

INPEX
Energy for a bright future

国際石油開発帝石株式会社
アニュアルレポート 2015
2015年3月期



Energy for a bright future

国際石油開発帝石株式会社は、
世界20カ国以上で70を超える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、国際的にも大手石油会社（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。



アニュアルレポート2015 目次

1 経営トップからのメッセージ	002
2 財務・事業ハイライト	008
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	010
石油・天然ガス開発のしくみ	012
石油・天然ガス開発の事業環境	014
中長期ビジョンと投資計画	016
4 セグメント概況	
地域セグメント一覧	018
地域別プロジェクトの状況	
アジア・オセアニア	020
ユーラシア	028
中東・アフリカ	030
米州	032
日本	036
5 サステナビリティ・ガバナンス	
サステナビリティ	038
コーポレート・ガバナンス	042
6 財務・会社情報	
9年間の主要財務情報	050
財務・経理本部長からのメッセージ	052
当社特有の会計処理・会計方針について	053
経営陣による財政状態及び 経営成績の検討と分析	056
連結財務諸表／連結財務諸表の注記	062
独立監査人の監査報告書	081
連結子会社及び関連会社	082
事業等のリスク	084
石油・天然ガスの 埋蔵量及び生産量について	092
会社情報	095

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。

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を含れますが、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わる数値は、原則単位未満を四捨五入して表示しています。P.20以降の「地域別プロジェクトの状況」は、原則2015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。

国際石油開発帝石株は、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。

経営トップからのメッセージ

Message from the flow top



1年間の振り返り

2015年3月期の当社連結業績は、売上高が前期比12.2%減収の1兆1,712億円、当期純利益が同57.6%減益の778億円となりました。期中平均油価が約2割下落するなど厳しい市場環境にあったなかで、一部プロジェクトにおいては減損損失を計上したことなどにより、減収減益となりました。原油価格の動向は、今後も予断を許さない状況にあると考えており、業績への影響をいかにして最小限に留められるか、現在対策を講じているところです。

収益の柱となるネット生産量は、前期からほぼ横ばいの40.8万バレル/日(原油換算)、将来の収益源である確認埋蔵量は約24.3億バレル(原油換算、2015年3月末時点)となりました。

当社が進める大型プロジェクトの進捗状況について、ここで簡潔にまとめますと、豪州のイクシスLNGプロジェクトは進捗率が70%を超え、いよいよ開発作業のピークを迎えるまでに進んでいます。インドネシアのアバディLNGプロジェクトも、埋蔵量の増加に伴い、生産規模の拡大に向けて開発準備作業に着手しています。また、本年4月には中東アラブ首長国連邦(U.A.E.)のアブダビ陸上にてADCO(アドコ) 鉱区の5%権益を取得した旨を発表しましたが、同鉱区は、鉱区全体の原油生産量が日量約160万バレルもある超大型の原油生産プロジェクトで、当社の確認埋蔵量およびネット生産量の維持・拡大に今後大きく貢献するものと期待しているところです。

代表取締役社長

北村 俊昭

President

イクシスLNGプロジェクトの進捗

イクシスLNGプロジェクトは、当社が日本企業としてはじめてオペレーターとして取り組む、豪州沖合の大規模LNGプロジェクトであり、当社にとって将来の成長のカギを握る大変重要なプロジェクトです。2012年1月の最終投資決定（FID）以降、開発作業を進めてきましたが、2014年半ばに開発作業も折り返し地点に達し、足もとの作業進捗率は70%超と、生産開始に向けてプロジェクトが一層

目に見える形となって進んでいます。沖合施設では、引き続き沖合生産・処理施設（CPF）、沖合生産・貯油出荷施設（FPSO）の建造作業が進んでいます。陸上施設については、中国、フィリピン、タイのヤードにて製造している200点以上にものぼるモジュール（施設を構成する大型のパーツ）の、最初のパーツが昨年現地に搬入され、それ以降、輸送・搬入・据え付けの工事が着々と進んでいます。また



建設が進む陸上ガス液化プラント

現地の陸上プラントの敷地では、LNG、LPG、コンデンセートの各貯蔵タンク、発電設備や製品出荷用栈橋の建設等も着実に進められています。西豪州沖合のイクシスガス・コンデンレート田から北部準州ダーウィンの陸上プラントをつなぐ全長約889kmのガス・輸送パイプラインについては、昨年11月にダーウィン湾の浅海部の敷設作業が完了し、本年2月より外洋部の敷設作業を進めています。また本年2月には、ガス・コンデンレート田から生産物を採取するための生産井の掘削作業を開始しました。私も年に数回は現地に赴き、海上施設の作業現場、パイプラインの敷設作業、陸上プラントの建設作業などを自分の目で確認していますが、着々と生産開始に向けた準備が整っていく様子に、より一層気の引き締まる思いです。2016年3月期も、開発作業については安全第一を最優先に着実に進めるべく、関係者とともに力をあわせ努力してまいります。

イクシスの開発作業と並行して、当社ではイクシス周辺に複数保有する探鉱区にて新たなガス埋蔵量の確保に向けた探鉱作業も行っています。2015年3月期には2つの探鉱区(WA-513-P、およびWA-514-P)を取得し、当社が保有するイクシス周辺探鉱区は合計13鉱区となりました。探鉱区の見直しも強化し、イクシスLNGプロジェクトとのシナジーの創出を期待しています。



陸上ガス液化プラントの完成図(イメージ)

開発準備作業が進むアバディLNGプロジェクト

もう一つの大型LNGプロジェクトであるアバディは、インドネシアの洋上にある大型ガス田において当社がオペレーターとして開発準備作業を実施しているプロジェクトです。インドネシア政府に承認されたアバディガス田の開発計画に基づき、第一次開発として年産250万トンサイズのフローティングLNG(Floating LNG:浮体構造に天然ガス処理・液化・貯蔵・出荷設備を搭載した施設)による開発を検討しつつ、2013年から2014年にかけて追加評価井3坑の掘削を実施した結果、ガス田の天然ガス埋蔵量が当初想定を上回る規模であることが確認されました。これらを踏まえて開発計画の最適化を行っており、より大規模なフローティ

ングLNGによる開発を検討しているところです。また、本件に関してプロジェクト・パートナーであるシェル社とともに、インドネシア政府との協議を進めております。



アバディの掘削船

アブダビ陸上鉱区の新規取得

U.A.E.のアブダビにおいては、昨年、海上の上部ザクム油田の権益期限の延長を実現した旨をお話いたしました。本年に入り、陸上のADCO鉱区の権益を新たに取得するなど、当社はアブダビにおいて再び大きな成果を上げることができました。ADCO鉱区は、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。当社は同鉱区の権益5%を取得し、2015年1月から40年間の長きにわたる利権契約を結びました。現在の鉱区全体での原油生産量は日量約160万バレルですが、今後2017年までに日量180万バレルへと引き上げていく方向で開発作業を進めていきます。

昨年に続き、今回もこうしてアブダビで世界有数規模の鉱区権益が取得できた背景には、当社が過去40年以上にわたって同地で展開してきた数々の石油開発生産事業における操業実績や技術的貢献を、現地の政府や関係者の皆さまにご評価いただい

た点も大きいと感じています。当社はアブダビにおいて、石油開発事業に留まらず、人材育成の分野など、地域社会の皆さまにも資する活動を行ってまいりました。地道かつ真摯に取り組んできた当社の活動が、今般、このように当社の成長を後押しする形で実を結び、それが日本のエネルギーの長期安定供給にも大きく寄与できることとなり、とても感慨深く思っています。



石油ターミナル

国内天然ガス事業の強化

2013年12月に完成した新潟県の直江津LNG基地は、2015年7月までに合計6隻のLNG船を受け入れるなど、順調に稼働しています。昨年は、同じ新潟県で、当社がオペレーターとして取り組む南長岡ガス田において、天然ガスの精製・処理を行う越路原プラントの設備の増強に着手しました。増強により、同ガス田の生産期間はさらに20年近く延長でき、可採埋蔵量が約2割増加する見込みです。新潟県長岡市に位置する国内最大級のガス田・南長岡ガス田でのこうした取り組みは、貴重な国産エネルギー資源の有効かつ効率的な活用につながるとともに、当社の安定的なガス供給ひいては安定した収入源の確保に資すると考えます。



南長岡ガス田の掘削作業の様子(新潟県長岡市)

原油価格下落への対応

2014年半ばに1バレル当たり100ドル超の水準にあった原油価格は、今年年初に一時50ドルを割り込むまでに大きく下落しました。原油価格は中長期的には新たな均衡点へと収斂していくと考えていますが、当社としてはリスク管理の観点からも、一定期間低い水準で推移する可能性も念頭に置いて対策を講じていく必要があると考えています。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し、プロジェクトの重要度や緊急性などを考慮して、投資の優先順位を総合的に判断し、進めるべき投資やプロジェクトには断固たる決意で引き続き予定通り実行しながら、他のプロジェクトにおいては可能な限り投資削減やコスト節減を図り、原油価格の下落による業績への影響を最小限に留める方針です。具体的には当面、以下の3つの方針で対応していきます。

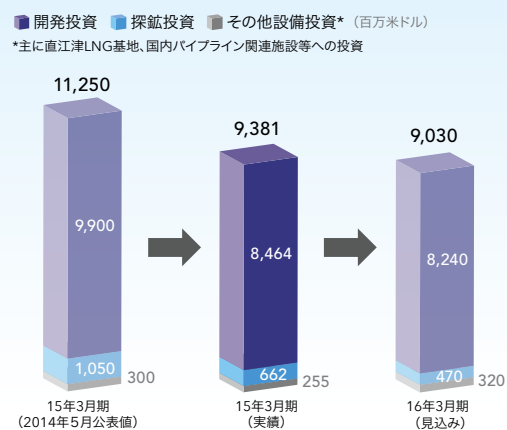
- ① **イクシスなど、当社の成長を支える重要な開発プロジェクトに対しては、引き続き着実に取り組む。**
- ② **2015年3月期は、原油価格の急落に鑑み、開発・探鉱コストの削減を実施。特に探鉱プロジェクトについてはスケジュールやコスト等の見直しを図り、投資の削減を実施。**
- ③ **2016年3月期もプロジェクトの効率的運営とコスト節減努力を継続する。**

実際に上記②で掲げた開発・探鉱コストの削減・投資の削減については、2015年3月期に当初計画していた約99億ドルの開発投資を、約15%減らし、約85億ドルへと抑制しました。探鉱投資も、油価高に伴って掘削コスト等も上昇したことから、掘削スケジュールを調整することでコスト削減効果が見込めるよう、試掘計画の見直しや一部試掘井での作業の先送りなどで対応したほか、一部鉱区権益の譲渡等も行いました。その結果、2015年3月期の探鉱投資は、当初計画していた約11億ドルか

ら約37%減らし、約7億ドルとなりました。2016年3月期についても、削減努力を続け、投資額全体では2015年3月期対比で約4億ドル(約94億ドル⇒約90億ドル)削減する予定です。

原油価格の中長期的な見通しについては、過去数年間続いた1バレル当たり100ドル超の時代からのマインドセットの転換が必要だと考えています。そして、当社の事業展開についても、たとえ低油価水準が続いてもしっかりと事業活動を展開していけるよう、強靱な体質へと強化していく必要があると認識しています。改めて申し上げることでありませんが、エネルギー資源は、足もとの需給変動に関わらず、経済社会に不可欠な資源です。そして、日本および世界にとってその長期安定的な開発と効率的な利用の重要性はいささかも変わるところなく、当社が持続的な成長のもと、エネルギー開発事業を強力に推し進めていくことこそが、社会的使命であると確信しています。厳しい市場環境が続いていますが、そのような認識のもとで、引き続き全社一丸となって、当社がやるべきことを着実に実行していきたいと思えます。

投資削減の推移



今後の見通し

2016年3月期(今期)の業績予想(2015年8月公表)は、前提となる想定原油価格を前期に比べ、1バレル当たり20ドル強引き下げたことなどにより当期純利益(親会社株主に帰属する当期純利益)は700億円(前期比約10.0%減)を見込んでいます。一方、連結売上高はアブダビADCO鉱区の権益取得などによる貢献が寄与することから、前期比微増の1兆1,810億円を見込んでいます。

今期のネット生産量は、主にADCO鉱区が生産が加わることにより、前期比から約25%増加し、日量51.2万バレル(原油換算)を見込んでいます。日量50万バレルを超えるのは、当社としても上場来はじめてのことです。ネット生産量については、イクシスLNGプロジェクトの生産開始等により、既存プロジェクトで日量約70万バレル程度に増加する見込みですが、今般、イクシスの生産開始に先立って、50万バレルを超えるレベルへの到達が見込めるのは、大きな意義があることと捉えています。なお、ADCO鉱区の新規貢献により、2016年3月末における確認埋蔵量や、期中生産量を期中埋蔵量増加分でどの程度補充することができるかを示すRRR(リザーブ・リプレースメント・レシオ)も大きく上昇する見込みです。

株主還元について申し添えますと、当社では、「投資と配当のバランス」を考慮しながら株主還元を検討することを基本としています。イクシスの生産開始前は、生産プロジェクトからのキャッシュ・フローを投資に充てる必要があるため、コスト削減努力を

続けながらも引き続き投資に軸足を置いています。そこで、2016年3月期の年間配当金は、前期水準を据え置き、1株当たり18円を予定しています。但し、イクシスの生産開始後には、海外の同業他社など、上流専門企業トップクラスの水準を意識した株主還元を図っていきたいと考えています。

2015年3月期をもう一度振り返ってみますと、私自身も、数多くのプロジェクトの現場に赴き、各国政府関係者やプロジェクト・パートナーと意見を交わしながら、プロジェクトの推進に注力してまいりました。また一方で、機関投資家の皆さまをはじめとしたステークホルダーの方々とのコミュニケーションにも力を入れ、信頼関係の構築・維持に努めてまいりました。前述のように、2015年3月期の下半期からは、原油価格の急落を受けてコスト削減にも着手しましたが、2016年3月期は、進めるべき投資・プロジェクトと、投資削減・コスト削減する分野との色分けをはっきりさせ、厳しい市場環境に対応しながら、全社一丸となって引き続き事業の推進に努力してまいります。

今後も引き続きエネルギーの安定的かつ効率的な供給を実現し、国際的な石油・天然ガスの開発企業として競争力を高め、株主価値・企業価値の持続的向上に向けて、より一層努力してまいりますので、変わらぬご支援を賜りますよう宜しくお願いいたします。

2015年8月

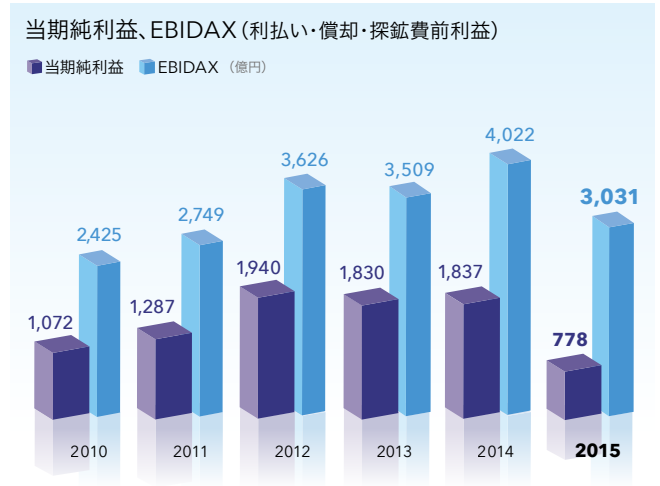
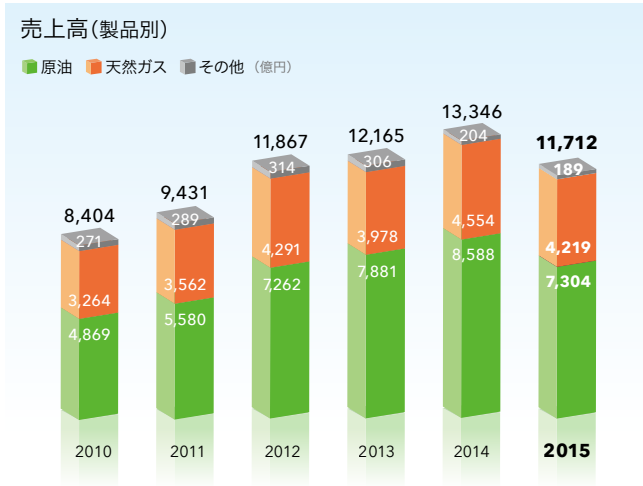
代表取締役社長

