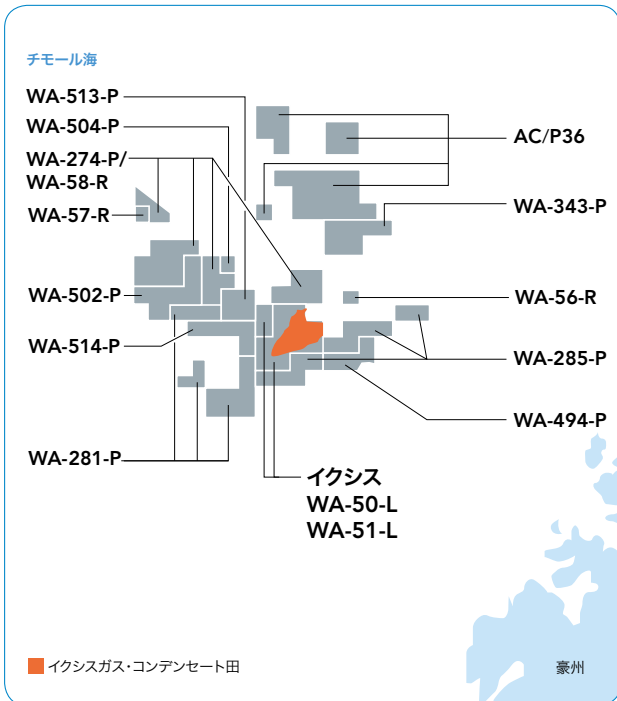
施しています。また、2016年6月時点で合計200を超えるモジュールの9割の設置を終えています。沖合施設・陸上施設ともに運転開始に向けて、安全に最大限の注意を払いつつ、同時にさまざまな作業を進めています。

イクシス周辺探鉱鉱区

当社はイクシスガス・コンデンセート田周辺に12の探鉱鉱区を保有し、現在探鉱活動を実施しています。このうち3鉱区（WA-56-R、WA-281-P、WA-274-P）ですでにガスの発見をしており、これらの発見について現在評価作業を行っています。今後の探鉱・評価作業により相当量の原油・天然ガスが確認された場合には、イクシスLNGプロジェクトとの相乗効果など、事業のさらなる拡大が期待されます。



1: FPSO建造作業の様子 2: 生産井掘削作業“ENSCO5006” 3: 海底坑口装置設置作業の様子 4: CPF建造作業の様子



契約地域 (鉱区)	作業状況	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
WA-50-L	開発中	INPEX Ichthys Pty. Ltd. (2011年4月5日)	*同社62.245% TOTAL30.000% CPC2.625%
WA-51-L			東京ガス1.575% 大阪ガス1.200% 関西電力1.200% 中部電力0.735% 東邦ガス0.420%
WA-285-P	探鉱中		*同社60% TOTAL40%
WA-343-P			*同社60% TOTAL40%
WA-56-R	探鉱中 (油・ガスの胚胎を確認)	INPEX Browse E&P Pty. Ltd. (2013年10月21日)	*同社50% Murphy50%
AC/P36	探鉱中		*同社100%
WA-494-P	探鉱中		同社20% *Santos30% Chevron50%
WA-274-P/ WA-58-R	探鉱中 (油・ガスの胚胎を確認)		同社20.0000% *Santos47.8306% Chevron 24.8300% Beach 7.3394%
WA-281-P	探鉱中 (油・ガスの胚胎を確認)		同社20% *Santos30% Chevron50%
WA-57-R	探鉱中		同社40% *Santos60%
WA-502-P			同社40% *Santos60%
WA-504-P			同社40% *Santos60%
WA-513-P			同社40% *Santos60%
WA-514-P			同社40% *Santos60%



5:ガス輸送パイプライン敷設作業の様子 6:陸上ガス液化プラント建設工事の様子 7:FPSOのフレアタワー設置作業の様子 8:陸上ガス液化プラントのモジュール設置作業の様子 9:陸上ガス液化プラント全景

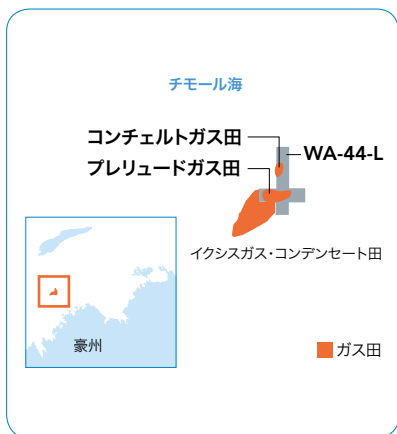
⑥ プレリウドFLNGプロジェクト(WA-44-L鉱区)

当社は、2012年6月にShell社が豪州北西部沖で開発中のプレリウドFLNGプロジェクトの権益17.5%を取得しました。プレリウドFLNGプロジェクトは、西豪州ブルーム市の北北東約475kmの沖合にあるWA-44-L鉱区のプレリウドガス

田およびコンチェルトガス田より、LNG年間360万トン、LPG年間約40万トン(ピーク時)、コンデンセート日量約3.6万bbl(ピーク時)をFLNG方式により生産・液化・出荷するプロジェクトです。

オペレーターのShell社は、2011年5

月に世界初となるFLNG方式による最終投資決定を行いました。2007年はじめのプレリウドガス田発見からおよそ10年での生産開始を目標とし、現在開発作業を進めています。



FLNG船

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-44-L	開発中	INPEX Oil & Gas Australia Pty. Ltd. (2012年2月28日)	同社 17.5% *Shell 67.5% KOGAS 10.0% CPC 5.0%

⑦ タンゲーLNGプロジェクト(ベラウ鉱区)

当社と三菱商事(株)が共同出資で設立したMI Berau B.V.社は、2001年10月にベラウ鉱区の権益を取得しました。その後、2007年10月に三菱商事(株)と共同出資で設立したMIベラウジャパン(株)を

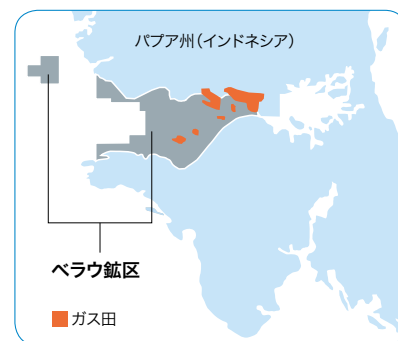
通じたケージーベラウ石油開発(株)の株式取得により、タンゲーLNGプロジェクトに保有する当社分の実質的な権益比率を約7.79%に増加させています。

タンゲーLNGプロジェクトは、2005年

3月にプロジェクトの開発計画および生産分与契約の延長(~2035年)がインドネシア政府に承認され、その後、開発作業を行い、2009年7月よりLNGの出荷を行っています。



出荷施設



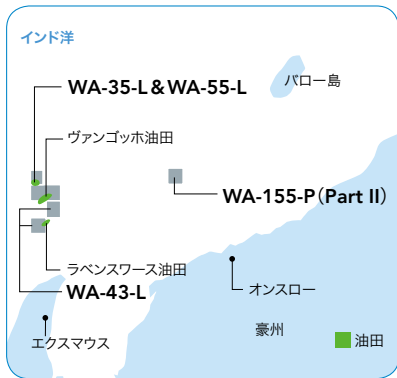
契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ベラウ	生産中	MI Berau B.V. (2001年8月14日)	同社 22.856% *BP 48.0% 日石ベラウ 17.144% KGベラウ 12.0%
タンゲーユニット	(原油:日量6千bbl 天然ガス:日量1,035百万cf)		同社 16.3% *BP 37.16% CNOOC 13.9% 日石ベラウ12.23% KGベラウ 8.56% LNG Japan 7.35% Talisman 3.06% KGウィリアムガール 1.44%

8 ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田ほか

当社が1999年7月に取得した西豪州沖合WA-155-P (Part I) 鉱区では、その後の探鉱作業でヴァンゴッホ油田およびラベンスワース油田が発見され、それぞれWA-35-L、WA-43-L鉱区として生産ライセンスを取得しました。その後、2010年2月、8月からそれぞれの油田で原油の生産を開始しています。WA-35-L鉱区、およびWA-55-L鉱区にまたがるコニストン油田では、2011年12月から開発作業を行い、2015年5月に原油の生産を開始しました。



ヴァンゴッホFPSO



契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリア)	生産中 (原油: 日量15千bbl)		同社 47.499% *Quadrant 52.501%
WA-35-L&WA-55-L鉱区			同社 47.499% *Quadrant 52.501%
WA-43-L (ラベンスワース油田)	生産中 (原油: 日量11千bbl)	アルファ石油 (株) (1989年2月17日)	同社 28.5% *BHPBP 39.999% Quadrant 31.501%
WA-155-P (Part II)	探鉱中		同社 18.670% *Quadrant 40.665% OMV 27.110% JX 7.000% Tap 6.555%

9 バユ・ウングダンプロジェクト (JPDA03-12 鉱区)

当社は1993年4月に豪州と東チモールの共同管理下にあるチモール海共同石油開発地域 (JPDA) のJPDA03-12 鉱区の権益を取得しました。その後の探鉱作業を通じて複数の原油・ガスを発見

し、そのうち、ウングダン構造では、隣接するJPDA03-13 鉱区のバユ構造と一体であることが判明したため、両鉱区の権益保有者が1999年にユニタイゼーションを行い、バユ・ウングダン・ガスコンデンセート田

として共同開発を開始しました。その後、同プロジェクトでは2004年よりコンデンセートおよびLPG、2006年2月よりLNGを生産・出荷しています。



バユ・ウングダン海上生産施設



契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
JPDA03-12 バユ・ウングダン ユニット	生産中 (原油: 日量21千bbl 天然ガス: 日量586百万cf LPG: 日量13千bbl)	サウル石油 (株) (1993年3月30日)	同社 19.2458049% *ConocoPhillips 61.3114766% Santos 19.4427185% 同社 11.378120% *ConocoPhillips 56.943372% Eni 10.985973% Santos 11.494535% Tokyo Timor Sea Resources (東京電力/東京ガス) 9.198000%

ユーラシア

ユーラシア地域には、大規模な原油プロジェクトであるアゼルバイジャンのACGプロジェクト、カザフスタンのカシャガンプロジェクトがあります。また、積極的な探鉱活動を進めており、グリーンランド、ロシア極東地域などで探鉱プロジェクトを取得し、作業を進めています。



① 北カスピ海沖合鉱区 (カシャガン油田ほか)

当社は、1998年9月にカザフスタン北カスピ海沖合鉱区の権益を取得しました。北カスピ海沖合鉱区は、東部約4,300km²、西部約1,275km² (合計約5,575km²) の2つの鉱区より構成され、うち東部の鉱区にあるカシャガン油田は、カザフスタン共和国アティラウ市から南東約75kmのカスピ海域上、水深3～5mの位置にあります。

同鉱区では、1999年9月より試掘第1号井を掘削し、その後2000年にカシャガン油田を確認、2002年に商業発見宣言を行いました。カシャガン油田では、その後の開発作業を経て、2013年9月

より原油の生産を開始しましたが、その後、パイプラインからのガスリークにより現在生産を一時停止しています。

また、カシャガン油田のほか、周辺のカラムカス、アクトテ、カイランの各構

造において炭化水素の存在が確認されており、カシャガン油田の開発と並行してこれら既発見構造の評価作業を進め、同鉱区からのさらなる生産拡大を検討しています。



海上施設

契約地域 (鉱区)	作業状況	事業会社 (設立)	権益比率
北カスピ海沖合	生産一時停止中	インベックス北カスピ海石油 (株) (1998年8月6日)	同社 7.56% Eni 16.81% ExxonMobil 16.81% KMG 16.87% Shell 16.81% TOTAL 16.81% CNPC 8.33%

② ACG油田



海上生産施設

当社は、2003年4月にアゼルバイジャン南カスピ海沖合のACG (Azeri-Chirag-Gunashli アゼリ・チラグ・グナシリ) 油田の権益を取得しました。現在、

チラグ、アゼリ中央部・西部・東部、グナシリ深海部およびチラグ西部より原油生産を行っています。

契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
ACG	生産中 (原油: 日量632千bbl)	インベックス 南西カスピ海石油 (株) (1999年1月29日)	同社 10.96% *BP 35.78% Chevron 11.27% SOCAR 11.65% Statoil 8.56% ExxonMobil 8.00% TPAO 6.75% 伊藤忠商事 4.30% ONGC 2.72%

ザバドナ・ヤラクチンスキー鉱区
ポリシェチルスキー鉱区

Sea of Okhotsk

サハリン・プロジェクト

RUSSIA



4

セグメント概況

③ BTCパイプラインプロジェクト

BTCパイプラインは、カスピ海沿岸のアゼルバイジャンのバクー (Baku) を起点とし、トルコのジェイハン (Ceyhan) に至る総延長約1,770kmの原油輸送パイプラインで、2006年6月より本格稼働しています。輸送能力は日量120万バレルで、主にアゼルバイジャンのACG油田で生産される原油を輸送しています。

イブラインで、2006年6月より本格稼働しています。輸送能力は日量120万バレルで、主にアゼルバイジャンのACG油田で生産される原油を輸送しています。

契約地域 (鉱区)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
BTCパイプライン	INPEX BTC Pipeline, Ltd. (2002年10月16日)	同社 2.5% *BP 30.1% Azerbaijan (BTC) Limited 25% Chevron 8.9% Statoil 8.71% TPAO 6.53% Eni 5% TOTAL 5% 伊藤忠商事 3.4% CIECO 2.5% ONGC 2.36%



出荷ターミナル

中東・アフリカ

中東地域では、U.A.E.アブダビのADMA鉦区、2015年4月から参加しているADCO鉦区などが、原油生産量の面で大きく貢献しています。また、アフリカ地域では、アンゴラ共和国ブロック14等にて原油の生産を行っています。



① ADMA鉦区

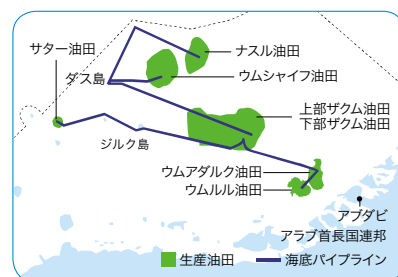


シルク島

当社は、2004年5月に、石油公団(当時)が保有するジャパン石油開発(株)(JODCO)の全株式を株式交換により取得し、同社を完全子会社化しました。同社が参加するU.A.E.アブダビ沖のADMA鉦区権益では現在7つの油田より原油を生産しています。

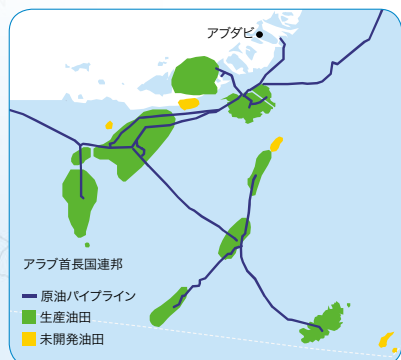
また現在、生産量維持・拡大のため、人工島を利用した上部ザクム油田の再開発作業、ならびにウムルルおよびナスル油田

の全体開発を目的としたフェーズ2開発作業などの諸作業が行われています。



契約地域(鉦区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
ウムシャイフ油田、下部ザクム油田、ウムルル油田、ナスル油田	生産中	ジャパン石油開発(株) (1973年2月22日)	同社 12% ADNOC 60% BP 14.67% TOTAL 13.33%
上部ザクム油田			同社 12% ADNOC 60% ExxonMobil 28%
ウムアダルク油田			同社 12% ADNOC 88%
サター油田			同社 40% ADNOC 60%

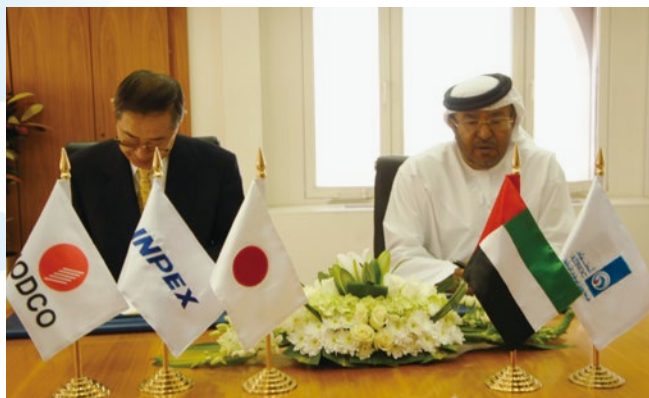
2 ADCO 鉦区



当社は、子会社のジャパン石油開発(株)を通じてアブダビ首長国陸上のADCO鉦区に係る入札に参加のうえ、2015年4月に同鉦区の5%の参加権益を取得し、2015年1月1日からの40年間を契約期間とする利権契約を同国政府およびアブダビ国営石油会社(ADNOC)と締結し

ました。同鉦区は、アブダビの陸上に位置する11の生産油田と4つの未開発油田から構成される世界でも有数の巨大油田群です。現在、生産能力を日量180万バレルへと引き上げるべく、開発作業を進めています。

契約地域(鉦区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
ADCO鉦区	生産中	JODCO Onshore Limited (2015年4月15日)	同社5% 他



利権契約署名式の様子(2015年4月)



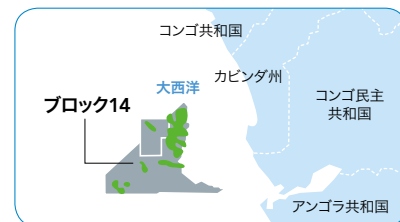
陸上パイプライン

3 アンゴラ共和国ブロック14



生産施設

当社は2013年2月、アンゴラ共和国ブロック14(原油生産鉦区)にTOTAL社との合併会社を通じて参画し、9.99%の権益を間接的に取得しました。ブロック14は、同国カビンダ州の沖合約100kmに位置する既発見未開発構造を含む原油生産鉦区で、現在4つの開発区域にて原油生産を行っており、鉦区内の探鉦ポテンシャルの追求も行っています。



契約地域(鉦区)	作業状況(生産量、2016年3月期平均、全鉦区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
アンゴラ共和国ブロック14	生産中(原油:日量109千bbl)	Angola Block 14 B.V. (2012年4月19日)	同社 20%(うち当社権益 9.99%) *Chevron 31% Sonangol 20% Eni 20% Galp 9%

米州

カナダではシェールガスプロジェクト等に参加しているほか、米国メキシコ湾大水深プロジェクト(ルシウス)、ブラジル海上の原油プロジェクトなどを進めています。



① カナダ シェールガスプロジェクト

当社は、2012年8月にカナダ・ブリティッシュ・コロンビア州のホーンリバー、コルドバおよびリアードの各地域に保有するシェールガス鉱区について、Nexen社より、各鉱区の40%の権益を取得しました。

現在一部生産中であり、今後、さらなる開発作業を進めてまいります。また、当社は、産出したシェールガスをLNG化し、カナダ西海岸より輸出するための事業化検討スタディを実施しています。

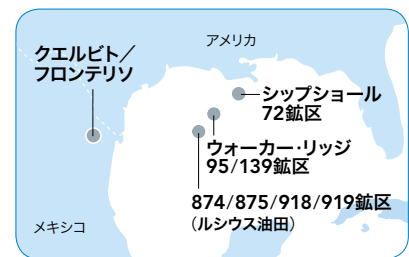


契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ホーンリバー、コルドバ、リアード地域	一部生産中	INPEX Gas British Columbia Ltd. (2011年11月28日)	同社 40% *Nexen 60%

② 米国メキシコ湾周辺鉱区等

当社は2012年8月に、米国メキシコ湾大水深のルシウス油田に参入し、同油田の7.2%権益を米Anadarko社から取得しました。ルシウス油田では、2015年1月に油ガスを生産開始以降、順調に生産を継続しています。

2011年2月には米国メキシコ湾の大水深探鉱プロジェクトであるウォーカー・リッジ95/139鉱区に参入し、試掘井にて原油胚胎を確認し、その後評価井の掘削を実施しています。

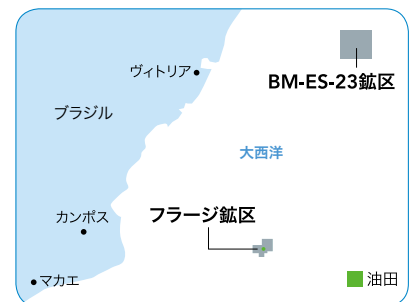


契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
874/875/918/919鉱区(ルシウス油田)	生産中 (原油:日量71千bbl 天然ガス:日量74百万cf)	Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. (2003年5月30日)	同社 7.8% *Anadarko 23.8% その他 68.4%
ウォーカー・リッジ95/139鉱区	探鉱中(油・ガスの胚胎を確認)	INPEX Gulf of Mexico Co., Ltd. (2010年4月28日)	同社 12.29% *Shell 42.37% *Anadarko 25% その他 6.34%(オペレーター:95鉱区Anadarko、139鉱区Shell)

③ ブラジル(フラージ鉱区ほか)

当社と双日(株)が共同出資で設立したブラジル現地法人Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL)は、1999年7月にブラジル北カンボス沖合のフラージ鉱区の権益を取得し、2009年6月から生産を開始しています。小規模な油のしみ出しにより2012年3月から生産活動を一時停止しましたが、2013年4月末より安全に配慮しながら原油生産を再開しています。

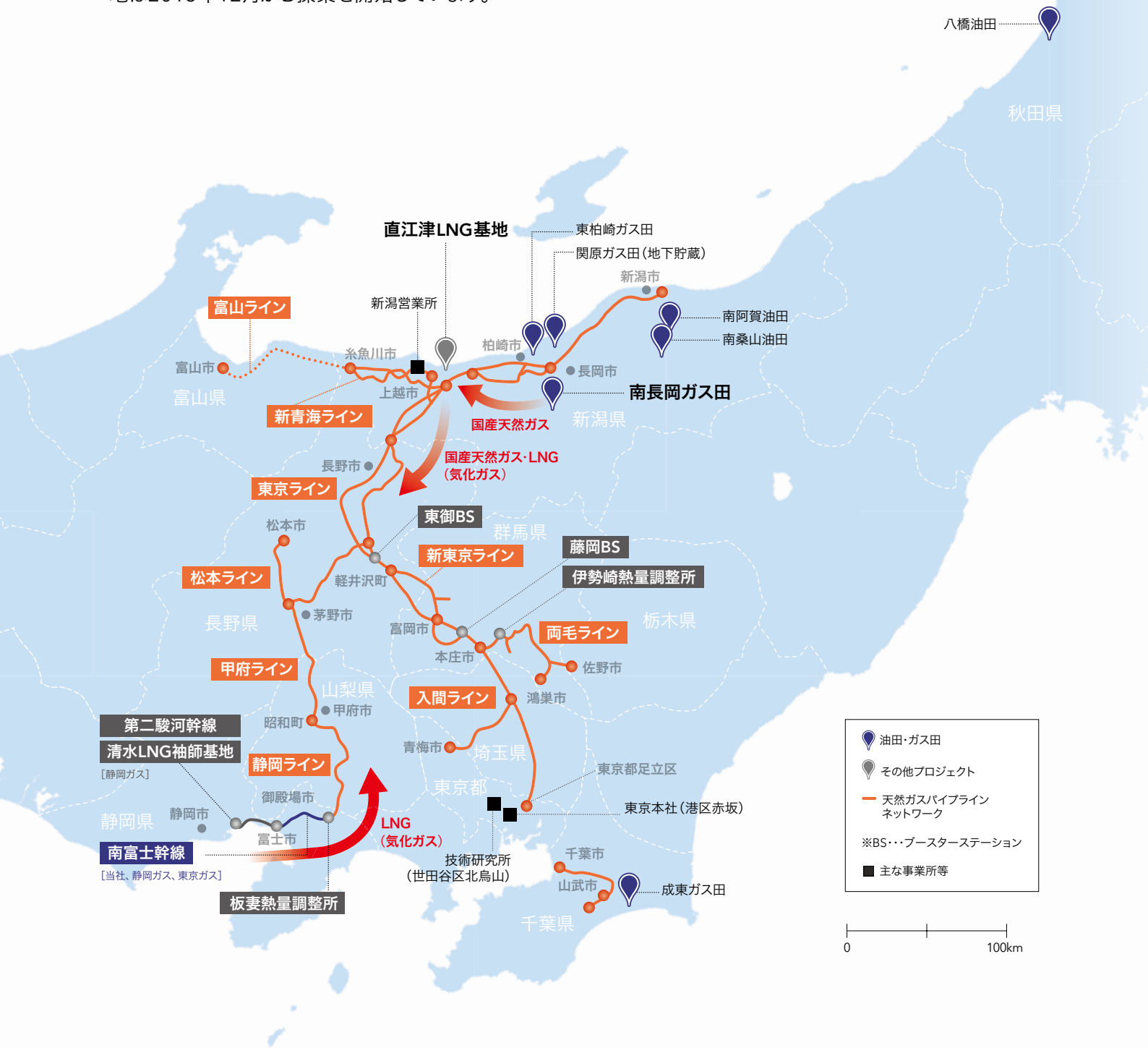
また、2010年2月にブラジル南東沖エスピリトサント堆積盆のBM-ES-23鉱区にて15%の権益を取得、オペレーターのPetrobras社等とともに探鉱事業を推進しています。同鉱区では、これまでに試掘井および評価井にて良好な油・ガス層の存在を確認しており、また2015年に2坑の評価井を掘削し、そのうち1坑にて油層の存在を確認しています。



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2016年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
フラージ鉱区	生産中(原油:日量23千bbl 天然ガス:日量2百万cf)	Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL) (1999年7月5日)	同社 18.2609% *Chevron 51.7391% Petrobras 30%
BM-ES-23鉱区	探鉱中(油・ガスの胚胎を確認)	INPEX Petróleo Santos Ltda. (2007年1月19日)	当社 15% *Petrobras 65% PTTEP 20%

日本

国内最大級である新潟県の南長岡ガス田を中心に石油・天然ガスプロジェクトを進めるとともに、天然ガスパイプラインのオペレーションを行っています。また、新潟県の直江津LNG基地は2013年12月から操業を開始しています。



国内天然ガス事業

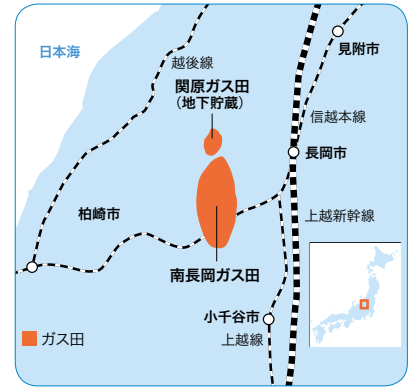
国内天然ガス事業は、当社が保有する南長岡ガス田（新潟県）から生産される天然ガスおよび2013年12月に稼働を開始した直江津LNG基地（新潟県）で受け入れたLNGなどを、関東甲信越に広がる約1,400kmの天然ガスパイプラインによって輸送し、沿線の都市ガス事業者や大規模工場等のお客さまに販売する事業です。

当社の天然ガス販売量は、競合エネルギー価格の高騰や天然ガスの環境優位性を背景として着実に拡大してきました。天然ガスは今後も熱源燃料だけでなく、自家発電やコージェネレーション燃料、天然ガス火力発電所燃料、化学製品原料など、多種多様な用途での利用が期待されており、当社は2020年代前半に年間25億m³、長期的には30億m³規模の販売を目指しています。

このため、2016年年央の供用開始に向けて富山ライン（新潟県糸魚川市～富山

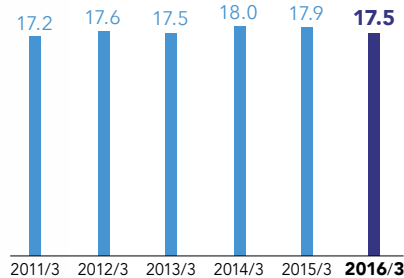
県富山市）の建設工事を進めているほか、2016年4月には電力小売全面自由化を迎え、沿線の都市ガス事業者に対して、中部電力（株）の子会社であるダイヤモンドパワーを通じて電力卸供給を開始し、電気事業に関する新たな取り組みを行っています。

千葉県の成東ガス田では、水溶性ガス田から天然ガスを生産するとともに、天然ガスを分離した後の地下水（かん水）からヨードを製造し欧米などに輸出しています。



国内天然ガス販売量の推移

(億Nm³/年) ※1m³あたり41.86MJ



川を渡る天然ガスパイプライン（新潟浪海川）

再生可能エネルギー等への取り組み

国内の発電事業

当社は、新潟県上越市の閉鎖した当社製油所跡地に最大出力2メガワットの「INPEXメガソーラー上越」を稼働させ、2013年3月から発電を開始しています。また当社グループ会社を通じて、2014年には、隣接地に新たに最大出力2メガワットの太陽光発電所の建設を行い、2015年7月から発電を開始しています。これら太陽光発電所からの発電量は年間約533万kWh/年、一般家庭約1,600世帯分の年間電力消費量相当になる見込みです。

また、当社は、新潟県越路原プラント内に、出力約5万5千kWの高効率ガスタービンコンバインドサイクル火力発電所を建設し、2007年5月より特定規模電気事業者（現：小売電気事業者）向け電力卸供給事業を行っています。

地熱開発

地熱発電とは、地下にあるマグマの熱エネ

ルギーを蒸気として取り出し、その蒸気によりタービンを回し発電するものです。

当社は2011年から出光興産（株）と共同で北海道阿女罫岳地域、秋田県小安地域において地熱発電に向けた地熱資源調査を開始しました。2012年には三井石油開発（株）の参加を得、2013年から2015年にかけて、阿女罫岳地域で計4坑、小安地域で計4坑の構造試錐井掘削による地熱資源調査を実施しました。

2016年度も引き続き阿女罫岳地域で構造試錐井1坑、小安地域でも構造試錐井2坑の掘削による地熱資源調査を継続する予定です。

また、このほかに、福島県における地熱資源調査事業にも参画しており、磐梯山周辺地域において2013年9月より地表調査を実施しています。2014年から2015年にかけて物理探査を実施し、2016年は磐梯地域において調査井2坑を掘削する予定としています。

また、当社は2015年6月より、インドネシアにて地熱プロジェクト（サルーラ地熱IPP（独立系発電事業者）事業）に参加しています。同プロジェクトは、インドネシアスマトラ島北スマトラ州に位置するサルーラ鉱区において、世界最大規模の地熱発電所の開発を行うもので、出力約330メガワットの地熱発電所を建設後、発電する電力をインドネシア国営電力公社へ30年間にわたり売電します。2014年に発電所の建設が開始されており、2016年から段階的に商業運転を開始することを目指しています。



サルーラ地熱IPP事業

サステナビリティ

当社は、事業活動を通じて経済成長や社会の発展に貢献することで、社会的にかけがえのない存在としてより一層評価される企業になることを目指しています。当社を支える基盤の一つにCSR（企業の社会的責任）を位置づけており、毎年のCSR活動の進捗を把握し、中長期的な観点で取り組みを行っています。

1. 当社が取り組むCSR重点テーマ

上流事業を持続的に拡大し、グローバルに展開するエネルギー企業として各ステークホルダーからの信頼を得るため、当社は2012年4月に、優先的に取り組むべき重要課題として「CSR重点テーマ」を特定しました。テーマ選定後3年を経た2015年5月には、5つのテーマごとに3年間の取り組みを総括するとともに、当社主要プロジェクトの進捗に伴う事業活動が与える影響事象やステークホルダーの関心事項の変化などを踏まえてテーマの見直しを行い、新たに「ガバナンス」を加えた6つをCSR重点テーマとして再設定しました。アニュアルレポート2016の本セクションでは、CSR重点テーマの内容、2016年3月期の主要実績、2017年3月期の計画についての概要をご説明します。各重点テーマのより具体的な取り組みはサステナビリティレポート2016をご覧ください。

2. CSR活動のロードマップ

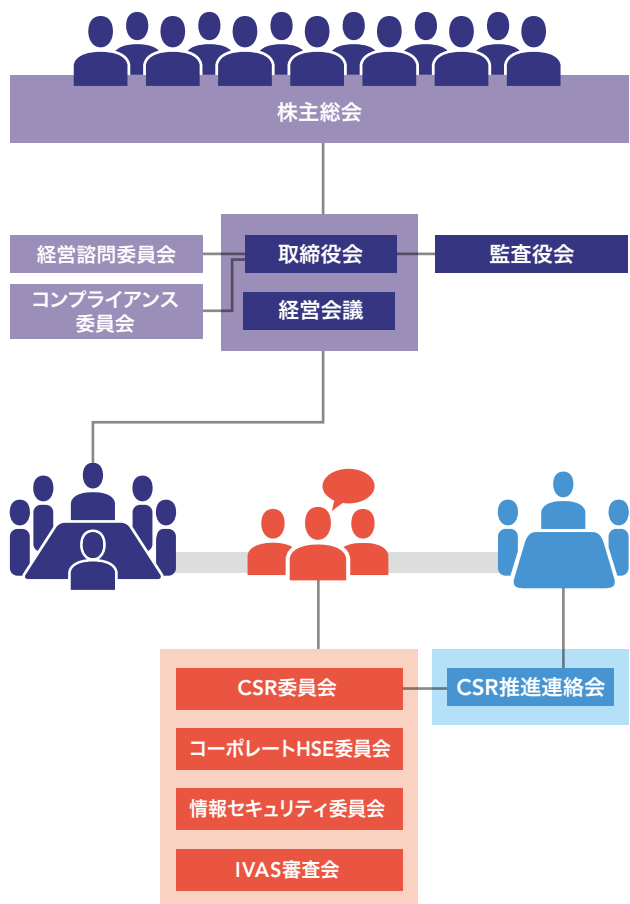
CSR活動の持続的強化に向け、2013年4月に「中期の取り組み計画（CSRロードマップ）」を策定しています。2017年3月以降をCSRロードマップにおける第3フェーズと位置づけ、グローバルレベルのCSRの実現を目指しています。



3. CSR推進体制

CSRに関する経営トップの考えを明確に発信し、全社的・体系的なCSR活動を推進する目的で、代表取締役社長を委員長とするCSR委員会を設置しています。委員として社長、総務本部長、経営企画本部長（副委員長）のほか、コンプライアンス委員会およびコーポレートHSE委員会の両委員長が出席し、両委員会との連携を図っています。

CSR推進体制



4. 主なステークホルダーとの関わり

当社は、エネルギーの安定的かつ効率的な供給という社会的責任を果たしていく中で、持続的な成長と企業価値の向上を図るために、事業に関わるさまざまなステークホルダーとの継続的な対話に努めています。



「サステナビリティレポート2016」について

当社のCSR活動をステークホルダーの皆さまにお伝えするため、毎年「サステナビリティレポート」を発行しています。2016年版のサステナビリティレポートでは、ステークホルダーの皆さまに、当社の事業が創出する価値をより効率的・効果的にご理解いただくために、2015年に見直しを実施した「CSR重点テーマ」を基軸として、戦略的に報告媒体の棲み分けを行い、冊子・PDF版・WEB版をご用意しています。

サステナビリティレポートは当社のCSRサイトから資料請求・ご覧ください。

▶ www.inpex.co.jp/csr



CSR重点テーマ

CSR重点テーマの概要、取り組み、2016年3月期の実績、および、2017年3月期の計画は以下のとおりです。



ガバナンス

経営の効率性、透明性、健全性の向上に努め、グローバル企業として責任ある経営を行います。



経営諮問委員会

主な取り組み

- ガバナンス体制の強化
- リスクマネジメント体制の強化



コンプライアンス

事業活動を行ううえで、法令、人権を含む各種の国際規範、操業地域の社会規範を守ります。



研修の様子

- 法令および社会規範の順守
- 人権の尊重
- 公正な事業慣行



HSE

操業における安全確保、環境保全、健康管理の持続的強化に努めます。



FPSO建設現場視察

- 安全の確保、健康管理
- 重大事故防止
- 環境管理・保全
- 生物多様性の保全



地域社会

操業地域社会への影響低減に努めるとともに、地域社会との丁寧なコミュニケーションを通じその発展に貢献します。



操業地域での先住民経済開発フォーラム

- 操業地域社会との対話
- 地域社会への参画、発展への貢献



気候変動対応

温室効果ガスを適切に管理するとともに、再生可能エネルギーの事業化、新技術の研究・開発の取り組み強化に努めます。



INPEXメガソーラー上越

- 温室効果ガスの管理
- 再生可能エネルギー事業の推進
- 新技術の研究・開発



従業員

グローバルに活躍する人材を育成し、価値観・多様性に配慮した企業文化を通じて、事業の発展を目指します。



採用チーム

- グローバル人材育成、確保
- ダイバーシティの推進
- 働きやすい職場環境の整備

2016年3月期の主要実績

- コーポレートガバナンスに関する基本方針の制定
- 本社地震対応BCPの見直し、訓練

- 本社および海外事務所3カ所における贈収賄・汚職防止にかかるリスク評価の実施
- 贈収賄・汚職防止ガイドラインの改訂および下位規程類の策定に向けた準備
- 新入社員および中途社員向けコンプライアンス研修の実施
- 人権項目を含むCSR研修(エラーニング)を実施(82%が受講)

- 天然ガス供給本部、国内およびアバディLNGプロジェクトに対するHSE監査を実施、順守達成度が90%超を確認
- LTIFは0.15、TRIRは1.12、死亡事故も発生
- レベル3の危機対応訓練を5回実施

- 直江津LNG基地において地元向け説明会やニュースレター発行を通じて、操業状況や安全の取り組みに関する情報を提供
- オーストラリアでの定期的な説明会の実施や出版物の発行
- INPEXグループでの社会貢献活動実績17.1億円
- オーストラリアにおけるNGOとのパートナーシップ締結
- イクシスLNGプロジェクトの建設作業における地元調達1,000社超および現地雇用約3,000名
- 理系の学生12名のインターンシップの受け入れを実施
- 国内の大学院において寄付講座を開設し、学生の支援を実施

- 気候変動に関するポジションペーパーの策定
- インドネシア・サルーラ地熱発電開発事業に参入
- 北海道阿女鱒岳地域地熱資源調査において仮噴気試験を実施
- 「二酸化炭素地中貯留技術研究組合」の設立に参画

- グローバル人事会議の開催
- INPEX バリュー浸透策の実施(アンケート、VALUESバーソンインタビュー)
- INPEXにおけるダイバーシティ&インクルージョンの定義策定
- 女性活躍推進法に基づく一般事業主行動計画の策定
- 女性従業員、外国人従業員、障がい者の積極的雇用
- 日本国内においてダイバーシティに関する意識調査の実施

2017年3月期の計画

- 取締役会全体の実効性評価の実施、結果の概要の開示
- 本社地震対応BCPの見直し、訓練、教育周知

- 海外事務所の贈収賄・汚職防止にかかるリスク評価の継続
- 贈収賄・汚職防止ガイドラインの周知徹底および運用強化
- グローバルなコンプライアンス体制の構築に向けた活動の推進
- CSR研修の実施継続

- HSEレビューの推進、リスクベースHSE監査の導入
- 事故削減目標:LTIFを0.17、TRIRは0.91以下
- レベル3の訓練を通じて、ICSに基づく緊急時対応要領を定着

- ステークホルダーとの対話の継続
- INPEXグループでの社会貢献活動計画27.6億円
- 地域支援プログラムの継続
- イクシスLNGプロジェクトにおいて地元企業の活用、現地雇用機会の創出の継続
- 理系の学部生・修士生を対象とした夏季インターンシップの受け入れ継続
- 国内の大学院における寄付講座の継続

- インドネシア・サルーラ地熱発電事業第一期商業運転の開始
- 国内での地熱発電事業化推進
- CCS事業化推進の継続

- INPEXバリュー浸透策の継続
- グローバル人事会議の継続開催
- 女性活躍推進法に基づく一般事業主行動計画の推進
- ダイバーシティの継続的推進(女性従業員、外国人従業員、障がい者雇用の推進)

コーポレートガバナンス (2016年6月28日現在)

当社は、持続的な成長と中長期的な企業価値の向上を図るため、株主をはじめとするステークホルダーとの協働により社会的責任を果たすとともに、透明・公正かつ迅速・果断な意思決定を行うことを目的としてコーポレートガバナンスの充実に取り組んでいます。

コーポレートガバナンス体制の概要

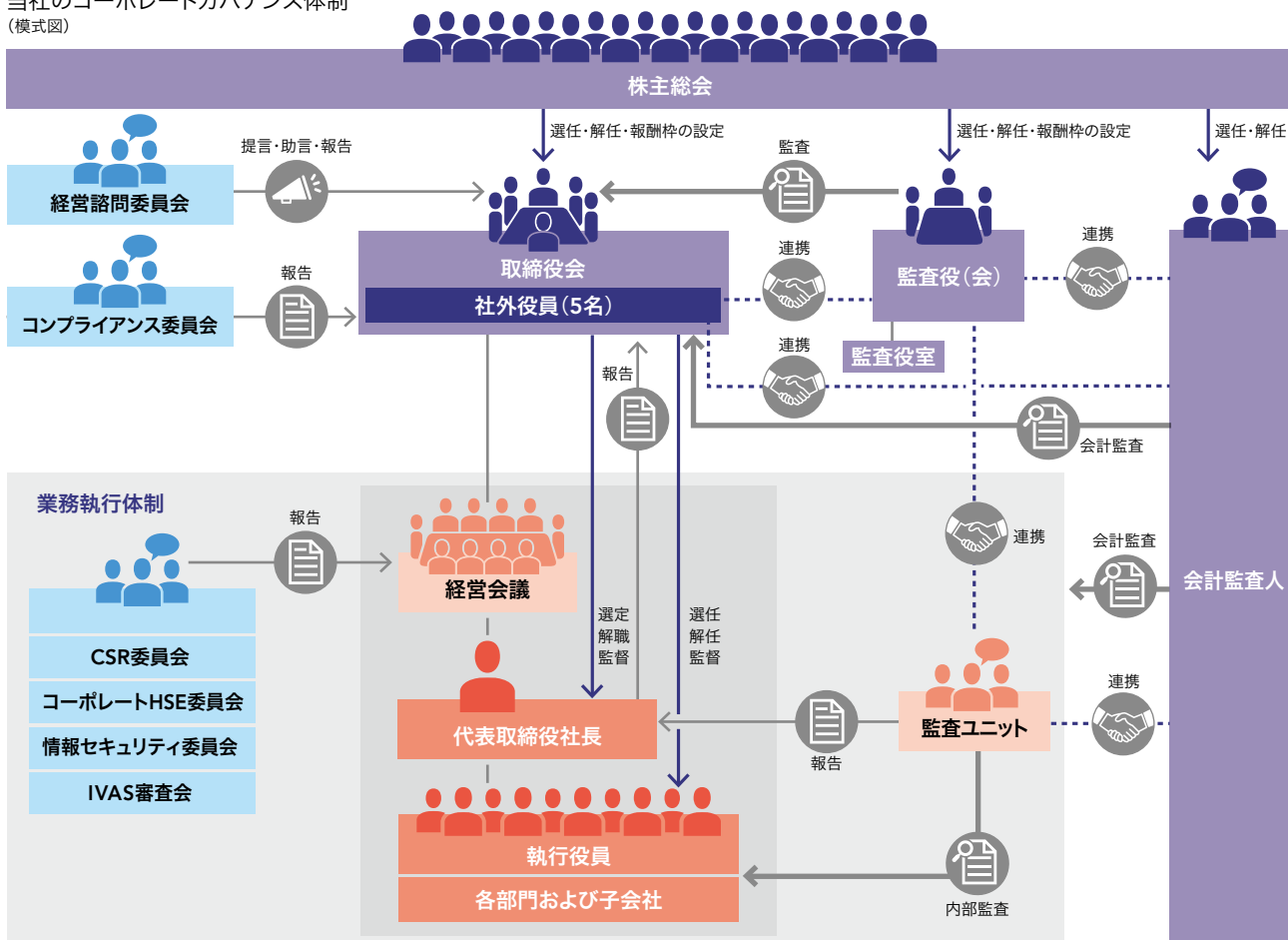
当社の機関設計は、業務に精通した取締役による業務執行を監査役が監査する「監査役設置会社」の機関設計を採用しています。また、「執行役員制度」を導入し、機動的かつ効率的な経営体制を構築しています。当社事業では産油国政府、海外の石油会社等との交渉機会が多く、これには当社事業に関する知識・技術並びに国際的な経験を有し、業務に精通した社内出身の取締役・執行役員があたる必要があります。社内出身取締役は原則として執行役員を兼務することで、取締役会が効率的な業務執行を行うとともに、実効的な経営の監督を行える体制を確保しています。

また、経営の透明性の向上と取締役会の実効的監督機能の強化を図る観点に加え、独立した立場から社内出身者とは異なる客観的な視点を経営に活用するため、取締役全14名のうち5名の社外取締役を選任しています。また、当社の監査役は全5名中4名が社外監査役で、監査役会を設置するとともに監査役室を設置し、監査役室の専任者を配置することで、内部監査部門(監査ユニット)や会計監査人との連携を強化しています。

コーポレートガバナンス体制の概要

組織形態	監査役設置会社
取締役	定款上の員数 16名以下 人数(うち社外取締役) 14名(5名) 任期 1年
監査役	定款上の員数 5名以下 人数(うち社外監査役) 5名(4名) 任期 4年
独立役員の数	9名(社外取締役5名、社外監査役4名)
ライツプラン等の買収防衛策 無
その他	経済産業大臣に対して甲種類株式を発行

当社のコーポレートガバナンス体制 (模式図)



[1] 取締役および取締役会

取締役会は、株主に対する受託者責任を認識したうえで、実効的なコーポレートガバナンスの実現により、十分な監督機能を発揮するとともに、経営の公正性・透明性を確保し、持続的な成長と中長期的な企業価値の向上を図ることを責務としています。

当社の取締役会は14名で構成され、うち5名は社外取締役です。取締役会は、毎月1回および必要に応じて随時開催し、経営戦略や重要な業務執行について審議・決定するとともに、取締役の職務の執行を監督しています。また、経営環境の変化への即応性を高め、経営責任をより明確化する観点から2012年6月より取締役の任期を1年としています。

[2] 経営会議および執行役員制度

業務執行に関する意思決定の迅速化の観点から「経営会議」を設置し、週1回および適宜開催しています。経営会議では、取締役に属さない決議事項の機動的な意思決定を行うとともに、取締役会の意思決定に資するための議論を行っています。

また、当社は急速に変化する経営環境および業容の拡大に的確・迅速に対応するため、執行役員制度を導入しています。執行役員の任期も、取締役と同様に1年としています。

[3] コーポレートガバナンスに関する基本方針の制定

当社は、国内外における石油・天然ガスの開発を主体とし、エネルギーの安定的かつ効率的な供給を実現することを通じて、豊かな社会づくりに貢献する総合エネルギー企業を目指すことを経営理念としています。この経営理念のもと、当社は、持続的な成長と中長期的な企業価値の向上を図るため、株主をはじめとするステークホルダーとの協働により社会的責任を果たすとともに、透明・公正かつ迅速・果敢な意思決定を行うことを目的としてコーポレートガバナンスの充実に取り組んでいます。2015年11月には、当社グループにおけるコーポレートガバナンスに関する基本的な考え方と基本方針を明らかにし、主体的な情報発信を行うことで、当社の意思決定の透明性・公正性を確保し、実効的なコーポレートガバナンスを実現することを目的に、「コーポレートガバナンスに関する基本方針」を制定いたしました。詳細は、当社ホームページ(▶ www.inpex.co.jp/company/governance.html)で情報開示しています。

[4] 甲種類株式について

当社は定款の定めにより、経済産業大臣に対して甲種類株式を発行しています。甲種類株主は株主総会における議決権を有していませんが、経営上の一定の重要事項についての拒否権を行使することができます。甲種類株式を経済産業大臣が保有することにより、投機的な買収や外資による経営支配等により、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に背反する形での経営が行われること、ま

たは否定的な影響が及ぶことがないよう、当社の役割が確保されると考えられるとともに、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギー安定供給の効率的実現の一翼を担うことが期待され、対外的な交渉、信用面で積極的な効果が期待できると考えています。

▶ 参照:事業等のリスク「8. 甲種類株式について」P.82-83

[5] 役員報酬

石油・天然ガス開発事業は、事業の着手から投資額の回収まで長期間を要するため、短期間の業績を取締役報酬に反映することにはなじまないと考えています。取締役の報酬等は、役位ごとの職務内容を踏まえて支給される月額報酬(基本報酬)と会社業績等を踏まえた賞与から構成され、取締役会にて決定しています。監査役の報酬等は固定報酬からなる月額報酬のみで構成し、監査役の協議にて決定しています。

2016年3月期における取締役および監査役の報酬等の額は下表のとおりです。なお、コーポレートガバナンスの強化の観点から、2014年3月期以降の社外取締役・監査役に対する賞与を廃止し、確定額報酬に一本化しています。

取締役および監査役の報酬等(2016年3月期)

役員区分	報酬等の総額(百万円)	報酬等の種類別の総額(百万円)		対象となる役員の数(名)
		基本報酬	賞与	
取締役(社外取締役を除く)	413	357	55	11
監査役(社外監査役を除く)	27	27	-	2
社外役員	96	96	-	13

(注) 1. 当社はストックオプション制度を導入していません。

2. 当社には退職慰労金制度はありません。

3. 報酬等の総額には、当事業年度にかかる役員賞与引当金の繰入額が含まれています。

[6] 会計監査および監査報酬

当社は、会社法および金融商品取引法に基づく会計監査を新日本有限責任監査法人より受けています。監査報酬は、監査計画・監査日数等を総合的に勘案し、監査役会の同意を得たうえで決定しています。

監査公認会計士等に対する報酬の内容(2016年3月期)

会計監査法人名	新日本有限責任監査法人
業務を執行した公認会計士の氏名	梅村 一彦、木村 徹
会計監査業務にかかる補助者の構成	公認会計士:20名、その他:26名
監査証明業務に基づく報酬	257百万円 (当社:165百万円、連結子会社:92百万円)
非監査業務に基づく報酬	15百万円 (当社:4百万円、連結子会社:11百万円)

社外取締役、監査役による経営のモニタリング

[1] 社外取締役

社外取締役の選任にあたっては、独立性の観点に加え、経営判断の妥当性の評価、監督機関としての実効性、専門性、客観性等を総合的に考慮することが重要と考えています。

当社の社外取締役5名は、資源・エネルギー業界や財務・法務その他の分野において、企業経営経験者、学識経験者またはその他の専門家等として、豊富な経験と幅広い見識を有しています。一方、社外取締役のうち4名は、当社株主である、当社と同一分野の事業を行う企業の顧問等を兼任していることから、競業その他利益相反の可能性について特段の留意が必要と認識しています。そのため、会社法上の競業避止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関する対応を確認する「誓約書」を、社内取締役と同様に、社外取締役からも受理しています。

[2] 社外監査役

社外監査役の選任にあたっては、独立性の観点に加え、監督機関としての実効性、専門性等を総合的に考慮することが重要と考えています。当社の社外監査役は、監査役全5名のうち4名を占めており、各社外監査役は、当社の事業や財務および会計等の分野における豊富な経験と知見を有し、それらを当社の監査業務に活かしています。なお、社外監査役のうち1名は当社と同一分野の事業を行う石油資源開発(株)の執行役員を兼任しています。

[3] 社外役員の独立性

当社は、社外取締役および社外監査役の全員について、(株)東京証券取引所が定める独立役員として届け出ています。

当社における社外役員の独立性に関する基準につき、当社はコーポレートガバナンス・コードへの対応の一環として、東京証券取引所が定める独立性基準を踏まえ、「社外役員の独立性に関する基準」を制定しています。当該基準(主要株主、主要な取引先等)のいずれにも該当しない場合、当社は社外役員に独立性があると判断しています。

[4] 監査役会および監査役

当社は監査役制度を採用しています。5名の監査役で監査役会を構成し、うち4名は社外監査役です。

監査役は、取締役会や経営会議に出席するとともに、担当部署からのヒアリングや報告等を通じて取締役・執行役員の職務の執行を監査しています。また、会計監査人と定期的および随時に会合を持ち、監査に関する報告等を受けており、さらに、常勤監査役は内部監査部門(監査ユニット)から内部監査や内部統制評価の状況について適宜報告を受けています。

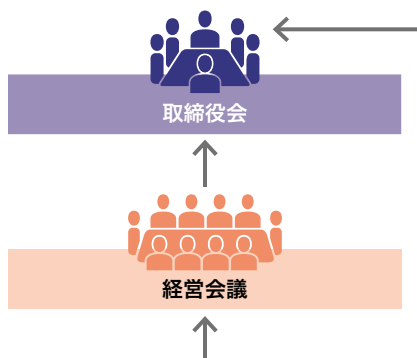
当社は監査機能を強化し、コーポレートガバナンスの実効性を確保するために、監査役室を設置し、監査役室の専任者を配置することで、上記のような監査役と監査ユニットおよび会計監査人との連携強化を図っています。また、代表取締役および取締役との定期的な会合等を通じてモニタリング機能を強化する体制を構築しています。

社外取締役・社外監査役の兼職状況、選任理由等

	氏名	独立役員	重要な兼職の状況	選任理由	2016年3月期における取締役会、監査役会への出席状況
社外取締役	佐藤 弘	✓	大株主である石油資源開発(株)の顧問	石油ガス開発業界における豊富な経験と幅広い見識を当社の経営に活かしていただくため。	取締役会13回中13回
	香川 幸之	✓	大株主である三井石油開発(株)の特別顧問	経営者としての豊富な経験と幅広い見識を当社経営に活かしていただくため。	取締役会16回中16回
	柳井 準	✓	株主である三菱商事(株)の顧問	資源・エネルギー業界における豊富な経験と幅広い見識を当社経営に活かしていただくため。	-
	松下 功夫	✓	大株主であるJXホールディングス(株)の相談役	経営者としての豊富な経験と幅広い見識を当社経営に活かしていただくため。	-
	岡田 康彦	✓	弁護士法人北浜法律事務所の代表社員	金融機関の運営経験に加え、財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識および弁護士としての専門知識や経験を有しているため。	取締役会16回中16回
社外監査役	外山 秀行	✓	-	財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識および弁護士としての専門知識や経験を有しているため。	取締役会13回中13回 監査役会14回中14回
	角谷 講治	✓	-	金融等の分野における豊富な経験と幅広い見識を有しているため。	取締役会16回中16回 監査役会18回中18回
	山下 通郎	✓	大株主である石油資源開発(株)の常務執行役員経理部担当、アジア・オセアニア事業本部長補佐	経理業務を担当した経験に加え、石油ガス開発業界における豊富な経験と財務および会計等に関する知見を当社の監査業務に活かしていただくため。	取締役会13回中11回 監査役会14回中12回
	船井 勝	✓	-	経理業務を担当した経験に加え、エネルギー業界における豊富な経験と財務および会計等に関する知見を当社の監査業務に活かしていただくため。	取締役会16回中16回 監査役会18回中18回

社内委員会について

コーポレートガバナンスを有効に機能させるため、①経営諮問委員会、②コンプライアンス委員会、および、③CSR委員会をそれぞれ設置しています。また、このほかに、事業運営に伴うリスクを適切に管理することを目的として、④コーポレートHSE委員会、⑤情報セキュリティ委員会、⑥IVAS審査会（INPEX Value Assurance System審査会）を設置しています。



③ CSR委員会

当社グループが社会的責任を果たし、社会の持続可能な発展に貢献する取り組みの推進を目的として2012年4月に設置。CSRに関する基本方針、CSR推進に関する重要事項を審議・策定している。

④ コーポレートHSE委員会

HSEマネジメントシステムに従い、労働安全衛生および環境への取り組みを推進するために2007年10月に設置。コーポレートHSE方針、年度重点目標等を策定のうえ、組織横断的なHSE活動を推進している。

⑤ 情報セキュリティ委員会

情報セキュリティの維持・管理および強化に必要な各種施策の検討および決定を行うため2007年11月に設置。情報セキュリティに関する事故が発生した場合の対応および再発防止策等も策定している。

⑥ IVAS審査会

当社が参画する石油・天然ガス上流事業プロジェクトの重要な節目において、その準備状況を確認し、プロジェクトの価値向上および推進に関する当社の意思決定に資することを目的に、2014年5月に設置。

① 経営諮問委員会

国際的な政治経済情勢およびエネルギー情勢の展望、コーポレートガバナンスの強化のあり方等の諸課題について、外部有識者から取締役会に多面的かつ客観的な助言・提言をいただき、企業価値およびコーポレートガバナンスの向上を目指すことを目的として、2012年10月に設置。

② コンプライアンス委員会

当社グループとして一貫したコンプライアンスの取り組みを推進することを目的として、2006年4月に設置。コンプライアンスに関わるグループの基本方針や重要事項を審議し、コンプライアンスの実践状況を管理している。

情報開示体制と株主・投資家向けの活動

当社は、株主の皆さまが総会議案の十分な検討期間を確保することができるよう、いち早い情報提供として、招集通知の早期開示および発送を行っています。2016年6月の第10回定時株主総会では、開催の3週間以上前の同年5月27日に当社ホームページ等で発送前開示を行うとともに、6月6日に招集通知を発送しました。また、議決権行使の円滑化に向けて、インターネットによる議決権の行使・議決権電子行使プラットフォームの導入、および、当社ホームページやTDnet（適時開示情報伝達システム）に英訳版を含め招集通知等の関係書類を掲載しています。

IR活動について、個人投資家向けIRでは、IRフェア等への参加に加え、証券会社の支店等において、年10回以上の会社説明会を開催しています。また、一部説明会の模様は、当社ホームページのIRサイトにて動画配信しています。アナリスト・機関投資家向けには、決算説明会を半期ごとに開催しています。決算説明会の模様は、当社ホームページのIRサイトにて和英（英語は同時通訳付き）それぞれ動画配信・公開しています。海外投資家向けには、欧州、北米、アジア等への海外IRロードショーを実施しているほか、国内外投資家が出席するカンファレンスへの参加や個別説明を実施しています。

当社ホームページのIRサイト（www.inpex.co.jp/ir）では、IRツール（決算短信、決算説明会資料、アニュアルレポート等）をはじめ、最新のニュースリリース、業績・財務、原油価格・為替、株価、株式などのさまざまな情報を開示しています。



IRフェア (2015年8月)



当社ホームページのIRサイト

5

サステイナビリティ・ガバナンス

取締役、監査役および執行役員 (2016年6月28日現在)



北村 俊昭

代表取締役社長
取締役在任年数:6年
所有株式数:26,900株



佐野 正治

取締役
副社長執行役員
取締役在任年数:10年
所有株式数:23,300株



村山 昌博

取締役
専務執行役員
取締役在任年数:7年
所有株式数:19,600株



伊藤 成也

取締役
専務執行役員
取締役在任年数:10年
所有株式数:17,700株



菅谷 俊一郎

取締役
常務執行役員
取締役在任年数:7年
所有株式数:18,300株



池田 隆彦

取締役
常務執行役員
取締役在任年数:7年
所有株式数:24,600株



倉澤 由和

取締役
常務執行役員
取締役在任年数:4年
所有株式数:14,400株



橘高 公久

取締役
常務執行役員*
取締役在任年数:一年
所有株式数:4,100株



佐瀬 信治

取締役
常務執行役員*
取締役在任年数:一年
所有株式数:20,200株



佐藤 弘

取締役(社外)
取締役在任年数:1年
所有株式数:一株



香川 幸之

取締役(社外)
取締役在任年数:9年
所有株式数:一株



柳井 準

取締役(社外)*
取締役在任年数:1年
所有株式数:一株



松下 功夫

取締役(社外)*
取締役在任年数:1年
所有株式数:一株



岡田 康彦

取締役(社外)
取締役在任年数:4年
所有株式数:一株



山本 一雄

常勤監査役
常勤監査役在任年数:1年
所有株式数:9,000株



外山 秀行

常勤監査役(社外)
常勤監査役在任年数:6年
所有株式数:一株



角谷 講治

常勤監査役(社外)
常勤監査役在任年数:6年
所有株式数:7,600株



山下 通郎

監査役(社外)
監査役在任年数:1年
所有株式数:一株



船井 勝

監査役(社外)
監査役在任年数:6年
所有株式数:一株

取締役および監査役

代表取締役社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	(1)
取締役	佐野 正治	Masaharu Sano	(1)
取締役	村山 昌博	Masahiro Murayama	(1)
取締役	伊藤 成也	Seiya Ito	(1)
取締役	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	(1)
取締役	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	(1)
取締役	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	(1)
取締役	橘高 公久*	Kimihisa Kittaka	(1)
取締役	佐瀬 信治*	Nobuharu Sase	(1)