北村 俊昭

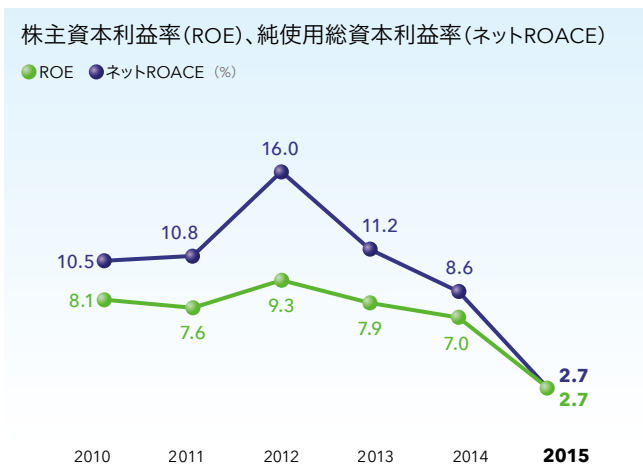
財務・事業ハイライト (過去5年間との比較グラフ)

3月31日終了の連結会計年度 主な指標の注記はP.51参照

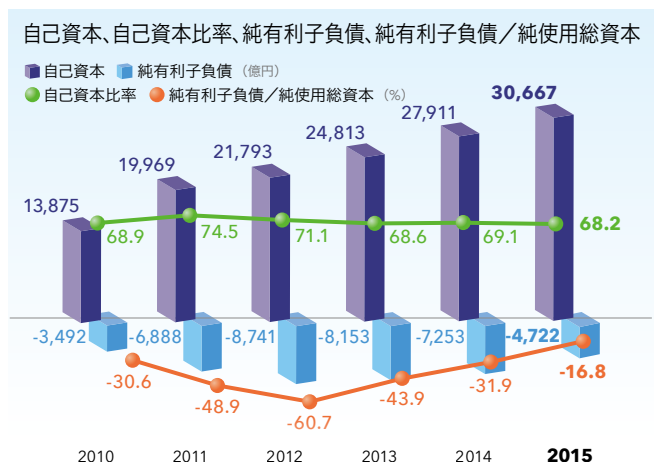
収益性指標 ▶ 参照: その他の収益性指標、別冊ファクトブック2015 P.8



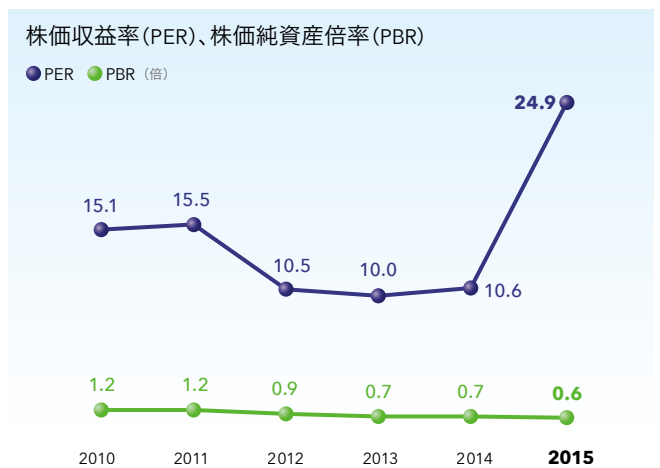
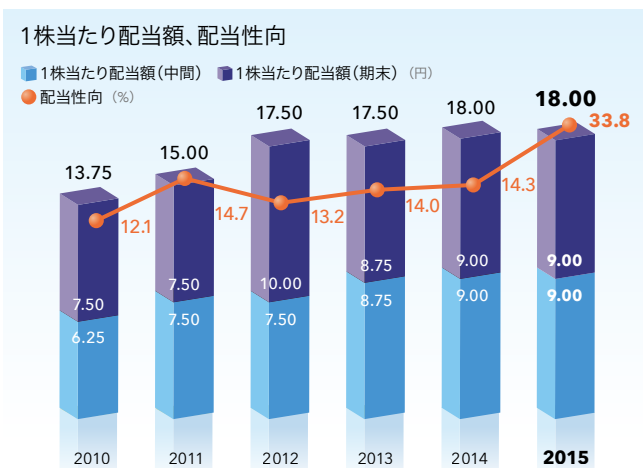
効率性指標 ▶ 参照: その他の効率性指標、別冊ファクトブック2015 P.9



安全性指標 ▶ 参照: その他の安全性指標、別冊ファクトブック2015 P.11



投資指標 ▶ 参照: その他の投資指標、別冊ファクトブック2015 P.12

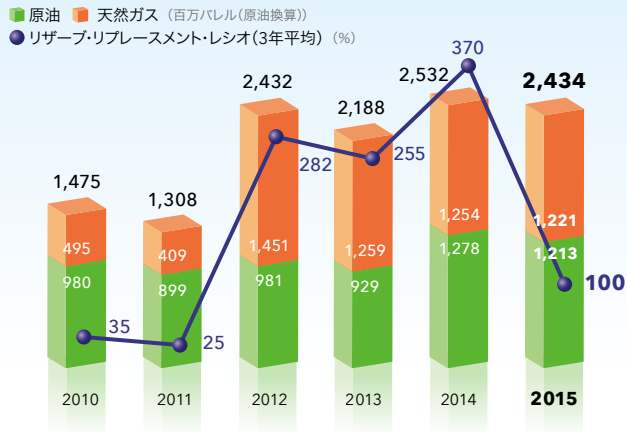


※2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株につき400株の割合で株式分割を行っています。
各連結会計年度の1株当たり配当額は、当該株式分割の影響を考慮した遡及修正後の金額となっています。

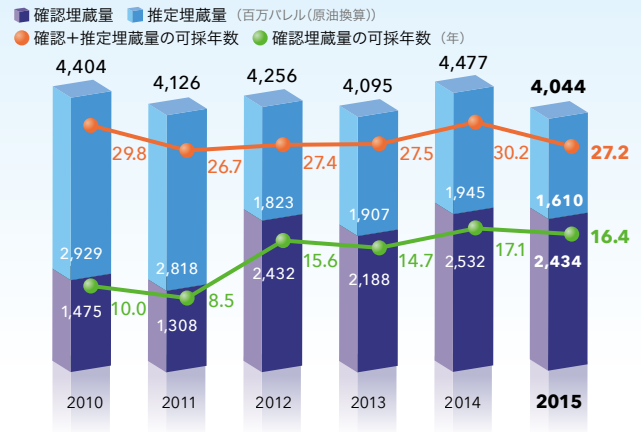
埋蔵量・生産量指標

▶ 参照: その他の埋蔵量・生産量指標、別冊ファクトブック2015 P.13

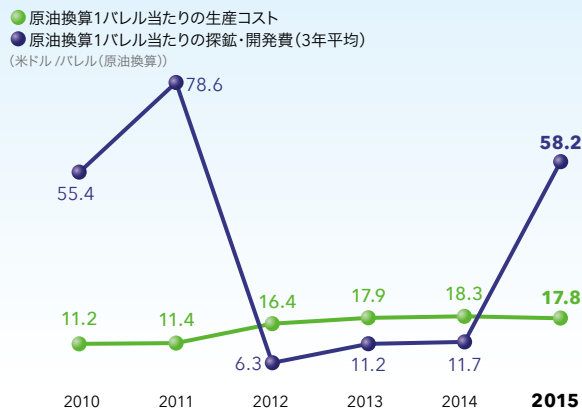
確認埋蔵量(製品別)、リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)



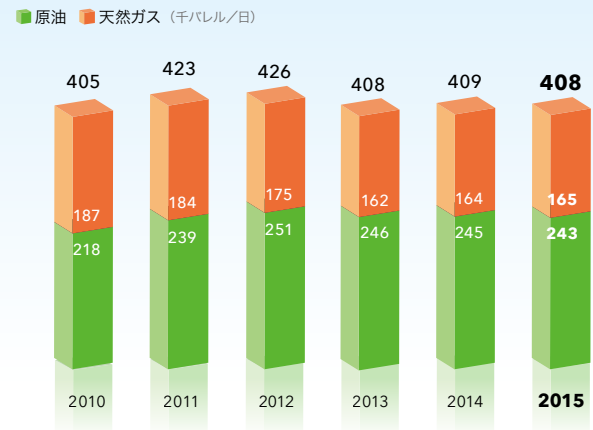
確認・推定埋蔵量、可採年数



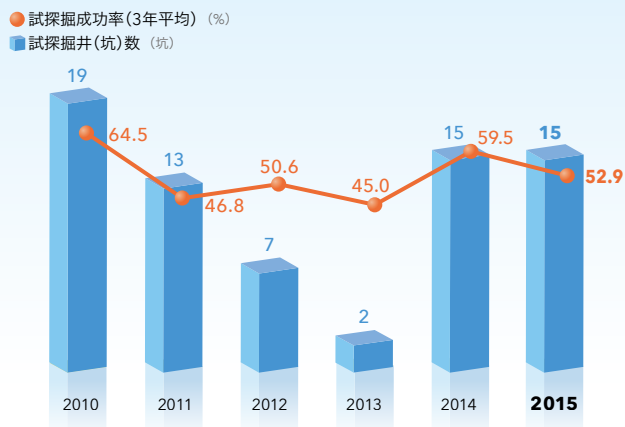
原油換算1バレル当たりの生産コスト、探鉱・開発費(3年平均)



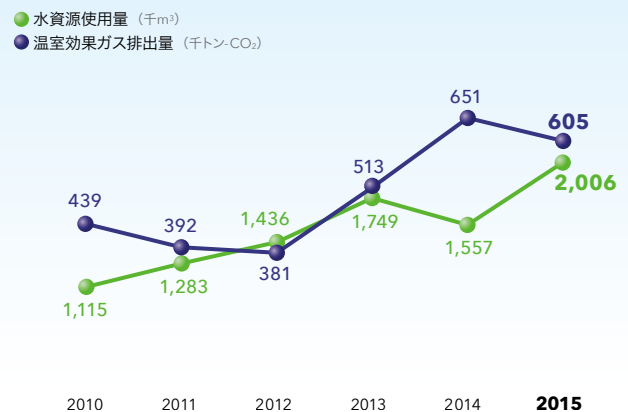
ネット生産量(製品別、原油換算)



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／アバディ

世界でも有数の規模となる2つの大型LNGプロジェクト（豪州・イクシス、インドネシア・アバディ）を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。現在の当社のネット生産量は日量40～50万バレルレベルですが、今後、イクシスの生産開始などにより日量60～70万バレルレベルに増加する見通しであり、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。

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

40.4億バレル (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+推定埋蔵量を40.4億バレル（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。



生産量の拡大

埋蔵量の増加



Busi
Mo



販売による 収益の計上

ness
del

積極的な 探鉱・開発投資



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。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。

3

市場動向と経営方針

INPEXの強み 4

強固な財務基盤

自己資本比率：
68.2%
純有利子負債比率：
マイナス16.8%

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、2015年3月末の自己資本比率は68.2%、純有利子負債／純使用総資本はマイナス16.8%（有利子負債を上回る現預金・国債等を保有）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、川の流れに例えて、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

世界25カ国、

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。

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にして送り出します。



LNGタンカー

販売

生産

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いわれています。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為、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。



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

75プロジェクト



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)

石油・天然ガス開発の事業環境

石油・天然ガスを含む世界の一次エネルギー需要は、中国やインドといった新興国を中心に、今後さらに拡大する見通しです。そのなかでも天然ガスは、今後も大きな需要の増加が見込まれています。一方、探鉱・開発の成熟や資源ナショナリズムの高まりなどにより、石油・天然ガス開発の対象は開発が難しいフロンティア地域に偏りつつあります。

欧州・ユーラシア

原油
1,720万バレル/日

原油生産量
100万バレル/日

天然ガス
970億cf/日

天然ガス生産量
100億立方フィート
(cf)/日

中東

原油
2,856万
バレル/日

天然ガス
581億
cf/日

アフリカ

原油
826万
バレル/日

天然ガス
196億
cf/日

アジア・太平洋

原油
832万バレル/日

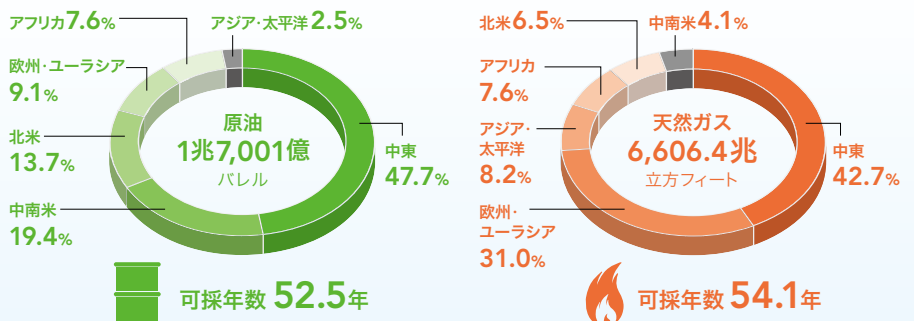
天然ガス
514億cf/日

● 石油・天然ガスの主な産出地帯(イメージ)

世界の確認埋蔵量と可採年数

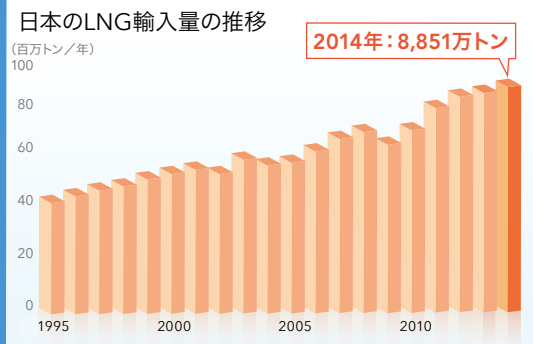
世界の確認埋蔵量は、原油が約1.7兆バレル、天然ガスが約6,600兆立方フィートとなっています。地域別の埋蔵量は中東地域が原油・天然ガスともに最も多く存在します。原油は中南米や北米、天然ガスは欧州・ユーラシアにも多くの確認埋蔵量があります。

原油、天然ガスの確認埋蔵量と可採年数(2014年末時点)



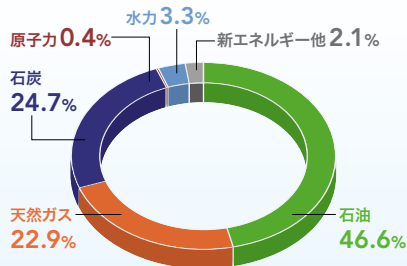
出典:「BP Statistical Review of World Energy 2015」

国内の石油・天然ガス需要

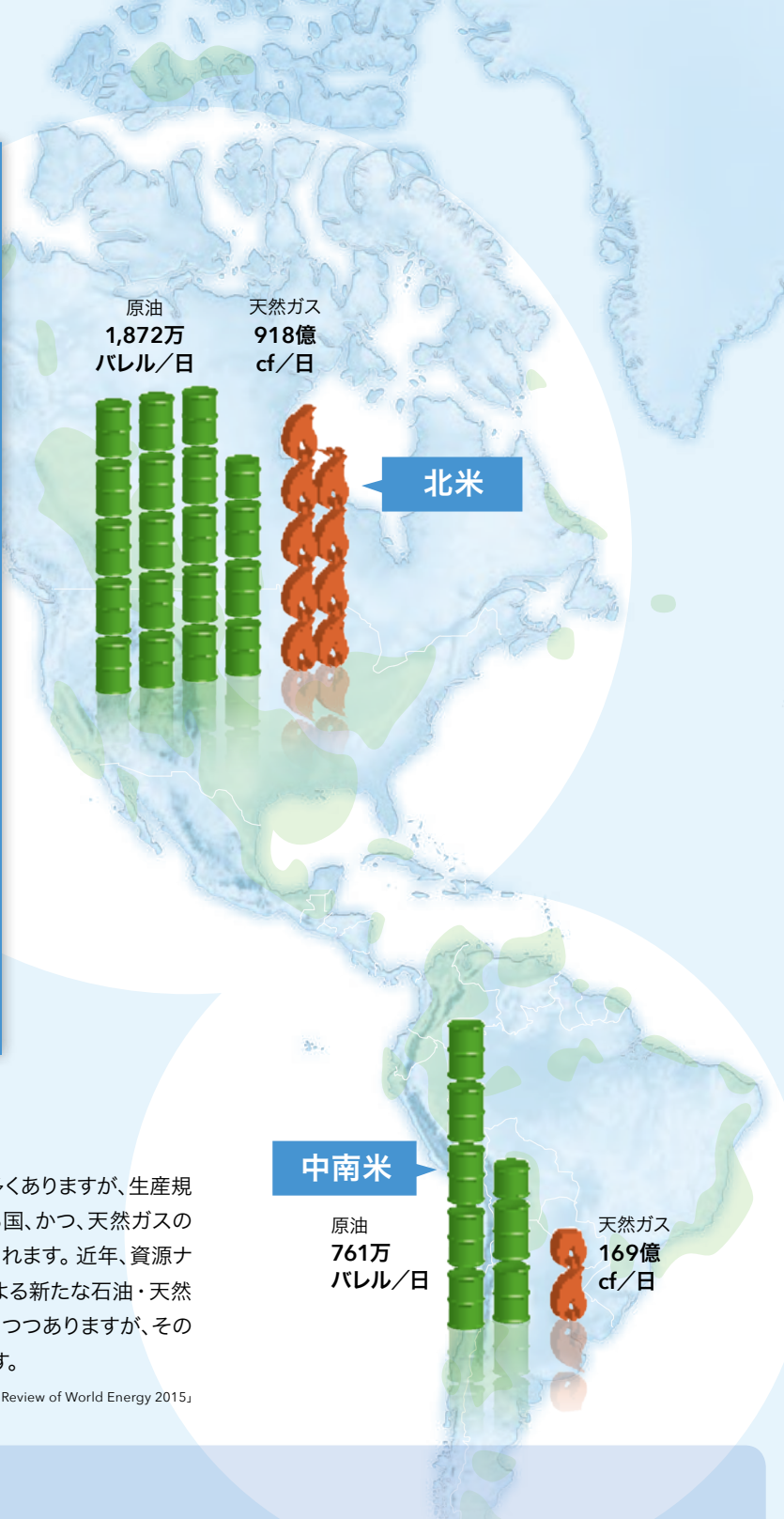


原子力発電所の稼働停止の影響で、火力発電に占める液化天然ガス(LNG)の需要が増えたため、国内のLNG需要が増加しています。
出典:財務省「貿易統計」

国内一次エネルギーの供給実績(2013年)