取締役(社外)	佐藤 弘	Hiroshi Sato	(2) (4)
取締役(社外)	香川 幸之	Yoshiyuki Kagawa	(2) (4)
取締役(社外)	柳井 準*	Jun Yanai	(2) (4)
取締役(社外)	松下 功夫*	Isao Matsushita	(2) (4)
取締役(社外)	岡田 康彦	Yasuhiko Okada	(2) (4)
常勤監査役	山本 一雄	Kazuo Yamamoto	(3) (4)
常勤監査役(社外)	外山 秀行	Hideyuki Toyama	(3) (4)
常勤監査役(社外)	角谷 講治	Koji Sumiya	(3) (4)
監査役(社外)	山下 通郎	Michiro Yamashita	(3) (4)
監査役(社外)	船井 勝	Masaru Funai	(3) (4)

執行役員

社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	
副社長執行役員	佐野 正治	Masaharu Sano	技術本部長、HSEおよびコンプライアンス担当
専務執行役員	村山 昌博	Masahiro Murayama	財務・経理本部長
専務執行役員	伊藤 成也	Seiya Ito	イクシス事業本部長
常務執行役員	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	マセラ事業本部長
常務執行役員	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	天然ガス供給本部長
常務執行役員	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	新規プロジェクト開発本部長
常務執行役員	橘高 公久	Kimihisa Kittaka	経営企画本部長
常務執行役員	佐瀬 信治	Nobuharu Sase	総務本部長
常務執行役員	宮本 修平	Shuhei Miyamoto	アメリカ・アフリカ事業本部長
常務執行役員	川野 憲二	Kenji Kawano	アジア・オセアニア・大陸棚事業本部長
常務執行役員	金原 靖久	Yasuhiro Kanehara	ユーラシア・中東事業本部長
常務執行役員	藤井 洋	Hiroshi Fujii	ユーラシア・中東事業本部副本部長
常務執行役員	矢嶋 慈治	Shigeharu Yajima	営業第1本部長
常務執行役員	山本 幸伯	Yoshinori Yamamoto	営業第2本部長
常務執行役員	平山 公也	Kimiya Hirayama	国内事業本部長
常務執行役員	久保 孝	Takashi Kubo	資材・情報システム本部長
常務執行役員	坂元 篤志	Atsushi Sakamoto	イクシス事業本部副本部長、パース事務所ディレクター・オンショアプロジェクト

執行役員	日俣 昇	Noboru Himata	財務・経理本部本部長補佐、財務ユニットGM
執行役員	太田 博久	Hirohisa Ota	マセラ事業本部本部長補佐
執行役員	河合 肇	Hajime Kawai	マセラ事業本部本部長補佐
執行役員	毛塚 有博	Arihiro Kezuka	イクシス事業本部本部長補佐
執行役員	栃川 哲朗	Tetsuro Tochikawa	技術本部本部長補佐、技術企画ユニットGM
執行役員	石井 義朗	Yoshiro Ishii	経営企画本部本部長補佐、事業企画ユニットGM
執行役員	大下 敏哉	Toshiya Oshita	技術本部本部長補佐、技術基盤ユニットGM
執行役員	岩下 英樹	Hideki Iwashita	イクシス事業本部本部長補佐 パース事務所ディレクター コマースコーディネーション
執行役員	米澤 哲夫	Tetsuo Yonezawa	HSEユニットGM
執行役員	中村 寛	Hiroshi Nakamura	総務本部本部長補佐、人事ユニットGM
執行役員	渡辺 毅	Tsuyoshi Watanabe	総務本部本部長補佐、総務ユニットGM
執行役員	島田 伸介	Nobusuke Shimada	アジア・オセアニア・大陸棚事業本部本部長補佐 地域事業ユニットGM

GM=ジェネラルマネージャー

* 新任取締役・監査役

(1) 執行役員を兼務 (2) 会社法第2条15号に定める社外取締役 (3) 会社法第2条16号に定める社外監査役 (4) 東京証券取引所の有価証券上場規程第436条の2第1項に定める独立役員

北村 俊昭

昭和47年4月 通商産業省(現経済産業省)入省
平成14年7月 貿易経済協力局長
平成15年7月 製造産業局長
平成16年6月 通商政策局長
平成18年7月 経済産業審議官
平成19年11月 東京海上日動火災保険(株)顧問
平成21年8月 当社 副社長執行役員
平成22年6月 当社 代表取締役社長(現)

佐野 正治

昭和49年4月 帝国石油(株)入社
平成12年4月 同社 技術企画部長
同社 理事 海外本部海外事業部長
平成13年3月 同社 取締役海外本部海外事業部長
平成14年3月 同社 取締役海外本部海外事業部長
平成17年3月 同社 常務取締役海外・大陸棚本部長
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)
取締役経営企画本部副本部長兼技術本部副本部長
平成20年10月 当社 取締役専務執行役員アメリカ・アフリカ事業本部長
平成24年6月 当社 取締役専務執行役員技術本部長
平成27年6月 当社 取締役副社長執行役員技術本部長、HSE担当
平成28年6月 当社 取締役副社長執行役員技術本部長、HSEおよびコンプライアンス担当(現)

村山 昌博

昭和51年4月 (株)日本興業銀行(現(株)みずほ銀行)入社
平成11年6月 同行 金融法人第二部長
平成13年6月 同行 営業第二部長
平成14年4月 (株)みずほコーポレート銀行(現(株)みずほ銀行)本店営業第九部長
平成14年12月 同行 ストラクチャリング第一部長
平成15年10月 同行 ディストリビューション第一部長
平成16年4月 同行 執行役員ディストリビューション第一部長
平成16年10月 同行 執行役員ローン・トレーディング部長
平成17年4月 同行 常務執行役員営業担当役員
平成20年4月 みずほ証券(株)取締役副社長
平成21年5月 当社 顧問
平成21年6月 当社 取締役常務執行役員財務・経理本部長
平成28年6月 当社 取締役専務執行役員財務・経理本部長(現)

伊藤 成也

昭和52年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社
平成14年4月 同社 経営企画部長
平成15年6月 同社 取締役経営企画部長
平成16年11月 同社 取締役経営企画部長兼広報室長
平成17年9月 同社 取締役総務・企画本部本部長補佐、経営企画ユニットジェネラルマネージャー兼広報ユニットジェネラルマネージャー
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 取締役経営企画本部本部長補佐、経営企画ユニットジェネラルマネージャー兼広報ユニットシニアフェロー
平成18年7月 国際石油開発(株)取締役オセアニア・アメリカ事業本部副本部長
平成20年10月 当社 取締役常務執行役員イクス事業本部長
平成28年6月 当社 取締役専務執行役員イクス事業本部長(現)

菅谷 俊一郎

昭和51年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社
平成9年4月 同社 開発部長
平成13年6月 同社 取締役開発部長
平成14年6月 同社 取締役開発部担当支配人
平成17年9月 同社 取締役アジア事業本部長兼技術・環境保安本部本部長補佐
平成19年6月 同社 常務取締役アジア事業本部長
平成20年10月 当社 取締役常務執行役員マセラ事業本部長(現)

池田 隆彦

昭和53年4月 帝国石油(株)入社
平成14年3月 同社 国内本部生産部長
平成16年3月 同社 理事国内本部生産部長
平成17年3月 同社 取締役国内本部生産部長
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 経営企画本部国内プロジェクト企画・管理ユニットジェネラルマネージャー
平成19年6月 帝国石油(株)常務取締役国内本部兼新潟鉱業所長
平成20年10月 当社 取締役常務執行役員国内事業本部長
平成26年6月 当社 取締役常務執行役員天然ガス供給本部長(現)

倉澤 由和

昭和57年4月 石油公団入団
平成16年2月 国際石油開発(株)企画渉外部担当部長
平成17年4月 同社 企画渉外部部長
平成17年9月 同社 総務・企画本部企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 経営企画本部海外プロジェクト、企画・管理ユニットジェネラルマネージャー
平成19年6月 国際石油開発(株)執行役員総務・企画本部企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー

平成20年10月 当社 執行役員経営企画本部本部長補佐、企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー
平成23年6月 当社 常務執行役員経営企画本部副本部長
平成24年6月 当社 取締役常務執行役員新規プロジェクト開発本部長(現)

橋高 久次

昭和56年4月 通商産業省(現経済産業省)入省
平成19年10月 大臣官房審議官
平成20年7月 九州経済産業局長
平成22年11月 当社 経営企画本部企画渉外・法務ユニットシニアコーディネーター
平成23年6月 当社 経営企画本部経営企画ユニットジェネラルマネージャー、広報・IRユニットジェネラルマネージャー
平成24年6月 当社 執行役員経営企画本部本部長補佐、経営企画ユニットジェネラルマネージャー、広報・IRユニットジェネラルマネージャー
平成28年6月 当社 取締役常務執行役員経営企画本部長(現)

佐瀬 信治

昭和56年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社
平成17年9月 同社 総務・企画本部秘書ユニットジェネラルマネージャー
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 総務本部秘書ユニットジェネラルマネージャー
平成20年10月 当社 総務本部本部長補佐、秘書ユニットジェネラルマネージャー
平成22年6月 当社 執行役員営業第一本部本部長補佐、原油営業ユニットジェネラルマネージャー
平成28年6月 当社 取締役常務執行役員総務本部長(現)

佐藤 弘

昭和45年4月 石油資源開発(株)入社
平成11年6月 同社 経理部長
平成14年6月 同社 取締役経理部長
平成17年6月 同社 常務執行役員
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 非常勤監査役
平成18年6月 石油資源開発(株)常務取締役執行役員
平成19年6月 同社 専務取締役執行役員
平成22年6月 同社 代表取締役副社長執行役員
平成26年6月 同社 顧問(現)
平成27年6月 当社 社外取締役(現)

香川 幸之

昭和45年4月 三井物産(株)入社
平成13年9月 三井石油開発(株)非常勤取締役
平成13年10月 三井物産(株)エネルギーグループエネルギー本部長
平成14年4月 同社 執行役員エネルギーグループエネルギー本部長
平成15年4月 同社 常務執行役員エネルギー本部長
平成17年4月 三井石油開発(株)代表取締役副社長
平成17年6月 同社 代表取締役社長CEO
平成18年6月 同社 代表取締役社長CEO兼CCO
平成19年6月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 社外取締役(現)
平成24年6月 三井石油開発(株)特別顧問

柳井 準

昭和48年4月 三菱商事(株)入社
平成9年7月 同社 石油需給部長
平成13年5月 同社 エネルギー事業グループCEO補佐
平成16年4月 同社 執行役員エネルギー事業グループCEO補佐
平成17年4月 同社 執行役員石油事業本部長
平成20年4月 同社 常務執行役員エネルギー事業グループCOO
平成23年4月 同社 常務執行役員エネルギー事業グループCEO
平成25年4月 同社 副社長執行役員エネルギー事業グループCEO
平成25年6月 同社 代表取締役副社長執行役員エネルギー事業グループCEO
平成26年4月 同社 代表取締役副社長執行役員エネルギー事業グループCEO兼CCO
平成28年4月 同社 代表取締役
平成28年6月 同社 顧問(現)
平成28年6月 当社 社外取締役(現)

松下 功夫

昭和45年4月 日本鉱業(株)入社
平成6年4月 (株)ジャパンエナジー北京事務所長
平成8年6月 同社 石油海外部長
平成10年6月 同社 理事財務部長
平成11年6月 同社 理事経営企画部門主幹(財務担当)
平成13年4月 同社 執行役員経営企画部門本部長兼経営企画部門主幹(財務担当)
平成14年9月 新日鉱ホールディングス(株)取締役財務グループ財務担当
平成15年6月 同社 常務取締役
平成16年4月 (株)ジャパンエナジー常務執行役員需給部・物流部・原料部管掌
平成16年6月 同社 取締役常務執行役員需給部・物流部・原料部管掌
平成17年4月 同社 取締役専務執行役員営業企画部(カーエナジー・ホームエナジー担当)・特約店販売部・広域販売部・リテール販売部・LPガス部管掌

平成18年6月 同社 代表取締役社長
平成22年4月 JXホールディングス(株)取締役(非常勤)
平成22年7月 JX日鉱日石エネルギー(株)代表取締役副社長執行役員社長補佐(管理部門、国際事業本部および需給本部)
平成24年6月 JXホールディングス(株)代表取締役社長 社長執行役員
平成27年6月 同社 相談役(現)
平成28年6月 当社 社外取締役(現)

岡田 康彦

昭和41年4月 大蔵省(現財務省)入省
平成6年7月 東京国税局長
平成7年5月 証券取引等監視委員会事務局長
平成11年7月 環境事務次官
平成15年6月 社団法人全国労働金庫協会理事長 労働金庫連合会理事長
平成24年1月 弁護士登録、弁護士法人北浜法律事務所代表社員(現)
平成24年6月 当社 社外取締役(現)

山本 一雄

昭和53年4月 帝国石油(株)入社
平成14年3月 同社 営業本部石油営業部長
平成15年8月 同社 営業本部石油営業部長兼電気事業準備室長
平成16年3月 同社 理事営業本部石油営業部長兼電気事業準備室長
平成17年3月 同社 取締役技術企画部長兼LNG企画室長代理
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社) 技術本部技術開発ユニットジェネラルマネージャー
平成20年10月 当社 執行役員技術本部本部長補佐技術企画ユニットジェネラルマネージャー
平成22年11月 当社 執行役員技術本部本部長補佐技術基盤ユニットジェネラルマネージャー
平成23年6月 当社 常務執行役員資材・情報システム本部長
平成27年6月 当社 常勤監査役(現)

外山 秀行

昭和50年4月 大蔵省(現財務省)入省
平成13年7月 札幌国税局長
平成15年7月 内閣法制局総務主幹
平成17年7月 内閣法制局第四部長
平成18年10月 内閣法制局第三部長
平成24年11月 あいおいニッセイ同和損害保険(株)顧問
平成25年1月 弁護士登録(現)
平成25年4月 東京大学公共政策大学院客員教授(現)
平成27年6月 当社 常勤監査役(現)

角谷 謙治

昭和51年4月 日本輸出入銀行(現(株)国際協力銀行)入行
平成13年4月 国際協力銀行(現(株)国際協力銀行) 国際金融第1部長
平成14年4月 同行 総務部長
平成17年10月 同行 大阪支店長
平成19年10月 同行 理事
平成20年10月 (株)日本政策金融公庫 国際協力銀行(現(株)国際協力銀行)特別参与
平成22年5月 同社 退職
平成22年6月 当社 常勤監査役(現)

山下 通郎

昭和57年4月 石油資源開発(株)入社
平成17年6月 同社 企画室長
平成22年4月 同社 環境・新技術事業推進本部副本部長
平成23年6月 同社 環境・新技術事業本部副本部長
平成24年7月 同社 参与経理部担当役員補佐
平成25年6月 同社 執行役員経理部担当
平成26年6月 同社 執行役員経理部担当、アジア・オセアニア事業本部長補佐
平成27年6月 当社 監査役(現)
平成28年6月 石油資源開発(株)常務執行役員経理部担当、アジア・オセアニア事業本部長補佐(現)

船井 勝

昭和47年4月 丸紅(株)入社
平成10年4月 同社 経営企画部長
平成12年4月 丸紅米国会社副社長兼CFO
平成13年4月 同社 副社長兼CFO兼CAO
平成14年4月 丸紅(株)リスクマネジメント部長
平成15年4月 同社 執行役員、経営企画部長
平成17年4月 同社 常務執行役員、CIO、人事部 情報企画部 リスクマネジメント部 法務部担当役員
平成17年6月 同社 代表取締役常務執行役員、CIO、人事部 情報企画部 リスクマネジメント部担当役員
平成19年4月 同社 代表取締役専務執行役員、総務部 人事部 リスクマネジメント部 法務部担当役員
平成21年4月 同社 代表取締役副社長執行役員、CIO、情報企画部 経理部 営業経理第一部 営業経理第二部 営業経理第三部 財務部担当役員、監査部担当役員補佐、IR担当役員
平成22年4月 同社 代表取締役副社長執行役員、監査部担当役員補佐
平成22年6月 当社 監査役(現)
平成23年4月 丸紅(株)特別顧問

Financial & Corporate Information

財務・会社情報

10年間の主要財務情報	44
当社特有の会計処理・会計方針について	46
経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析	48
連結財務諸表／連結財務諸表の注記	54
独立監査人の監査報告書	73
連結子会社及び関連会社	74
事業等のリスク	76
石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について	84
会社情報	87

10年間の主要財務情報

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2016年3月31日時点の換算レートである1ドル112.69円で計算しております。

(損益状況)	百万円						
	2007/3	2008/3	2009/3	2010/3	2011/3	2012/3	2013/3
売上高	¥ 969,713	¥ 1,202,965	¥ 1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	¥ 1,186,732	¥ 1,216,533
売上原価	343,795	390,554	319,038	298,168	334,833	395,443	426,326
売上総利益	625,918	812,411	757,127	542,259	608,247	791,289	790,207
営業利益	559,077	714,211	663,267	461,668	529,743	709,358	693,448
税金等 調整前当期純利益	586,263	685,800	616,167	442,027	508,587	767,039	718,146
親会社株主に帰属する 当期純利益	¥ 165,092	¥ 173,246	¥ 145,063	¥ 107,210	¥ 128,699	¥ 194,001	¥ 182,962
(財政状況)							
流動資産	¥ 474,124	¥ 565,111	¥ 411,110	¥ 492,855	¥ 492,932	¥ 908,702	¥ 1,106,504
有形固定資産	219,227	254,481	297,636	358,094	379,862	383,698	584,541
無形固定資産	265,822	265,481	253,681	239,205	249,111	233,318	380,156
投資その他の資産	648,934	722,828	805,618	923,624	1,558,475	1,540,680	1,544,958
資産合計	1,608,107	1,807,901	1,768,045	2,013,778	2,680,380	3,066,398	3,616,159
流動負債	266,248	325,286	206,059	227,905	254,729	367,844	414,977
固定負債	261,843	243,802	199,925	295,270	328,268	384,361	530,198
純資産	¥ 1,080,016	¥ 1,238,813	¥ 1,362,061	¥ 1,490,603	¥ 2,097,383	¥ 2,314,193	¥ 2,670,984
(キャッシュ・フロー)							
営業活動による キャッシュ・フロー	¥ 231,982	¥ 363,995	¥ 230,352	¥ 241,373	¥ 274,094	¥ 320,692	¥ 252,347
投資活動による キャッシュ・フロー	(209,243)	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(280,864)	(489,870)
財務活動による キャッシュ・フロー	13,794	(45,228)	(46,090)	68,937	548,057	29,294	137,069
現金及び現金同等物の 期末残高	¥ 189,417	¥ 222,270	¥ 162,845	¥ 216,395	¥ 182,025	¥ 249,233	¥ 199,859
(1株当たり情報)							
1株当たり純資産(円)	¥1,091.17 ^{**}	¥1,227.92 ^{**}	¥1,350.25 ^{**}	¥1,473.87 ^{**}	¥1,367.40 ^{**}	¥1,492.27 ^{**}	¥1,699.10 ^{**}
1株当たり配当額(円)	17.50 ^{**}	18.75 ^{**}	20.00 ^{**}	13.75 ^{**}	15.00 ^{**}	17.50 ^{**}	17.50 ^{**}
1株当たり当期純利益 (円)	¥ 176.06 ^{**}	¥ 183.78 ^{**}	¥ 154.00 ^{**}	¥ 113.88 ^{**}	¥ 102.08 ^{**}	¥ 132.84 ^{**}	¥ 125.29 ^{**}
*2013年10月1日に行った普通株式1株を400株とする株式分割による影響を加味した遡及修正後の金額となっております。							
(財務指標)							
純有利子負債/ 純使用総資本(%)	(18.6)%	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%	(60.7)%	(43.9)%
自己資本比率(%)	64.0	64.0	71.9	68.9	74.5	71.1	68.6
D/Eレシオ(%)	24.2%	16.8%	12.9%	17.3%	13.7%	14.6%	19.2%

百万円		千米ドル	
2014/3	2015/3	2016/3	2016/3
¥ 1,334,626	¥ 1,171,227	¥ 1,009,564	\$ 8,958,772
490,417	525,444	526,758	4,674,399
844,209	645,783	482,806	4,284,373
733,610	534,886	390,139	3,462,055
750,078	540,023	328,887	2,918,511
¥ 183,691	¥ 77,820	¥ 16,777	\$ 148,877
¥ 1,140,204	¥ 1,342,410	¥ 984,345	\$ 8,734,981
951,779	1,497,622	1,752,615	15,552,533
439,179	458,770	541,471	4,804,961
1,506,977	1,200,352	1,091,411	9,685,074
4,038,139	4,499,154	4,369,842	38,777,549
375,670	365,212	319,128	2,831,910
666,432	845,238	871,911	7,737,253
¥ 2,996,037	¥ 3,288,704	¥ 3,178,803	\$28,208,386
¥ 213,514	¥ 216,749	¥ 183,708	\$ 1,630,207
(395,555)	(81,087)	(543,534)	(4,823,267)
48,961	(4,178)	156,726	1,390,771
¥ 117,531	¥ 260,978	¥ 53,813	\$ 477,531
¥1,911.25 ^{**}	¥ 2,099.95	¥ 2,008.34	\$ 17.82
18.00 ^{**}	18.00	18.00	0.16
¥ 125.78 ^{**}	¥ 53.29	¥ 11.49	\$ 0.10
(31.9)%	(16.8)%	(8.1)%	(8.1)%
69.1	68.2	67.1	67.1
20.9%	22.1%	25.3%	25.3%

主な指標の注記

- * EBIDAX(利払い・償却・探鉱費前利益) = 当期純利益(非支配株主帰属分を含む) + 法人税等調整額 + (1 - 実効税率) × (支払利息 - 受取利息) + 為替差損益 + 減価償却費 + のれん償却額 + 生産物回収勘定(資本支出)の回収額 + 探鉱費 + 探鉱事業引当金繰入額 + 生産物回収勘定引当金繰入額 + 減損損失
- * 自己資本 = 純資産 - 非支配株主持分
- * 自己資本比率 = 自己資本 / 総資産
- * 純有利子負債 = 有利子負債 - 現金及び現金同等物 - 現金同等物外の定期預金 - 現金同等物外の譲渡性預金 - 国債・地方債・社債など(時価のあるもの) - 長期預金
- * 純有利子負債 / 純使用総資本 = 純有利子負債 / (純資産 + 純有利子負債)
- * D/Eレシオ = 有利子負債 / (純資産 - 非支配株主持分)
- * 株主資本利益率(ROE) = 親会社株主に帰属する当期純利益 / 自己資本の期首と期末の平均値
- * 埋蔵量: 埋蔵量は、持分法適用会社を含む当社グループの主要なプロジェクトを対象とし、2007年3月期から2010年3月期まではDeGolyer&MacNaughton社にて、2011年3月期からは、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer&MacNaughton社にて、その他については自社にて評価・算定した数量です。確認埋蔵量は、米国証券取引委員会(SEC)規則に従い評価した数量です。推定埋蔵量は、SPE(米国石油技術者協会) / WPC(世界石油会議) / AAPG(米国石油地質技術者協会) / SPEE(石油評価技術者協会)の4組織によって策定されたPetroleum Resources Management System 2007 (PRMS)に従い評価した確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計値から、SEC規則に従って評価した確認埋蔵量を差し引いた数量です。但し、2007年3月末時点の推定埋蔵量はSPE及びWPCが定めた指針(1997 SPE/WPC)に従った数量です。予想埋蔵量は、PRMSに従い評価・算定した数量です。
- * ネット生産量: 米国証券取引委員会(SEC)の規則に従った数量で、持分法適用関連会社の持分を含みます。当社グループが締結している生産分与契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値を示しております。2012年3月期より天然ガスから原油への換算方法を変更しています。

注: 原則、表示単位未満は四捨五入しております。

お読みいただく前に

～当社特有の会計処理・会計方針について

契約形態ごとの会計処理

当社グループの売上高及び利益の大部分は石油・天然ガス開発事業によるものです。石油・天然ガス開発事業では、主に生産分与契約とコンセッション契約（国内における鉱業権ならびに海外におけるパーミット、ライセンスまたはリースを含む）という2種類の契約に基づいて事業を行っております。

1. 生産分与契約

1社又は複数の石油・天然ガス開発会社がコントラクターとして、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請け負い、コストの回収分及び報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約です。

生産分与とコスト回収

生産分与契約では、生産した原油・天然ガスを産油国政府（または国営石油会社）と当社グループをはじめとするコントラクターの間で配分します。生産物の配分比率は、生産分与契約ごとに異なります。多くの契約を締結しているインドネシアでのプロジェクトにおける生産分与契約の場合は、年間の総生産量を次の方法で配分しております。

- (1) 「ファースト・トランシェ・ペトリウム」：総生産量のうち契約に基づいて定められた一定割合の生産物のことで、産油国政府とコントラクターとの間で、あらかじめ決めた比率により配分されます。
- (2) 「コスト回収分」：(i) 当該年度において発生した非資本支出の額及び(ii) 資本支出のうち生産分与契約に基づき算定された当該年度の償却相当額の合計額で、コスト回収額算定時の原油・天然ガス価格に基づいて原油及び天然ガスに換算され、コントラクターのみに配分されます。算定時の原油・天然ガスの価格によってコスト回収分相当の原油・天然ガスに換算するため、原油・天然ガスの価格が上昇すると、「コスト回収分」を構成する原油・天然ガスの量が減少し、その分エクイティ分（下記参照）の量が増加します。当該年度の実生産量がコスト回収分見合いの原油・天然ガスの量に満たなかった場合、当該年度のコスト回収分は実際の実生産量により回収される金額まで減額され、その差額は翌年に繰り越されます。
- (3) 「エクイティ分」：(1)、(2)を差し引いた結果の利益相当分の生産物であり、産油国政府とコントラクターとの間で、あらかじめ決められた比率により配分されます。

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

- ・ コントラクターに配分される原油・天然ガスのうち、当社販売分を売上高として計上しております。
- ・ コスト回収分のうち当社分の金額を、売上原価として計上しております。

生産分与契約における回収対象のコスト

探鉱コスト

探鉱投資のうち、生産分与契約の規定により回収可能なコストは、すべて生産

物回収勘定に計上しております。

開発コスト

生産のための設備投資などのうち、生産分与契約の規定により回収可能なコストは、すべて生産物回収勘定に計上しております。

生産コスト

生産段階において発生する操業費のうち、生産分与契約において回収可能なものは、生産物回収勘定に計上しております。

管理費

管理費のうち、生産分与契約において回収可能なものは、生産物回収勘定に計上しております。

これらのコストは「生産分与とコスト回収」で説明した通り、資本支出、非資本支出として分類され、生産開始後コスト回収されます。

生産分与契約における回収対象外のコスト

権益取得コスト

生産分与契約のプロジェクトの権益を取得するためのコストである探鉱開発権は、探鉱段階の場合、発生した期に探鉱開発権償却として営業外費用に計上しております。一方、開発段階または生産段階の場合は探鉱開発権として貸借対照表に計上し、生産高比例法によって償却しております。通常、この権益取得コストは生産分与契約におけるコスト回収可能なコストには含まれません。

2. コンセッション契約

産油国政府・国営石油会社等から契約または認可により鉱業権（日本における鉱業権並びに海外におけるパーミット、ライセンスまたはリースを含む）が石油会社に直接付与される契約です。石油会社は自ら投資してそこから得られる原油・天然ガスの処分権を持ち、売上からロイヤリティ、税金等の形で産油国へ還元します。

権益取得コスト

コンセッション契約のプロジェクトにおける権益取得コストである鉱業権の会計処理方法は、上記の生産分与契約での会計処理と同一の方法を採用しております。

探鉱コスト

探鉱コストのうち当社分については、発生時に全額費用計上しております。

開発コスト

生産のための設備投資額のうち当社分は有形固定資産に計上し、生産開始後は、海外においては主に生産高比例法により、国内においては主に定額法により減価償却を行い、売上原価として計上しております。

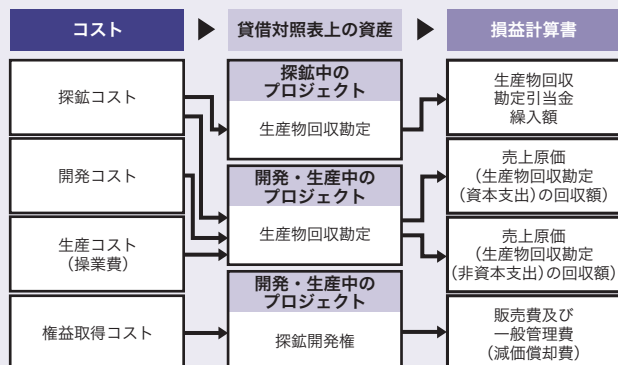
生産コスト

生産段階において発生する操業費の当社分は、売上原価に計上しております。

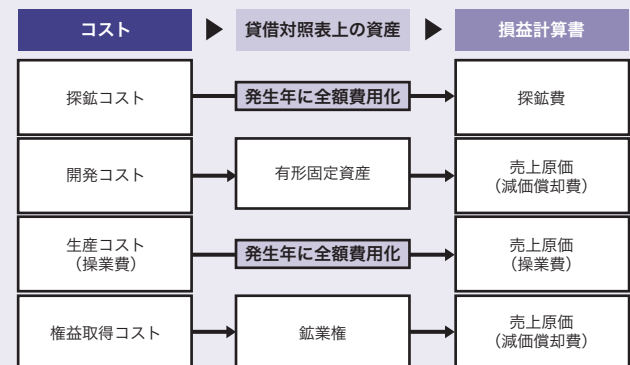
管理費

当社分の管理費は、発生時に費用計上しております。

生産分与契約の会計処理



コンセッション契約の会計処理



重要な会計方針と会計上の見積り

当社グループは日本の会計基準に則り財務諸表を作成しております。決算日現在の資産及び負債の金額や、当該会計期間における収益及び費用の金額を計上するときに、合理的な見積り、主観的判断、仮定の設定が必要な場合があります。これらの見積り、判断、仮定は、実績と異なる場合があります。

見積りの対象となる事象の不確実性が高い場合、あるいは、別の合理的な見積りの使用や合理的な見積りの変更により財政状態や経営成績に重大な影響を及ぼす場合、これらの見積りは会計上の重要な見積りに該当します。当社グループが財務諸表の作成にあたり採用した重要な会計方針及び会計上の重要な見積りは以下の通りです。

■生産物回収勘定引当金

当社グループでは探鉱、開発、生産段階で発生するコストについて、当該生産分と契約において回収可能と定められていれば、生産物回収勘定として計上しております。探鉱プロジェクトにおいては、探鉱に失敗した場合に探鉱コストを回収できず損失が発生することに備え、生産物回収勘定引当金を探鉱コストと同額引き当てしております。通常、探鉱段階に生産物回収勘定として計上した探鉱コストが回収されずに残額として残っている段階では、同引当金をそのまま貸借対照表に計上し続けます。なお、開発コストに対しても個別のプロジェクトの状況から回収できない可能性がある場合は、個別に回収可能性を勘案し、引当金を計上しております。当社グループのこのような評価及び見積りは妥当であると考えておりますが、将来プロジェクトの状況に変化があれば業績に影響を及ぼす可能性があります。

■生産高比例法による償却

海外のコンセッション契約の生産施設ならびに開発・生産段階において取得した海外の鉱業権及び探鉱開発権は主として生産高比例法により償却しております。生産高比例法では、埋蔵量に対する見積りが重要となります。当社グループの埋蔵量に対する見積りは妥当であると考えておりますが、埋蔵量の見積りの変更があった場合には、当社グループの将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

■資産除去債務

石油・天然ガス生産施設等について、産油国政府との石油契約や現地法令等に基づき、当社グループは、当該施設等の将来の操業・生産終了時に必要となる廃鉱作業に関連して発生する費用の現在価値の見積り額を資産除去債務として計上しております。当社グループの除去費用の現在価値に対する見積りは妥当であると考えておりますが、廃鉱の作業方法の変更や掘削資機材の調達費用の高騰その他の理由により、除去費用の現在価値の見積りの変更があれば将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

■探鉱会社への出資に対する引当金

当社グループは石油・天然ガス開発事業を行う企業に出資をしており、当該出

資に係る損失の発生に備えて、各事業会社の純資産を基準に見積もった引当金を計上しております。当社グループはこのような評価及び見積りは妥当であると考えておりますが、将来の生産量や価格、為替などの実績が見積りと異なれば、業績に影響を及ぼす可能性があります。

■探鉱事業引当金

探鉱段階の連結子会社による探鉱事業費用に備えるため、探鉱投資計画に基づき、当連結会計年度末において必要と認められる金額を計上しております。当社グループの探鉱投資計画に基づく評価は妥当であると考えておりますが、計画の変更があった場合には将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

■事業損失引当金

石油・天然ガスの開発、生産及び販売事業等に係る将来発生が見込まれる損失に備えるため、個別に事業の状況を勘案し事業損失引当金を計上しております。当社グループはこのような評価及び見積りは妥当であると考えておりますが、事業の状況の変化によって将来の業績に影響を及ぼす可能性があります。

■繰延税金資産

当社グループは、主に探鉱投資等の評価損、未払外国税及び減価償却費償却超過額によって発生する一時差異（繰越欠損金を含む）を、繰延税金資産として計上しております。一時差異のうち、将来の税金負担金額を軽減させる回収可能性が低いと判断された場合は評価性引当として繰延税金資産から控除します。また、評価性引当計上の際には、外国税額控除の影響を考慮に入れております。繰延税金資産の回収可能性を認識するためには、当社グループが十分な課税所得を発生させる合理的な見積りが必要となります。販売価格の下落や為替相場の変動、生産量の減退などによって将来の課税所得が予想を下回るような場合は、繰延税金資産の計上について見直す必要があります。

■退職給付費用

当社グループは、退職給付見込額のうち、期末までに発生していると認められる金額の現在価値を退職給付債務として、このうち当期の発生額を退職給付費用として認識しております。退職給付債務及び費用の算定では、割引率、退職率、予定昇給率、長期待運用収益率などの基礎率を設定します。基礎率と実績で差が生じたことや基礎率を変更したことにより数理計算上の差異が発生した場合は、業績に影響を与える可能性があります。

■のれん

取得原価と公正価値による純資産額との差額はのれんとして、20年を超えない期間にわたって均等償却されております。

経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析

経営環境

2016年3月期における我が国経済は、企業収益や雇用情勢の改善などにより緩やかな回復基調にありましたが、輸出の停滞や個人消費の低迷など、一部に弱さも見られました。

このような事業環境の中、当社グループの業績に大きな影響を及ぼす国際原油価格は、代表的指標のひとつであるブレント原油（期近もの終値ベース）で1バレル当たり57.10米ドルから始まり、米国シェールオイルの減産観測やIEAによる世界石油需要見通しの上方修正等を背景として、5月初旬には67.77米ドルまで値を上げました。しかしながら、中国の景気減速懸念を受け同国の原油需要が低迷するとの見方から下落基調に転じ、8月下旬に42.69米ドルまで値を下げました。その後はロシアのシリアへの軍事介入による地政学リスクの高まりを受けて53.05米ドルまで上昇したものの、12月初旬のOPEC総会で減産が見送られると下落基調となり、年明け以降も世界的な石油需要の低迷とイランの制裁解除による同国の原油輸出拡大観測に伴う供給過剰懸念の高まりから1月中旬には12年ぶりの安値となる27.88米ドルまで下落しました。しかし、2月中旬にサウジアラビア、ロシア等の4カ国が増産凍結に合意したことを契機として、OPECと非OPEC産油国による生産調整への期待が高まったことから上昇基調に転じ、39.60米ドルで2016年3月期を終えております。また、国内におきましても、原油・石油製品価格は国際原油価格の変動に追従する形で推移いたしました。これらを反

映して、2016年3月期における当社グループの原油の平均販売価格は、2015年3月期に比べ、1バレル当たり36.05米ドル下落し、47.95米ドルという低水準となりました。

一方、業績に重要な影響を与えるもう一つの要因である為替相場は、1米ドル120円近辺で始まり、期初は、円は対米ドルで概ね118円～120円台で保ち合いに推移しましたが、5月後半に、欧州中央銀行理事が夏場の閑散期を前に量的緩和を前倒しで進めると発言し、また、イエレン米FRB議長が年内の利上げを示唆すると、世界的に米ドルが買われる展開となり、一時125円台後半まで円安が進みました。しかし、8月に上海株式相場が急落し、また、中国人民元の基準値が下落して中国経済への不安が高まると、市場ではリスク回避の動きから、一転して円買いが優勢となり、一時116円台前半まで円が強含む局面が見られました。その後、12月の米FRBによる25ベースポイントの利上げや1月の日本銀行による追加金融緩和（マイナス金利の一部導入）などが決定される中、120円台前半まで米ドルが買い戻される局面はあったものの、世界経済の先行き懸念が熾り米国の追加利上げ期待が後退すると、米ドルは全面安となり、期末公示仲値（TTM）は2015年3月期末から7円58銭円高の112円69銭となりました。なお、当社グループ売上の期中平均レートは、2015年3月期に比べ、12円62銭円安の1米ドル120円55銭となりました。

業績概況

売上高

2016年3月期の売上高は、油価及びガス価が下落したことにより、2015年3月期の1兆1,712億円に比べ1,617億円、13.8%減の1兆96億円となりました。

このうち原油売上高は2015年3月期の7,304億円に比べ512億円、7.0%減の6,792億円、天然ガス売上高は2015年3月期の4,219億円に比べ1,051億円、24.9%減の3,168億円となりました。

販売数量は、原油が2015年3月期に比べ36,669千バレル、45.5%増の117,227千バレルとなりました。天然ガスは、2015年3月期に比べ28Bcf、9.0%増の337Bcfとなりました。このうち、海外天然ガスは、2015年3月期に比べ29Bcf、12.0%増の272Bcfとなり、国内天然ガスは、2015年3月期に比べ37百万

m³、2.1%減の1,750百万m³、立方フィート換算では65Bcfとなっております。海外原油売上の平均価格は2015年3月期に比べ、1バレル当たり36.05米ドル、42.9%下落し、47.95米ドルとなりました。海外天然ガス売上の平均価格は千立方フィート当たり6.58米ドルとなり、2015年3月期に比べ4.78米ドル、42.1%の下落となりました。なお、国内天然ガスの平均価格は立方メートル当たり52円29銭となり、2015年3月期に比べ5円27銭、9.2%の下落となっております。

売上高の減少額1,617億円を要因別に分析しますと、原油及び天然ガスの売上高に関し、販売数量の増加により3,621億円の増収、平均単価の下落により6,128億円の減収、売上の平均為替レートが円安となったことにより944億円の増収、その他の売上高が54億円の減収となりました。

(百万円、%)

3月31日終了の連結会計年度	2015	2016	増減	増減率
売上高	¥1,171,227	¥1,009,564	¥(161,663)	(13.8)%
原油	730,422	679,241	(51,181)	(7.0)
天然ガス	421,860	316,761	(105,099)	(24.9)
その他	18,945	13,562	(5,383)	(28.4)
売上原価	525,444	526,758	1,314	0.3
売上総利益	645,783	482,806	(162,977)	(25.2)
探鉱費	23,239	6,166	(17,073)	(73.5)
販売費及び一般管理費	63,139	61,387	(1,752)	(2.8)
減価償却費	24,519	25,114	595	2.4
営業利益	534,886	390,139	(144,747)	(27.1)
その他収益	101,764	69,934	(31,830)	(31.3)
受取利息	11,227	10,751	(476)	(4.2)
受取配当金	6,670	10,826	4,156	62.3
有価証券売却益	18,146	25,987	7,841	43.2
為替差益	19,562	2,964	(16,598)	(84.8)
その他	46,159	19,406	(26,753)	(58.0)
その他費用	96,627	131,186	34,559	35.8
支払利息	2,947	4,199	1,252	42.5
持分法による投資損失	13,444	20,696	7,252	53.9
生産物回収勘定引当金繰入額	19,449	25,026	5,577	28.7
探鉱事業引当金繰入額	835	335	(500)	(59.9)
固定資産除却損	6,258	13,288	7,030	112.3
減損損失	35,132	45,885	10,753	30.6
その他	18,562	21,757	3,195	17.2
税金等調整前当期純利益	540,023	328,887	(211,136)	(39.1)
法人税等	464,426	354,393	(110,033)	(23.7)
当期純利益又は当期純損失	75,597	(25,506)	(101,103)	—
非支配株主に帰属する当期純損失	(2,223)	(42,283)	(40,060)	—
親会社株主に帰属する当期純利益	¥ 77,820	¥ 16,777	¥ (61,043)	(78.4)%

売上原価

2016年3月期の売上原価は、主に平均為替が円安に推移したことにより、2015年3月期の5,254億円に比べ13億円、0.3%増の5,268億円となりました。

探鉱費

2016年3月期の探鉱費は、主に米州地域での探鉱活動が減少したことにより、2015年3月期の232億円に比べ171億円、73.5%減の62億円となりました。

販売費及び一般管理費

2016年3月期の販売費及び一般管理費は、主に租税課金が減少したことにより、2015年3月期の631億円に比べ18億円、2.8%減の614億円となりました。

減価償却費

2016年3月期の減価償却費は、2015年3月期の245億円に比べ6億円、2.4%増の251億円となりました。なお、コンセッション契約の生産施設等の減価償却費は売上原価に計上しております。また、当社グループの生産分与契約の会計処理においては、有形固定資産及びその減価償却費として計上せず、資本支出を生産物回収勘定に資産計上して、生産分与契約に基づき算定された当該年度の回収額を売上原価に計上しております。

営業利益

以上の結果、2016年3月期における営業利益は、2015年3月期の5,349億円に比べ1,447億円、27.1%減の3,901億円となりました。

その他収益

2016年3月期のその他収益は、2015年3月期の1,018億円に比べ318億円、31.3%減の699億円となりました。これは、有価証券売却益や受取配当金が増加したものの、為替差益が減少したこと等によるものです。

その他費用

2016年3月期のその他費用は、2015年3月期の966億円に比べ346億円、35.8%増の1,312億円となりました。これは、油価の下落等に伴い一部プロジェクトで減損損失を計上したこと、及び持分法による投資損失や固定資産除却損が増加したことによるものです。

法人税等

2016年3月期の法人税等は、2015年3月期の4,644億円に比べ1,100億円、23.7%減の3,544億円となりました。なお、法人税のほとんどは海外で納めており、税負担率の高い地域があることに加え、日本国内で発生した費用は控除対象にならないことから、外国税額控除制度の適用はあるものの法人税等負担率は高くなっております。

非支配株主に帰属する当期純損失

2016年3月期の非支配株主に帰属する当期純損失は、2015年3月期の22億円に比べ401億円増の423億円となりました。

親会社株主に帰属する当期純利益

以上の結果、2016年3月期の親会社株主に帰属する当期純利益は、2015年3月期の778億円に比べ610億円、78.4%減の168億円となりました。

財政状況

2016年3月期末の総資産は、2015年3月期末の4兆4,992億円に比べ1,293億円、2.9%減の4兆3,698億円となりました。このうち流動資産は、有価証券の減少等により2015年3月期末の1兆3,424億円に比べ3,581億円、26.7%減の9,843億円となり、固定資産は、有形固定資産及び無形固定資産の増加等により、2015年3月期末の3兆1,567億円に比べ2,288億円、7.2%増の3兆3,855億円となりました。

一方、負債は、2015年3月期末の1兆2,105億円に比べ194億円、1.6%減の1兆1,910億円となりました。このうち流動負債は、2015年3月期末の3,652億円に比べ461億円、12.6%減の

3,191億円となり、固定負債は、2015年3月期末の8,452億円に比べ267億円、3.2%増の8,719億円となりました。

純資産は、2015年3月期末の3兆2,887億円に比べ1,099億円、3.3%減の3兆1,788億円となりました。このうち株主資本は、2015年3月期末の2兆5,495億円に比べ125億円、0.5%減の2兆5,370億円となりました。その他の包括利益累計額は、2015年3月期末の5,172億円に比べ1,213億円、23.4%減の3,959億円となり、非支配株主持分は、2015年3月期末の2,220億円に比べ239億円、10.8%増の2,459億円となりました。

投資及び資金の調達

■石油・天然ガスプロジェクトへの投資

当社グループが安定的な収益を確保するためには、絶えず新規の埋蔵量を確保していく必要があります。以下の表は、当社が事業を行っていくうえで必要な探鉱投資、開発投資及び操業費をオペレーターが作成した利用可能なデータに基づき作成したものです。各コストの定義は以下の通りです。

- 探鉱投資には、探鉱井の掘削、地質調査、物理探査の費用が含まれております。当該プロジェクト（鉱区）が探鉱段階にある場合は、プロジェクトを行っている国で発生した人件費、事務所管理費などの管理費も探鉱コストに含まれております。
- 開発投資には、開発井の掘削、生産設備にかかる費用が含まれております。
- 操業費には、採油・ガス費、補修費、生産活動の監督費用が含まれております。すでに生産が始まっているプロジェクト（鉱区）で発生した管理費も操業コストとして計上されます。
- なお、探鉱投資及び開発投資の定義ならびに以下の表の作成に

使用した基準は、米国財務会計基準編纂書932「採取活動-石油及びガス」(Topic 932)が規定する基準とは異なっております。当社グループが採用する会計方針とTopic 932の基準とは、以下のような相違がありますが、以下の記載項目に限定されるものではありません。

- 以下の表では、ノンオペレーターのプロジェクトの投資の場合、生産分与契約の共同勘定への送金時に投資額をコストとして計上しておりますが、Topic 932では発生主義で計上するよう定めております。
- 以下の表の投資などはオペレーターからのレポートの定義に基づいておりますが、この定義はTopic 932に則っていない可能性があります。
- Topic 932では、探鉱、開発活動に直接関係しない管理費は、探鉱投資及び開発投資から控除するよう規定していますが、当社グループの場合、このような管理費が探鉱投資及び開発投資から必ずしも控除されているわけではありません。

2015年3月期及び2016年3月期のセグメント別の投資額（金利相当額及び固定資産計上された資産除去債務見合いの除去費用を除く）は以下の通りとなっております。

2015年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	合計
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 519	¥ 47,681	¥ 2,839	¥ 1,982	¥19,628	¥ 72,649
開発投資	2,851	436,119	45,657	74,386	22,912	581,925
小計(注1)	3,370	483,800	48,496	76,368	42,540	654,574
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	445	7	—	452
開発投資	—	963	—	13,094	835	14,892
小計	—	963	445	13,101	835	15,344
その他への設備投資(注2)	27,016	348,112	—	—	—	375,128
投資額合計(注3)	¥30,386	¥832,875	¥48,941	¥89,469	¥43,375	¥1,045,046

注1: ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社が含まれております。

注2: その他への設備投資には、国内の天然ガス供給インフラ施設等の建設費及び、イクシス下流事業会社(持分法適用関連会社Ichthys LNG Pty Ltd)での投資額等のうち当社が含まれております。

注3: 2015年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務に対応する除去費用の新規資産計上額は60,888百万円となります。

2016年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	合計
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 2,492	¥ 23,981	¥ 0	¥ 1,372	¥11,495	¥ 39,340
開発投資	6,352	418,496	58,890	113,849	1,807	599,394
小計(注1)	8,844	442,477	58,890	115,221	13,302	638,734
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	343	4	0	347
開発投資	—	155	—	14,695	849	15,699
小計	—	155	343	14,699	849	16,046
その他への設備投資(注2)	51,142	281,399	—	—	—	332,541
投資額合計(注3)	¥59,986	¥724,031	¥59,233	¥129,920	¥14,151	¥987,321

注1: ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社分が含まれております。

注2: その他への設備投資には、国内の天然ガス供給インフラ施設等の建設費及び、イクシス下流事業会社(持分法適用関連会社Ichthys LNG Pty Ltd)での投資額等のうち当社分が含まれております。

注3: 2016年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務に対応する除去費用の新規資産計上額は、6,882百万円となります。

2016年3月期の投資額は9,873億円となり(持分法適用関連会社の探鉱・開発投資160億円を含む)、2015年3月期の1兆450億円に比べ577億円、5.5%の減少となりました。これは、主にアジア・オセアニア地域における投資額が減少したことによるものです。

2015年3月期及び2016年3月期のセグメント別の操業費は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)			
	2015		2016	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社				
日本	¥ 11,075	6.4%	¥ 12,380	7.9%
アジア・オセアニア	104,938	60.8	75,259	48.1
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	13,384	7.8	10,761	6.9
中東・アフリカ	39,927	23.1	56,178	35.9
米州	3,229	1.9	1,938	1.2
小計	172,553	100.0	156,516	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	1,034	8.9	1,390	7.4
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	—	—	—	—
中東・アフリカ	8,290	71.2	7,676	40.8
米州	2,321	19.9	9,762	51.8
小計	11,645	100.0	18,828	100.0
合計	¥184,198	—%	¥175,344	—%

■ 石油・天然ガスパロジェクトの権益取得による支出

2015年3月期及び2016年3月期の石油・天然ガスパロジェクトのセグメント別の権益取得による支出は以下の通りとなっております。権益取得による支出には、鉱業権及び探鉱開発権の取得費用、サイン・ボーナス、新規権益取得により増加した生産物回収勘定または有形固定資産が含まれております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)			
	2015		2016	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社				
アジア・オセアニア	¥ —	—%	¥ —	—%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	134,516	100.0
米州	18,424	100.0	—	—
小計	18,424	100.0	134,516	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	—	—	—	—
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	—	—	—	—
小計	—	—	—	—
合計	¥18,424	—%	¥134,516	—%

2016年3月期の権益取得による支出は、主に中東・アフリカにおける増加により1,345億円となり、2015年3月期の184億円に比べ1,161億円の増加となりました。

■生産物回収勘定の分析

生産分与契約のプロジェクトでは、探鉱段階、開発段階及び生産段階で発生する作業費の当社持分がすべて生産物回収勘定に計上されます。2015年3月期及び2016年3月期の生産物回収勘定の増減の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円)	
	2015	2016
期首残高	¥ 685,990	¥ 703,291
加算: 探鉱コスト	41,237	30,970
開発コスト	131,985	104,519
操業費	98,250	70,365
その他	7,332	9,745
減算: 生産物回収勘定(資本支出)の回収額	(75,586)	(64,200)
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	(146,930)	(107,133)
その他	(38,987)	(19,785)
期末残高	703,291	727,772
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥(121,707)	¥(131,766)

生産物回収勘定(非資本支出)の回収額に計上される金額は、通常操業費に計上される額よりも多くなります。これは、操業費に加えて、発生した年度内に回収が可能な探鉱コストと開発コストの一部が、生産物回収勘定(非資本支出)の回収額に含まれているからです。

2016年3月期の探鉱コストは2015年3月期と比べ減少しました。これは主にアジア・オセアニア地域における探鉱投資が減少したことによるものです。

2016年3月期の開発コストは2015年3月期と比べ減少しました。これは主にマハカム沖鉱区における開発投資が減少したことによるものです。

2016年3月期の操業費は2015年3月期と比べ減少しました。これは主にマハカム沖鉱区における操業費が減少したことによるものです。

2016年3月期のコスト回収は、2015年3月期と比べ減少しました。これは主にマハカム沖鉱区におけるコスト回収額が減少したことによるものです。

また、減算のその他は主に一部の探鉱鉱区撤退に伴う生産物回収勘定の減少によるものです。

2016年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2015年3月期末と比べ増加しました。これは主に、探鉱段階のプロジェクトにおける探鉱投資により増加した生産物回収勘定に対する引当額が増加したことによるものです。

■資金の調達及び流動性

石油・天然ガスの探鉱・開発活動及び天然ガス供給インフラ施設等の建設においては多額の資金を必要とするため、内部留保による手許資金のほかに、外部からも資金を調達しております。探鉱資金については手許資金及び外部からの出資により、また、開発資金及び天然ガス供給インフラ施設等の建設資金については手許資金及び借入により調達することを基本方針としております。現在、開発資金借入については国際協力銀行及び市中銀行等からの融資を受けており、これらの融資に関しては、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構の保証制度を活用しております。また、国内の天然ガス供給インフラ施設等の建設資金借入については、日本政策投資銀行及び市中銀行からの融資を受けております。なお、イクシスプロジェ

クトでは、2016年3月期も持分法適用関連会社である、イクシス下流事業会社を借入人として、国内外の輸出信用機関及び市中銀行からプロジェクトファイナンスの借入等を行っております。

資金の流動性については、短期の運転資金のほかに、油価の急な下落に備え、また油ガス田権益買収の際に迅速に対応するため、一定の手厚い手許資金を保有することを基本方針としており、これら手許資金は、安全性、流動性の高い金融商品で運用することを原則としています。現状の手許資金を梃子に、財務の健全性を維持しながら事業拡大を図ることで、長期的に資本効率の向上を目指すのが当社の戦略です。

■長期借入金の返済予定

2016年3月31日現在で計画されている長期借入金の返済予定は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万米ドル、百万円)		
	米ドル	円	換算額
2017年	\$ 258.6	¥ 34,144	¥ 63,287
2018年	258.6	10,272	39,416
2019年	458.6	17,365	69,047
2020年	658.6	43,314	117,533
2021年	704.0	24,397	103,731
2022年以降	2,236.5	91,341	343,372
合計	\$4,574.9	¥220,833	¥736,386

■キャッシュ・フローの状況

2015年3月期及び2016年3月期のキャッシュ・フローの状況は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万円)	
	2015	2016
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥216,749	¥183,708
投資活動によるキャッシュ・フロー	(81,087)	(543,534)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(4,178)	156,726
現金及び現金同等物の期末残高	¥260,978	¥ 53,813

営業活動によるキャッシュ・フロー

2016年3月期の営業活動の結果得られた現金は1,837億円となり、2015年3月期の2,167億円に比べ330億円の減少となりました。これは、油価及びガス価の下落により税金等調整前当期純利益が減少したこと等によるものです。

投資活動によるキャッシュ・フロー

2016年3月期の投資活動の結果使用した現金は5,435億円となり、2015年3月期の811億円に比べ4,624億円の増加となりました。これは、長期預金の預入による支出や権益取得による支出が増加したこと等によるものです。

財務活動によるキャッシュ・フロー

2016年3月期の財務活動の結果得られた現金は、2015年3月期は42億円の現金を使用した一方で、長期借入れによる収入や非支配株主からの払込みによる収入が増加したこと等により、1,567億円となりました。

連結貸借対照表

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2016年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2015	2016	2016
流動資産			
現金及び現金同等物	¥ 260,978	¥ 53,813	\$ 477,531
定期預金(注13)	661,706	718,715	6,377,806
受取手形及び売掛金(注4)	77,209	56,462	501,038
有価証券(注4及び5)	162,289	—	—
たな卸資産	31,652	35,916	318,716
繰延税金資産(注7)	4,956	2,852	25,308
未収入金(注4)	110,315	84,650	751,176
その他	46,211	45,013	399,441
貸倒引当金	(12,906)	(13,076)	(116,035)
流動資産合計	1,342,410	984,345	8,734,981
有形固定資産			
建物及び構築物(注6)	300,484	298,714	2,650,759
坑井(注6)	291,524	298,855	2,652,010
機械装置及び運搬具(注6)	366,422	399,665	3,546,588
土地	19,870	19,674	174,585
建設仮勘定	1,173,409	1,407,490	12,489,928
その他(注6)	29,143	29,000	257,343
	2,180,852	2,453,398	21,771,213
減価償却累計額	(683,230)	(700,783)	(6,218,680)
有形固定資産合計	1,497,622	1,752,615	15,552,533
無形固定資産			
のれん(注18)	74,319	67,558	599,503
探鉱開発権	134,810	146,262	1,297,915
鉱業権	238,316	318,438	2,825,788
その他	11,325	9,213	81,755
無形固定資産合計	458,770	541,471	4,804,961
投資その他の資産			
生産物回収勘定	703,291	727,772	6,458,177
生産物回収勘定引当金	(121,707)	(131,766)	(1,169,278)
	581,584	596,006	5,288,899
投資有価証券(注4、5及び6)	284,090	213,731	1,896,628
長期貸付金	126,517	4,231	37,545
長期預金	120,270	202,842	1,800,000
繰延税金資産(注7)	22,849	13,105	116,292
その他(注6)	76,168	71,358	633,224
貸倒引当金	(8,399)	(7,815)	(69,349)
探鉱投資引当金	(2,727)	(2,047)	(18,165)
投資その他の資産合計	1,200,352	1,091,411	9,685,074
固定資産合計	3,156,744	3,385,497	30,042,568
資産合計	¥4,499,154	¥4,369,842	\$38,777,549

連結財務諸表の注記を参照。

<負債及び純資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2015	2016	2016
流動負債			
支払手形及び買掛金	¥ 53,474	¥ 47,351	\$ 420,188
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金(注4、6及び13)	33,206	68,469	607,587
未払法人税等(注7)	60,185	42,845	380,202
未払金(注6)	113,568	79,621	706,549
探鉱事業引当金	9,492	4,782	42,435
役員賞与引当金	70	56	497
資産除去債務(注17)	1,094	2,234	19,824
その他(注7)	94,123	73,770	654,628
流動負債合計	365,212	319,128	2,831,910
固定負債			
長期借入金(注4、6、12及び13)	643,951	673,099	5,973,014
繰延税金負債(注7)	77,918	56,045	497,338
事業損失引当金	9,080	4,737	42,036
特別修繕引当金	228	293	2,600
退職給付に係る負債(注16)	6,700	7,462	66,217
資産除去債務(注17)	105,234	100,829	894,747
その他(注6)	2,127	29,446	261,301
固定負債合計	845,238	871,911	7,737,253
負債合計	1,210,450	1,191,039	10,569,163
純資産(注10)			
資本金	290,810	290,810	2,580,620
授權株式の総数: 2015 — 3,600,000,001株 2016 — 3,600,000,001株			
発行済株式の総数: 2015 — 1,462,323,601株 2016 — 1,462,323,601株			
資本剰余金	679,288	676,273	6,001,180
利益剰余金	1,584,645	1,575,136	13,977,602
自己株式: 2015 — 1,966,400株 2016 — 1,966,400株	(5,248)	(5,248)	(46,570)
株主資本合計	2,549,495	2,536,971	22,512,832
その他有価証券評価差額金	46,049	4,959	44,006
繰延ヘッジ損益	(36,423)	(6,660)	(59,100)
為替換算調整勘定	507,560	397,622	3,528,458
その他の包括利益累計額合計	517,186	395,921	3,513,364
非支配株主持分	222,023	245,911	2,182,190
純資産合計	3,288,704	3,178,803	28,208,386
偶発債務(注20)			
負債及び純資産合計	¥4,499,154	¥4,369,842	\$38,777,549

連結損益計算書及び連結包括利益計算書

連結損益計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2016年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2015	2016	2016
売上高	¥1,171,227	¥1,009,564	\$8,958,772
売上原価	525,444	526,758	4,674,399
売上総利益	645,783	482,806	4,284,373
探鉱費	23,239	6,166	54,717
販売費及び一般管理費(注14、16及び18)	63,139	61,387	544,742
減価償却費	24,519	25,114	222,859
営業利益	534,886	390,139	3,462,055
その他収益			
受取利息	11,227	10,751	95,403
受取配当金	6,670	10,826	96,069
有価証券売却益	18,146	25,987	230,606
為替差益	19,562	2,964	26,302
その他	46,159	19,406	172,207
その他収益合計	101,764	69,934	620,587
その他費用			
支払利息	2,947	4,199	37,262
持分法による投資損失	13,444	20,696	183,654
生産物回収勘定引当金繰入額	19,449	25,026	222,078
探鉱事業引当金繰入額	835	335	2,973
固定資産除却損	6,258	13,288	117,916
減損損失(注15)	35,132	45,885	407,179
その他	18,562	21,757	193,069
その他費用合計	96,627	131,186	1,164,131
税金等調整前当期純利益	540,023	328,887	2,918,511
法人税等(注7)			
法人税、住民税及び事業税	448,659	356,585	3,164,300
法人税等調整額	15,767	(2,192)	(19,451)
法人税等合計	464,426	354,393	3,144,849
当期純利益又は当期純損失	75,597	(25,506)	(226,338)
非支配株主に帰属する当期純損失	(2,223)	(42,283)	(375,215)
親会社株主に帰属する当期純利益	¥ 77,820	¥ 16,777	\$ 148,877