熱源、動力源、原料用などで汎用性が高い石油は、現在でも国内一次エネルギー供給源の4割以上を占めています。
出典:「エネルギー・経済統計要覧2015」



世界の地域別生産量

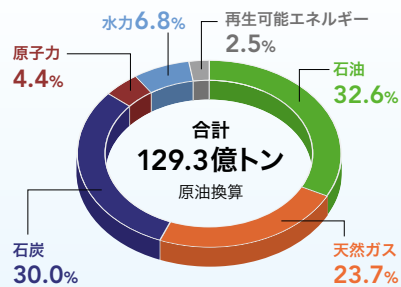
日本を含め、石油・天然ガスを産出している国・地域は数多くありますが、生産規模が大きく、また、外国の石油会社に鉱区を開放している国、かつ、天然ガスの場合、LNGによる輸出ができる国はそのうちの一部に限られます。近年、資源ナショナリズムの高まりなどにより、エネルギー開発企業による新たな石油・天然ガス権益の確保は、開発が難しいフロンティア地域に偏りつつありますが、そのなかには大規模な埋蔵量が期待される有望地域もあります。

生産量の出典:「BP Statistical Review of World Energy 2015」

世界のエネルギー需要

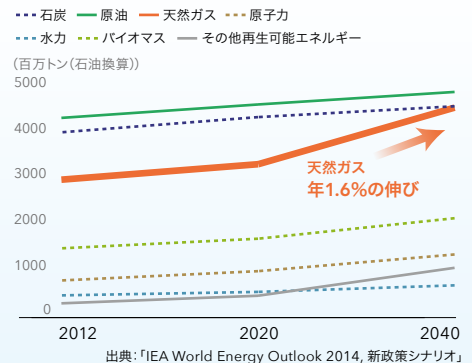
石油と天然ガスが世界の一次エネルギー消費量の半分以上を占めています。限りある化石燃料に比べ、太陽光、水力、バイオマス、地熱などのエネルギーは、一度利用しても短期間に再生可能なエネルギーであり、さらに発電時のCO₂排出量が少ないため、大きく注目されています。

世界の一次エネルギー消費量(2014年)



出典:「BP Statistical Review of World Energy 2015」

世界の燃料源別一次エネルギー需要



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2017年3月期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**をそれぞれ定め、今後5年間の重点的取り組みを明示しています。

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今後5年間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
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。

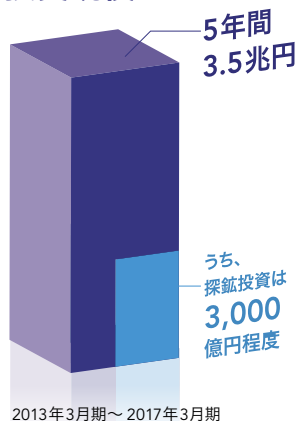
1 人材の確保、育成と 効率的な組織体制の整備

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

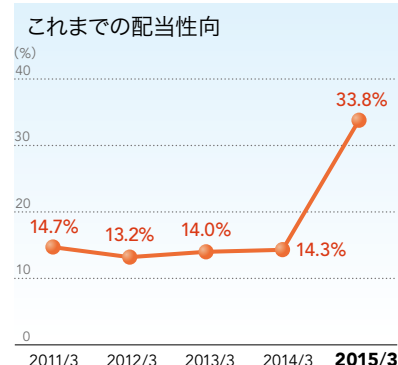
意思決定を機動的、円滑に行うため、
的確かつ効率的な業務遂行体制を確立

2 成長のための投資と 適切な株主還元

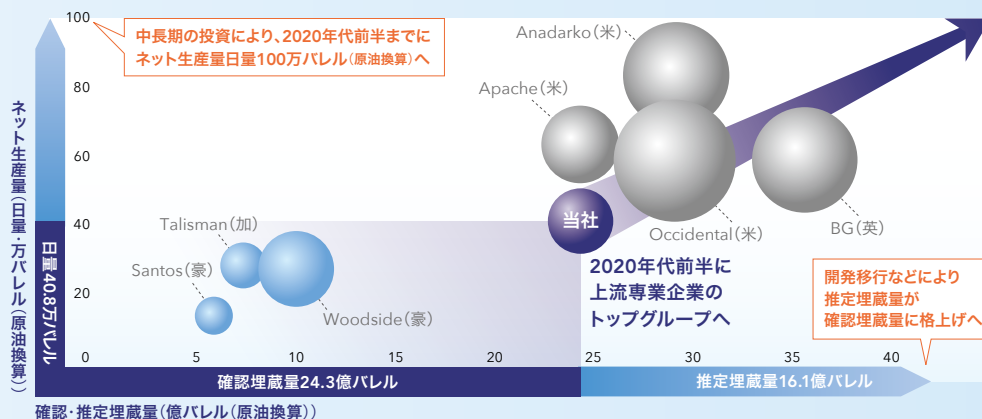
投資規模



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

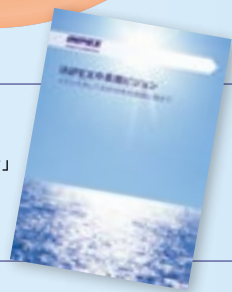


確認埋蔵量、ネット生産量は2014年度の各社開示資料から、円の大きさは時価総額(2015年3月末現在)を表す。現在の当社は国際的な上流専門企業の中堅に位置していますが、豪州・イクシスLNGプロジェクトの生産開始などを経て、2020年代前半には国際的な上流専門企業のトップグループ入りを目指しています。主な上流専門企業との確認埋蔵量、ネット生産量および時価総額の比較は上の図の通りです。

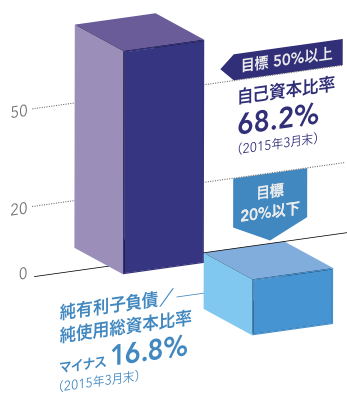
国際的競争力を有する
上流専門
企業の
トップクラスへ

天然ガスをコアとする
総合
エネルギー
企業へ

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



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1.2兆円
(2015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

グローバル企業としての
責任ある経営

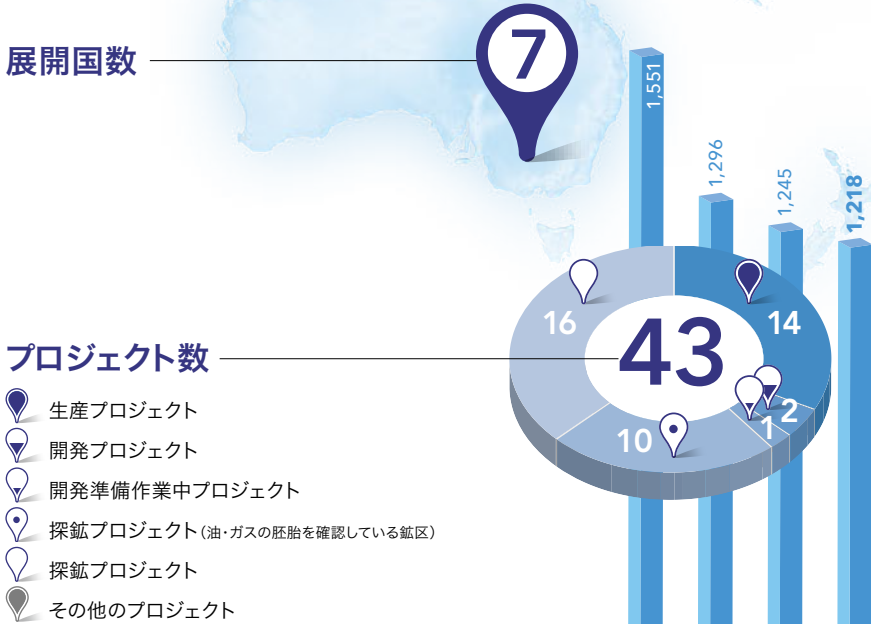
コンプライアンス、HSEの取り組みを
持続的に強化

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

地域セグメント一覧

アジア・オセアニア

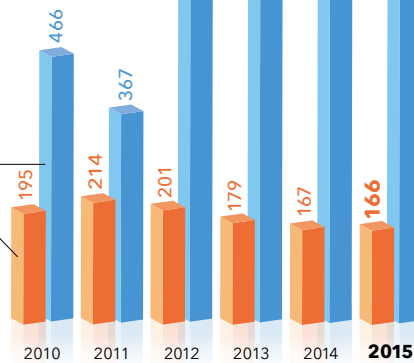
▶ P.20



埋蔵量/生産量

確認埋蔵量(百万バレル(原油換算))

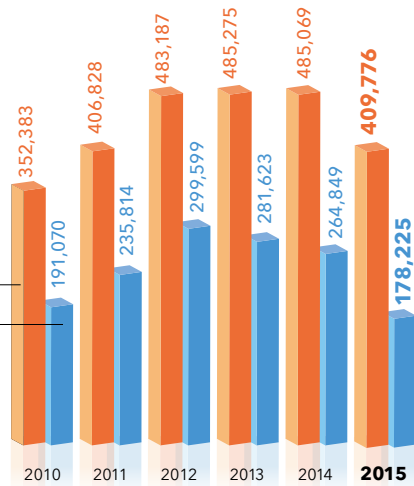
ネット生産量(千バレル/日(原油換算))



売上高/営業利益

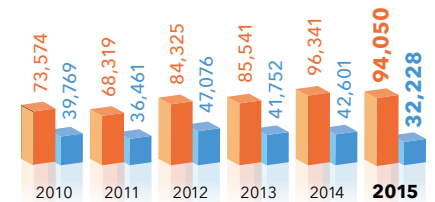
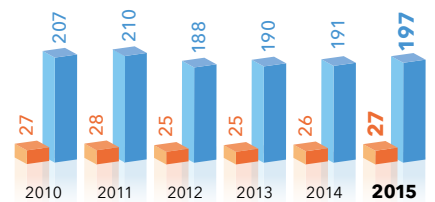
売上高(単位:百万円)

営業利益(単位:百万円)



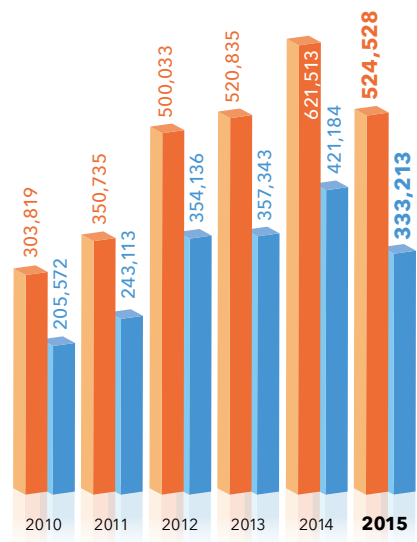
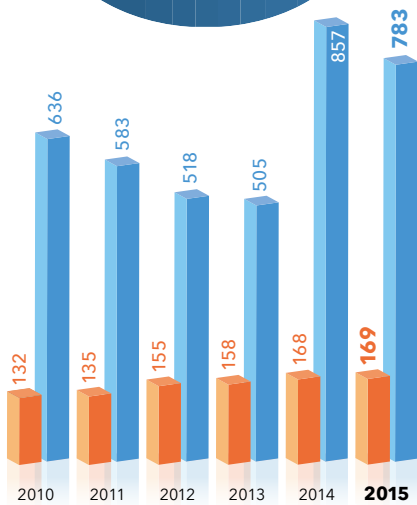
ユーラシア

▶ P.28



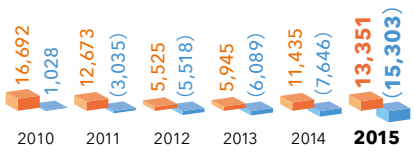
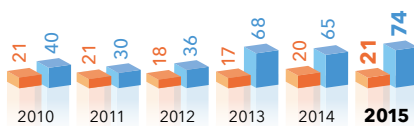
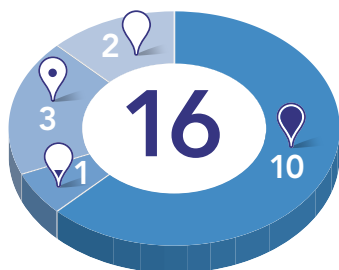
中東・ アフリカ

▶ P.30



米州

▶ P.32

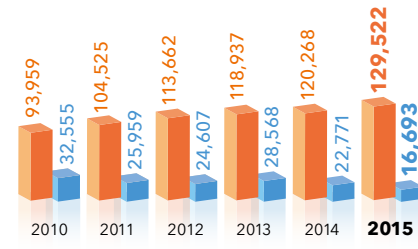
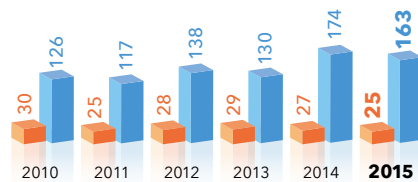


日本

▶ P.36



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

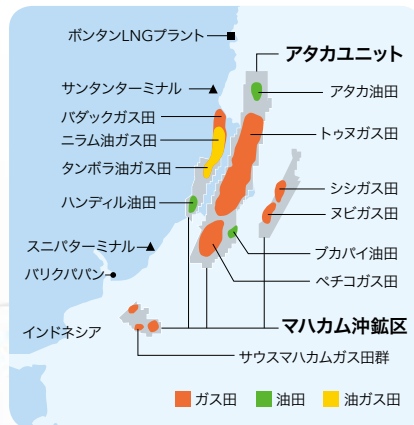
当社は1966年10月にインドネシア政府と生産分与契約を締結し、マハカム沖鉱区の100%権益を取得しました。アタカユニットは、1970年4月に当社およびUnocal社（現Chevron社）が50%ずつの権益比率で双方の隣接鉱区の一部を統合して設定され、1972年から原油・天然ガスの生産を続けています。マハカム沖鉱区では、1970年7月に当社権益の50%をCFP社（現TOTAL社）に譲渡しました。そ

の後、ブカパイ油田、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、およびスニバ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。天然ガスは主にポンタン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、2013年以降生産量は安定しています。

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2015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72千bbl 天然ガス:日量1,257百万cf LPG:日量11千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:昇圧装置 2:生産施設

② 南ナトゥナ海B鉱区

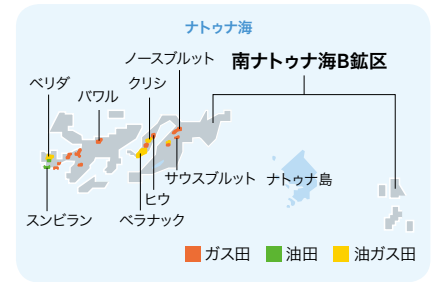


FPSO船

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、バ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、2015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27千bbl 天然ガス: 日量354百万cf LPG: 日量12千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