連結包括利益計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2016年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2015	2016	2016
当期純利益又は当期純損失	¥ 75,597	¥ (25,506)	\$ (226,338)
その他の包括利益			
その他有価証券評価差額金	1,315	(41,094)	(364,664)
為替換算調整勘定	244,018	(129,079)	(1,145,434)
持分法適用会社に対する持分相当額	(13,951)	29,310	260,094
その他の包括利益合計(注8)	231,382	(140,863)	(1,250,004)
包括利益	306,979	(166,369)	(1,476,342)
(内訳)			
親会社株主に係る包括利益	301,622	(104,488)	(927,216)
非支配株主に係る包括利益	¥ 5,357	¥ (61,881)	\$ (549,126)

連結財務諸表の注記を参照。

連結株主資本等変動計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

2015年3月31日終了の連結会計年度	百万円				
	資本金	資本剰余金	株主資本 利益剰余金	自己株式	株主資本合計
2014年4月1日残高	¥290,810	¥679,288	¥1,532,876	¥(5,248)	¥2,497,726
会計方針の変更による累積的影響額			236		236
会計方針の変更を反映した期首残高	290,810	679,288	1,533,112	(5,248)	2,497,962
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動					—
剰余金の配当			(26,287)		(26,287)
親会社株主に帰属する当期純利益			77,820		77,820
株主資本以外の項目の連結会計					
年度中のその他変動額(純額)			51,533		51,533
連結会計年度中の変動額合計	—	—	51,533	—	51,533
2015年3月31日残高	¥290,810	¥679,288	¥1,584,645	¥(5,248)	¥2,549,495

2015年3月31日終了の連結会計年度	百万円					
	その他有価証券 評価差額金	繰延 ヘッジ損益	為替換算 調整勘定	その他の包括利益 累計額合計	非支配株主持分	純資産合計
2014年4月1日残高	¥44,737	¥(17,579)	¥266,225	¥293,383	¥204,928	¥2,996,037
会計方針の変更による累積的影響額						236
会計方針の変更を反映した期首残高	44,737	(17,579)	266,225	293,383	204,928	2,996,273
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動						—
剰余金の配当						(26,287)
親会社株主に帰属する当期純利益						77,820
株主資本以外の項目の連結会計						
年度中のその他変動額(純額)	1,312	(18,844)	241,335	223,803	17,095	240,898
連結会計年度中の変動額合計	1,312	(18,844)	241,335	223,803	17,095	292,431
2015年3月31日残高	¥46,049	¥(36,423)	¥507,560	¥517,186	¥222,023	¥3,288,704

2016年3月31日終了の連結会計年度	百万円				
	資本金	資本剰余金	株主資本 利益剰余金	自己株式	株主資本合計
2015年4月1日残高	¥290,810	¥679,288	¥1,584,645	¥(5,248)	¥2,549,495
会計方針の変更による累積的影響額					—
会計方針の変更を反映した期首残高	290,810	679,288	1,584,645	(5,248)	2,549,495
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動		(3,015)			(3,015)
剰余金の配当			(26,286)		(26,286)
親会社株主に帰属する当期純利益			16,777		16,777
株主資本以外の項目の連結会計					
年度中のその他変動額(純額)		(3,015)	(9,509)		(12,524)
連結会計年度中の変動額合計	—	(3,015)	(9,509)	—	(12,524)
2016年3月31日残高	¥290,810	¥676,273	¥1,575,136	¥(5,248)	¥2,536,971

2016年3月31日終了の連結会計年度	百万円					
	その他有価証券 評価差額金	繰延 ヘッジ損益	為替換算 調整勘定	その他の包括利益 累計額合計	非支配株主持分	純資産合計
2015年4月1日残高	¥46,049	¥(36,423)	¥507,560	¥517,186	¥222,023	¥3,288,704
会計方針の変更による累積的影響額						—
会計方針の変更を反映した期首残高	46,049	(36,423)	507,560	517,186	222,023	3,288,704
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動						(3,015)
剰余金の配当						(26,286)
親会社株主に帰属する当期純利益						16,777
株主資本以外の項目の連結会計						
年度中のその他変動額(純額)	(41,090)	29,763	(109,938)	(121,265)	23,888	(97,377)
連結会計年度中の変動額合計	(41,090)	29,763	(109,938)	(121,265)	23,888	(109,901)
2016年3月31日残高	¥ 4,959	¥ (6,660)	¥397,622	¥395,921	¥245,911	¥3,178,803

2016年3月31日終了の連結会計年度	千米ドル(注3)				
	資本金	資本剰余金	株主資本 利益剰余金	自己株式	株主資本合計
2015年4月1日残高	\$2,580,620	\$6,027,935	\$14,061,984	\$(46,570)	\$22,623,969
会計方針の変更による累積的影響額					—
会計方針の変更を反映した期首残高	2,580,620	6,027,935	14,061,984	(46,570)	22,623,969
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動		(26,755)			(26,755)
剰余金の配当			(233,259)		(233,259)
親会社株主に帰属する当期純利益			148,877		148,877
株主資本以外の項目の連結会計					
年度中のその他変動額(純額)		(26,755)	(84,382)		(111,137)
連結会計年度中の変動額合計	—	(26,755)	(84,382)	—	(111,137)
2016年3月31日残高	\$2,580,620	\$6,001,180	\$13,977,602	\$(46,570)	\$22,512,832

2016年3月31日終了の連結会計年度	千米ドル(注3)					
	その他有価証券 評価差額金	繰延 ヘッジ損益	為替換算 調整勘定	その他の包括利益 累計額合計	非支配株主持分	純資産合計
2015年4月1日残高	\$408,634	\$(323,214)	\$4,504,038	\$4,589,458	\$1,970,210	\$29,183,637
会計方針の変更による累積的影響額						—
会計方針の変更を反映した期首残高	408,634	(323,214)	4,504,038	4,589,458	1,970,210	29,183,637
非支配株主との取引に係る親会社の持分変動						(26,755)
剰余金の配当						(233,259)
親会社株主に帰属する当期純利益						148,877
株主資本以外の項目の連結会計						
年度中のその他変動額(純額)	(364,628)	264,114	(975,580)	(1,076,094)	211,980	(864,114)
連結会計年度中の変動額合計	(364,628)	264,114	(975,580)	(1,076,094)	211,980	(975,251)
2016年3月31日残高	\$ 44,006	\$ (59,100)	\$3,528,458	\$3,513,364	\$2,182,190	\$28,208,386

連結財務諸表の注記を参照。

連結キャッシュ・フロー計算書

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2016年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2015	2016	2016
営業活動によるキャッシュ・フロー			
税金等調整前当期純利益	¥ 540,023	¥ 328,887	\$ 2,918,511
減価償却費	52,520	86,791	770,175
減損損失	35,132	45,885	407,179
のれん償却額	6,761	6,761	59,996
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	20,307	29,844	264,833
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	(600)	(4,399)	(39,036)
その他の引当金の増加額(減少額)	3,419	(4,353)	(38,628)
退職給付に係る負債の増加額(減少額)	(873)	945	8,386
受取利息及び受取配当金	(17,896)	(21,580)	(191,499)
支払利息	2,947	3,465	30,748
為替差損失(利益)	3,973	15,085	133,863
持分法による投資損失(利益)	13,444	20,696	183,654
有価証券売却損失(利益)	(18,146)	(25,987)	(230,606)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	75,586	64,200	569,704
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(60,764)	(45,833)	(406,717)
売上債権の減少額(増加額)	25,202	15,193	134,821
たな卸資産の減少額(増加額)	(797)	(2,551)	(22,637)
仕入債務の増加額(減少額)	6,310	(4,389)	(38,948)
未収入金の減少額(増加額)	(1,440)	41,632	369,438
未払金の増加額(減少額)	(11,247)	(13,746)	(121,981)
前受金の増加額(減少額)	(126)	2,882	25,575
その他	(3,940)	9,625	85,411
小計	669,795	549,053	4,872,242
利息及び配当金の受取額	28,194	31,447	279,058
利息の支払額	(2,376)	(3,206)	(28,450)
法人税等の支払額	(478,864)	(393,586)	(3,492,643)
営業活動によるキャッシュ・フロー	216,749	183,708	1,630,207
投資活動によるキャッシュ・フロー			
定期預金の預入による支出	(326,026)	(544,331)	(4,830,340)
定期預金の払戻による収入	698,139	790,267	7,012,751
長期預金の預入による支出	(112,181)	(439,989)	(3,904,419)
有形固定資産の取得による支出	(448,381)	(476,789)	(4,230,979)
有形固定資産の売却による収入	245	1,132	10,045
無形固定資産の取得による支出	(15,446)	(26,898)	(238,690)
有価証券の売却及び償還による収入	214,527	175,585	1,558,124
投資有価証券の取得による支出	(26,767)	(6,877)	(61,026)
投資有価証券の売却及び償還による収入	68,938	27,701	245,816
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(70,430)	(60,442)	(536,356)
短期貸付金の減少額(増加額)	(3,825)	(4,120)	(36,560)
長期貸付けによる支出	(111,388)	(215,710)	(1,914,189)
長期貸付金の回収による収入	260	384,759	3,414,314
権益取得による支出	(18,424)	(134,516)	(1,193,682)
その他	69,672	(13,306)	(118,076)
投資活動によるキャッシュ・フロー	(81,087)	(543,534)	(4,823,267)
財務活動によるキャッシュ・フロー			
短期借入金の純増加額(減少額)	1,490	92	816
長期借入れによる収入	27,713	127,120	1,128,050
長期借入金の返済による支出	(18,684)	(26,869)	(238,432)
非支配株主からの払込みによる収入	16,730	87,279	774,505
配当金の支払額	(26,288)	(26,298)	(233,365)
非支配株主への配当金の支払額	(4,992)	(4,524)	(40,146)
その他	(147)	(74)	(657)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(4,178)	156,726	1,390,771
現金及び現金同等物に係る換算差額	11,963	(4,065)	(36,073)
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	143,447	(207,165)	(1,838,362)
現金及び現金同等物の期首残高	117,531	260,978	2,315,893
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 260,978	¥ 53,813	\$ 477,531

連結財務諸表の注記を参照。

連結財務諸表の注記

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

1. 作成の基礎

国際石油開発帝石株式会社(以下、「当社」といいます。)は石油・天然ガスの探鉱、開発及び生産を主たる事業としております。

当社及び国内子会社は日本で一般に公正妥当と認められる会計原則に従って会計帳簿及び財務諸表を作成しております。

在外子会社の財務諸表が国際財務報告基準または米国会計基準に準拠して作成されている場合には、連結決算手続上利用しております。ただし、重要性がある場合には、当期純利益が適切に計上されるよう修正しなければならぬ項目があります。

添付の連結財務諸表は日本で一般に公正妥当と認められる会計原則(それは国際財務報告基準または米国会計基準とは重要な不一致がある場合があります。)に従っており、日本の金融商品取引法の要求に従い当社が作成した連結財務諸表から編集しております。

当社は、当年度の表示に合わせ過年度の表示を一部組替再表示しております。

2. 重要な会計方針の要約

(a) 連結の基本方針及び関連会社投資の会計処理

添付の連結財務諸表は、当社及び当社が直接または間接的に支配している会社の勘定を含んでおります。当社が財務及び営業の方針に影響力を行使している会社は持分法により連結財務諸表に含めております。連結会社間の重要な債権債務、取引高は連結上消去されております。なお、一部の会社は連結財務諸表に重要な影響を及ぼしていないため、連結または持分法適用の範囲から除いております。

決算日が連結決算日と異なる連結子会社のうち、サウル石油(株)、インベックスマセラアラフラ海石油(株)等49社は決算日が12月31日であり、決算日現在の財務諸表を使用しております。ただし、連結決算日との間に生じた重要な取引については、連結上必要な調整を行っております。また、ジャパン石油開発(株)、インベックス南西カスピ海石油(株)、インベックス北カスピ海石油(株)、INPEX Holdings Australia Pty Ltd、INPEX Ichthys Pty Ltd等10社は、決算日が12月31日ですが、連結決算日現在で決算を行っております。

取得原価と公正価値による純資産額との差額はのれんとして、20年を超えない期間にわたって均等償却されております。

(b) 現金同等物

取得日から3か月以内に償還期限の到来する流動性の高いすべての投資を現金同等物とみなしており、預入時点から満期日までが3か月以内の短期定期預金を含んでおります。

(c) 外貨換算

外貨建金銭債権債務は、貸借対照表日の為替相場により円貨に換算しております。外貨建収益及び費用は当該取引発生時の為替相場により円貨に換算しております。換算差損益は損益として処理しております。

在外子会社等の資産及び負債は、貸借対照表日の為替相場により円貨に換算しており、収益及び費用は期中平均相場により円貨に換算し、純資産の部の構成項目は取得時の為替相場により円貨に換算しております。換算差額は、純資産の部の為替換算調整勘定及び非支配株主持分に含めて計上しております。

(d) 有価証券

有価証券は通常、売買目的、満期保有目的、またはその他有価証券の3種類に分類されますが、当社及び連結子会社が保有する有価証券はすべてその他有価証券に分類しております。その他有価証券のうち市場性のある有価証券は公正価値で評価し、未実現損益の変動は、主として適用される税額控除後の金額で純資産額に直接含めております。

その他有価証券のうち市場性のない有価証券は移動平均法による原価法により評価しております。売却された有価証券の原価は移動平均法により決定しております。

(e) デリバティブ

デリバティブは公正価値で評価しております。

(f) たな卸資産

海外のたな卸資産は主として総平均法による原価法(貸借対照表価額は収益性の低下に基づく簿価切下げの方法)、国内のたな卸資産は主として移動平均法による原価法(貸借対照表価額は収益性の低下に基づく簿価切下げの方法)によって評価しております。

(g) 貸倒引当金

債権の貸倒れによる損失に備えるため、一般債権については貸倒実績率により、貸倒懸念債権等特定の債権については個別に回収可能性を勘案し、回収不能見込額を計上しております。

(h) 生産物回収勘定及び生産物回収勘定引当金

生産分与契約に基づき投下した作業費を計上しております。生産開始後、同契約に基づき生産物(原油及び天然ガス)をもって投下作業費を回収しております。

これらの投下作業費は原油及び天然ガスが商業生産に至った場合のみ回収可能であるため、商業生産可能な原油及び天然ガスの発見に至らなかった場合に生ずる探鉱プロジェクトの探鉱投資の損失等に備えるため、生産物回収勘定引当金を計上しております。なお、開発投資に対しても個別のプロジェクトの状況から回収できない可能性がある場合は、個別に回収可能性を勘案し、引当金を計上しております。

(i) 探鉱投資引当金

資源探鉱投資法人等の株式等の損失に備えるため、投資先各社の資産状態を検討のうえ計上しております。

(j) 有形固定資産(リース資産を除く)

海外の鉱業用資産の償却は主として生産高比例法によっております。その他は主として定額法によって償却しております。なお、耐用年数は資産の種類ごとの見積り耐用年数に基づいております。

(k) 無形固定資産(リース資産を除く)

探鉱開発権の償却は、探鉱段階のものについては支出のあった連結会計年度において一括償却、生産段階のものについては生産高比例法によって償却しております。

鉱業権の償却は、主として生産高比例法によっております。

その他の無形固定資産は主として定額法によって償却しております。

自社利用のソフトウェアについては社内における利用可能期間(5年)に基づく定額法を採用しております。

(l) リース資産

所有権移転外ファイナンス・リース取引に係るリース資産は、リース期間を耐用年数とし、残存価額をゼロとする定額法によって償却しております。

(m) 探鉱事業引当金

探鉱段階の連結子会社による探鉱事業費用に備えるため、探鉱投資計画に基づき、当連結会計年度末において必要と認められる金額を計上しております。

(n) 役員賞与引当金

役員に対する賞与の支出に備えるため、支給見込額に基づき計上しております。

(o) 事業損失引当金

石油・天然ガスの開発、生産及び販売事業等に係る損失に備えるため、個別に事業の状況等を勘案し計上しております。

(p) 特別修繕引当金

一部の連結子会社において、油槽設備等の定期修繕費用の支出に備えるため、次回修繕見積額を次回修繕までの期間に配分して計上しております。

(q) 退職給付に係る会計処理の方法

(退職給付見込額の期間帰属方法)

退職給付債務の算定に当たり、退職給付見込額を当連結会計年度末までの期間に帰属させる方法については、給付算定式基準によっております。なお、一部の連結子会社は小規模企業に該当するため退職給付債務の計算は簡便法(自己都合要支給額)によっております。

(数理計算上の差異の費用処理方法)

数理計算上の差異は発生年度に全額を費用処理しております。

(r) 資産除去債務

石油・天然ガス生産施設等について、産油国政府との石油契約や現地法令等に基づき、当社は、当該施設等の将来の操業・生産終了時に必要となる廃止作業に関連して発生する費用の現在価値の見積り額を資産除去債務として計上しております。

(s) ヘッジ会計

特例処理の要件を満たしている金利スワップについては特例処理を採用しております。なお、一部の持分法適用関連会社は繰延ヘッジ処理を採用しております。

また、デリバティブ取引の限度額を実需の範囲とする方針であり、投機目的によるデリバティブ取引は行わないこととしております。

(t) 研究開発費

研究開発費は発生時に費用として処理しております。

(u) 法人税等

資産及び負債の財務報告上の金額と税務上の評価額との差額について繰延税金資産及び負債が決定されており、それらは当該差額が解消すると期待される時点で適用される税率と税法を用いて計算しております。

(v) 新たな会計基準の適用

「企業結合に関する会計基準」(企業会計基準第21号平成25年9月13日。以下「企業結合会計基準」という。)、 「連結財務諸表に関する会計基準」(企業会計基準第22号平成25年9月13日。以下「連結会計基準」という。)及び「事業分離等に関する会計基準」(企業会計基準第7号平成25年9月13日。以下「事業分離等会計基準」という。)等を、2016年3月31日終了の連結会計年度より適用し、支配が継続している場合の子会社に対する当社の持分変動による差額を資本剰余金として計上するとともに、取得関連費用を発生した連結会計年度の費用として計上する方法に変更いたしました。また、2016年3月31日終了の連結会計年度の期首以後実施される企業結合については、暫定的な会計処理の確定による取得原価の配分額の見直しを企業結合日の属する連結会計年度の連結財務諸表に反映させる方法に変更いたします。加えて、当期純利益等の表示の変更及び少数株主持分から非支配株主持分への表示の変更を行っております。当該表示の変更を反映させるため、2015年3月31日終了の連結会計年度については、連結財務諸表の組替えを行っております。

企業結合会計基準等の適用については、企業結合会計基準第58-2項(4)、連結会計基準第44-5項(4)及び事業分離等会計基準第57-4項(4)に定める経過的な取り扱いに従っており、2016年3月31日終了の連結会計年度の期首時点から将来にわたって適用しております。

この結果、2016年3月31日終了の連結会計年度末の資本剰余金が3,014百万円減少しております。なお、2016年3月31日終了の連結会計年度の損益に与える影響は軽微であります。

(w) 未適用の会計基準

・繰延税金資産の回収可能性に関する適用指針」(企業会計基準適用指針第26号 平成28年3月28日)(概要)

繰延税金資産の回収可能性に関する取扱いについて、監査委員会報告第66号「繰延税金資産の回収可能性の判断に関する監査上の取扱い」の枠組み、すなわち企業を5つに分類し、当該分類に応じて繰延税金資産の計上額を見積る枠組みを基本的に踏襲した上で、以下の取扱いについて必要な見直しが行われております。

①(分類1)から(分類5)に係る分類の要件をいずれも満たさない企業の取扱い

②(分類2)及び(分類3)に係る分類の要件

③(分類2)に該当する企業におけるスケジューリング不能な将来減算一時差異に関する取扱い

④(分類3)に該当する企業における将来の一時差異等加減算前課税所得の合理的な見積可能期間に関する取扱い

⑤(分類4)に係る分類の要件を満たす企業が(分類2)又は(分類3)に該当する場合の取扱い

(適用予定日)

2017年3月31日終了の連結会計年度の期首より適用予定です。

(当該会計基準等の適用による影響)

影響額は、当連結財務諸表の作成時において評価中です。

3. 米ドル表示の金額

円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2016年3月31日の換算レートである1米ドル112円69銭で計算しております。これらの金額の記載は、円金額がこのレートあるいはほかのレートで米ドルに換金、実現あるいは決済された、またはされうということを示しているものではありません。

4. 金融商品の状況に関する事項

(a) 金融商品に対する取組方針

当社グループは、石油・天然ガス開発資金及び天然ガス供給インフラ施設等建設資金を、手許資金及び銀行借入により調達することを基本方針としております。現在、開発資金借入については国際協力銀行及び市中銀行等から融資を受けており、これら融資に関しては、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構の保証制度を利用しております。また、国内の天然ガス供給インフラ施設等建設資金については、日本政策投資銀行及び市中銀行からの融資を受けております。借入金は変動金利を基本としておりますが、個別プロジェクトの状況に合わせて、固定金利の借入も行っております。

当社グループは、資金運用については、安全性・流動性に十分配慮し、預金や国債を中心に運用を行っております。デリバティブは、予定取引や保有資産のリスクを管理するために限定的に利用しており、投機的な取引は行わない方針であります。

(b) 金融商品の内容及びそのリスク並びにリスク管理体制

(営業債権等にかかる信用リスク)

営業債権である受取手形及び売掛金並びに未収入金は、主に原油・天然ガスの販売によるもので、主な取引先は、国営石油会社や大手石油会社等となっております。信用リスクに晒されている取引先については、営業管理細則及び与信管理細則に従い、取引先の状況を適時に把握し、取引相手の財務状況等の悪化等による回収懸念の早期把握や軽減を図っております。

(有価証券にかかる市場価格変動リスク)

保有する有価証券・投資有価証券で、市場価格の変動リスクに晒されているものについては、時価が定期的に経営会議にて報告されております。なお、株式については、主に当社が中長期的に安定した業務を遂行することを目的に、より緊密かつ円滑な関係を築くために保有している取引先等の株式となっておりますが、一部銘柄については投資目的として保有しております。また、債券については中長期の資金支出見込みや市場価格変動リスクを考慮し、償還期間の短い債券を中心に保有しております。

(借入金にかかる金利変動リスク)

借入金は主に石油・天然ガス開発資金及び国内の天然ガス供給インフラ施設等建設資金に係る資金調達であり、借入期間は対象事業の資金見通し及び対象設備の償却期間等を勘案して決定しております。変動金利の借入金は、金利の変動リスクに晒されていますが、借入時及び年に一度、金利変動による影響を分析し、必要に応じて固定金利での借入や金利スワップによる支払利息の固定化を行っております。

(外貨建資産・負債にかかる為替変動リスク)

当社グループの事業地域の多くは海外であるため、現預金及び売掛債権等の外貨建資産や、海外プロジェクトの必要資金の借入等の外貨建負債を多額に保有していることから、為替変動リスクに晒されております。外貨建資産・負債の期末円換算により、円高時には外貨建資産で為替差損、外貨建負債で為替差益が生じる一方、円安時には外貨建資産で為替差益、外貨建負債で為替差損が生じます。このため、外貨建資産・負債のバランスを取り、為替変動リスクを低減するように努めております。また、イクシスプロジェクト等、今後外貨での支出が予定される分については、必要に応じて先物為替予約等のデリバティブ取引を利用して、為替変動リスクを管理しております。

(デリバティブ取引の管理)

上記のデリバティブ取引の執行管理については、デリバティブ取引管理要領に従って行っており、市場価格変動リスクに晒されているデリバティブについては、時価が定期的に経営会議に報告されております。また、デリバティブの利用にあたっては、カウンターパーティーリスクを軽減するために、格付の高い金融機関との取引に限っております。

(資金調達に係る流動性リスクの管理)

当社グループでは、各事業本部が月次で作成した資金繰計画を基に財務経理本部が資金繰り管理を行うとともに、流動性リスクに備えて厚めの手許流動性を確保しております。

5. 有価証券

(a) 2015年及び2016年3月31日現在のその他有価証券は以下の通りとなっております。

2015年3月31日現在	百万円		
	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの			
株式	¥ 34,624	¥ 52,082	¥17,458
債券			
国債・地方債等	31,178	31,243	65
社債	39,300	39,313	13
その他	12,549	18,243	5,694
その他	73,496	106,738	33,242
小計	191,147	247,619	56,472
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの			
株式	17,765	15,375	(2,390)
債券			
社債	17,600	17,598	(2)
小計	35,365	32,973	(2,392)
合計	¥226,512	¥280,592	¥54,080

2016年3月31日現在	百万円			千米ドル		
	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益	取得原価	連結貸借対照表計上額	未実現(損)益
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えるもの						
株式	¥14,582	¥22,889	¥ 8,307	\$129,399	\$203,115	\$ 73,716
債券						
社債	5,500	5,509	9	48,806	48,886	80
その他	2,462	4,971	2,509	21,848	44,112	22,264
小計	22,544	33,369	10,825	200,053	296,113	96,060
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの						
株式	33,676	28,054	(5,622)	298,838	248,949	(49,889)
小計	33,676	28,054	(5,622)	298,838	248,949	(49,889)
合計	¥56,220	¥61,423	¥ 5,203	\$498,891	\$545,062	\$ 46,171

(b) 2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度に売却したその他有価証券は以下の通りとなっております。

2015年3月31日終了の 連結会計年度	百万円		
	売却額	売却益の総額	売却損の総額
債券			
国債・地方債等	¥ 91,741	¥ 358	¥ 9
その他	84,072	18,053	—
合計	¥175,813	¥18,411	¥ 9

2016年3月31日終了の 連結会計年度	百万円			千米ドル		
	売却額	売却益の総額	売却損の総額	売却額	売却益の総額	売却損の総額
債券						
国債・地方債等	¥ 31,205	¥ 59	¥—	\$ 276,910	\$ 524	\$—
社債	30,906	9	3	274,257	80	27
その他	102,667	31,633	—	911,057	280,708	—
合計	¥164,778	¥31,701	¥ 3	\$1,462,224	\$281,312	\$27

(c) 2015年及び2016年3月31日現在の時価を算定することが極めて困難と認められる有価証券は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
その他有価証券			
非上場株式	¥ 33,410	¥ 32,239	\$ 286,086
関係会社株式	132,377	120,069	1,065,480
合計	¥165,787	¥152,308	\$1,351,566

これらについては、市場価格がなく、時価を把握することが極めて困難と認められることから、(a)の表には含めておりません。なお、資源探鉱投資法人等の株式については、投資先各社の資産状況を検討の上、探鉱投資引当金を計上しております。

(d) 2016年3月31日現在のその他有価証券のうち満期があるものの今後の償還予定額は以下の通りとなっております。

2016年3月31日現在	百万円				千米ドル			
	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超	1年以内	1年超 5年以内	5年超 10年以内	10年超
債券								
社債	¥—	¥5,500	¥—	¥—	\$—	\$48,806	\$—	\$—

6. 借入金

(a) 2015年及び2016年3月31日現在の短期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
銀行等からの借入金 (2015年3月31日現在の利率は0.600%から19.000% 2016年3月31日現在の利率は0.784%から19.000%)	¥6,763	¥5,182	\$45,984

(b) 2015年及び2016年3月31日現在の長期借入金は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
返済期限(最長)2028年の銀行等からの借入金 (2015年3月31日現在の利率は0.362%から2.500% 2016年3月31日現在の利率は0.360%から2.012%)	¥670,394	¥736,386	\$6,534,617
うち、1年以内返済予定の長期借入金	26,443	63,287	561,603
合計	¥643,951	¥673,099	\$5,973,014

(c) 2015年及び2016年3月31日現在の長期借入金及び保証債務の担保に供した資産は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
建物及び構築物	¥ 1,975	¥ —	\$ —
坑井	49	—	—
機械装置及び運搬具	6,969	—	—
その他(有形固定資産)	12	—	—
投資有価証券	8,314	15,039	133,455
その他(投資その他資産)	217	—	—
合計	¥17,536	¥15,039	\$133,455

投資有価証券のうち、14,459百万円(2015年3月31日終了の連結会計年度は7,377百万円)は関連会社等の債務の担保目的で差し入れたものです。

(d) 上記の担保資産に対応する債務を種類別に分類すると次の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
短期借入金	¥ 491	¥ —	\$ —
未払金	509	532	4,721
長期借入金	1	—	—
その他	17	—	—
合計	¥1,018	¥532	\$4,721

(e) 上記以外にイクシスLNGプロジェクトファイナンスに対し、担保に供しているものは以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
現金及び現金同等物	¥ 3,875	¥ 1,507	\$ 13,373
たな卸資産	4,729	8,862	78,641
その他(流動資産)	2,462	15,113	134,111
土地	161	150	1,331
建設仮勘定	752,019	945,518	8,390,434
長期貸付金	9,681	—	—
合計	¥772,927	¥971,150	\$8,617,890

(f) 長期借入金の2016年3月31日後1年ごとの返済予定額の総額は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル
2017年	¥ 63,287	\$ 561,603
2018年	39,416	349,774
2019年	69,047	612,716
2020年	117,533	1,042,976
2021年	103,731	920,499
2022年以降	343,372	3,047,049
合計	¥736,386	\$6,534,617

7. 法人税等

当社及び連結子会社は利益に対して法人税等の税金を課せられており、法定実効税率は2015年3月31日終了の連結会計年度は30.8%、2016年3月31日終了の連結会計年度は28.8%となっております。

(a) 2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度における連結損益計算書の法人税等の負担率と法定実効税率の差異の原因及び項目別の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	2015	2016
法定実効税率	30.8%	28.8%
(調整)		
交際費等永久に損金に算入されない項目	0.2	0.8
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(0.3)	(0.7)
評価性引当額	11.0	8.8
外国税	79.1	95.3
外国税額控除	(17.2)	(15.4)
損金算入外国税額の調整	(18.4)	(13.3)
のれん償却額	0.4	0.6
本邦税効果適用税率差異	1.0	1.1
その他	(0.6)	1.8
税効果会計適用後の法人税等の負担率	86.0%	107.8%