ルビーガス田の洋上生産施設

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、2015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73百万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 (Sebuk) Ltd. 70% TOTAL 15%

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・コンデンセート層の広がりを確認しました。

2010年12月に、LNG年産250万トンをフローティング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、フィールドの全体開発の検討も継続的に実施しており、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認証を取得しました。これらを踏まえ、大型FLNGを有力候補とする開発計画の最適化を検討しており、当局との協議を行っています。



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)
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:アバディの掘削船 2:生産テストの様子 3:フローティングLNGとLNG船(イメージ)

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、政府許認可の取得、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。FID以降、陸上と沖合それぞれの生産施設にて詳細設計・機器調達・建設作業を行っています。

開発作業の状況

2014年6月には開発作業の作業進捗率が50%を超え、現在開発作業のピークを迎えています。沖合施設では、引き続き海底生産施設の製造・設置、生産・処理施設（Central Processing Facility：CPF）、生産・貯油出荷施設（Floating Production, Storage and Offloading：FPSO）の建造作業を進めています。陸上施設では、中国、フィリピン、タイのヤードにてモジュールを製造しており、2014年に最初のモジュールを現地ダーウィンに搬入して以来、2015年6月時点で全体の約3分の1のモジュールを搬入しています。また、現地ダーウィンのサイトでは、LNG、LPG、コンデンセートの各貯蔵タンク、発電設備や製品出荷用棧橋の建設等を行っています。イクシスガス・コンデンレート田からダーウィンの陸上施設を結ぶ全長約889kmのガス輸送パイプラインは、現在パイプの敷設作

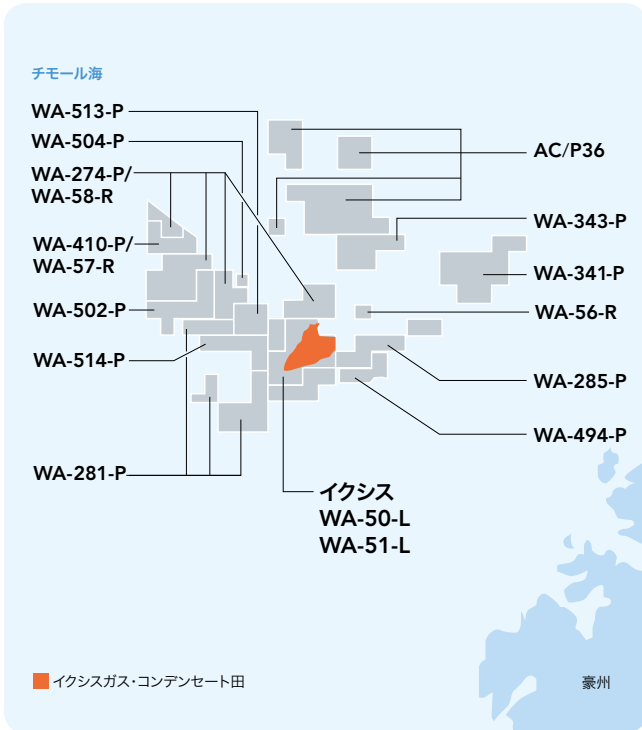
業を行っており、ダーウィン湾の浅海部は2014年11月に敷設作業が完了し、2015年2月より外洋部の敷設作業を進めています。また、ガス・コンデンレート田では、2015年2月より生産井の掘削作業を開始しています。

イクシス周辺探鉱鉱区

当社はイクシスガス・コンデンレート田周辺に13の探鉱鉱区を保有し、現在探鉱活動を実施しています。13鉱区のうち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:沖合生産・貯油出荷施設（FPSO）の建造作業の様子 2:生産井掘削リグ“ENSCO5006” 3:海底坑口装置 4:沖合生産・処理施設（CPF）のフローティングドックにおける建造作業の様子



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%
WA-51-L			CPC2.625% 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	インベックス西豪州 ブラウズ石油(株) (1998年9月1日)	
WA-341-P			*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)		*同社60% Total40%
AC/P36	探鉱中		*同社50% Murphy50%
WA-494-P	探鉱中		*同社100%
WA-274-P/ WA-58-R	探鉱中 (油・ガスの胚胎を確認)		同社20% *Santos30% Chevron50%
WA-281-P	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20.0000% *Santos47.8306% Chevron 24.8300% Beach 7.3394%
WA-410-P/ WA-57-R			同社20% *Santos30% Chevron50%
WA-502-P			同社40% *Santos60%
WA-504-P	探鉱中		同社40% *Santos60%
WA-513-P			同社40% *Santos60%
WA-514-P			同社40% *Santos60%



5:ガス・輸送パイプラインの敷設の様子 6:陸上ガス液化プラント建設作業の様子 7:沖合生産・処理施設(CPF)のモジュール据え付け作業の様子 8:陸上ガス液化プラントを構成するモジュールの搬入作業の様子 9:陸上ガス液化プラント全景

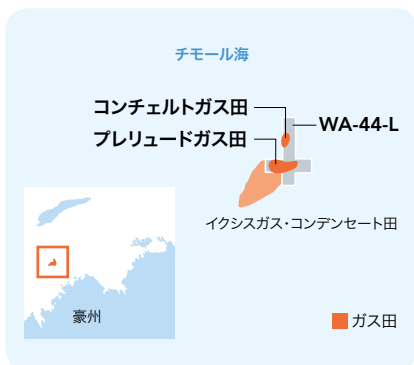
⑥ プレリウドFLNGプロジェクト(WA-44-L鉱区)

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360万吨、LPG年間約40万吨（ピーク時）、コンデンサート日量約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。

プレリウドFLNGプロジェクトへの参加により、当社は、プロジェクトパートナーとしてFLNGに関する経験・知見も活用できるほか、当社が進めるインドネシア・アバディLNGプロジェクトにおけるそれらの活用を期待できます。

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)
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%



FLNG船

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

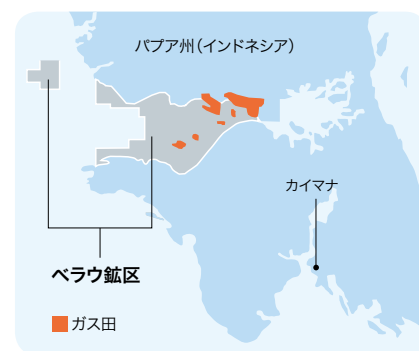
じたケージーベラウ石油開発(株)の株式取得により、タンゲーLNGプロジェクトに保有する当社分の実質的な権益比率を約7.79%に増加させています。

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。



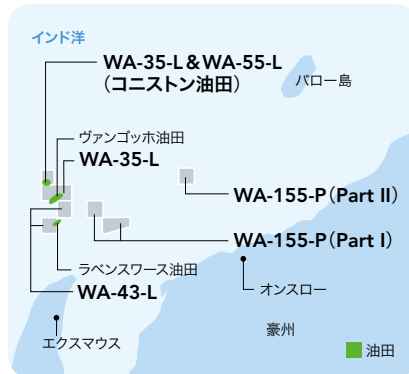
出荷施設



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2015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 (原油:日量6千bbl 天然ガス:日量1,027百万cf)	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			同社 16.3% *BP 37.16% CNOOC 13.9% 日石ベラウ 12.23% KGベラウ・KGウィリアムス 10.0% LNG Japan 7.35% Repsol 3.06%

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船

契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2015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(2015年4月生産再開)	アルファ石油(株) (1989年2月17日)	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10千bbl)		同社 28.5% *BHPBP 39.999% Quadrant 31.501%
WA-35-L&WA-55-L鉱区(コニストン油田)	生産中(2015年5月より)		同社 47.499% *Quadrant 52.501%
WA-35-L(ヴァンゴッホ限定エリアを除く)	探鉱中(油・ガスの胚胎を確認)		同社 47.499% *Quadrant 52.501%
WA-155-P(Part I)	探鉱中(油・ガスの胚胎を確認)		同社 28.5% *Quadrant 71.5%
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・ウングプロジェクト(JPDA03-12鉱区)、キタン油田(JPDA06-105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年にユニティゼーションを行い、バユ・ウングガス・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。

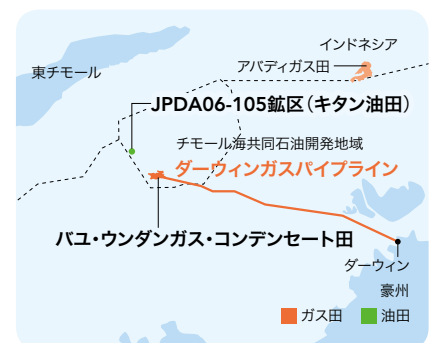
1992年1月に取得したJPDA06-105鉱区では、2008年3月から開始したキタン1号井/2号井の掘削作業で原油を確認し、2010年4月にチモール海共同石油開発地

域の管理当局から最終開発計画の承認を取得しました。その後の開発作業を経て、2011年10月からキタン油田の生産を開始しています。

契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2015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	生産中	サウル石油(株) (1993年3月30日)	同社 19.2458049% *ConocoPhillips 61.3114766% Santos 19.4427185%
バユ・ウングユニット	(原油:日量24千bbl 天然ガス:日量519百万cf LPG:日量14千bbl)		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%
JPDA06-105(キタン油田)	生産中(原油:日量6千bbl)	インベックスチモールシー(株) (1991年11月25日)	同社 35% *Eni 40% Repsol 25%

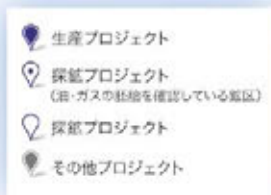


キタン油田(生産テスト)



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のカスピ海海上、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に、周辺のカラムカス、アクトテ、カイルン、南西カシャガンの4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、2015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642千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%



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。

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% ConocoPhillips 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

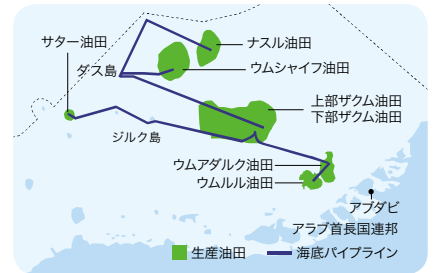


ジルク島

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 鉱区



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鉱区に係る入札に参加の上、2015年4月に同鉱区の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。同鉱

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ており、同鉱区全体で日量約160万バレルの原油が生産されている世界でも有数の巨大油田群です。現在、2017年までに生産量を日量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(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
ADCO 鉱区	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)



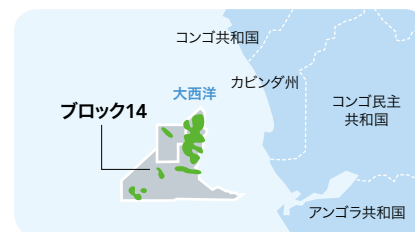
陸上パイプライン

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(原油生産鉱区)にTOTAL社との合弁会社を通じて参画し、9.99%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鉱区で、現在3つの開発区域にて原油生産を行っており、一部既発見未開発構造の開発と、鉱区内の探鉱ポテンシャル追求も行っていきます。



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2015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)
アンゴラ共和国ブロック14	生産中(原油:日量118千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)、ベネズエラのプロジェクト、ブラジル海上の原油プロジェクトなどを進めています。

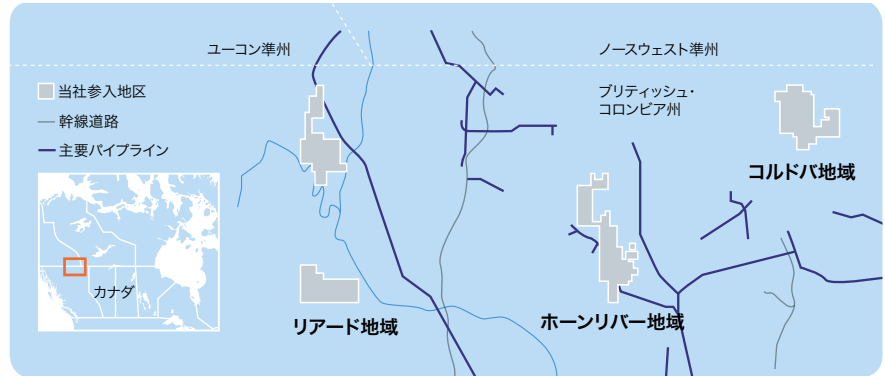


① カナダ シェールガスプロジェクト

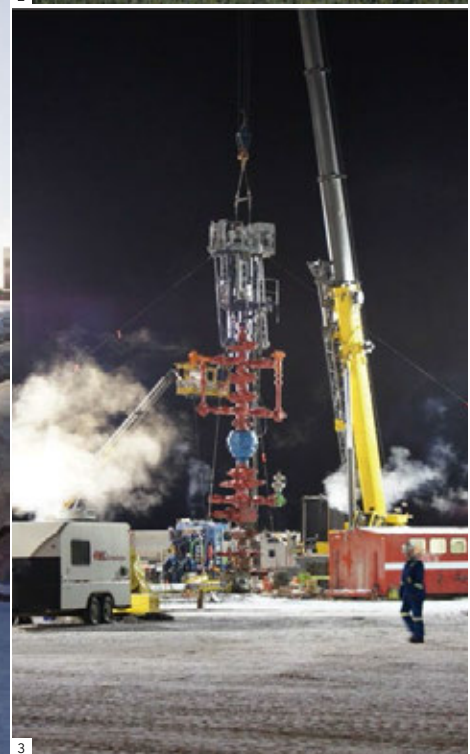
当社は、2012年8月にカナダ・ブリティッシュ・コロンビア州のホーンリバー、コルドバおよびリアードの各地域に保有するシェールガス鉱区について、Nexen社より、各鉱区の40%の権益を取得しました。

ホーンリバー、コルドバおよびリアードの各地域は、既発見未開発のシェールガスが存在する地域であり、今後、開発作業を進め、日量最大1,250百万cf(日量約20万バレル(原油換算))規模の生産を目指しています。

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%



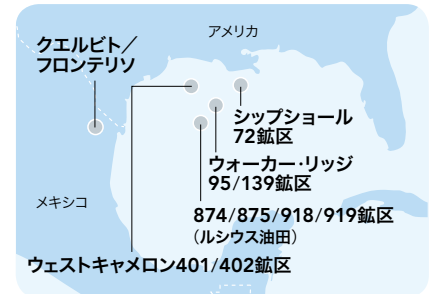
1:掘削現場 2:仕上げの様子 3:フラクチャリング作業現場

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%権益を米アナダルコ社から取得しました。ルシウス油田では、2015年1月に油ガスの生産を開始しています。

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、その後の探鉱作業にて、試掘井（Yucatan North-1号井）を掘削した結果、砂岩層において約36mの厚さで原油の胚胎を確認しています。今後は、取得したデータ等の解析を進め、パートナーとともに探鉱・評価活動を進めていきます。



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2015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6千bbl 天然ガス:日量5百万cf)	Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. (2003年5月30日)	同社7.8% *Anadarko23.8% その他68.4%
シップショール72鉱区	生産中(天然ガス:日量3百万cf)		同社25% *PetroQuest42.5% その他32.5%
ウェストキヤメロン401/402鉱区			同社25% *PetroQuest38% その他37%
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% *Shell57.37% その他30.34%



1,3:ルシウス油田 2:メキシコクエルビト鉱区

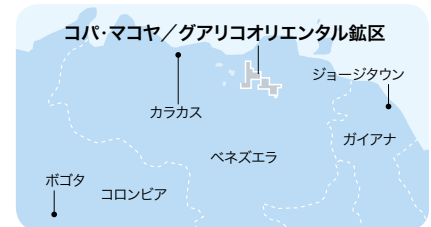
③ コパ・マコヤ鉱区およびグアリコオリエンタル鉱区



ガスプラント

契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2015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)
コパ・マコヤ	生産中 (原油:日量1千bbl 天然ガス:日量52百万cf)	Teikoku Oil & Gas Venezuela, C.A. (2006年6月7日)	*同社 70% PDVSA Gas 30%
グアリコオリエンタル			同社 30% *PDVSA CVP 70%

当社は、1992年7月にベネズエラ中央部陸上のイースト・グアリコ鉱区の100%権益を取得し、オペレーターとして油田・ガス田の再活性化事業、新規探鉱および開発事業を行ってきました。その後、2006年に従来の操業サービス協定がジョイントベンチャー契約に改定されたことを受け、イースト・グアリコ鉱区は新たにコパ・マコヤ鉱区(ガス事業)およびグアリコオリエンタル鉱区(原油事業)に変更されました。また、ジョイントベンチャー契約に移行したため、両鉱区とも契約期間が2026年まで延長されています。