(b) 2015年及び2016年3月31日現在の繰延税金資産及び繰延税金負債の発生の主な原因別の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
繰延税金資産			
探鉱投資等	¥ 86,644	¥ 77,785	\$ 690,257
投資有価証券評価損	3,640	2,583	22,921
生産物回収勘定(外国税)	10,432	8,524	75,641
探鉱投資引当金	783	573	5,085
未払外国税	39,929	32,102	284,870
税務上の繰越欠損金	106,328	119,972	1,064,620
減価償却費償却超過額	16,443	12,316	109,291
退職給付に係る負債	1,857	2,070	18,369
事業損失引当金	2,619	1,338	11,873
外貨建債権債務評価差額	27,467	15,802	140,226
資産除去債務	22,858	11,830	104,978
貸倒引当金	4,150	3,958	35,123
減損損失	10,814	14,605	129,603
その他	23,625	23,597	209,397
繰延税金資産小計	357,589	327,055	2,902,254
評価性引当額	(276,397)	(276,292)	(2,451,788)
繰延税金資産合計	81,192	50,763	450,466
繰延税金負債			
外国税	(112,046)	(83,019)	(736,702)
外貨建債権債務評価差額	(329)	(234)	(2,076)
海外投資等損失準備金	(4,099)	(2,840)	(25,202)
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	(2,382)	(1,732)	(15,370)
探鉱準備金	(8,415)	(5,026)	(44,600)
その他有価証券評価差額金	(2,541)	(248)	(2,201)
その他	(8,464)	(6,331)	(56,181)
繰延税金負債	(138,276)	(99,430)	(882,332)
繰延税金資産(負債)の純額	¥ (57,084)	¥ (48,667)	\$ (431,866)

8. 包括利益

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度のその他の包括利益に係る組替調整額及び税効果額は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
その他有価証券評価差額金			
当期発生額	¥ 26,405	¥ (15,819)	\$ (140,376)
組替調整額	(24,356)	(27,568)	(244,636)
税効果調整前	2,049	(43,387)	(385,012)
税効果額	(734)	2,293	20,348
	1,315	(41,094)	(364,664)
為替換算調整勘定			
当期発生額	244,018	(128,941)	(1,144,210)
組替調整額	—	(138)	(1,224)
	244,018	(129,079)	(1,145,434)
持分法適用会社に対する持分相当額			
当期発生額	(28,436)	8,668	76,919
組替調整額	2,238	(154)	(1,367)
資産の取得原価調整額	12,247	20,796	184,542
	(13,951)	29,310	260,094
その他の包括利益合計	¥231,382	¥(140,863)	\$(1,250,004)

9. 重要な非資金取引

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度における重要な非資金取引は以下の通りとなっております。

2015年3月31日終了の連結会計年度

重要な資産除去債務の計上額は、69,254百万円となっております。

2016年3月31日終了の連結会計年度

該当事項はありません。

10. 純資産

2016年3月31日現在、当社の発行済株式総数は普通株式1,462,323,600株、甲種類株式1株となっております。

甲種類株式は当社株主総会において議決権を有しませんが、甲種類株主は以下の一定の重要事項について、拒否権を有しております(ただし、取締役の選任または解任、重要な資産の処分、統合の拒否権の行使については定款に定める要件を充足する必要があります)。

- 取締役の選任または解任
- 重要な資産の処分
- 当会社の目的及び当会社普通株式以外の株式への議決権の付与に関する定款変更
- 統合
- 資本の額の減少
- 解散

甲種類株主は、当社に対し甲種類株式を取得するよう請求することができます。また、当社は甲種類株式が公的主体以外の者に譲渡された場合、

取締役会の決議により、甲種類株式を取得することができます。

当社は2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株につき400株の割合で株式分割を行っておりますが、甲種類株式につきましては、株式分割を実施致しておりません。これに伴い、甲種類株式の配当については、当該株式分割前の普通株式と同等になるよう、定款で定めております。なお、2016年3月31日終了の連結会計年度の甲種類株式の配当額は7,200円となっております。

会社法においては、資本剰余金(資本準備金は除く。)と利益剰余金(利益準備金は除く。)の剰余金の配当をする際に、剰余金の配当額の10%を、資本準備金と利益準備金の合計が資本金の25%に達するまで、資本準備金または利益準備金として積み立てることを規定しております。

また、会社法では特定の条件を充たせば株主総会か取締役会の決議により、いつでも配当を行うことができますが、資本準備金と利益準備金については配当の原資とすることはできません。

11. 1株当たり情報

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度の1株当たり情報は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	円		米ドル
	2015	2016	2016
1株当たり純資産	¥2,099.95	¥2,008.34	\$17.82
1株当たり配当額	18.00	18.00	0.16
1株当たり当期純利益	¥ 53.29	¥ 11.49	\$ 0.10

潜在株式調整後1株当たり当期純利益については、潜在株式が存在しないため記載しておりません。

1株当たり純資産は純資産から非支配株主持分を除外し、期末発行済株式数を基に計算されております。

1株当たり配当額は取締役会によって提案された中間配当を加えた金額を記載しております。

1株当たり当期純利益については、期中平均発行済株式数に基づいて算出しております。

12. デリバティブ取引

(a) ヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引

2015年3月31日現在のヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引に関する契約額等、時価及び評価損益は以下の通りとなっております。

2015年3月31日現在 為替予約取引(注)	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
売建 カナダドル (米ドル買)	¥35,264	¥—	¥180	¥180

2016年3月31日現在のヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引に関する契約額等、時価及び評価損益は以下の通りとなっております。

2016年3月31日現在 為替予約取引(注)	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
売建 カナダドル (米ドル買)	¥37,451	¥—	¥(270)	¥(270)

2016年3月31日現在 為替予約取引(注)	千米ドル			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
売建 カナダドル (米ドル買)	\$332,336	\$—	\$(2,396)	\$(2,396)

注: 時価の算定方法 取引先金融機関から提示された価格によっております。

(b) ヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引

2015年及び2016年3月31日現在のヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引に関する契約額等及び時価は以下の通りとなっております。

2015年3月31日現在 金利スワップ取引	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥4,760	¥4,760	(注)

2016年3月31日現在 金利スワップ取引	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥4,760	¥4,760	(注)

2016年3月31日現在 金利スワップ取引	主なヘッジ対象	千米ドル		
		契約額等	うち1年超	時価
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	\$42,240	\$42,240	(注)

注: 金利スワップの特例処理によるものは、ヘッジ対象とされている長期借入金と一体として処理されているため、その時価は注記13.(a)の長期借入金に含めて記載しております。

13. その他の金融商品

(a) 2015年及び2016年3月31日現在の注記5.(a)に記載の有価証券、投資有価証券及び注記12に記載のデリバティブ取引以外のその他の金融商品の連結貸借対照表計上額及び時価については次の通りであります。なお、現金及び現金同等物、受取手形及び売掛金は時価が連結貸借対照表計上額にほぼ等しいことから下記表には記載しておりません。

2015年3月31日現在	百万円		千米ドル	
	連結貸借対照表計上額	時価	連結貸借対照表計上額	時価
定期預金	¥661,706	¥667,326		
短期借入金及び 1年以内返済予定の長期借入金	33,206	32,938		
長期借入金	¥643,951	¥633,604		

2016年3月31日現在	百万円		千米ドル	
	連結貸借対照表計上額	時価	連結貸借対照表計上額	時価
定期預金	¥718,715	¥723,322	\$6,377,806	\$6,418,688
短期借入金及び 1年以内返済予定の長期借入金	68,469	68,361	607,587	606,629
長期借入金	¥673,099	¥663,985	\$5,973,014	\$5,892,138

(b) その他の金融商品の時価の算定方法は以下の通りとなっております。

(定期預金)

定期預金に含まれる1年以内償還予定の長期預金については、元利金の合計額を同様な新規預入を行った場合に想定される利率で割り引いて算定する方法によっております。その他の定期預金については、短期間で決済されるため、時価は帳簿価額にほぼ等しいことから、当該帳簿価額によっております。

(短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金)

1年以内返済予定の長期借入金に関しては、長期借入金と同様な方法にて時価を算定しております。また、短期借入金は短期間で決済されるため、時価は帳簿価額にほぼ等しいことから、当該帳簿価額によっております。

(長期借入金)

長期借入金の時価については、元利金の合計額を同様な新規借入を行った場合に想定される利率で割り引いて算定する方法によっております。

14. 研究開発費

一般管理費及び売上原価に含まれている研究開発費は、2015年3月31日終了の連結会計年度が86百万円、2016年3月31日終了の連結会計年度が755百万円(6,700千米ドル)となっております。

15. 減損損失

当社グループは、鉱区等を独立したキャッシュ・フローを生み出す基本単位としてグルーピングしております。油価の下落等に基づく事業環境の悪化により、以下の事業用資産の帳簿価額を回収可能価額まで減額し、当該減少額を減損損失として特別損失に計上しております。

2015年3月31日終了の連結会計年度

用途	場所	種類	減損損失
			百万円
ジョスリンオイルサンドリース 鉱区に係る事業用資産	カナダアルバータ州	その他(有形固定資産)	¥13,359
		鉱業権	14,232
		計	27,591
JPDA06-105 鉱区 (キタン油田)に係る事業用資産	オーストラリア連邦/ 東ティモール民主共和国 ティモール海共同石油開発地域	坑井	348
		機械装置及び運搬具	630
		建設仮勘定	6,111
		その他(投資その他の資産)	452
		計	7,541
合計			¥35,132

なお、JPDA06-105鉱区(キタン油田)に係る事業用資産の回収可能価額については、事業用資産から得られる将来キャッシュ・フローを7%で割り引いて合理的に算定された価額によっております。

また、ジョスリンオイルサンドリース鉱区に係る事業用資産については、回収可能価額をゼロとしております。

2016年3月31日終了の連結会計年度

用途	場所	種類	減損損失	
			百万円	千米ドル
キースリー・キャニオン 874/875/918/919 鉱区 (ルシウス油田)に係る事業用資産	アメリカ合衆国メキシコ湾	坑井	¥ 2,335	\$ 20,721
		機械装置及び運搬具	4,379	38,859
		鉱業権	19,736	175,135
		計	26,450	234,715
JPDA06-105 鉱区 (キタン油田)に係る事業用資産	オーストラリア連邦/ 東ティモール民主共和国 ティモール海共同石油開発地域	坑井	2,702	23,977
		機械装置及び運搬具	2,517	22,336
		建設仮勘定	2,185	19,389
		計	7,404	65,702
ホーンリバー地域 シェールガス鉱区に係る 事業用資産	カナダ ブリティッシュコロンビア州	建設及び構築物	392	3,478
		坑井	2,858	25,362
		機械装置及び運搬具	745	6,611
		鉱業権	471	4,180
		その他	104	923
計	4,570	40,554		
コパ・マコヤ鉱区に係る 事業用資産	ベネズエラ・ボリバル共和国	建設及び構築物	73	648
		坑井	945	8,386
		機械装置及び運搬具	77	683
		建設仮勘定	2,587	22,957
		その他	3	27
計	3,685	32,701		
アブアルブクークーシュ鉱区に係る 事業用資産	アラブ首長国連邦	建設及び構築物	76	674
		坑井	1,202	10,666
		機械装置及び運搬具	1,294	11,483
		建設仮勘定	577	5,120
		その他	43	382
計	3,192	28,325		
その他			584	5,182
合計			¥45,885	\$407,179

なお、キースリー・キャニオン874/875/918/919鉱区(ルシウス油田)、ホーンリバー地域シェールガス鉱区及びアブアルブクークーシュ鉱区に係る事業用資産の回収可能価額については、事業用資産から得られる将来キャッシュ・フローを6.5%で割り引いて合理的に算定された価額によっております。また、JPDA06-105鉱区(キタン油田)、コパ・マコヤ鉱区に係る事業用資産については、回収可能価額をゼロとしております。

16. 退職給付制度

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度における退職給付制度に関する事項は以下の通りとなっております。

(a) 確定給付制度(簡便法を適用した制度を除く)に関する事項

(退職給付債務の期首残高と期末残高の調整表)

	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
退職給付債務の期首残高	¥19,445	¥19,979	\$177,292
会計方針の変更による累積的影響額	(246)	—	—
会計方針の変更を反映した期首残高	19,199	19,979	177,292
勤務費用	1,014	1,047	9,291
利息費用	198	204	1,810
数理計算上の差異の発生額	176	(187)	(1,659)
退職給付の支払額	(608)	(543)	(4,819)
退職給付債務の期末残高	¥19,979	¥20,500	\$181,915

(年金資産の期首残高と期末残高の調整表)

	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
年金資産の期首残高	¥12,121	¥13,940	\$123,702
期待運用収益	303	348	3,087
数理計算上の差異の発生額	1,305	(916)	(8,128)
事業主からの拠出額	544	567	5,032
退職給付の支払額	(333)	(387)	(3,434)
年金資産の期末残高	¥13,940	¥13,552	\$120,259

(退職給付債務及び年金資産の期末残高と連結貸借対照表に計上された退職給付に係る負債及び退職給付に係る資産の調整表)

	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
積立型制度の退職給付債務	¥19,979	¥20,500	\$181,915
年金資産	(13,940)	(13,552)	(120,259)
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	6,039	6,948	61,656
退職給付に係る負債	6,039	6,948	61,656
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥ 6,039	¥ 6,948	\$ 61,656

(退職給付費用及びその内訳項目の金額)

	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
勤務費用	¥1,014	¥1,047	\$ 9,291
利息費用	197	204	1,810
期待運用収益	(303)	(348)	(3,087)
数理計算上の差異の費用処理額	(1,128)	729	6,469
確定給付制度に係る退職給付費用	¥ (220)	¥1,632	\$14,483

(年金資産に関する事項)

年金資産の主な内訳	2015	2016
	一般勘定	40%
株式	43%	39%
債券	17%	18%
その他	0%	0%
合計	100%	100%

(長期期待運用収益率の設定方法)

年金資産の長期期待運用収益率を決定するため、現在及び予想される年金資産の配分と、年金資産を構成する多様な資産からの現在及び将来期待される長期の収益率を考慮しております。

(退職給付債務等の計算の基礎に関する事項)

	2015	2016
割引率	1.0%	1.0%
長期期待運用収益率	2.5%	2.5%

(b) 簡便法を適用した確定給付制度に関する事項

(退職給付に係る負債の期首残高と期末残高の調整表)

	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
退職給付に係る負債の期首残高	¥469	¥661	\$5,865
退職給付費用	257	86	763
退職給付の支払額	(71)	(32)	(284)
制度への拠出額	(20)	(13)	(115)
その他	26	(188)	(1,668)
退職給付に係る負債の期末残高	¥661	¥514	\$4,561

(退職給付債務及び年金資産の期末残高と連結貸借対照表に計上された退職給付に係る負債及び退職給付に係る資産の調整表)

	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
積立型制度の退職給付債務	¥297	¥280	\$2,485
年金資産	(234)	(225)	(1,997)
	63	55	488
非積立型制度の退職給付債務	598	459	4,073
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	661	514	4,561
退職給付に係る負債	661	514	4,561
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥661	¥514	\$4,561

(退職給付費用)

	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
簡便法で計算した退職給付費用	¥257	¥86	\$763

(c) 確定拠出制度に関する事項

確定拠出制度への要拠出額は、2015年3月31日終了の連結会計年度が1,442百万円、2016年3月31日終了の連結会計年度が1,913百万円(16,976千米ドル)となっております。

17. 資産除去債務

(a) 資産除去債務のうち連結貸借対照表に計上しているもの

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務の増減は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
期首残高	¥ 28,307	¥106,328	\$943,544
有形固定資産の取得に伴う増加額	58,342	10,103	89,653
時の経過による調整額	1,329	1,793	15,911
資産除去債務の履行による減少額	(389)	(503)	(4,464)
見積りの変更による増加額(減少額)(注1)	14,919	(7,166)	(63,590)
その他増加額(減少額)(注2)	3,820	(7,492)	(66,483)
期末残高	¥106,328	¥103,063	\$914,571

注1: 2015年3月31日終了の連結会計年度において、主として一部の連結子会社で操業終了時に負担する費用が増加することが明らかになったことや割引率を見直していること等から、見積りの変更を行いました。

2016年3月31日終了の連結会計年度において、主として一部の連結子会社で使用見込期間を変更したこと等から見積りの変更を行いました。

注2: 「その他増加額」の主なもの為替変動による増加額であります。

(b) 連結貸借対照表に計上している以外の資産除去債務

国内石油天然ガス生産施設及び天然ガス供給販売施設について、鉱山保安法が規定する採掘終了後の坑井掘採跡の鉱害防止義務並びに事業終了時の借地契約に伴う原状回復義務を有しております。

このうち、一部の国内石油天然ガス生産施設は、LNG基地と相互補完的かつ有機的に関連しており、現時点ではLNG導入量とのバランスを考慮した長期に亘る合理的な生産計画を策定することが困難であるため、撤去の時期等を予測することができません。また、国内天然ガス供給販売施設については、公共性が高いエネルギーの供給インフラとして恒久的に使用する予定です。

また、一部の海外石油生産施設については廃鉱義務を有しておりますが、現時点において、現地国政府の承認等に基づく具体的な対象資産を含む廃鉱作業内容が明らかになっていないことから、当社が負担する除去費用を見積もることが困難です。

したがって、これらの資産に係る期末日現在の資産除去債務を合理的に見積もることはできないため、連結貸借対照表に計上しておりません。

18. のれん

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度におけるのれんの計上額、償却額及び残高は以下の通りであります。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
期首残高	¥81,080	¥74,319	\$659,499
のれん計上額	—	—	—
のれん償却額	(6,761)	(6,761)	(59,996)
期末残高	¥74,319	¥67,558	\$599,503

19. リース取引

2016年3月31日現在のオペレーティング・リース取引のうち解約不能のものに係る未経過リース料は以下の通りとなっております。

(a) 借手側

	百万円	千米ドル
2017年	¥ 4,933	\$ 43,775
2018年以降	10,860	96,371
合計	¥15,793	\$140,146

(b) 貸手側

	百万円	千米ドル
2017年	¥ 94	\$ 834
2018年以降	48	426
合計	¥142	\$1,260

20. 偶発債務

当社及び連結子会社は2016年3月31日現在、関連会社等の負債492,898百万円(4,373,928千米ドル)に対し、債務保証等を行っております。

なお、イクシスLNGプロジェクトにおける開発費支払いの為替リスク回避を目的としたデリバティブ取引に対する債務保証を行っており、2016年3月31日現在の評価損失は7,643百万円(67,823千米ドル)であります。

また、イクシスLNGプロジェクトファイナンスに関連して、他のプロジェクトパートナーとともに権益比率に応じてプロジェクトの完工までの債務保証を差し入れており、2016年3月31日現在の当社分の保証負担額は901,540百万円(8,000,177千米ドル)であります。

21. セグメント情報

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度におけるセグメント情報等

(a) 報告セグメントの概要

当社グループの石油・天然ガス開発事業は、取締役会がグループ経営上の重要な意思決定を、分離された財務情報が入手可能な鉱区等の単位で行っております。当社はグローバルに石油・天然ガス開発事業を展開していることから、鉱区等を地域ごとに集約して、「日本」、「アジア・オセアニア」(主にインドネシア、オーストラリア、東ティモール)、「ユーラシア(欧州・NIS諸国)」(主にアゼルバイジャン)、「中東・アフリカ」(主にアラブ首長国連邦)及び「米州」を報告セグメントとしております。

各報告セグメントでは石油・天然ガスの生産を行っております。また、「日本」セグメントでは石油製品等の販売も行っております。

(b) 報告セグメントごとの売上高、利益又は損失、資産、その他の項目の金額の算定方法

報告されている事業セグメントの会計処理の方法は、注記2の重要な会計方針の要約において記載のある会計方針と概ね同一であります。

(c) 報告セグメントごとの売上高、利益又は損失、資産、その他の項目の金額に関する情報

百万円

2015年3月31日終了の 連結会計年度	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
外部売上高	¥129,522	¥ 409,776	¥ 94,050	¥524,528	¥ 13,351	¥1,171,227	¥ —	¥1,171,227
売上高合計	129,522	409,776	94,050	524,528	13,351	1,171,227	—	1,171,227
セグメント利益(損失)	16,693	178,225	32,228	333,213	(15,303)	545,056	(10,170)	534,886
セグメント資産	292,961	1,677,806	557,564	253,120	305,996	3,087,447	1,411,707	4,499,154
その他の項目								
減価償却費	20,651	6,367	9,900	9,901	4,335	51,154	1,366	52,520
のれんの償却額	—	—	—	—	(192)	(192)	6,953	6,761
持分法適用会社への 投資額	1,597	61,160	—	54,096	1,197	118,050	—	118,050
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 26,986	¥ 405,231	¥ 12,412	¥ 46,378	¥ 46,491	¥ 537,498	¥ 419	¥ 537,917

百万円

2016年3月31日終了の 連結会計年度	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
外部売上高	¥109,601	¥ 302,871	¥ 66,852	¥516,513	¥ 13,727	¥1,009,564	¥ —	¥1,009,564
売上高合計	109,601	302,871	66,852	516,513	13,727	1,009,564	—	1,009,564
セグメント利益(損失)	12,096	97,204	13,832	290,866	(14,002)	399,996	(9,857)	390,139
セグメント資産	338,026	1,729,119	576,843	412,577	165,634	3,222,199	1,147,643	4,369,842
その他の項目								
減価償却費	20,642	23,171	10,143	14,756	16,440	85,152	1,639	86,791
のれんの償却額	—	—	—	—	(192)	(192)	6,953	6,761
持分法適用会社への 投資額	1,684	73,328	—	35,535	—	110,547	—	110,547
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 59,369	¥ 308,434	¥ 24,156	¥210,659	¥ 4,798	¥ 607,416	¥ 1,652	¥ 609,068

千米ドル

2016年3月31日終了の 連結会計年度	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
外部売上高	\$ 972,588	\$ 2,687,648	\$ 593,238	\$4,583,486	\$ 121,812	\$ 8,958,772	\$ —	\$ 8,958,772
売上高合計	972,588	2,687,648	593,238	4,583,486	121,812	8,958,772	—	8,958,772
セグメント利益(損失)	107,338	862,579	122,744	2,581,116	(124,252)	3,549,525	(87,470)	3,462,055
セグメント資産	2,999,610	15,344,032	5,118,848	3,661,168	1,469,820	28,593,478	10,184,071	38,777,549
その他の項目								
減価償却費	183,175	205,617	90,008	130,943	145,887	755,630	14,545	770,175
のれんの償却額	—	—	—	—	(1,704)	(1,704)	61,700	59,996
持分法適用会社への 投資額	14,944	650,705	—	315,334	—	980,983	—	980,983
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	\$ 526,835	\$ 2,737,013	\$ 214,358	\$1,869,367	\$ 42,577	\$ 5,390,150	\$ 14,660	\$ 5,404,810

注1:調整額は、セグメント間取引消去や各報告セグメントに配分していない収益、費用及び資産が含まれております。

注2:セグメント利益は、連結損益計算書の営業利益と調整しております。

(d) 製品及びサービスごとの情報

(外部顧客への売上高)

百万円

千米ドル

3月31日終了の連結会計年度	2015	2016	2016
原油	¥ 730,422	¥ 679,241	\$6,027,518
天然ガス(LPGを除く)	401,338	306,206	2,717,242
LPG	20,522	10,555	93,664
その他	18,945	13,562	120,348
合計	¥1,171,227	¥1,009,564	\$8,958,772

(e) 地域ごとの情報

(売上高)

百万円

千米ドル

3月31日終了の連結会計年度	2015	2016	2016
日本	¥ 627,068	¥ 491,204	\$4,358,896
アジア・オセアニア	514,864	378,394	3,357,831
アラブ首長国連邦	—	102,493	909,513
その他	29,295	37,473	332,532
合計	¥1,171,227	¥1,009,564	\$8,958,772

(有形固定資産)

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
日本	¥ 252,747	¥ 291,248	\$ 2,584,506
オーストラリア	985,771	1,209,075	10,729,213
その他	259,104	252,292	2,238,814
合計	¥1,497,622	¥1,752,615	\$15,552,533

(f) 主要な顧客ごとの情報

(主要な顧客への売上高)

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル	セグメント
	2015	2016	2016	
ADNOC	¥ —	¥102,493	\$909,513	中東・アフリカ

(g) 固定資産の減損に関する情報

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
アジア・オセアニア	¥ 7,541	¥ 7,404	\$ 65,702
中東・アフリカ	—	3,192	28,325
米州	27,591	35,289	313,152
合計	¥35,132	¥45,885	\$407,179

22. 関連当事者との取引

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度における関連当事者との取引は以下の通りであります。

(a) 関連会社との取引

2015年3月31日終了の連結会計年度

会社の名称	所在地	資本金	事業の内容	議決権等の 所有割合	関連当事者 との関係	取引の内容	取引金額		科目	期末残高	
							百万円	千米ドル		百万円	千米ドル
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア連邦 西オーストラリア州	482,700 千米ドル	オーストラリア連邦西オーストラリア州沖合WA-50-L鉱区における石油・天然ガスのパイプラインを通じた輸送事業及び液化・販売事業	間接 62.25%	役員 の 兼任、 出資	金銭の貸付 (注1)	¥110,363	—	長期貸付金	¥120,042	—
						債務保証 (注2)	¥958,503	—	—	¥ —	—

2016年3月31日終了の連結会計年度

会社の名称	所在地	資本金	事業の内容	議決権等の 所有割合	関連当事者 との関係	取引の内容	取引金額		科目	期末残高	
							百万円	千米ドル		百万円	千米ドル
Ichthys LNG Pty Ltd	オーストラリア連邦 西オーストラリア州	482,700 千米ドル	オーストラリア連邦西オーストラリア州沖合WA-50-L鉱区における石油・天然ガスのパイプラインを通じた輸送事業及び液化・販売事業	間接 62.25%	役員 の 兼任、 出資	金銭の 貸付 (注1)	¥ 215,138	\$ 1,909,113	—	¥ —	\$ —
						債務保証 (注2)	¥1,388,370	\$12,320,259	—	¥ —	\$ —

注1: 金銭の貸付については、貸付利率は市場金利を勘案して合理的に決定しております。

注2: 債務保証は、金融機関からの融資に対して保証したものと、及び、権益比率に応じてプロジェクトの完工までの債務保証をレンダーに対して差し入れたものであり、取引金額は期末現在の当社分の保証残高であります。

(b) 親会社または重要な関連会社に関する注記

2015年及び2016年3月31日終了の連結会計年度において、重要な関連会社はIchthys LNG Pty Ltdであり、その要約財務情報は以下の通りであります。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2015	2016	2016
流動資産合計	¥ 42,670	¥ 46,826	\$ 415,529
固定資産合計	2,213,893	2,604,208	23,109,486
流動負債合計	110,247	75,472	669,731
固定負債合計	2,137,499	2,537,755	22,519,789
純資産合計	8,817	37,807	335,495
売上高	—	—	—
税引前当期純損失	(2,902)	(3,901)	(34,617)
当期純利益(損失)	¥ 873	¥ (572)	\$ (5,076)

23. 重要な後発事象

海外プロジェクトにおける税務調査の結果、2016年5月19日に更正通知を受領致しましたが、追徴額は2016年3月31日終了の連結会計年度において見積り計上していた額を下回ったため、2017年3月31日終了の連結会計年度において戻入を行う予定です。なお、当該処理に伴う親会社株主に帰属する純利益への影響額は約60億円(53,243千米ドル)であります。

独立監査人の監査報告書

前掲の連結財務諸表は、日本において一般に公正妥当と認められる企業会計の基準に準拠して作成され、日本の金融商品取引法に基づき提出された連結財務諸表を基礎として、日本国外の便宜のため、その一部を組替調整して作成された英文の連結財務諸表を日本語に訳したものであります。英文の連結財務諸表について、下記の通り、英文の監査報告書が添付されており、その日本語訳は英文の監査報告書の後に示してあります。

 <p>EY Building a better working world</p>	<p>Ernst & Young ShinNihon LLC Hibiya Kokusai Bldg. 2-2-3 Uchisaiwai-cho, Chiyoda-ku Tokyo, Japan 100-0011</p>	<p>Tel: +81 3 3503 1100 Fax: +81 3 3503 1197 www.shinnihon.or.jp</p>
--	--	--

Independent Auditor's Report

The Board of Directors
INPEX CORPORATION

We have audited the accompanying consolidated financial statements of INPEX CORPORATION and its consolidated subsidiaries, which comprise the consolidated balance sheet as at March 31, 2016, and the consolidated statements of income, comprehensive income, changes in net assets, and cash flows for the year then ended and a summary of significant accounting policies and other explanatory information, all expressed in Japanese yen.

Management's Responsibility for the Consolidated Financial Statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of these consolidated financial statements in accordance with accounting principles generally accepted in Japan, and for designing and operating such internal control as management determines is necessary to enable the preparation and fair presentation of the consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

Auditor's Responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these consolidated financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with auditing standards generally accepted in Japan. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the consolidated financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error. The purpose of an audit of the consolidated financial statements is not to express an opinion on the effectiveness of the entity's internal control, but in making these risk assessments the auditor considers internal controls relevant to the entity's preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the consolidated financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion

In our opinion, the consolidated financial statements referred to above present fairly, in all material respects, the consolidated financial position of INPEX CORPORATION and its consolidated subsidiaries as at March 31, 2016, and their consolidated financial performance and cash flows for the year then ended in conformity with accounting principles generally accepted in Japan.

Convenience Translation

We have reviewed the translation of these consolidated financial statements into U.S. dollars, presented for the convenience of readers, and, in our opinion, the accompanying consolidated financial statements have been properly translated on the basis described in Note 3.