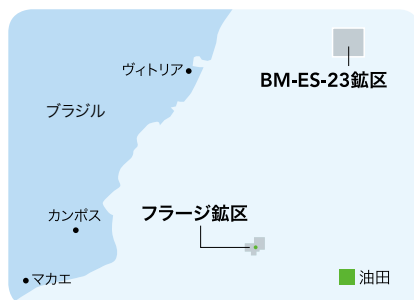


④ ブラジル(フラージ鉱区ほか)

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ポ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、ブラジル南東沖エスピリトサント堆積盆のBM-ES-23鉱区では、オペレーターのペトロbras社等とともに探鉱事業を推進しています。同鉱区では、2014年から2015年にかけて実施した評価井掘

削の結果、浅層部および深層部それぞれにて良好な油層を発見しています。今後、評価作業を進め、商業生産の可能性を検討していく予定です。



フラージ鉱区FPSO船

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2015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27千bbl 天然ガス:日量3百万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、約1,400kmの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

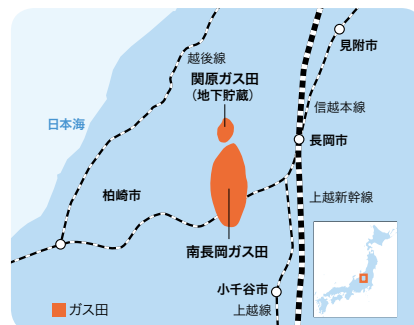
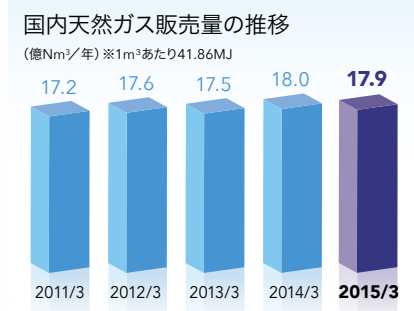
国内天然ガス事業は、当社が保有する南長岡ガス田（新潟県）から生産される天然ガスおよび2013年12月に稼働を開始した直江津LNG基地（新潟県）で受け入れたLNGなどを、関東甲信越に広がる約1,400kmの天然ガスパイプラインによって輸送し、沿線の都市ガス事業者や大規模工場等のお客さまに販売する事業です。

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、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年年央の完成に向けて富山ライン（新潟県糸魚川市～富山県富山

市）の建設を進めているほか、2016年4月の電力小売全面自由化を控え、沿線の都市ガス事業者などとの連携を目指して電気事業に関する新たな取り組みの検討を開始しました。

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。



川を渡る天然ガスパイプライン（新潟県海川）

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。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の隣接地に、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月より新電力（特定規模電気事業者）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鱒岳地域、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年に阿女鱒岳地域で1坑の構造試錐井掘削、小安地域では2坑の構造試錐井掘削を実施し、2014年も両地域で計3本の構造試錐井掘削を行いました。今後も、両地域で同規模の構造試錐井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。

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330MW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

国内メタンハイドレート資源の調査

メタンハイドレートは非在来型天然ガスの一種で、氷分子がメタン分子を取り込んだ固体状の結晶です。日本国内でも周辺海域に存在が確認されていますが、採取に技術的な課題があることなどから、経済性が成り立つ開発技術が確立されるまで、まだ時間がかかるといわれています。

当社は、国が主導する研究・調査事業や検討委員会への参加を通じ、当社が上流事業を通じ培ってきた技術を活かして、特に海底生産設備の分野における技術的課題の克服に貢献していきます。

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

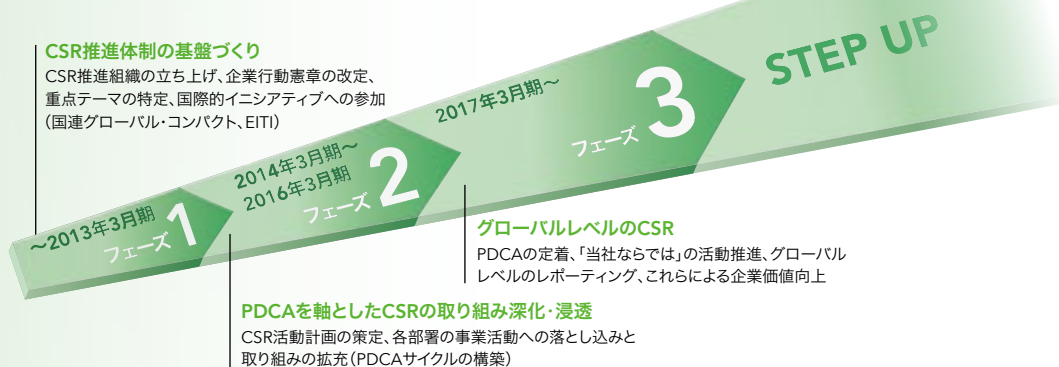
上流事業を持続的に拡大し、グローバルに展開するエネルギー企業として各ステークホルダーからの信頼を得るため、当社は2012年4月に、優先的に取り組むべき重要課題として「CSR重点テーマ」を特定しました。2014年度はCSR重点テーマの見直しを行い、現在の5つに加え、新たに「ガバナンス」を加えた6つのテーマを特定しました。

2015年以降は見直したCSR重点テーマのもと、CSR経営の強化に取り組んでいきます。アニュアルレポート2015の本セクションでは、CSR重点テーマの内容、2015年3月期の進捗、2015年3月期以降の計画についての概要をご説明します。各重点テーマごとのより具体的な取り組みはサステナビリティレポート2015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。イクシスLNGプロジェクトの生産開始以降を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。



サステナビリティレポート2015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。2015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、2012年に特定したCSR重点テーマを基軸として、皆さまの目的に応じた3つの媒体(ダイジェスト版、フルレポート版、ウェブ版)を用意しています。

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

コンプライアンス

法令および社会規範の順守
(人権への配慮を含む)



HSE活動

操業における安全管理と環境保全



社会貢献

地域との信頼醸成と貢献(教育含む)



温室効果ガス対策

気候変動問題への対応



人材育成

グローバル企業としての人材育成と活用



CSR重点テーマの概要、達成像、2015年3月期の実績、および、2016年3月期の計画は以下の通りです。

CSR重点テーマの概要

- 法令・人権を含む各種の**国際規範・社会規範の順守**。

豪州の先住民社会との協調活動計画である「Reconciliation Action Plan (以下、RAP)」を策定(2015年6月)



達成像

- 単純な法令順守に留まらず、**操業地域を含めた社会規範に対しても配慮**する。
- 高い倫理観を持った行動**を役員・従業員が自発的に行い、社会との信頼関係を構築する。

- 操業時の環境負荷低減、環境リスクへの取り組み、生物多様性の保全。
- 事業活動時における**安全確保**。

イクスHSE CEOフォーラム



- コントラクター等を含む**全従業員の安全を確保し、大規模な事故を起こさず**操業する。
- 法令の水準を超えて環境負荷を極力低くし、漏出等の環境リスク、生物多様性への配慮をしながら操業する。

- 政府、地域住民、NGO等とのコミュニケーション。
- 地域社会のニーズを汲み取った上で、**事業との関わりを踏まえながらアプローチし必要な取り組みを実施**(地域住民に対する教育付与等を含む)。

地域における社会貢献活動



- 地域の文化・慣習等を尊重しながら操業地域の社会発展にも寄与**する形での事業を行う。

- 再生可能エネルギー、化石燃料に関連する技術(CCS、メタン生成等)の研究・開発・実用化、CO₂オフセットプログラム(森林保全・植林等)への取り組み**。

GHG(温室効果ガス)管理ワーキンググループ



- 気候変動に配慮した操業を行う。
- 技術開発を進め、**気候変動に対応した多様なエネルギーを開発・供給**する。

- 文化、国籍、信条、人種、性別、年齢等による**差別の無い、有能な従業員の採用と適材適所への配置・処遇**。

豪州におけるダイバーシティ討論会



- グローバル展開にふさわしい人材を積極的に育成・活用**する。
- 事業の発展と従業員の満足とを**両立**させる。

5

サステイナビリティ・ガバナンス

CSR重点テーマ(続き)

主な活動対象

- コンプライアンス強化、
人権の尊重等



- 環境マネジメントの
強化、安全の維持、
生物多様性の保全



- 操業に関する地域社会への
影響の低減、地域社会への
参画・貢献



- 気候変動問題への対応



- グローバル人材の育成・確保、
ダイバーシティの推進



主な2015年3月期の実績

- 「行動規範解説書」を発行、配布。コンプライアンス推進担当者向けに説明会を実施
- 「贈収賄・汚職防止ガイドライン」を制定、施行、社内研修を実施
- 豪州において、契約・購買プロセスにおける腐敗防止デュエティリジェンス・プログラムを導入
- 豪州において、全従業員を対象に贈収賄・汚職防止に関する研修を実施
- インドネシアにおいて、「贈収賄・汚職防止ポリシー」の制定、施行、従業員研修を実施
- 日本において人権項目を含むCSR研修(Eラーニング)を実施(94%が受講)
- グローバル・コンパクト・ジャパン・ネットワークの分科会を幹事企業として運営
- IPIECA分科会活動に参加
- EITIへの参加実施国への支払い情報を開示

- 国内環境パフォーマンスデータ(温室効果ガス排出量、エネルギー使用量、水資源使用量、水域への排出量)を対象に第三者検証を実施
- イクシスLNGプロジェクトにおいて、各種環境管理計画を実施
- マレーシア、ベネズエラ、スリナムの子会社に対してHSE監査を実施
- HSE文書「HSEリスク管理要領」の改定と、オペレーション事業体への周知および説明を実施
- 2014年度事故災害指標目標を達成(LTIF:0.15、TRIR:1.24)
- イクシスLNGプロジェクトにおけるコントラクターとのHSEフォーラムを実施
- IOGP/IPIECA共同運営のBiodiversity and Eco System Working Groupへ参加
- イクシスLNGプロジェクトにおいて環境モニタリングプログラムを実施
- 直江津LNG基地において海域における環境影響調査を実施
- アバディLNGプロジェクトにおいてフィールドサーベイを実施

- 社会影響マネジメントプランの策定およびその実施状況について豪州政府への定期的な報告を実施
- アバディLNGプロジェクトにおいて、環境許認可を取得
- アバディLNGプロジェクトにおいて、環境許認可で定められた環境管理計画および環境モニタリング計画の実施、現地当局への実施レポートを提出
- アバディLNGプロジェクトにおいて、IFCパフォーマンススタンダードなどの国際基準に基づく環境・社会ベースラインサーベイを実施
- イクシスLNGプロジェクトにおいて、ステークホルダーへの情報のアップデートを実施(100回以上)
- イクシスLNGプロジェクトにおいて、陸上施設建設作業員の6割を現地採用
- 豪州において50件以上の地域プログラムの支援・協賛を実施
- 13人のインターンシップ生を受け入れ、および大学院において寄付講座を開講し、学生の支援を実施

- コーポレートHSE委員会のなかに、GHG管理ワーキンググループを設置
- GHG管理ワーキンググループの活動を通じ、全社的な取り組みを推進し、GHG排出量予測の実施と、年間GHG関連リスク管理プロセスを決定
- 太陽光発電所(「INPEXメガソーラー上越」)を新規建設
- インドネシア・サルラ地熱発電プロジェクトへの事業参入契約を締結
- 再生可能エネルギー事業および新技術研究・開発に8.7億円の投資を実施

- 「INPEXバリュー」を制定、各所で説明会を実施
- 本社にグローバル人事・ダイバーシティ推進グループを設置
- 「グローバルモビリティガイドライン」の発効および豪州での採用人材の他拠点での活用(実績:4件)
- 当社研修体系による各種研修(新入社員集合研修、一般社員・幹部社員向け研修、専門スキル・実務実践型研修)の実施
- 若手・中堅の技術系社員の派遣実績:国内現場研修 延べ7人、海外事務所・現場研修 20人
- 外国人新卒採用:3人/外国人中途採用:8人/外国人契約社員採用:5人/障がい者雇用率(2.05%)
- 豪州における雇用機会均等、異文化理解に関するトレーニングを実施
- 従業員満足度調査結果を職場環境の改善策に反映

2016年3月期の計画



豪州における先住民理解に関する研修の様子

- グローバルレベルでコンプライアンス活動を推進
(各海外事務所のコンプライアンス体制の整備・支援)、本社と海外事務所の連携強化
- 贈収賄・汚職防止トレーニングの継続実施
- 豪州において、腐敗防止・評価手順の強化
- 豪州における贈収賄・汚職防止に関する研修の継続
- インドネシアにおいて「贈収賄・汚職防止ポリシー」に関する運用細則等の整備および所内における周知徹底
- CSR研修の継続実施
- グローバル・コンパクト、EITI、IPIECAへの継続参加



ダーウィン湾周辺のサンゴのモニタリング

- HSEパフォーマンスデータに関する第三者保証のバウンダリー、スコープの拡大
- イクシスLNGプロジェクトにおける建設作業の環境への影響を継続的に監視
- コーポレートHSE要領に定める要求事項の順守達成度90%以上、HSEMS運用の定着化を図るためHSE監査を強化
- 各種の緊急時、危機の最悪シナリオに基づく緊急事態への対応計画書の策定
- 全社的に事故災害ゼロを目指したHSE活動をコントラクターと一体で推進
(目標:LTIF:0.20、TRIR:0.85以下)
- 組織横断的なHSE支援プロジェクトの実施およびHSEリーダーシップのレベル向上
- IOGP/IPIECA共同運営のBiodiversity and Eco System Working Groupへの継続参加
- 生物多様性保全に関するモニタリングの継続
- アパディLNGプロジェクトにおいて影響評価および管理計画の策定開始



一橋大学大学院寄付講座

- 社会影響マネジメントプランの実施状況のモニタリング
- IFCパフォーマンススタンダードなどの国際基準に基づいた環境社会影響評価(ESIA)および環境社会管理計画(ESAP)の策定開始
- イクシスLNGプロジェクトにおいてステークホルダーへの継続的な情報提供
- イクシスLNGプロジェクトを通じた継続的な地元企業の活用および現地雇用
- 地域プログラム支援の継続
- 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継続
- 寄付講座の継続実施



メガソーラー上越

- グループ全体の気候変動リスク管理のための一連のプロセスの導入
- 再生可能エネルギーなどの事業化促進の継続
- インドネシア・サルラ地熱発電プロジェクトの事業化推進
- 再生可能エネルギーへの取り組み強化のための事業投資の継続



豪州におけるダイバーシティ討論会の様子

- グローバル共通の人材マネジメント基盤の整備
- INPEXバリューの浸透、定着、従業員間における共通価値の醸成
- 国内外拠点間における人事異動の推進
- 当社研修体系による各種研修の継続実施
- 技術力に関する意識向上、研修の取り組み強化の継続
- ダイバーシティの継続的な推進(女性従業員、外国人従業員、障がい者雇用の推進)
- ダイバーシティ推進のためのトレーニングの継続実施
- より良い職場づくりのための満足度調査の継続実施

コーポレート・ガバナンス (2015年7月1日現在)

当社は、企業価値を高め、株主の皆さまをはじめとするステークホルダーひいては社会全般から信頼される企業であり続けるため、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

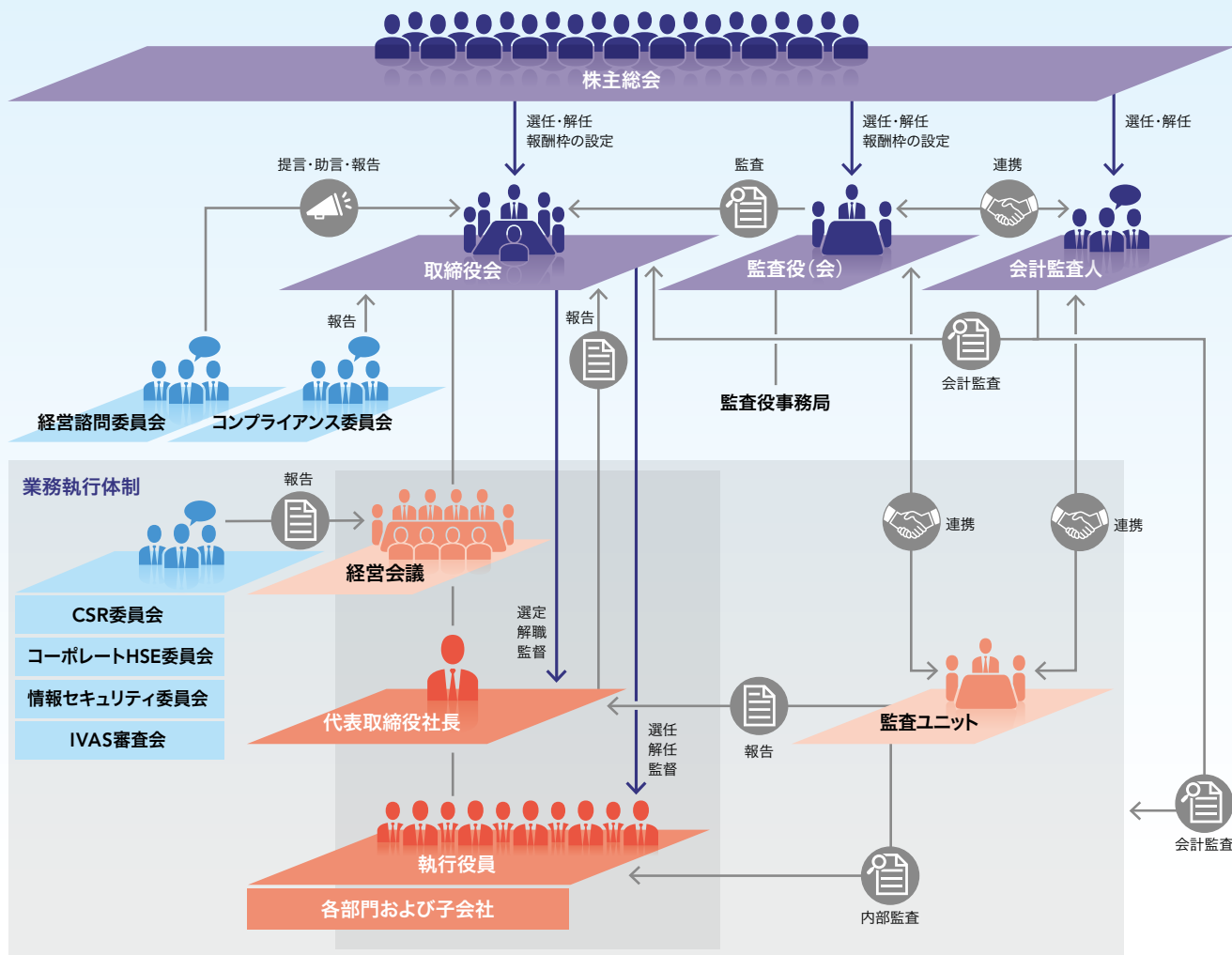
当社の機関設計は、業務に精通した取締役による業務執行を監査役が監査する「監査役設置会社」を採用しています。また、「執行役員制度」を導入し、機動的かつ効率的な経営体制を構築しています。当事業では産油国政府、海外の石油会社等との交渉機会が多く、これには業務に精通した社内出身の取締役・執行役員があたる必要があります。社内出身取締役は原則として執行役員を兼務することで、取締役会が効率的な業務執行を行うとともに、実効的な経営の監督を行える体制を確保しています。

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、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15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事務局を設置し、事務局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)..... 15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

当社の取締役会は15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、重要な業務執行について審議・決定するほか、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。



第9回定時株主総会(2015年6月24日開催)

[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、取締役会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務の拡大に的確・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] 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な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.90-91

[4] 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。

2015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通りです。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(2015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)	460	392	68	11
監査役(社外監査役を除く)	27	27	-	1
社外役員	96	96	-	9

(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。

[5] 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上で決定しています。

監査公認会計士等に対する報酬の内容(2015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、高橋 聡
会計監査業務にかかる補助者の構成	公認会計士:13名、その他:27名
監査証明業務に基づく報酬	235百万円 (当社:158百万円、連結子会社:77百万円)
非監査業務に基づく報酬	31百万円 (当社:15百万円、連結子会社:16百万円)

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・法務等の分野において、または経営者としての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、社外役員を選任するための独立性に関する独自の基準等

はないものの、選任にあたっては、(株)東京証券取引所・有価証券上場規程第436条の2第1項に定める独立役員の独立性に関する判断基準を参考^{*}にしており、独立役員との関係に関し、取引についての軽微基準を設定し、社外取締役(5名)および社外監査役(4名)全員の9名を独立役員として届け出しています。

^{*}有価証券上場規程施行規則第211条第4項第5号、同第226条第4項第5号に掲げる要件のいずれにも該当せず、一般株主と利益相反が生じるおそれがないことを確認しています。

[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。

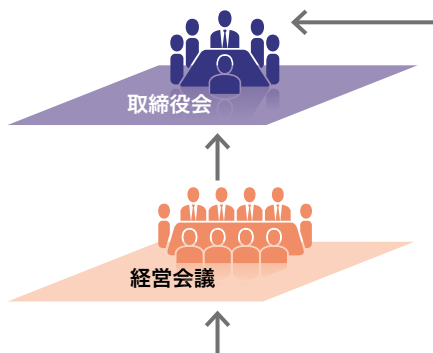
当社は監査機能を強化し、コーポレート・ガバナンスの実効性を確保するために、監査役事務局を設置し、事務局の専任者を配置することで、上記のような監査役と監査ユニットおよび会計監査人との連携強化を図っています。また、代表取締役および取締役との定期的な会合等を通じてモニタリング機能を強化する体制を構築しています。

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	2015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15回中13回 監査役会12回中12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15回中15回
	加藤 晴二	✓	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。	取締役会15回中15回
	安達 博治	✓	大株主であるJXホールディングス(株)の取締役常務執行役員	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。	-
	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15回中15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。	-
	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15回中15回 監査役会12回中12回
	山下 通郎	✓	大株主である石油資源開発(株)の執行役員経理部担当	経理業務を担当した経験に加え、石油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。	-
	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15回中15回 監査役会12回中12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を推進することを目的として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上、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在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。



経営諮問委員会の議論の様子

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。2015年6月の第9回定時株主総会では、開催の3週間以上前の同年5月29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2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サイトにて和英それぞれ (英語は同時通訳付き) 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。



個人投資家向けIR説明会 (北村社長) (2015年3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 (2015年6月24日現在)



黒田 直樹

代表取締役会長 取締役在任年数:9年 所有株式数:32,700株

昭和38年4月 通商産業省(現経済産業省)入省
 平成4年6月 資源エネルギー庁長官
 平成5年8月 (株)東京銀行(現(株)三菱東京UFJ銀行)顧問/三井海上火災保険(株)(現三井住友海上火災保険(株))顧問
 平成7年8月 住友商事(株)顧問
 平成8年6月 同社 常務取締役
 平成11年6月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))非常勤取締役
 平成13年4月 住友商事(株)代表取締役副社長
 平成16年8月 同社 特別顧問
 平成16年9月 国際石油開発(株)代表取締役副社長
 平成17年6月 同社 代表取締役社長
 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)代表取締役社長
 平成22年6月 当社 代表取締役会長(現)



北村 俊昭

代表取締役社長 取締役在任年数:5年 所有株式数:22,400株

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20年4月 早稲田大学大学院客員教授
 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)

取締役および監査役

経C	代表取締役会長	黒田 直樹	Naoki Kuroda	
経C	代表取締役社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	(1)
経C H 情	取締役	由井 誠二	Seiji Yui	(1)
C H 情 VA	取締役	佐野 正治	Masaharu Sano	(1)
C H	取締役	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	(1)
C 情	取締役	村山 昌博	Masahiro Murayama	(1)
C H	取締役	伊藤 成也	Seiya Ito	(1)
C C H 情	取締役	田中 渡	Wataru Tanaka	(1)
C H	取締役	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	(1)
C H 情	取締役	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	(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)	加藤 晴二	Seiji Kato	(2) (4)
取締役(社外)	安達 博治*	Hiroji Adachi	(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	
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

経C	社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	
経C H 情	副社長執行役員	由井 誠二	Seiji Yui	経営企画本部長、コンプライアンス担当
C H 情 VA	副社長執行役員	佐野 正治	Masaharu Sano	技術本部長、HSE担当
C H	常務執行役員	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	マセラ事業本部長
C 情	常務執行役員	村山 昌博	Masahiro Murayama	財務・経理本部長
C H	常務執行役員	伊藤 成也	Seiya Ito	イクシス事業本部長
C C H 情	常務執行役員	田中 渡	Wataru Tanaka	総務本部長
C H	常務執行役員	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	天然ガス供給本部長
C H 情	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
C H	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
C H	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
C H	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
C	常務執行役員	矢嶋 慈治	Shigeharu Yajima	営業第1本部長
C	常務執行役員	山本 幸伯	Yoshinori Yamamoto	営業第2本部長
C H	常務執行役員	平山 公也	Kimiya Hirayama	国内事業本部長
C 情	常務執行役員	久保 孝	Takashi Kubo	資材・情報システム本部長
	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、技術ユニットGM
執行役員	河合 肇	Hajime Kawai	マセラ事業本部本部長補佐、ジャカルタ事務所バイスプレジデント、コマース
執行役員	坂元 篤志	Atsushi Sakamoto	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、オンショアプロジェクト
執行役員	毛塚 有博	Arihiro Kezuka	イクシス事業本部本部長補佐、技術ユニットGM
執行役員	佐瀬 信治	Nobuharu Sase	営業第1本部本部長補佐、原油営業ユニットGM
VA 執行役員	柄川 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
VA 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	橋高 公久	Kimihisa Kittaka	経営企画本部本部長補佐、経営企画ユニットGM、広報・IR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、コマースコーポレート・コミュニケーション
VA 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

GM=ジェネラルマネージャー

記号:社内委員会のメンバー
 経:経営諮問委員会
 C:コンプライアンス委員会
 H:CSR委員会
 VA:コーポレートHSE委員会
 C:情報セキュリティ委員会
 VA:IVAS審査会

* 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



由井 誠二

取締役 副社長執行役員
取締役在任年数:9年 所有株式数:19,000株



佐野 正治

取締役 副社長執行役員
取締役在任年数:9年 所有株式数:20,000株



菅谷 俊一郎

取締役 常務執行役員
取締役在任年数:6年 所有株式数:16,000株



村山 昌博

取締役 常務執行役員
取締役在任年数:6年 所有株式数:16,200株



伊藤 成也

取締役 常務執行役員
取締役在任年数:9年 所有株式数:15,400株



田中 渡

取締役 常務執行役員
取締役在任年数:6年 所有株式数:26,300株



池田 隆彦

取締役 常務執行役員
取締役在任年数:6年 所有株式数:22,500株



倉澤 由和

取締役 常務執行役員
取締役在任年数:3年 所有株式数:11,600株

由井 誠二

昭和50年4月 インドネシア石油資源開発(株)
(国際石油開発(株))入社
平成11年9月 同社 ジャカルタ事務所長
平成12年6月 同社 取締役ジャカルタ事務所長
平成15年3月 同社 取締役探鉱第一部担当支配人兼
探鉱第二部担当支配人
平成15年6月 同社 常務取締役
平成16年4月 ジャパン石油開発(株)常務取締役
平成18年3月 同社 代表取締役常務取締役
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19年3月 国際石油開発(株)常務取締役技術・環境保安本部長
兼オセアニア・アメリカプロジェクト担当
平成19年6月 同社 常務取締役技術・環境保安本部長兼オセアニア・
アメリカ事業本部長
平成20年10月 当社 取締役専務執行役員アジア・オセアニア・
大陸棚事業本部長
平成24年6月 当社 取締役専務執行役員経営企画本部長
平成26年6月 当社 取締役副社長執行役員経営企画本部長
平成27年6月 当社 取締役副社長執行役員経営企画本部長、コンプラ
イアンス担当(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
平成13年3月 同社 理事
平成13年3月 同社 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
当社 取締役専務執行役員アメリカ・アフリカ事業本部長
当社 取締役専務執行役員技術本部長
当社 取締役副社長執行役員技術本部長、HSE担当(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
本部長補佐兼アジア地域/技術・環境保安担当支配人
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)

村山 昌博

昭和51年4月 (株)日本興業銀行(現(株)みずほ銀行ほか) 入行
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 テ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4月 同社 理事
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(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 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
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
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シス事業本部長(現)

田中 渡

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12年6月 同社 企画渉外部長
平成15年6月 同社 取締役企画渉外部長
平成16年6月 同社 取締役中東・カスビ海地域担当支配人
平成16年10月 同社 取締役テヘラン事務所副所長
平成19年2月 同社 取締役中東プロジェクト担当支配人
平成19年4月 同社 取締役総務・企画本部本部長補佐
平成20年10月 当社 常務執行役員総務本部副本部長
平成21年6月 当社 取締役常務執行役員総務本部長
平成23年6月 当社 取締役常務執行役員総務本部長(現)、経営企画
本部長

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
平成17年3月 同社 取締役
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)

**佐藤 弘**

取締役(社外)
取締役在任年数:一年**
(監査役在任年数:9年)
所有株式数:一株

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
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4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
同社 顧問(現)
平成27年6月 当社 非常勤取締役(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

香川 幸之

取締役(社外)
取締役在任年数:8年
所有株式数:一株

加藤 晴二

取締役(社外)
取締役在任年数:5年
所有株式数:一株

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)非常勤取締役(現)
平成24年6月 三井石油開発(株)特別顧問(現)

加藤 晴二

昭和46年4月 三菱商事(株)入社
平成9年7月 同社 LNG事業第一部長
平成15年4月 同社 執行役員天然ガス事業本部長
平成18年4月 同社 執行役員天然ガス事業第二本部長
平成19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20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22年6月 当社 非常勤取締役(現)
平成23年6月 三菱商事(株)顧問(現)

安達 博治

取締役(社外)
取締役在任年数:一年**
所有株式数:一株

安達 博治

昭和57年4月 日本石油(株)入社
平成16年7月 新日本石油(株)製造技術本部技術部長
平成20年4月 同社 執行役員製造技術本部技術部長
平成22年7月 JX日鉱日石エネルギー(株)執行役員製造技術本部製造部長
平成24年6月 同社 常務執行役員水島製油所長
平成26年6月 JXホールディングス(株)常務執行役員企画1部長
平成27年6月 同社 取締役常務執行役員企画1部・企画2部管理(現)
当社 非常勤取締役(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4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 非常勤取締役(現)

**山本 一雄**

常勤監査役
常勤監査役在任年数:一年**
所有株式数:8,900株

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)

外山 秀行

常勤監査役(社外)
常勤監査役在任年数:一年**
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:5年
所有株式数:7,600株

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 講治

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(現)
平成27年6月 当社 非常勤監査役(現)

山下 通郎

監査役(社外)
監査役在任年数:一年**
所有株式数:一株

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 非常勤監査役(現)
平成23年4月 丸紅(株)特別顧問

**平成27年6月就任

Financial & Corporate Information

財務・会社情報

9年間の主要財務情報	050
財務・経理本部長からのメッセージ	052
当社特有の会計処理・会計方針について	053
経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析	056
連結財務諸表／連結財務諸表の注記	062
独立監査人の監査報告書	081
連結子会社及び関連会社	082
事業等のリスク	084
石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について	092
会社情報	095

9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、2015年3月31日時点の換算レートである1ドル120.27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
売上高	¥ 969,713	¥ 1,202,965	¥ 1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	¥ 1,186,732
売上原価	343,795	390,554	319,038	298,168	334,833	395,443
売上総利益	625,918	812,411	757,127	542,259	608,247	791,289
営業利益	559,077	714,211	663,267	461,668	529,743	709,358
法人税等及び少数株主 損益調整前当期純利益	586,263	685,800	616,167	442,027	508,587	767,039
当期純利益	¥ 165,092	¥ 173,246	¥ 145,063	¥ 107,210	¥ 128,699	¥ 194,001
(財政状況)						
流動資産	¥ 474,124	¥ 565,111	¥ 411,110	¥ 492,855	¥ 492,932	¥ 908,702
有形固定資産	219,227	254,481	297,636	358,094	379,862	383,698
無形固定資産	265,822	265,481	253,681	239,205	249,111	233,318
投資その他の資産	648,934	722,828	805,618	923,624	1,558,475	1,540,680
資産合計	1,608,107	1,807,901	1,768,045	2,013,778	2,680,380	3,066,398
流動負債	266,248	325,286	206,059	227,905	254,729	367,844
固定負債	261,843	243,802	199,925	295,270	328,268	384,361
純資産	¥ 1,080,016	¥ 1,238,813	¥ 1,362,061	¥ 1,490,603	¥ 2,097,383	¥ 2,314,193
(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
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)
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
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
(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株当たり配当額(円)	17.50 ^{**}	18.75 ^{**}	20.00 ^{**}	13.75 ^{**}	15.00 ^{**}	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 ^{**}
※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)%
自己資本比率(%)	64.0	64.0	71.9	68.9	74.5	71.1
D/Eレシオ(%)	24.2%	16.8%	12.9%	17.3%	13.7%	14.6%