June 28, 2016
Tokyo, Japan

Ernst & Young ShinNihon LLC

我々は、添付の国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の連結財務諸表、すなわち、2016年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表及び2016年3月31日をもって終了した年度の円表示の連結損益計算書、連結包括利益計算書、連結株主資本等変動計算書、連結キャッシュ・フロー計算書、連結財務諸表作成のための基本となる重要な事項、その他の説明情報について監査を行った。

連結財務諸表に対する経営者の責任

経営者の責任は、我が国において一般に公正妥当と認められる企業会計の基準に準拠して連結財務諸表を作成し適正に表示すること、及び、不正又は誤謬による重要な虚偽表示のない連結財務諸表を作成し適正に表示するために経営者が必要と判断した内部統制を整備及び運用することにある。

監査人の責任

我々の責任は、我々が実施した監査に基づいて、連結財務諸表に対する意見を表明することにある。我々は、我が国において一般に公正妥当と認められる監査の基準に準拠して監査を行った。監査の基準は、我々に連結財務諸表に重要な虚偽表示がないかどうかについて合理的な保証を得るために、監査計画を策定し、これに基づき監査を実施することを求めている。

監査においては、連結財務諸表の金額及び開示について監査証拠を入手するための手続が実施される。監査手続は、我々の判断により、不正又は誤謬による連結財務諸表の重要な虚偽表示のリスクの評価に基づいて選択される。財務諸表監査の目的は、内部統制の有効性について意見表明するためのものではないが、我々は、リスク評価の実施に際して、状況に応じた適切な監査手続を立案するために、連結財務諸表の作成と適正な表示に関連する内部統制を検討する。また、監査には、経営者が採用した会計方針及びその適用方法並びに経営者によって行われた見積りの評価も含め全体としての連結財務諸表の表示を検討することが含まれる。

我々は、意見表明の基礎となる十分かつ適切な監査証拠を入手したと判断している。

監査意見

我々は、上記の連結財務諸表が、我が国において一般に公正妥当と認められる企業会計の基準に準拠して、国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社の2016年3月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況をすべての重要な点において適正に表示しているものと認める。

便宜的換算

我々は、これらの連結財務諸表の米ドルへの換算を検証した。これは読者の便宜のために表示されているものである。我々の意見では、添付の連結財務諸表は注記3に述べられている方法により適切に換算が行われている。

新日本有限責任監査法人
2016年6月28日

連結子会社及び関連会社

2016年3月31日現在

連結子会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
ナトゥナ石油(株)	5,000	100.00%	インドネシア共和国南ナトゥナ海B鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
サウル石油(株)	4,600	100.00%	オーストラリア連邦/東ティモール民主共和国ティモール海共同石油開発地域JPDA03-12鉱区及びバユ・ウンダンガスコンデンセート田における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
アルファ石油(株)	8,014	100.00%	オーストラリア連邦WA-35-L鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックステンガ(株)	1,020	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン・マハカム沖海域テンガ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックス西豪州ブラウズ石油(株)	421,690	100.00%	オーストラリア連邦WA-285-P鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発への事業資金供給等
INPEX Ichthys Pty Ltd	804,456 (千米ドル)	100.00%	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田(WA-50-L/WA-51-L鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発
INPEX Browse E&P Pty Ltd	340,650 (千米ドル)	100.00%	オーストラリア連邦WA-494-P鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱
インベックスマセラアラフラ海石油(株)	43,436	51.93%	インドネシア共和国アラフラ海マセラ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックス南マカッサル石油(株)	1,097	100.00%	インドネシア共和国南マカッサル海域セブク鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックスチモールシー(株)	10	100.00%	オーストラリア連邦/東ティモール民主共和国ティモール海共同石油開発地域JPDA06-105鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	400,000 (千米ドル)	100.00%	オーストラリア連邦プレリユードガス田ほか(WA-44-L鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックスババルスラル石油(株)	1,426	51.01%	インドネシア共和国東部海域ババルスラル鉱区における石油・天然ガスの探鉱
インベックス南西カスピ海石油(株)	53,594	51.00%	アゼルバイジャン共和国ACG油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックス北カスピ海石油(株)	50,680	45.00%	カザフスタン共和国北カスピ海沖合鉱区における石油の探鉱・開発
ジャパン石油開発(株)	18,800	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ沖合ADMA鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックスエービーケー石油(株)	2,500	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ沖合アプアルブクーシュ鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
JODCO Onshore Limited	111 (千米ドル)	65.76%	アラブ首長国連邦アブダビ陸上ADCO鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
帝石コンゴ石油(株)	10	100.00%	コンゴ民主共和国沖合鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
INPEX Angola Block14 Ltd.	475,600 (千米ドル)	100.00%	アンゴラ共和国海上ブロック14鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売への出資事業
Teikoku Oil and Gas Venezuela, C.A.	1,620 (千ボリバル)	100.00%	ベネズエラ・ボリバル共和国コバ・マコヤ鉱区における天然ガスの探鉱・開発・生産・販売及びグアリコオリエンタル鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売への出資事業
Teikoku Oil (North America) Co., Ltd.	19,793 (千米ドル)	100.00%	アメリカ合衆国メキシコ湾ルシウス油田ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックスカナダ石油(株)	10	100.00%	カナダジョスリンプロジェクトにおけるオイルサンドを含む石油の探鉱・開発
帝石スリナム石油(株)	11,289	52.70%	スリナム共和国海上のブロック31鉱区における石油の探鉱

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
INPEX Gas British Columbia Ltd.	1,043,488 (千カナダドル)	45.09%	カナダブリティッシュコロンビア州ホーンリバー・コルドバ・リアード地域シェールガス鉱区における天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
帝石パイプライン(株)	100	100.00%	当社委託による天然ガスの輸送及びパイプラインの保守、管理
INPEX DLNGPL Pty Ltd	86,135 (千豪ドル)	100.00%	パユ・ウンダンガスコンデンセート田からオーストラリア連邦ダーウィンLNGプラントまでの海底ガスパイプライン敷設運営事業及びLNGプラントの建設運営事業を行うDarwin LNG社への出資事業
INPEX BTC Pipeline, Ltd.	63,800 (千米ドル)	100.00%	アゼルバイジャン共和国バクー・ジョージアトビリシ・トルコ共和国ジェイハンを結ぶオイルパイプラインの建設・運営事業への出資事業
インベックストレージング(株)	50	100.00%	原油の販売及び原油販売代理・仲介・斡旋並びに石油及び天然ガスの市場調査及び販売企画
埼玉ガス(株)	60	62.67%	都市ガスの供給
その他36社			

持分法適用関連会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
MI Berau B.V.	888,601 (千米ドル)	44.00%	インドネシア共和国西パプア州ベラウ鉱区及びタンゲールLNGプロジェクトにおける天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
Ichthys LNG Pty Ltd	482,700 (千米ドル)	62.25%	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田からダーウィンの陸上LNGプラントまでの海底パイプラインの敷設及びLNGプラントの建設事業
アンゴラ石油(株)	8,000	19.60%	アンゴラ共和国海上3/05鉱区及び3/05A鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックス北カンボス沖石油(株)	6,852	37.50%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
Angola Block 14 B.V.	18 (千ユーロ)	49.99%	アンゴラ共和国海上ブロック14鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
その他15社			

持分法適用関連会社の子会社

会社名	資本金*	議決権の所有	主要な事業の内容
Frade Japão Petróleo Limitada	103,051 (千レアル)	0.00%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
その他2社			

*単位未満を切り捨てて表示しています。

事業等のリスク

当社グループの事業展開上のリスク要因となる可能性があると考えられる主要な事項を記載しています。また、必ずしも事業上のリスクに該当しない事項についても、投資家の投資判断上重要と考えられる事項については、投資家及び株主に対する情報開示の観点から積極的に開示しています。なお、以下の記載は、当社グループの事業上のリスクをすべて網羅するものではありません。

また、本項の記載中、将来に関する事項については、別途記載する場合を除いて2016年6月29日現在での当社グループの判断であり、当該時点以後の社会経済情勢等の諸状況により変更されることがあります。

1. 石油・天然ガス開発事業の特徴及びリスクについて

(1) 探鉱・開発・生産に成功しないリスク

一般的に、鉱区権益を取得するためには、対価の支払いが必要となります。また、資源の発見を目的とした探鉱活動に際して、調査・試掘等のための費用（探鉱費）が必要となり、資源を発見した場合には、その可採埋蔵量、開発コスト、産油国（産ガス国を含む。以下同じ。）との契約内容等の様々な条件に応じて一段と多額の開発費を投ずる必要があります。

しかしながら、開発・生産が可能な規模の資源が常に発見できるとは限らず、近年の様々な技術進歩をもってしてもその発見の確率はかなり低いものとなっており、また、発見された場合でも商業生産が可能な規模でないことも少なくありません。このため、当社グループでは、探鉱投資に係る費用については連結決算上保守的に認識しており、コンセッション契約（国内における鉱業権並びに海外におけるパーミット、ライセンス又はリースを含む。）の場合には100%費用計上し、生産分与契約の場合は探鉱プロジェクトの投資については100%引当金を計上し、財務の健全性を保持しています。なお、開発プロジェクトの投資であっても、個別のプロジェクトの状況から回収できない可能性がある場合は、個別に回収可能性を勘案し、引当金を計上しています。

当社グループでは、保有する可採埋蔵量及び生産量を増加させるために、有望な鉱区には常に関心を払い、今後も探鉱投資を継続する一方、既発見未開発鉱区や既生産鉱区の権益取得等を含めた開発投資を組み合わせることにより、探鉱・開発・生産各段階の資産の総合的なバランスの中で投資活動を行っていく方針です。

探鉱及び開発（権益取得を含む。）は、当社グループの今後の事業の維持発展に不可欠な保有埋蔵量を確保する上で必要なものでありますが、各々に技術的、経済的リスクがあり、探鉱及び開発が成功しない場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

(2) 原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの埋蔵量

① 確認埋蔵量(proved reserves)

当社は、当社グループの主要な確認埋蔵量(proved reserves)のうち、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについて、米国の独立石油エンジニアリング会社であるDeGolyer and MacNaughtonに評価を依頼し、そ

他のプロジェクトについては自社にて評価を実施しました。確認埋蔵量の定義は、米国の投資家に広く知られている米国証券取引委員会規則S-X Rule 4-10(a)に従っており、評価に決定論的手法または確率論的手法のいずれが用いられているかに関わらず、地質的・工学的データの分析に基づき、既知の貯留層から、現在の経済条件及び既存の操業方法の下で、評価日時点以降操業権を付与する契約が満了する時点まで（契約延長に合理的確実性があるという証拠がある場合は延長が見込まれる期間が満了する時点まで）の間に、合理的な確実性をもって生産することが可能である石油・ガスの数量となっています。また、確認埋蔵量に分類されるためには、炭化水素を採取するプロジェクトが開始されているか、妥当な期間内にプロジェクトを開始することにつき合理的な確信をオペレーターが持っていなければならず、埋蔵量の定義の中でも保守的な数値として広く認識されています。ただし、かかる保守的な数値ではあっても、将来にわたる生産期間中に、確認埋蔵量が全量生産可能であることを保証する概念ではないことに留意を要します。確率論的手法を用いて確認埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量を回収することができる確率が少なくとも90%以上であることが必要とされています。

当社グループ（持分法関連会社分を含む）の原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの確認埋蔵量については「P.84 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について」をご参照下さい。

② 推定埋蔵量(probable reserves)及び予想埋蔵量(possible reserves)

当社は、米国証券取引委員会規則に基づく確認埋蔵量のほかに、石油技術者協会(SPE)、世界石油会議(WPC)、米国石油地質技術者協会(AAPG)及び石油評価技術者協会(SPEE)の4組織により策定されたPetroleum Resources Management System 2007(PRMS)に基づく当社グループの推定埋蔵量及び予想埋蔵量の評価を実施しました。なお、確認埋蔵量と同様、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、米国の独立石油エンジニアリング会社であるDeGolyer and MacNaughtonに依頼しました。推定埋蔵量の定義は、4組織により策定されたPRMSの指針に従い、確認埋蔵量の範疇には入らない埋蔵量のうち、地質的・工学的データに基づき、確

認埋蔵量より回収の可能性が低く、予想埋蔵量よりも回収が確実とされる石油・ガスの数量となっています。確率論的手法を用いて推定埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量と推定埋蔵量を合計した数量に対して、回収することができる確率が少なくとも50%以上であることが必要とされています。また、予想埋蔵量の定義もPRMSの指針に従い、確認埋蔵量及び推定埋蔵量の範疇に入らない埋蔵量のうち、地質的・工学的データに基づき、推定埋蔵量より回収の可能性が低い石油・ガスの数量となっています。プロジェクトから実際に回収される石油・ガスの数量が確認埋蔵量、推定埋蔵量及び予想埋蔵量の合計を上回る可能性は低いとされています。確率論的手法を用いて予想埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量、推定埋蔵量及び予想埋蔵量を合計した数量を回収することができる確率が少なくとも10%以上であることが必要とされています。新規技術データの追加や経済条件及び操業条件の明確化等により不確実性が減じた場合、推定埋蔵量及び予想埋蔵量の一部は確認埋蔵量に格上げされることがありますが、現時点の推定埋蔵量及び予想埋蔵量の全量が、確認埋蔵量と同様な確実性をもって開発・生産されると見込まれるわけではありません。

当社グループ(持分法関連会社分を含む)の原油、コンデンサート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量は、「P.84 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について」をご参照下さい。

③ 埋蔵量の変動の可能性

埋蔵量の評価は、評価時点において入手可能な油・ガス層からの地質的・工学的データ、開発計画の熟度、経済条件等多数の前提、要素及び変数に基づいて評価された数値であり、今後生産・操業が進むことにより新たに取得される地質的・工学的データや開発計画及び経済条件等の変動に基づき将来見直される可能性があり、その結果、増加又は減少する可能性があります。また、生産分与契約に基づく埋蔵量は、同契約の経済的持分から計算される数量が生産量だけでなく、油・ガス価格、投下資本、契約条件に基づく投下資本の回収額及び報酬額等により変動する可能性があり、その結果、埋蔵量も増加又は減少する可能性があります。このように埋蔵量の評価値は、各種データ、前提、定義の変更等により変動する可能性があります。

(3) 石油・天然ガス開発事業には巨額の資金が必要となり資金回収までの期間も長いこと

探鉱活動には相応の費用と期間とが必要であり、探鉱により有望な資源を発見した場合でも、生産に至るまでの開発段階においては、生産施設の建設費用等の多額の費用と長期に亘る期間が必要となります。このため、探鉱及び開発投資から生産及び販売による資金の回収までには10年以上の長い期間を要することになります。中でも、当社が現在推進しているイクシス等の大型LNGプロジェクトの

開発には巨額な投資が必要であり、経済金融情勢の変化によっては資金調達の内容に影響を及ぼす可能性があります。資源の発見後、生産及び販売開始までの開発過程において、政府の許認可の取得の遅延またはその変更、予測しえなかった地質等に関する問題の発生、油・ガス価及び外国為替レートの変動並びにその他資機材の市況の高騰などを含めた経済社会環境の変化や、LNGプロジェクトにおいて生産物購入候補者からの長期販売契約に関する合意が得られないことにより最終投資判断ができない等の要因により、開発スケジュールの遅延や当該鉱区の経済性が損なわれる等の事象が生じた場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

(4) オペレーターシップ

石油・天然ガス開発事業においては、リスク及び資金負担の分散を目的として、複数の企業がパートナーシップを組成して事業を行う場合が多く見られます。実際の作業は、そのうちの1社がオペレーターとなり、パートナーを代表して操業の責任を負います。オペレーター以外の企業は、ノンオペレーターとしてオペレーターが立案・実施する探鉱開発計画や作業を吟味し、あるいは一部操業に参加しつつ、所定の資金提供を行うことで事業に参画します。

当社は、2008年10月1日に完了した国際石油開発と帝国石油の経営統合を通じて、両社の持つ国内外における探鉱、開発、生産それぞれの段階での豊富な操業経験をもとに蓄積したノウハウ及び技術力が結集し、当社グループは高い操業能力を有することとなったと考えています。

当社グループは、経営資源の有効活用やノンオペレーターのプロジェクトとのバランスに配慮しつつ、経営統合により大幅に強化された技術力をもとに、イクシス等の大型LNGプロジェクトを中心として積極的にオペレータープロジェクトを推進していく方針であります。当社はLNG開発プロジェクトにおけるオペレーター経験は有しておりませんが、国内外で原油、天然ガスの開発、生産プロジェクトにおいてオペレーターとしての経験を有しているほか、インドネシアやオーストラリアなどにおけるLNGプロジェクトなどに参加し長年ノウハウ、知見等を蓄積してきており、また、メジャーを含めた他の外国の石油会社が行っているのと同様、専門のサブコントラクターや経験豊富な外部コンサルタントを起用することなどにより、LNGプロジェクトを含めたオペレータープロジェクトを的確に遂行することが可能と考えています。

オペレーターとしてのプロジェクト推進は、技術力の向上や、産油国・業界におけるプレゼンスの向上等を通じて鉱区権益取得機会の拡大に寄与することになる一方で、オペレーションに関する各種専門能力を有する人材確保上の制約、資金面での負担増大等のリスクが存在しており、これらのリスクに的確に対応できない場合には、当

社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

(5) 共同事業

石油・天然ガス開発事業では、前述の通り、リスク及び資金負担の分散を目的として数社以上の企業が共同事業を行う場合も多くなっており、この場合、共同事業遂行のための意思決定手続やパートナーを代表して操業を行うオペレーター等を取り決めるために、共同操業協定をパートナー間で締結するのが一般的になっています。ある鉱区において当社グループが共同事業を行っているパートナーとの関係が良好であっても、他の鉱区権益の取得においては競争相手となり得る可能性があります。

また、共同事業の参加者は原則として、その保有権益の比率に応じて共同事業遂行のための資金負担をしますが、一部パートナーが資金負担に応じられない場合などには、プロジェクトの遂行に影響を及ぼす可能性があります。

(6) 災害・事故等のリスク

石油・天然ガス開発事業には、探鉱、開発、生産、輸送等の各段階において操業上の事故や災害等が発生するリスクがあります。このような事故や災害等が生じた場合には、保険により損失補填される場合を除き設備の損傷によるコストが生じ、更には、人命にかかわる重大な事故又は災害等となる危険性があり、その復旧に要する費用負担や操業が停止することによる機会損失等が生じることがあります。国内天然ガス事業においては、2010年1月以降、輸入LNG気化ガスを原料ガスとして購入しており、更に2013年8月以降、直江津LNG基地において輸入LNGを原料ガスとして購入しておりますが、当該輸入LNG気化ガス・輸入LNGの購入先及び直江津LNG基地における事故、トラブルなどにより輸入LNG原料ガスの調達ができない場合には、当社顧客への供給に支障をきたすなど、当社の国内天然ガス事業に悪影響を及ぼす可能性があります。

また、環境問題に関しては、土壌汚染、大気汚染及び水質・海洋汚染等が想定されます。当社グループでは、「環境安全方針」を定め、

当該国における環境関連法規、規則及び基準等を遵守することは勿論のこと、自主的な基準を設け環境に対して充分な配慮を払いつつ作業を遂行していますが、何らかの要因により環境に対して影響を及ぼすような作業上の事故や災害等が生じた場合には、その復旧等のための対応若しくは必要な費用負担が発生したり、民事上、刑事上又は行政上の手続等が開始されてそれに伴う手続関連費用や損害賠償等の金銭の支払い義務が生じたり、操業停止による損失等が生じたりすることがあります。さらに、当該国における環境関連法規、規則及び基準等(新エネルギー・再生可能エネルギー等の支援策を含む。)が将来的に変更や強化された場合には、当社グループにとって追加的な対応策を講じる必要やそのための費用負担が発生する可能性があります。

当社グループは、作業を実施するにあたっては、損害保険を付保することとしていますが、いずれの場合も、当該事故・災害等が当社グループの故意又は過失に起因する場合には、費用負担の発生により業績に悪影響を及ぼす可能性があり、また、行政処分や当社グループの石油・天然ガス開発会社としての信頼性や評判が損なわれることによって、将来の事業活動に悪影響を及ぼす可能性があります。

(7) 将来の廃鉱に関するリスク

石油天然ガス生産施設等について、産油国政府との石油契約や現地法令等に基づき、当社グループは、当該施設等の将来の操業・生産終了後に必要となる廃鉱作業に関連して発生する費用の現在価値の見積り額を、資産除去債務として計上しております。その後、廃鉱の作業方法の変更や掘削資機材の調達費用の高騰その他の理由により、当該見積り額が不足していることが判明した場合には、当社グループの資産除去債務額の積み増しが必要となり、当社グループの財政状態及び業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

2. 原油価格(油価)、天然ガス価格、外国為替、及び金利の変動が業績に与える影響について

(1) 油価、天然ガス価格の変動が業績に与える影響

油価並びに海外事業における天然ガス価格の大部分は国際市況により決定され、また、その価格は国際的又は地域的な需給、世界経済及び金融市場の状況を含む多様な要素の影響も受け著しく変動します。かかる事象は当社により管理可能な性質のものではなく、将来の油価、天然ガス価格の変動を正確に予測することはできません。当社グループの売上・利益は、かかる価格変動の影響を大きく受けけます。その影響は大変複雑で、その要因としては以下の点が挙げられます。

① 海外事業における大部分の天然ガスの販売価格は、油価に連動していますが正比例していません。

② 売上・利益は売上計上時の油価・天然ガス価格を基に決定されているため、実際の取引価格と期中の平均油価は必ずしも一致しません。

また、国内事業における天然ガスは、2010年1月以降、従来からの国産天然ガスに加えて、一部海外からの輸入LNG気化ガスを原料ガスとして購入しています。当社国内天然ガス販売価格は、固定価格部分と一部輸入LNG価格の変動を販売価格に反映させる部分と

で形成されていますが、LNGなど競合エネルギーの市場価格の動向が、後者の部分に対して直接の影響を及ぼすのに加えて、前者の固定価格部分に関しても年度ごとの販売先との契約協議に対して間接的な影響を及ぼす可能性があります。

さらに、当社グループが保有する事業資産は、今後市況の変動等に基づく事業環境の変化等に伴い、その収益性の低下により投資額の回収が見込めなくなった場合には、その回収可能性の程度を反映させるように事業資産の帳簿価額を減額し、その減少額を減損損失とすることとなるため、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

(2) 外国為替の変動が与える業績への影響

当社グループの事業の多くは海外における探鉱開発事業であり、これに伴う収入(売上)・支出(原価)は外貨建て(主に米ドル)となっており、損益は外国為替相場の影響を受けます。円高時には、円ベースでの売上・利益が減少し、逆に円安時には、円ベースでの売上・利益が増加します。

一方、当社グループは必要資金の借入にあたり、外貨建て借入を行っており、外貨建て借入金は、円高時は期末円換算により為替差益が生じ、円安時には期末円換算により為替差損が生じることから、上記の事業の為替リスクが減殺され、為替変動による損益面への影響を小さくする方向に働きます。なお、当社は一部為替リスクを減じる手段を講じていますが、かかる手段は当社の為替リスクを全てカバーするものではなく、外国為替の変動が与える影響を完全に排除くものではありません。

(3) 金利の変動が与える業績への影響

当社グループでは探鉱開発事業の必要資金の一部を借入金で賄っており、このうち大部分が米ドル建て6ヵ月LIBORベースの変動金利建の長期借入です。従って、当社の利益は米ドル金利変動の影響を受けます。なお、当社は、一部金利リスクを減じる手段を講じていますが、かかる手段は当社の金利変動リスクを全てカバーするものではなく、金利の変動が与える影響を完全に排除くものではありません。

3. 海外における事業活動とカントリーリスクについて

当社グループは、日本国外において多数の石油・天然ガス開発事業を遂行しています。鉱区権益の取得を含む当社グループの事業活動は、産油国政府等との間の諸契約に基づき行われていることから、産油国における自国の資源の管理強化の動きや紛争等による操業停止など、当該産油国やその周辺国等における、政治・経済・社会等の情勢(政府の関与、経済発展の段階、経済成長率、資本の再投下、資源の配分、国際社会による経済活動の規制、外国為替及び外国送金の政府統制、国際収支の状況を含みます。)の変化や、OPEC加盟国におけるOPECによる生産制限の適用、当該各国の法制度及

び税制の変動(法令・規則の制定、改廃及びその解釈運用の変更を含みます。)、訴訟等により、当社グループの事業や業績は、保険で損失補填される場合を除き大きな影響を受ける可能性があります。

また、産油国政府は、開発コストの増加などの事業環境の変化、事業の遂行状況、環境への対応などを理由として、鉱区にかかわる石油契約の条件の変更などを含めた経済条件の変更などを求める可能性があり、仮にかかる事態が生じ、経済条件の変更などが行われた場合には、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

4. 特定地域及び鉱区への依存度について

(1) 生産量

当社グループは、インドネシア共和国マハカム沖鉱区、アラブ首長国連邦のADMA鉱区、国内の南長岡ガス田等において安定的な原油・天然ガスの生産を行っています。当社グループにおいては、経営統合を通じて、事業地域を国内及びインドネシア、オーストラリアを中心とするアジア・オセアニア地域、中東・アフリカ地域、カスピ海沿岸地域を含むユーラシア、米州などに幅広く分散し、よりバランスのとれたポートフォリオが構築されましたが、2016年3月期における当社グループの生産量の地域別構成比率は中東・アフリカ地域の比率が約48%、アジア・オセアニア地域が約36%と太宗を占めています。

当社グループは、今後ともグローバルに更なる地域バランスのと

れたポートフォリオの形成を目指していく方針ですが、現状では当社グループの生産量は、特定地域及び鉱区への依存度が高いため、これらの鉱区において操業が困難になる等の問題が生じた場合には、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

(2) 主要事業地域における契約期限等

当社グループの海外における事業活動の前提となる鉱区権益にかかる契約においては、鉱区期限が定められているのが通例であり、鉱区期限が定められている契約が延長、再延長又は更新等されない場合や延長、再延長又は更新等に際し現状よりも不利な契約条件(権益比率の減少を含みます。)となった場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。例えば、当社グループの主要事業地域であるインドネシア共和国マハカム沖鉱区にお

けるプロジェクトの生産分与契約の期限は、当初は1997年3月30日でしたが、1991年に延長が認められ、現在では2017年12月31日となっています。また、ADMA鉱区におけるコンセッション契約に基づく鉱区権益の期限は、2018年3月8日(ただし、上部ザクム油田は2041年12月31日まで延長されています。)となっています。当社グループでは、これらの契約の延長、再延長又は更新等に向けてパートナーとともに努力する方針であり、マハカム沖鉱区については2015年12月、当社は、2018年以降の同鉱区への参画に向けた基本的な考え方等に関して、同鉱区のプロジェクトのオペレーターであるTOTAL E&P Indonesia及びインドネシア国営石油会社であるPT Pertaminaと基本合意書に仮調印致しました(2016年1月に当該基本合意書を正式に締結しております。)が、当該基本合意書に基づく契約交渉の結果、既存の契約が延長、再延長又は更新等されない場合や延長、再延長又は更新等に際し現状よりも不利な契約条件(権益比率の減少を含みます。)となった場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。また、鉱区期限が定められている契約が延長、再延長又は更新等された場合でも、その時点における残存可採埋蔵量は、生産の進展により減少することが見込まれます。当社グループでは、これに代替し得る鉱区権益の取得を図っていますが、代替し得る油・ガス田の鉱区権益を十分取得できない場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

5. 生産分与契約について

(1) 生産分与契約の内容

当社グループはインドネシア、カスピ海周辺地域などにおいて生産分与契約による鉱区権益を多数保有しています。

生産分与契約は、一社又は複数の石油・天然ガス開発会社がコントラクターとして、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請負い、コストの回収分及び報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約です。すなわち、探鉱・開発作業の結果、石油・天然ガスの生産に至った場合、コントラクターは負担した探鉱・開発コストを生産物の一部より回収し、さらに残余の生産物(原油・ガス)については、一定の配分比率に応じて産油国又は国営石油会社とコントラクターの間で配分します(このコスト回収後の生産物のコントラクターの取り分を「利益原油・ガス」と呼びます。なお、天然ガスの場合は販売がインドネシア共和国側で行われることから、コストの回収分及び利益ガスを現金で受け取ります。)。これに対して、探鉱作業の失敗や生産量の減少等により期待した生産を実現することができない場合には、コントラクターは投下した資金の全部又は一部を回収できないこととなります。

ます。さらに、現在探鉱中の鉱区においても契約に探鉱期間が設定されており、鉱区内において商業化の可能性がある原油・天然ガスの存在を確認している場合であっても、当該期間終了までに開発移行の決定ができない場合などにおいては、産油国政府との協議により当該期間の延長、猶予期間の設定などに向けて努力する方針ですが、かかる協議が不調に終わった場合には、当該鉱区からの撤退を余儀なくされる可能性があります。また、一般に、契約につき、一方当事者に重大な違反があるときには、契約期限の到来前に他方当事者から契約解除をすることができるのが通例ですが、これら主要事業地域における契約においても同様の規定が設けられています。当社グループにおいては、そのような事態はこれまで発生したことはなく、今後についても想定しておりませんが、もし契約当事者に重大な契約違反があった場合には、期限の到来前に契約が解除される可能性があります。

また、海外における天然ガス開発・生産事業においては、多くの場合、長期の販売契約・供給契約に基づいて天然ガスを販売・供給しており、それぞれ契約期限が定められています。これらの契約における期限の到来までに、延長又は再延長に向けてパートナーとともに努力する方針ですが、延長又は再延長されない場合や延長された場合でも販売・供給数量の減少などがあった場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

(2) 生産分与契約の会計処理

当社グループが生産分与契約に基づき鉱区権益を保有している場合は、上述のとおりコントラクターとして当該鉱区の探鉱・開発作業に係る技術・資金を投下し、当該鉱区にて生産される生産物により投下した作業費を回収し、作業費回収後の残余生産物の一部を報酬として受け取っています。

生産分与契約に基づき投下した作業費は、将来回収が期待される資産として貸借対照表の生産物回収勘定に計上しています。生産開始後は、同契約に基づく作業費回収額を生産物回収勘定から控除します。

当該生産分与契約に基づき引き取る生産物は、作業費の回収部分と報酬部分に分けられるため、売上原価計算の方法にも特徴があります。すなわち、引き取った生産物の金額は一旦生産物引取原価として売上原価に計上し、そのうち事後的に算定される報酬部分である生産物の金額を売上原価の調整項目(無償配分生産物)に計上します。従って、売上原価には、報酬部分控除後の作業費回収部分のみが計上されることとなります。