百万円		千米ドル	
2013/3	2014/3	2015/3	2015/3
¥ 1,216,533	¥ 1,334,626	¥ 1,171,227	\$ 9,738,314
426,326	490,417	525,444	4,368,870
790,207	844,209	645,783	5,369,444
693,448	733,610	534,886	4,447,377
718,146	750,078	540,023	4,490,089
¥ 182,962	¥ 183,691	¥ 77,820	\$ 647,044
¥ 1,106,504	¥ 1,140,204	¥ 1,342,410	\$11,161,636
584,541	951,779	1,497,622	12,452,166
380,156	439,179	458,770	3,814,501
1,544,958	1,506,977	1,200,352	9,980,477
3,616,159	4,038,139	4,499,154	37,408,780
414,977	375,670	365,212	3,036,601
530,198	666,432	845,238	7,027,837
¥ 2,670,984	¥ 2,996,037	¥ 3,288,704	\$27,344,342
¥ 252,347	¥ 213,514	¥ 216,749	\$ 1,802,187
(489,870)	(395,555)	(81,087)	(674,208)
137,069	48,961	(4,178)	(34,739)
¥ 199,859	¥ 117,531	¥ 260,978	\$ 2,169,934
¥1,699.10 ^{**}	¥1,911.25 ^{**}	¥ 2,099.95	\$ 17.46
17.50 ^{**}	18.00 ^{**}	18.00	0.15
¥ 125.29 ^{**}	¥ 125.78 ^{**}	¥ 53.29	\$ 0.44
(43.9)%	(31.9)%	(16.8)%	(16.8)%
68.6	69.1	68.2	68.2
19.2%	20.9%	22.1%	22.1%

主な指標の注記

- * EBIDAX(利払い・償却・探鉱費前利益) = 当期純利益 + 少数株主損益 + 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 - 少数株主持分
- * 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 - 少数株主持分)
- * 株主資本利益率(ROE) = 当期純利益 / 自己資本の期首と期末の平均値
- * 純使用総資本利益率(ネットROACE) = (当期純利益 + 少数株主損益 + (支払利息 - 受取利息) × (1 - 実効税率)) / 純資産及び純有利子負債の合計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。

財務・経理本部長からのメッセージ

アニュアルレポート2015の財務関係情報に関連して、
当社の決算ハイライト、及び投資計画・資金調達について
一言申し上げます。



村山 昌博
取締役 財務・経理本部長

2015年3月期の決算ハイライト

2015年3月期の連結売上高は1兆1,712億円(前期比△12.2%)、連結当期純利益は778億円(前期比△57.6%)となりました。円安(前期比9.6%の円安)による増収効果はありましたが、原油安(前期比△19.5%)による売上減△2,275億円が大きく、減収となりました。減収に伴う税負担の減少はありましたが、減損損失といった一過性の損失を計上したこともあり減益決算となりました。

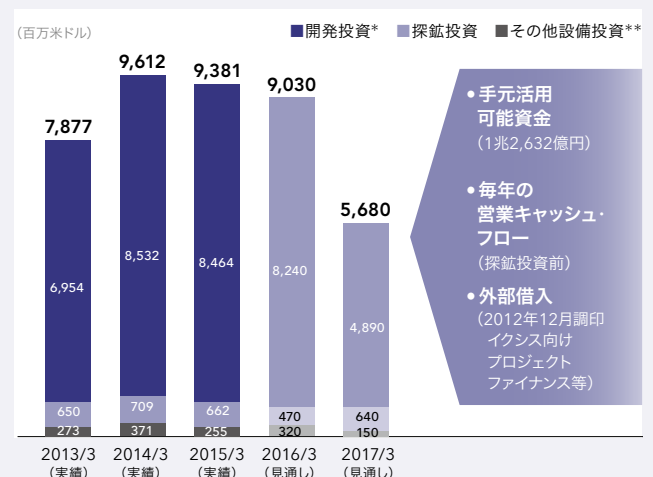
2015年3月末における連結貸借対照表は、有形固定資産が5,458億円増加したことなどにより、総資産は4,610億円増加の4兆4,992億円となりました。なお、連結貸借対照表上ではオフバランスになっているイクシスLNGプロジェクトの下流事業会社(100%ベース、内当社出資比率は62.245%)の総資産は、2015年3月末で2兆2,566億円となっています。純資産は、円安による為替

換算調整勘定の増加2,413億円を主因として2,927億円増加の3兆2,887億円となりました。この結果、自己資本比率は68.2%、純有利子負債/純使用総資本はマイナス16.8%となり、今後も強固な財務基盤を維持しながら、必要な投資を行ってまいります。

投資計画・資金調達

引き続き、2012年5月に策定した2013年3月期から2017年3月期までの5年間の投資計画に沿って、将来の成長のための探鉱・開発投資等を継続しています。投資に対する調達は、プロジェクトファイナンスをはじめとした米ドルベースの外部借入、米ドルベースの営業キャッシュ・フロー、手元資金により充当します。なお、期末時点の手元活用可能資金は合計1兆2,632億円で、その大半は既にドル化していることから、円安による資金負担の増加は見込んでおりません。

投資計画(実績・見通し)



* 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などへの投資

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・ペトロリアム」：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、あらかじめ決められ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。

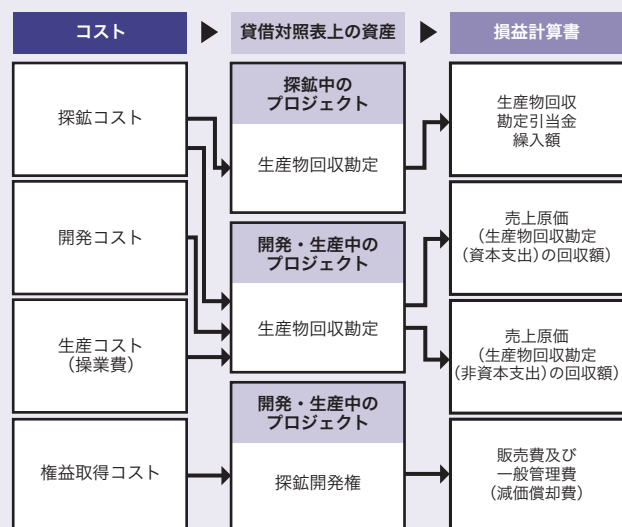
生産コスト

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。

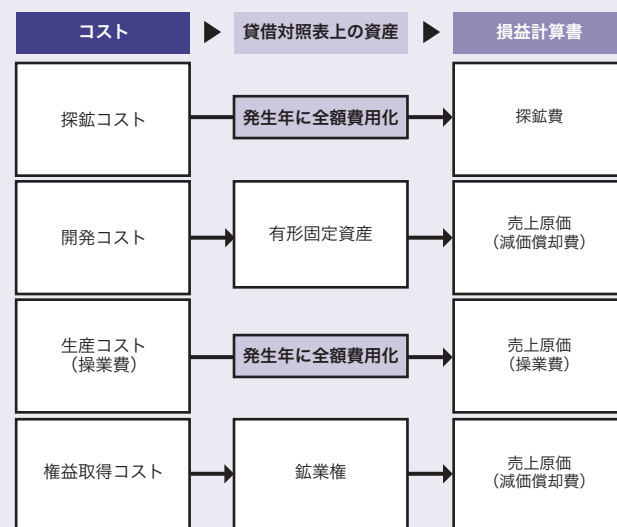
管理費

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、当該生産分与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

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、個別に事業の状況等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

2015年3月期における我が国経済は、政府の経済政策や日銀の金融緩和等を背景に企業収益や雇用情勢が改善し、総じて緩やかな回復基調が続いたものの、消費税増税後の個人消費の回復には一部弱さが見られました。

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105.62米ドルから始まり、リビアの原油生産量の減少等を背景として6月中旬には115.06米ドルに達しました。しかし、IEAやOPEC等が2015年の石油需要予測を下方修正したことにより反落し、さらに原油の供給過剰が強く意識される中、11月27日のOPEC総会で減産決定が見送られたことから下落傾向に拍車が掛かり、年明け1月には5年9ヵ月ぶりの安値となる46.59米ドルを記録するなど、半年間で約6割の大幅な急落という厳しい値動きとなりました。その後は北米のシェールオイル生産量の伸びが鈍化することの見方が広がったことやリビア情勢の混乱を背景に値を戻し、55.11米ドルで2015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、2015年3月期の

当社グループの原油の平均販売価格は、2014年3月期に比べ、1バレル当たり23.78米ドル下落し、84.00米ドルとなりました。

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103円近辺で始まり、4月から7月にかけては、日米の金融政策の見通しに大きな変化が見られない中、概ね101～103円台の狭いレンジ内での推移が続きましたが、8月下旬に米FRBから利上げ開始が早まる可能性が示されると円売りが優勢となり110円近辺まで円安が進行しました。その後、10月末に市場予想外の日銀追加金融緩和や年金積立金管理運用独立行政法人（GPIF）の運用資産構成比率変更が発表されると、円は対米ドルで急激に値を下げる展開となり、12月上旬に米雇用統計が市場予想を上回ると、一時121円台後半まで円安が進行しました。年明け以降は、円売り持高の解消と思しき動きから、一時的に円高に振れる局面は見られましたが、米国以外の国の金融政策が緩和方向で、米ドルの独歩高が続く中、円の買戻しは限られ、期末公示仲値（TTM）は2014年3月期末から17円35銭円安の120円27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、2014年3月期に比べ、7円73銭円安の1米ドル107円93銭となりました。

業績概況

売上高

2015年3月期の売上高は、油価及び海外ガス価が下落したことにより、2014年3月期の1兆3,346億円に比べ1,634億円、12.2%減の1兆1,712億円となりました。

このうち原油売上高は2014年3月期の8,588億円に比べ1,283億円、14.9%減の7,304億円、天然ガス売上高は2014年3月期の4,554億円に比べ336億円、7.4%減の4,219億円となりました。

販売数量は、原油が2014年3月期に比べ1,387千バレル、1.8%増の80,558千バレルとなりました。天然ガスは、2014年3月期に比べ18Bcf、5.4%減の309Bcfとなりました。このうち、海外天然ガスは、2014年3月期に比べ17Bcf、6.6%減の243Bcfとなり、国内天然ガスは、2014年3月期に比べ11百万m³、0.6%

減の1,787百万m³、立方フィート換算では67Bcfとなっております。海外原油売上の平均価格は2014年3月期に比べ、1バレル当たり23.78米ドル、22.1%下落し、84.00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11.36米ドルとなり、2014年3月期に比べ1.73米ドル、13.2%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57円56銭となり、2014年3月期に比べ7円25銭、14.4%の上昇となっております。

売上高の減少額1,634億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、販売数量の減少により89億円の減収、平均単価の下落により2,275億円の減収、売上の平均為替レートが円安となったことにより746億円の増収、その他の売上高が15億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	2014	2015	増減	増減率
売上高	¥1,334,626	¥1,171,227	¥(163,399)	(12.2)%
原油	858,754	730,422	(128,332)	(14.9)
天然ガス	455,414	421,860	(33,554)	(7.4)
その他	20,458	18,945	(1,513)	(7.4)
売上原価	490,417	525,444	35,027	7.1
売上総利益	844,209	645,783	(198,426)	(23.5)
探鉱費	28,206	23,239	(4,967)	(17.6)
販売費及び一般管理費	57,345	63,139	5,794	10.1
減価償却費	25,048	24,519	(529)	(2.1)
営業利益	733,610	534,886	(198,724)	(27.1)
その他収益	50,735	101,764	51,029	100.6
受取利息	17,462	11,227	(6,235)	(35.7)
受取配当金	9,228	6,670	(2,558)	(27.7)
有価証券売却益	10,320	18,146	7,826	75.8
権益譲渡益	798	27,520	26,722	—
為替差益	—	19,562	19,562	—
その他	12,927	18,639	5,712	44.2
その他費用	34,267	96,627	62,360	182.0
支払利息	2,335	2,947	612	26.2
持分法による投資損失	5,054	13,444	8,390	166.0
生産物回収勘定引当金繰入額	8,028	19,449	11,421	142.3
探鉱事業引当金繰入額	1,165	835	(330)	(28.3)
為替差損	4,280	—	(4,280)	(100.0)
固定資産除却損	72	6,258	6,186	—
減損損失	—	35,132	35,132	—
その他	13,333	18,562	5,229	39.2
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	750,078	540,023	(210,055)	(28.0)
法人税等	563,137	464,426	(98,711)	(17.5)
少数株主損益調整前当期純利益	186,941	75,597	(111,344)	(59.6)
少数株主損益	3,250	(2,223)	(5,473)	—
当期純利益	¥ 183,691	¥ 77,820	¥(105,871)	(57.6)%

売上原価

2015年3月期の売上原価は、主に為替が円安に推移したことにより、2014年3月期の4,904億円に比べ350億円、7.1%増の5,254億円となりました。

探鉱費

2015年3月期の探鉱費は、主に中東・アフリカ地域での探鉱活動が減少したことにより、2014年3月期の282億円に比べ50億円、17.6%減の232億円となりました。

販売費及び一般管理費

2015年3月期の販売費及び一般管理費は、主に人件費が増加したことにより、2014年3月期の573億円に比べ58億円、10.1%増の631億円となりました。

減価償却費

2015年3月期の減価償却費は、ACG油田における探鉱開発権の償却費の減少等により、2014年3月期の250億円に比べ5億円、2.1%減の245億円となりました。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に、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、2015年3月期における営業利益は、2014年3月期の7,336億円に比べ1,987億円、27.1%減の5,349億円となりました。

その他収益

2015年3月期のその他収益は、2014年3月期の507億円に比べ510億円、100.6%増の1,018億円となりました。これは、権益譲渡益や為替差益が増加したことによるものです。

その他費用

2015年3月期のその他費用は、2014年3月期の343億円に比べ624億円、182.0%増の966億円となりました。これは、油価の下落に伴い一部プロジェクトで減損損失を計上したこと、及び生産物回収勘定引当金繰入額や持分法による投資損失が増加したことによるものです。

法人税等

2015年3月期の法人税等は、2014年3月期の5,631億円に比べ987億円、17.5%減の4,644億円となりました。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が86.0%と高くなっております。

少数株主損益

2015年3月期の少数株主損益は、2014年3月期の33億円に比べ55億円減の△22億円となりました。

当期純利益

以上の結果、2015年3月期の当期純利益は、2014年3月期の1,837億円に比べ1,059億円、57.6%減の778億円となりました。

財政状況

2015年3月期末の総資産は、2014年3月期末の4兆381億円に比べ4,610億円、11.4%増の4兆4,992億円となりました。このうち流動資産は、現金及び現金同等物の増加等により2014年3月期末の1兆1,402億円に比べ2,022億円、17.7%増の1兆3,424億円となり、固定資産は、建設仮勘定の増加等により、2014年3月期末の2兆8,979億円に比べ2,588億円、8.9%増の3兆1,567億円となりました。

一方、負債は、2014年3月期末の1兆421億円に比べ1,683億円、16.2%増の1兆2,105億円となりました。このうち流動負債は、未払法人税等の減少等により、2014年3月期末の3,757億

円に比べ105億円、2.8%減の3,652億円となり、固定負債は、長期借入金の増加等により、2014年3月期末の6,664億円に比べ1,788億円、26.8%増の8,452億円となりました。

純資産は、2014年3月期末の2兆9,960億円に比べ2,927億円、9.8%増の3兆2,887億円となりました。このうち株主資本は、2014年3月期末の2兆4,977億円に比べ518億円、2.1%増の2兆5,495億円となりました。その他の包括利益累計額は、2014年3月期末の2,934億円に比べ2,238億円、76.3%の増加で5,172億円となり、少数株主持分は、2014年3月期末の2,049億円に比べ171億円、8.3%の増加で2,220億円となりました。

投資及び資金の調達

■石油・天然ガスパ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）または開発プロジェクト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。