6. 国との関係について

(1) 当社と国との関係

2016年6月29日現在、当社の発行済普通株式の約18.94%及び甲種類株式は経済産業大臣が保有していますが、当社の経営判断は民間企業として自主的に行っており、国との間で役員派遣等による支配関係もありません。また、今後もそのような関係が生じることはないものと考えています。さらに国との間での当社の役員の兼任及び国の職員の当社への出向もありません。

(2) 経済産業大臣による当社株式の所有、売却

経済産業大臣は、現在当社の発行済普通株式数の約18.94%の株式を保有しています。同株式は2005年4月1日付で解散した石油公団が保有していたものを、同公団の解散に伴い経済産業大臣が承継したものです。2005年4月1日付で解散した石油公団が保有していた石油資源開発関連資産の整理・処分については、経済産業大臣の諮問機関である総合資源エネルギー調査会の石油分科会開発部会「石油公団資産評価・整理検討小委員会」により、「石油公団が

保有する開発関連資産の処理に関する方針」(以下、「答申」といいます。)が2003年3月18日に発表されています。答申においては企業価値の成長を念頭に置きながら、適切なタイミングで市場を通じて株式を売却することが肝要とされています。また、2011年12月2日に施行された「東日本大震災からの復興のための施策を実施するために必要な財源の確保に関する特別措置法」(以下、「復興財源確保法」といいます。)の附則第13条第1項第2号の規定においては、エネルギー政策の観点を踏まえつつ、その保有の在り方を見直すことによる処分の可能性について検討するとされています。このため、今後経済産業大臣は国内外で当社株式を売却する可能性があり、そのことが当社の株式の市場価格に影響を及ぼす可能性があります。

また、経済産業大臣は当社甲種類株式1株を保有していますが、甲種類株主である経済産業大臣は、当社普通株主総会又は取締役会決議事項の一部について拒否権を有しています。甲種類株式に関する詳細については後記「8. 甲種類株式について」をご参照ください。

7. 政府及び独立行政法人が保有する当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱いについて

(1) 石油公団が保有していた当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱い

前述の「答申」において、国際石油開発(2008年10月1日付で当社が同社を吸収合併。以下同じ。)は中核的企業を構成すべきものと位置づけられ、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国のエネルギー安定供給の効率的な確保という政策目標の実現の一翼を担うことが期待されていることから、同社(及び2008年10月1日付で当社が国際石油開発を吸収合併して以降においては当社)ではこれを受け、政府による積極的な資源外交との相乗効果を生かし、我が国のエネルギー安定供給の効率的な確保という政策目標の実現を図るとともに、透明性・効率性の高い事業運営の推進により、株主価値の最大化を目指すこととしてまいりました。

その結果、答申において提言された石油公団保有株式の譲受け等による統合に関して、2004年2月5日付で「石油公団保有資産の国際石油開発株式会社への統合に関する基本合意書」(以下、「統合基本合意書」といいます。)及び統合基本合意書に附属する覚書(以下、「覚書」といいます。)を締結し、2004年3月29日付で、国際石油開発と石油公団は統合の対象となる会社、統合比率等に関する詳細について合意に達し、「石油公団保有資産の国際石油開発株式会社への統合に関する基本契約」ほか関連契約を締結しました。

統合基本合意書において国際石油開発への統合対象となった4つの会社のうち、ジャパン石油開発、インベックスジャワ株式会社(2010年9月30日に売却完了)及びインベックスエービーケー石油株式会社の3社については2004年に統合を完了しました。インベッ

クス南西カスピ海石油株式会社については、株式交換により国際石油開発の完全子会社とすべく手続を進めましたが、株式交換契約の条件が成就しなかったため同契約は失効し、予定していた株式交換が取り止めとなり、その後、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、同社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されています。当社としては引き続き当該株式の取得の可能性につき検討していますが、当該株式に係る経済産業大臣の今後の取扱方針は未定となっていることに加え、「復興財源確保法」の規定による検討の結果如何では、今後、当社による当該株式の取得が実現しない可能性もあります。

2004年2月5日付の覚書においては、サハリン石油ガス開発株式会社(以下、「サハリン石油ガス開発」といいます。)、インベックス北カンボス沖石油株式会社、インベックス北マカッサル石油株式会社(2008年12月19日に清算終了)、インベックスマセラアラフラ海石油株式会社、インベックス北カスピ海石油株式会社についての取扱いが国際石油開発と石油公団の間で合意されています。サハリン石油ガス開発の株式の取扱いについては、後記「(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱いについて」をご参照ください。サハリン石油ガス開発以外の上記各社の石油公団保有株式の国際石油開発への譲渡については、産油国や共同事業者の同意が得られること、適切な資産評価が可能となること等の前提条件が整い次第、現金を対価として譲渡することとなっておりますが、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、上記各社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されたインベックス北マカッサル石油株式

会社に係る株式を除き、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（以下、「資源機構」といいます。）に承継されています。資源機構は、同機構の中期目標、中期計画において、石油公団から承継した株式については、適切な時期に適切な方法を選択して処分することとしていますが、上記各社の資源機構保有株式の譲渡の時期、方法は未定となっており、今後、当社による上記各社の株式の取得が実現しない可能性もあります。

(2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱い

経済産業大臣はサハリン石油ガス開発の普通株式の50%を保有しています。サハリン石油ガス開発は、サハリン島北東沖大陸棚における石油及び天然ガス探鉱開発事業を遂行するために1995年に設立された会社であり、同社は米国エクソンモービル社をオペレーターとするサハリンIプロジェクトの30.0%の権益を有しています。同プロジェクトは、原油及び天然ガスの先行生産を目的とした第一次開発（フェーズ1）として、2005年10月より生産を開始しています。さらに、天然ガス本格生産のための追加開発作業（フェーズ2）を行う構想があります。なお、当社は同社発行済み普通株式の約6.08%を保有しています。

前述の答申において、サハリン石油ガス開発は、国際石油開発及

びジャパン石油開発とともに、日本の石油・天然ガス開発事業における中核的企業を構成すべきものとされています。

同答申を踏まえ、経済産業大臣が石油公団より承継したサハリン石油ガス開発の発行済み普通株式（50.0%）のすべてを国際石油開発を含む同社の民間株主が取得することとされており、当社が、同社の発行済み普通株式の最大33%を保有し、同社の筆頭株主になることを想定しています。ただし、当該株式の取得にあたっては、同社の共同事業者やロシア政府機関等の承諾が必要となる場合には、これらの承諾が得られることが前提となります。加えて、同社の株主構成や譲渡価格等についても、今後、合意に至る必要があります。

同社株式の追加取得が実現した場合には、当社グループは、アジア・オセアニア、中東、カスピ海等に加えて、ロシアの石油・天然ガス資産についても相当の持分を有することとなり、当社グループの海外資産ポートフォリオをよりバランスのとれたものとすることに貢献するものと期待されます。

ただし、想定どおり経済産業大臣と同社株式の追加取得について合意に至り追加取得が実現するか否か、また、追加取得が実現する場合でも具体的な取得内容及び取得時期については現時点ではいずれも未定であることに加え、「復興財源確保法」の規定による検討の結果如何では、当社による同社株式の追加取得が実現しない可能性もあります。

8. 甲種類株式について

(1) 種類株式の概要

① 導入の経緯

当社は、国際石油開発と帝国石油の株式移転による経営統合により、2006年4月3日付で持株会社として設立されていますが、これに伴い、国際石油開発が発行し、経済産業大臣が保有していた種類株式が当社に移転され、同時に当社が同等の内容の当社種類株式（以下、「甲種類株式」といいます。）を経済産業大臣に対し交付しています。もともと、国際石油開発において発行された種類株式は、前記「7. 政府及び独立行政法人が保有する当社グループのプロジェクト会社の株式の取扱いについて」において記述した答申において、国際石油開発が中核的企業を構成すべきものと位置づけられ、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギーの安定供給の効率的実現の一翼を担うことが期待され、かかる観点から、同答申を受け、投機的な買収や外資による経営支配等により、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に背反する形での経営が行われること又は否定的な影響が及ぶことがないよう、同社の役割を確保しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性を高くし、またその影響が必要最小限にとどまるよう設計され発行されたものです。

② 株主総会議決権、剰余金の配当、残余財産分配、償還

法令に別段の定めがある場合を除き、甲種類株式は当社株主総会において議決権を有しません。剰余金の配当及び残余財産の分配については2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株につき400株の割合で株式分割を行っておりますが、甲種類株式（非上場）につきましては、株式分割を実施していないため、当該株式分割前の普通株式と同等になるよう、定款で定めています。甲種類株式は、当該甲種類株主から請求があった場合、又は甲種類株式が国若しくは国が全額出資する独立行政法人以外の者に譲渡された場合には当社取締役会の決議により償還されます。

③ 定款上の拒否権

当社経営上の一定の重要事項（取締役の選解任、重要な資産の処分、定款変更、統合、資本の減少及び解散）の決定については、当社株主総会又は取締役会の決議に加え、甲種類株主総会の承認決議を要する旨、当社定款に定められています。従って、甲種類株式を保有する経済産業大臣は、甲種類株主としてこれら一定の重要事項につき拒否権を有することとなります。

④ 甲種類株式の議決権行使の基準に定める拒否権の行使の基準

かかる拒否権の行使については2008年経済産業省告示第220号（以下、「告示」といいます。）において基準が設けられており、以下の一定の場合にのみ拒否権を行使するものとされています。

- ・取締役の選解任及び統合に係る決議については、それらが否決されない場合、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に背反する形での経営が行われていく蓋然性が高いと判断される場合。
- ・重要な資産の全部または一部の処分等に係る決議については、対象となっている処分等が、石油及び可燃性天然ガスの探鉱及び採取する権利その他これに類する権利、あるいは、当該権利を主たる資産とする当社子会社の株式・持分の処分等に係るものである場合であって、それが否決されない場合、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に否定的な影響が及ぶ蓋然性が高いと判断される場合。
- ・当社の目的の変更に関する定款変更、資本金の額の減少及び解散については、それらが否決されない場合、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に否定的な影響が及ぶ蓋然性が高いと判断される場合。
- ・当社普通株式以外の株式への議決権の付与に関する定款変更については、それが否決されない場合、甲種類株式の議決権行使に影響を与える可能性のある場合。

なお、上記の基準については、エネルギー政策の観点から告示を変更する場合についてはこの限りではないことが規定されています。

(2) 甲種類株式のリスク

甲種類株式は、投機的な買収や外資による経営支配等により、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果

たすべき役割に背反する形での経営が行われること又は否定的な影響が及ぶことがないよう、当社の役割を確保しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性を高くし、またその影響が必要最小限にとどまるよう設計され発行されたものでありますが、甲種類株式に関連して想定されるリスクには、以下のものが含まれます。

① 国策上の観点と当社及び一般株主の利益相反の可能性

経済産業大臣は告示に規定された上記の基準に基づき拒否権を行使するものと予想されますが、当該基準は、我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現の観点から設けられているため、経済産業大臣による拒否権の行使が当社又は当社の普通株式を保有する他の株主の利益と相反する可能性があります。また、エネルギー政策の観点から当該基準が変更される可能性があります。

② 拒否権の行使が普通株式の価格に与える影響

甲種類株式は、上記に述べたように当社の経営上重要な事項の決定について拒否権を持つものであるため、特に、実際にある事項について拒否権が発動された場合には、当社普通株式の市場価格に影響を与える可能性があります。

③ 当社の経営の自由度や経営判断への影響

前述のような拒否権を持つ甲種類株式を経済産業大臣が保有していることにより、当社は、上記各事項については甲種類株主総会の決議を要することとなるため、当社は経済産業大臣の判断によってはその経営の自由度を制約されることとなります。また、上記各事項につき甲種類株主総会の決議を要することに伴い、甲種類株主総会の招集、開催及び決議等の各手続に、また必要に応じて異議申立の処理に一定期間を要することとなります。

9. 兼任社外取締役について

当社の取締役会は現在14名の取締役で構成されていますが、うち5名は社外取締役であります。

社外取締役5名のうち4名は、当社の事業分野に関して長年の知識、経験を有する経営者等であり、当社としては、専門的、客観的立場から当社の事業運営に意見を述べ、当社事業の発展に寄与することを期して、取締役を委嘱しています。

なお、かかる取締役は、当社株主である石油資源開発株式会社、三井石油開発株式会社、三菱商事株式会社及びJXホールディングス株式会社（以下、「当社株主会社」といいます。）の顧問等を兼任しています。

一方、当社株主会社はいずれも当社グループの事業と同一分野の事業を行っている企業であることから、競業その他利益相反の可能性があり、コーポレート・ガバナンス上の特段の留意が必要であると認識しています。

このため、当社では、当社取締役が会社法上の競業避止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関して、常に高い意識をもって経営にあたり、当社取締役としての職務を的確に遂行していくことの重要性に鑑み、上記4名の社外取締役を含む全取締役から、これらの点を確認する「誓約書」を受領しています。

石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について

1. 石油及び天然ガスの埋蔵量

確認埋蔵量

下記の表は、当社並びに当社連結子会社及び持分法適用関連会社の主要なプロジェクトにおける原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの確認埋蔵量です。確認埋蔵量の開示内容は米国財務会計基準審議会が定める規則に従っており、会計基準編纂書 932「採掘活動-石油及びガス」に準拠しています。

2016年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの確認埋蔵量は2,143百万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は6,025十億立方フィート、合計で3,264百万バレル(原油換算)となっています。

	日本		アジア・オセアニア		ユーラシア (欧州・NIS)		中東・アフリカ		米州		合計	
	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)
確認埋蔵量												
連結対象会社分												
2014年3月31日現在	21	816	199	5,306	186	27	742	—	9	288	1,157	6,437
拡張及び発見	—	—	18	182	13	—	—	—	3	63	34	245
買収及び売却	—	—	(9)	(269)	—	—	—	—	1	1	(8)	(268)
前年度分調整	(0)	(9)	12	121	3	0	(16)	—	(0)	29	(2)	140
期中生産量	(1)	(42)	(15)	(217)	(10)	—	(31)	—	(0)	(38)	(58)	(296)
2015年3月31日現在	19	765	204	5,123	192	27	695	—	13	343	1,123	6,258
持分法適用関連会社分												
2014年3月31日現在	—	—	2	298	—	—	115	—	5	1	121	298
拡張及び発見	—	—	0	20	—	—	5	—	—	—	5	20
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	(0)	9	—	—	(1)	—	(3)	(0)	(4)	8
期中生産量	—	—	(0)	(24)	—	—	(31)	—	(1)	(0)	(31)	(24)
2015年3月31日現在	—	—	2	302	—	—	87	—	1	0	90	302
確認埋蔵量												
2015年3月31日現在	19	765	206	5,425	192	27	783	—	13	343	1,213	6,561
連結対象会社分												
2015年3月31日現在	19	765	204	5,123	192	27	695	—	13	343	1,123	6,258
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	975	—	—	—	975	—
前年度分調整	0	(0)	1	(73)	3	(6)	37	—	(0)	(160)	41	(240)
期中生産量	(1)	(44)	(17)	(243)	(12)	—	(32)	—	(2)	(32)	(64)	(319)
2016年3月31日現在	18	721	187	4,807	184	21	1,675	—	10	151	2,075	5,700
持分法適用関連会社分												
2015年3月31日現在	—	—	2	302	—	—	87	—	1	0	90	302
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	2	—	—	—	2	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	(0)	44	—	—	9	—	(0)	(0)	9	44
期中生産量	—	—	(0)	(22)	—	—	(32)	—	(1)	(0)	(33)	(22)
2016年3月31日現在	—	—	1	325	—	—	67	—	—	—	69	325
確認埋蔵量												
2016年3月31日現在	18	721	189	5,132	184	21	1,742	—	10	151	2,143	6,025
確認開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2016年3月31日現在	12	469	19	324	52	—	1,055	—	5	111	1,143	904
持分法適用関連会社分												
2016年3月31日現在	—	—	1	259	—	—	63	—	—	—	64	259
確認未開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2016年3月31日現在	6	252	168	4,483	132	21	620	—	5	40	931	4,796
持分法適用関連会社分												
2016年3月31日現在	—	—	0	66	—	—	4	—	—	—	4	66

- (注) 1 当社はSEC開示基準に基づき、当社確認埋蔵量の15%以上を占める国における当社の確認埋蔵量を開示しています。2016年3月31日時点、当社がオーストラリアに保有する確認埋蔵量は、原油が約171百万バレル、天然ガスが約4,392十億立方フィート、合計で約992百万バレル(原油換算)となっています。
- 2 以下の鉱区及び油田の確認埋蔵量(2016年3月31日現在)には、非支配株主に帰属する数量が含まれています。
ユーラシア(欧州・NIS) ACG油田(49%)、カシヤン油田(55%)、米州 ホーンリバー地域(54.91%)
- 3 MMbbl: 百万バレル
4 Bcf: 十億立方フィート
5 原油には、コンデンセート及びLPGを含みます。

確認埋蔵量に関する標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値及び2016年3月期における変動

確認埋蔵量に関する標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値及び2016年3月期における変動についての開示内容は米国財務会計基準審議会が定める規則に従ってお

り、会計基準編纂書 932「採掘活動-石油及びガス」に準拠しています。将来キャッシュ・インフローの算定は、確認埋蔵量から算定される将来生産量及び期中の月初油・ガス価平均価格を使用しています。

将来の開発費は一定の油価、及び現在の経済、操業、規制状況が継続することを前提としています。将来の法人税は、将来の税引前キャッシュ・フローに対し既存の法令に基づいた税金を条件として算定されています。また、年間割引率は10%を使用しています。

2015年3月31日及び2016年3月31日現在の為替レートはそれぞれ期末公示仲値の1米ドル120.27円、112.69円を使用しています。

なお、本情報は米国財務会計基準審議会が定める規則に従って算定されており、経済的な価値が潜在的な埋蔵量を考慮していないこと、一律で設定される割引率10%を使用していること、油価は常時変化することから、原油、コンデンセート及びLPG・天然ガス埋蔵量の時価もしくはキャッシュ・フローの現在価値の当社としての見通しを示すものではありません。

2015年3月31日現在	百万円					
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州
連結対象会社分						
将来キャッシュ・インフロー	¥16,826,527	¥1,373,830	¥6,518,619	¥1,787,325	¥6,935,269	¥211,485
将来の産出原価及び開発費	(5,420,750)	(279,282)	(2,143,400)	(563,719)	(2,373,944)	(60,405)
将来の法人税	(6,619,499)	(379,336)	(1,792,785)	(235,731)	(4,200,930)	(10,718)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	4,786,278	715,212	2,582,434	987,875	360,395	140,363
年間割引率10%	(2,740,756)	(414,963)	(1,445,090)	(552,389)	(288,615)	(39,699)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	2,045,522	300,249	1,137,344	435,486	71,780	100,663
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	1,283,858	—	384,759	—	890,520	8,579
将来の産出原価及び開発費	(578,892)	—	(117,127)	—	(453,308)	(8,457)
将来の法人税	(538,253)	—	(128,356)	—	(409,898)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	166,713	—	139,276	—	27,315	122
年間割引率10%	(82,534)	—	(78,062)	—	(4,453)	(19)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	84,179	—	61,214	—	22,862	103
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値合計	¥ 2,129,701	¥ 300,249	¥1,198,557	¥ 435,486	¥ 94,643	¥100,766

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、非支配株主に帰属する金額が含まれています。
ユーラシア (欧州・NIS) ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (55%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区 (30%)、ホーンリバー地域 (54.91%)

2016年3月31日現在	百万円					
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州
連結対象会社分						
将来キャッシュ・インフロー	¥14,328,314	¥955,158	¥3,742,129	¥809,247	¥8,753,540	¥68,239
将来の産出原価及び開発費	(6,088,070)	(211,896)	(1,716,381)	(511,299)	(3,612,235)	(36,260)
将来の法人税	(5,531,024)	(238,524)	(334,222)	(27,372)	(4,930,907)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	2,709,219	504,739	1,691,527	270,576	210,399	31,979
年間割引率10%	(1,728,279)	(289,832)	(1,065,735)	(131,228)	(233,386)	(8,098)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	980,941	214,907	625,792	139,347	(22,987)	23,881
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	624,922	—	265,685	—	359,237	—
将来の産出原価及び開発費	(339,324)	—	(136,523)	—	(200,362)	(2,439)
将来の法人税	(196,338)	—	(52,679)	—	(143,658)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	89,260	—	76,483	—	15,216	(2,439)
年間割引率10%	(42,538)	—	(41,347)	—	(1,305)	113
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	46,723	—	35,136	—	13,912	(2,325)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値合計	¥ 1,027,663	¥214,907	¥ 660,929	¥139,347	¥ (9,075)	¥21,556

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、非支配株主に帰属する金額が含まれています。
ユーラシア (欧州・NIS) ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (55%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区 (30%)、ホーンリバー地域 (54.91%)

連結対象会社分	百万円						
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	持分法適用関連会社分
期首割引現在価値 (2015年4月1日)	¥2,129,701	¥300,249	¥1,137,344	¥435,486	¥ 71,780	¥100,663	¥ 84,179
変動要因:							
産出された油・ガスの販売または移転	(768,379)	(54,884)	(239,067)	(60,447)	(188,194)	(22,991)	(202,796)
油ガス価及び生産単価の純増減	(2,528,189)	(100,431)	(895,506)	(380,907)	(863,121)	(32,889)	(255,335)
発生した開発費	342,036	2,363	198,989	40,430	45,422	4,054	50,778
将来の開発費の変動	(164,656)	2,442	(197,855)	(30,972)	3,105	(1,536)	60,161
埋蔵量の変動	90,888	(2,236)	(47,750)	53,845	63,138	(31,098)	54,988
時間の経過による増加	203,264	24,851	115,398	41,403	7,386	7,814	6,411
法人税の変動	1,894,806	61,474	625,755	68,051	879,129	6,755	253,642
拡張及び発見、産出技術の改良	(37,108)	—	—	—	(37,108)	—	—
その他	(134,700)	(18,923)	(71,516)	(27,540)	(4,524)	(6,892)	(5,305)
期末割引現在価値 (2016年3月31日)	¥1,027,663	¥214,907	¥ 625,792	¥139,347	¥ (22,987)	¥ 23,881	¥ 46,723

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、非支配株主に帰属する金額が含まれています。
ユーラシア (欧州・NIS) ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (55%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区 (30%)、ホーンリバー地域 (54.91%)

2016年3月31日現在の推定埋蔵量 (probable reserves) 及び予想埋蔵量 (possible reserves)

下記の表は、当社並びに当社連結子会社及び持分法適用関連会社の主要なプロジェクトにおける原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量です。2016年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの推定埋蔵量は796百万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は5,074十億立方フィート、合

計で1,705百万バレル(原油換算)となっています。また、2016年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの予想埋蔵量は92百万バレル、天然ガスの予想埋蔵量は2,388十億立方フィート、合計で545百万バレル(原油換算)となっています。

2016年3月31日現在	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	小計	持分法適用 関連会社分	合計
推定埋蔵量								
原油・コンデンセート・LPG (MMbbl)	2	132	387	258	4	783	13	796
天然ガス (Bcf)	69	4,778	175	—	9	5,031	43	5,074

2016年3月31日現在	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	小計	持分法適用 関連会社分	合計
予想埋蔵量								
原油・コンデンセート・LPG (MMbbl)	2	79	2	0	7	90	2	92
天然ガス (Bcf)	63	2,221	—	—	13	2,297	91	2,388

(注) 1 MMbbl: 百万バレル
2 Bcf: 十億立方フィート

2. 石油及び天然ガスの生産量

下記の表は、当社の原油・天然ガス及び原油・天然ガス合計の平均生産量(日量)を主要地域別に掲載しています。持分法適用関連会社の当社分生産量につきましては、地域ごとに分類しておりません。

2016年3月31日終了の事業年度の当社グループの原油生産量は日量339.2千バレル、天然ガス生産量は日量932.9百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量513.8千バレル(原油換算)となっています。2012年3月31日終了の事業年度より、天然ガスから原油への換算方法を変更しています。

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
原油・コンデンセート・LPG (千バレル/日)						
日本	3.9	3.8	3.9	3.6	3.2	3.2
アジア・オセアニア	65.1	62.5	58.0	45.8	40.6	47.8
ユーラシア (欧州・NIS)	27.9	25.0	25.1	26.1	27.0	31.6
中東・アフリカ	73.0	84.3	84.4	84.4	84.8	161.1
米州	2.3	0.1	0.1	0.1	0.5	5.5
小計	172.2	175.7	171.5	160.0	156.1	249.2
持分法適用関連会社分	67.4	75.4	74.4	84.9	86.6	90.0
合計	239.6	251.2	245.9	244.9	242.7	339.2
年間生産量 (百万バレル)	87.5	91.9	89.8	89.4	88.6	124.2
天然ガス (百万立方フィート/日)						
日本	128.7	127.6	133.7	125.5	113.9	119.7
アジア・オセアニア	836.0	665.0	586.4	602.8	596.5	666.8
ユーラシア (欧州・NIS)	—	—	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—	—	—
米州	81.1	72.4	90.9	107.4	103.2	87.3
小計	1,045.9	865.0	811.0	835.7	813.7	873.8
持分法適用関連会社分	56.6	62.7	52.4	40.7	66.4	59.1
合計	1,102.5	927.7	863.4	876.4	880.0	932.9
年間生産量 (十億立方フィート)	402.4	339.5	315.1	319.9	321.2	341.4
原油・天然ガス合計 (千バレル (原油換算) /日)						
日本	25.3	27.7	29.0	27.2	24.6	25.7
アジア・オセアニア	204.4	189.5	169.4	159.9	154.3	174.0
ユーラシア (欧州・NIS)	27.9	25.0	25.1	26.1	27.0	31.6
中東・アフリカ	73.0	84.3	84.4	84.4	84.8	161.1
米州	15.8	13.1	16.2	19.0	19.0	21.0
小計	346.5	339.7	324.0	316.7	309.7	413.4
持分法適用関連会社分	76.8	86.5	83.8	92.1	98.4	100.5
合計	423.3	426.2	407.8	408.8	408.1	513.8
年間生産量 (百万バレル (原油換算))	154.5	156.0	148.8	149.2	148.9	188.1

会社情報

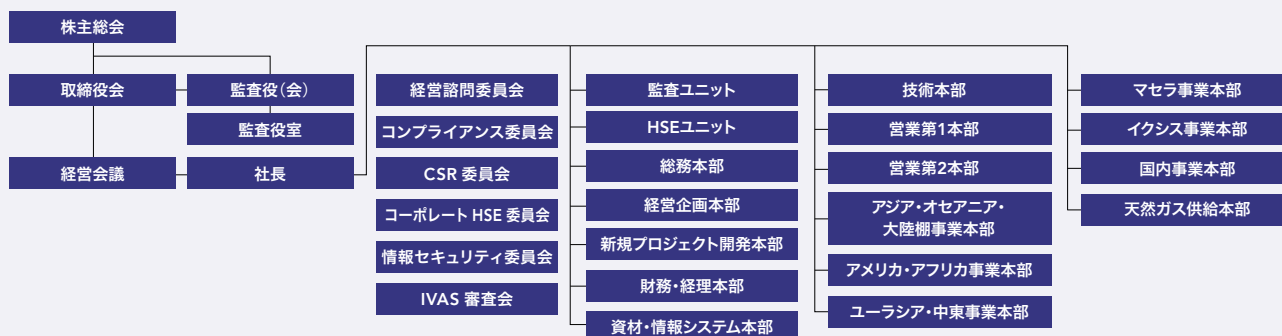
2016年3月31日現在

会社データ

社名 国際石油開発帝石株式会社
(英:INPEX CORPORATION)
設立 2006年4月3日
資本金 2,908億983万5,000円

住所 〒107-6332 東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー
従業員数 3,449名(連結)
事業内容 石油・天然ガス、その他の鉱物資源の調査、探鉱、開発、生産、販売及び同事業に付帯関連する事業、それらを行う企業に対する投融資

組織図 (2016年7月1日現在)



株式データ

発行可能株式総数

普通株式 3,600,000,000株
甲種類株式 1株

株主数及び発行済株式の総数

普通株式 48,427名 / 1,462,323,600株
甲種類株式[※] 1名(経済産業大臣) / 1株

※当社定款においては、経営上の一定の重要事項の決定について株主総会または取締役会の決議に加え、甲種類株主総会の決議が必要である旨が定められています。

大株主(普通株式)の状況

株主名	持株数(株)	持株比率(%) ^注
経済産業大臣	276,922,800	18.94
石油資源開発株式会社	106,893,200	7.31
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	53,363,400	3.65
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	45,687,900	3.12
三井石油開発株式会社	44,954,000	3.07
CBNY-GOVERNMENT OF NORWAY	44,178,795	3.02
JXホールディングス株式会社	43,810,800	3.00
ザバンクオブニューヨークトリシティ ジャスデツク アカウント	23,134,396	1.58
ステート ストリート バンク アンド トラスト カンパニー 505223	22,410,446	1.53
ザバンクオブニューヨークメロン エスエーエヌバイ 10	21,856,291	1.49

注:比率は株式数の発行済株式総数(普通株式)に対する割合です。

株式の分布状況

	人数(名)	株式数(株)	持株比率(%) ^{注1}
金融機関(信託口を含む)	95	254,566,927	17.41
証券会社	65	23,499,037	1.61
その他国内法人	397	235,729,449	16.12
経済産業大臣 ^{注2}	1	276,922,800	18.94
外国法人等	763	622,909,747	42.60
個人その他	47,105	46,729,240	3.20
自己名義株式	1	1,966,400	0.13

注1:比率は株式数の発行済株式総数(普通株式)に対する割合です。

注2:経済産業大臣の保有株式数には、甲種類株式は含まれていません。

ホームページ

当社ホームページでは、投資家の皆さまに財務諸表や最新トピックスなど、IRに関する情報を提供しています。

▶ www.inpex.co.jp/

お問い合わせ

IR(投資家情報)に関するお問い合わせ、本アニュアルレポートへのご意見・ご感想は、下記までお願いいたします。

経営企画本部 広報・IRユニット IRグループ

電話:03-5572-0234 FAX:03-5572-0235

ホームページ: www.inpex.co.jp/ir/inquiries.html

国際石油開発帝石株式会社
INPEX CORPORATION

〒107-6332

東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー

tel: 03-5572-0200

▶ inpeco.jp