2014年3月期及び2015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。

2014年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					合計
	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	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 3,384	¥ 36,689	¥ 107	¥16,590	¥14,232	¥ 71,002
開発投資	1,071	338,123	58,804	50,041	18,601	466,640
小計(注1)	4,455	374,812	58,911	66,631	32,833	537,642
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	194	105	—	299
開発投資	—	1,517	—	11,791	1,198	14,506
小計	—	1,517	194	11,896	1,198	14,805
その他への設備投資(注2)	37,036	388,271	—	—	—	425,307
投資額合計(注3)	¥41,491	¥764,600	¥59,105	¥78,527	¥34,031	¥977,754

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)での投資額のうち当社が含まれております。

注3: 2014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10,651百万円となります。

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: 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。

2015年3月期の投資額は1兆450億円となり(持分法適用関連会社の探鉱・開発投資153億円を含む)、2014年3月期の9,778億円に比べ673億円、6.9%の増加となりました。これは、主にアジア・オセアニア地域のイクシスにおける開発投資(下流事業を含む)が増加したことによるものです。

2014年3月期及び2015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、%)			
	2014		2015	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社				
日本	¥ 10,286	7.5%	¥ 11,075	6.4%
アジア・オセアニア	82,719	60.7	104,938	60.8
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	9,521	7.0	13,384	7.8
中東・アフリカ	31,921	23.4	39,927	23.1
米州	1,916	1.4	3,229	1.9
小計	136,363	100.0	172,553	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	1,224	11.6	1,034	8.9
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	—	—	—	—
中東・アフリカ	7,156	67.6	8,290	71.2
米州	2,199	20.8	2,321	19.9
小計	10,579	100.0	11,645	100.0
合計	¥146,942	—%	¥184,198	—%

■ 石油・天然ガスパロジェクトの権益取得による支出

2014年3月期及び2015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、%)			
	2014		2015	
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	¥16,091	36.9%	¥ —	—%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	913	2.1	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	26,643	61.0	18,424	100.0
小計	43,647	100.0	18,424	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	¥43,647	—%	¥18,424	—%

2015年3月期の権益取得による支出は、主にアジア・オセアニア及び米州における減少により184億円となり、2014年3月期の436億円に比べ252億円の減少となりました。

■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。2014年3月期及び2015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)	
	2014	2015
期首残高	¥ 590,566	¥ 685,990
加算: 探鉱コスト	42,086	41,237
開発コスト	172,234	131,985
操業費	73,179	98,250
その他	9,386	7,332
減算: 生産物回収勘定(資本支出)の回収額	(67,073)	(75,586)
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	(129,671)	(146,930)
その他	(4,717)	(38,987)
期末残高	685,990	703,291
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥(123,484)	¥(121,707)

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。

2015年3月期の探鉱コストは2014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。

2015年3月期の開発コストは2014年3月期と比べ減少しました。これは主に南ナトゥナ海B鉱区における開発投資が減少したことによるものです。

2015年3月期の操業費は2014年3月期と比べ増加しました。これは主にマハカム沖鉱区及び南ナトゥナ海B鉱区において操業費が増加したことによるものです。

2015年3月期のコスト回収は、2014年3月期と比べ増加しました。これは主にマハカム沖鉱区及びACG油田におけるコスト回収額が増加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。

2015年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2014年3月期末と比べ減少しました。これは、探鉱投資による引当額の増加はあったものの、一部の探鉱鉱区撤退に伴う減少があっ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、2015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

2015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)		
	負債の通貨		
	米ドル	円	換算額
2016年	\$ 154.6	¥ 7,847	¥ 26,443
2017年	258.6	34,119	65,222
2018年	258.6	10,245	41,349
2019年	458.6	9,818	64,976
2020年	658.6	25,469	104,681
2021年以降	2,940.5	14,069	367,723
合計	\$4,729.5	¥101,567	¥670,394

■キャッシュ・フローの状況

2014年3月期及び2015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)	
	2014	2015
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥213,514	¥216,749
投資活動によるキャッシュ・フロー	(395,555)	(81,087)
財務活動によるキャッシュ・フロー	48,961	(4,178)
現金及び現金同等物の期末残高	¥117,531	¥260,978

営業活動によるキャッシュ・フロー

2015年3月期の営業活動の結果得られた現金は、2,167億円となり、2014年3月期の2,135億円に比べ32億円の増加となりました。これは、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益が減少したものの、法人税等の支払額や未収入金の増減額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

2015年3月期の投資活動の結果使用した現金は811億円となり、2014年3月期の3,956億円に比べ3,145億円の減少となりました。これは、有形固定資産の取得による支出は増加したものの、定期預金の払戻による収入の増加や長期預金の預入による支出の減少があっ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

2015年3月期の財務活動の結果使用した現金は、2014年3月期は490億円の現金が得られた一方で、長期借入れによる収入が減少したこと等により、42億円の支出となりました。

2016年3月期の業績見通し(2015年8月7日公表)

2016年3月期の見通しにつきましては、売上高では、2015年3月期に比べ98億円、0.8%増収の1兆1,810億円を見込んでおり、営業利益は、2015年3月期に比べ639億円、11.9%減益の4,710億円、税金等調整前当期純利益^{*}は、2015年3月期に比べ610億円、11.3%減益の4,790億円、親会社株主に帰属する当期純利益^{*}は、2015年3月期に比べ78億円、10.0%減益の700億円となる見込みです。売上高については、油価想定を2015年3月期に対し油価安としていることによる減少要因があるものの、新規権益取得に伴う原油販売量の増加等が寄与して、増収の見通しとなっております。一方、営業利益・税金等調整前当期純利益・親会社株主に帰属する当期純利益につきましては、既存プロジェクトにおける油価安による利益減が、新

規権益取得による増益を上回ることにより、減益の見込みとなっております。

なお上記見通しは、油価(ブレント)を、通期平均で1バレル当たり60.9米ドル、為替レートを、年度を通じて1米ドル120.4円として算出しております。

※2016年3月31日終了の連結会計年度の期首より「企業結合に関する会計基準」等を適用し(P.68参照)、「法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益」から「税金等調整前当期純利益」へ、「当期純利益」から「親会社株主に帰属する当期純利益」へそれぞれ表示の変更を行う予定です。

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
2015年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2014	2015	2015
流動資産			
現金及び現金同等物	¥ 117,531	¥ 260,978	\$ 2,169,934
定期預金(注13)	555,948	661,706	5,501,838
受取手形及び売掛金(注4)	110,396	77,209	641,964
有価証券(注4及び5)	177,709	162,289	1,349,372
たな卸資産	25,485	31,652	263,175
繰延税金資産(注7)	7,745	4,956	41,207
未収入金(注4)	121,121	110,315	917,228
その他	41,913	46,211	384,227
貸倒引当金	(17,644)	(12,906)	(107,309)
流動資産合計	1,140,204	1,342,410	11,161,636
有形固定資産			
建物及び構築物(注6)	294,621	300,484	2,498,412
坑井(注6)	264,439	291,524	2,423,913
機械装置及び運搬具(注6)	356,157	366,422	3,046,662
土地	19,737	19,870	165,211
建設仮勘定	626,520	1,173,409	9,756,456
その他	29,050	29,143	242,313
	1,590,524	2,180,852	18,132,967
減価償却累計額	(638,745)	(683,230)	(5,680,801)
有形固定資産合計	951,779	1,497,622	12,452,166
無形固定資産			
のれん(注18)	81,080	74,319	617,935
探鉱開発権	125,622	134,810	1,120,895
鉱業権	221,411	238,316	1,981,508
その他	11,066	11,325	94,163
無形固定資産合計	439,179	458,770	3,814,501
投資その他の資産			
生産物回収勘定	685,990	703,291	5,847,601
生産物回収勘定引当金	(123,484)	(121,707)	(1,011,948)
	562,506	581,584	4,835,653
投資有価証券(注4、5及び6)	476,407	284,090	2,362,102
長期貸付金	33,092	126,517	1,051,941
長期預金(注13)	364,103	120,270	1,000,000
繰延税金資産(注7)	13,822	22,849	189,981
その他(注6)	61,159	76,168	633,308
貸倒引当金	(885)	(8,399)	(69,834)
探鉱投資引当金	(3,227)	(2,727)	(22,674)
投資その他の資産合計	1,506,977	1,200,352	9,980,477
固定資産合計	2,897,935	3,156,744	26,247,144
資産合計	¥4,038,139	¥4,499,154	\$37,408,780

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)
	2014	2015	2015
流動負債			
支払手形及び買掛金	¥ 46,811	¥ 53,474	\$ 444,616
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)	21,954	33,206	276,096
未払法人税等(注7)	91,198	60,185	500,416
未払金(注6)	131,905	113,568	944,275
探鉱事業引当金	9,817	9,492	78,922
役員賞与引当金	111	70	582
資産除去債務(注17)	2,353	1,094	9,096
その他(注7)	71,521	94,123	782,598
流動負債合計	375,670	365,212	3,036,601
固定負債			
長期借入金(注4、6、12及び13)	561,674	643,951	5,354,211
繰延税金負債(注7)	54,960	77,918	647,859
事業損失引当金	6,978	9,080	75,497
特別修繕引当金	234	228	1,896
退職給付に係る負債(注16)	7,793	6,700	55,708
資産除去債務(注17)	25,954	105,234	874,981
その他(注6)	8,839	2,127	17,685
固定負債合計	666,432	845,238	7,027,837
負債合計	1,042,102	1,210,450	10,064,438
純資産(注10)			
資本金	290,810	290,810	2,417,976
授權株式の総数: 2014 — 3,600,000,001株 2015 — 3,600,000,001株			
発行済株式の総数: 2014 — 1,462,323,601株 2015 — 1,462,323,601株			
資本剰余金	679,288	679,288	5,648,025
利益剰余金	1,532,876	1,584,645	13,175,730
自己株式: 2014 — 1,966,400株 2015 — 1,966,400株	(5,248)	(5,248)	(43,635)
株主資本合計	2,497,726	2,549,495	21,198,096
その他有価証券評価差額金	44,737	46,049	382,880
繰延ヘッジ損益(注12)	(17,579)	(36,423)	(302,843)
為替換算調整勘定	266,225	507,560	4,220,171
その他の包括利益累計額合計	293,383	517,186	4,300,208
少数株主持分	204,928	222,023	1,846,038
純資産合計	2,996,037	3,288,704	27,344,342
偶発債務(注20)			
負債及び純資産合計	¥4,038,139	¥4,499,154	\$37,408,780

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
2015年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2014	2015	2015
売上高	¥1,334,626	¥1,171,227	\$9,738,314
売上原価	490,417	525,444	4,368,870
売上総利益	844,209	645,783	5,369,444
探鉱費	28,206	23,239	193,224
販売費及び一般管理費(注14、16及び18)	57,345	63,139	524,977
減価償却費	25,048	24,519	203,866
営業利益	733,610	534,886	4,447,377
その他収益			
受取利息	17,462	11,227	93,348
受取配当金	9,228	6,670	55,459
有価証券売却益	10,320	18,146	150,877
権益譲渡益	798	27,520	228,818
為替差益	—	19,562	162,651
その他	12,927	18,639	154,976
その他収益合計	50,735	101,764	846,129
その他費用			
支払利息	2,335	2,947	24,503
持分法による投資損失	5,054	13,444	111,782
生産物回収勘定引当金繰入額	8,028	19,449	161,711
探鉱事業引当金繰入額	1,165	835	6,943
為替差損	4,280	—	—
固定資産除却損	72	6,258	52,033
減損損失(注15)	—	35,132	292,109
その他	13,333	18,562	154,336
その他費用合計	34,267	96,627	803,417
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	750,078	540,023	4,490,089
法人税等(注7)			
法人税、住民税及び事業税	514,016	448,659	3,730,431
法人税等調整額	49,121	15,767	131,097
法人税等合計	563,137	464,426	3,861,528
少数株主損益調整前当期純利益	186,941	75,597	628,561
少数株主損益	3,250	(2,223)	(18,483)
当期純利益	¥ 183,691	¥ 77,820	\$ 647,044

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
2015年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2014	2015	2015
少数株主損益調整前当期純利益	¥186,941	¥ 75,597	\$ 628,561
その他の包括利益			
その他有価証券評価差額金	9,982	1,315	10,933
繰延ヘッジ損益	(20,888)	—	—
為替換算調整勘定	176,311	244,018	2,028,918
持分法適用会社に対する持分相当額	(6,674)	(13,951)	(115,997)
その他の包括利益合計(注8)	158,731	231,382	1,923,854
包括利益(注8)	345,672	306,979	2,552,415
(内訳)			
親会社株主に係る包括利益	335,737	301,622	2,507,874
少数株主に係る包括利益	¥ 9,935	¥ 5,357	\$ 44,541

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

2014年3月31日終了の連結会計年度	百万円				
	株主資本				
	資本金	資本剰余金	利益剰余金	自己株式	株主資本合計
2013年4月1日残高	¥290,810	¥679,288	¥1,375,107	¥(5,248)	¥2,339,957
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	1,375,107	(5,248)	2,339,957
剰余金の配当			(25,922)		(25,922)
当期純利益			183,691		183,691
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)	—	—	157,769	—	157,769
連結会計年度中の変動額合計	—	—	157,769	—	157,769
2014年3月31日残高	¥290,810	¥679,288	¥1,532,876	¥(5,248)	¥2,497,726

2014年3月31日終了の連結会計年度	百万円					
	その他の包括利益累計額					
	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	少数株主持分	純資産合計
2013年4月1日残高	¥34,742	¥16,244	¥90,350	¥141,336	¥189,691	¥2,670,984
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	34,742	16,244	90,350	141,336	189,691	2,670,984
剰余金の配当						(25,922)
当期純利益						183,691
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)	9,995	(33,823)	175,875	152,047	15,237	167,284
連結会計年度中の変動額合計	9,995	(33,823)	175,875	152,047	15,237	325,053
2014年3月31日残高	¥44,737	¥(17,579)	¥266,225	¥293,383	¥204,928	¥2,996,037

2015年3月31日終了の連結会計年度	百万円				
	株主資本				
	資本金	資本剰余金	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
剰余金の配当			(26,287)		(26,287)
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					
	その他の包括利益累計額					
	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	少数株主持分	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
剰余金の配当						(26,287)
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

2015年3月31日終了の連結会計年度	千ドル(注3)				
	株主資本				
	資本金	資本剰余金	利益剰余金	自己株式	株主資本合計
2014年4月1日残高	\$2,417,976	\$5,648,025	\$12,745,290	\$(43,635)	\$20,767,656
会計方針の変更による累積的影響額			1,962		1,962
会計方針の変更を反映した期首残高	2,417,976	5,648,025	12,747,252	(43,635)	20,769,618
剰余金の配当			(218,566)		(218,566)
当期純利益			647,044		647,044
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)	—	—	428,478	—	428,478
連結会計年度中の変動額合計	—	—	428,478	—	428,478
2015年3月31日残高	\$2,417,976	\$5,648,025	\$13,175,730	\$(43,635)	\$21,198,096

2015年3月31日終了の連結会計年度	千ドル(注3)					
	その他の包括利益累計額					
	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	少数株主持分	純資産合計
2014年4月1日残高	\$371,971	\$(146,162)	\$2,213,561	\$2,439,370	\$1,703,899	\$24,910,925
会計方針の変更による累積的影響額						1,962
会計方針の変更を反映した期首残高	371,971	(146,162)	2,213,561	2,439,370	1,703,899	24,912,887
剰余金の配当						(218,566)
当期純利益						647,044
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)	10,909	(156,681)	2,006,610	1,860,838	142,139	2,002,977
連結会計年度中の変動額合計	10,909	(156,681)	2,006,610	1,860,838	142,139	2,431,455
2015年3月31日残高	\$382,880	\$(302,843)	\$4,220,171	\$4,300,208	\$1,846,038	\$27,344,342

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
2015年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2014	2015	2015
営業活動によるキャッシュ・フロー			
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	¥ 750,078	¥ 540,023	\$ 4,490,089
減価償却費	50,917	52,520	436,684
減損損失	—	35,132	292,109
のれん償却額	6,761	6,761	56,215
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	14,883	20,307	168,845
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	(17,318)	(600)	(4,989)
その他の引当金の増加額(減少額)	5,024	3,419	28,428
退職給付に係る負債の増加額(減少額)	(777)	(873)	(7,259)
受取利息及び受取配当金	(26,691)	(17,896)	(148,798)
支払利息	2,335	2,947	24,503
為替差損失(利益)	14,105	3,973	33,034
持分法による投資損失(利益)	5,053	13,444	111,782
権益譲渡益	(798)	(27,520)	(228,818)
有価証券売却損失(利益)	(10,335)	(18,146)	(150,877)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	67,073	75,586	628,469
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(60,491)	(60,764)	(505,230)
売上債権の減少額(増加額)	6,277	25,202	209,545
たな卸資産の減少額(増加額)	(10,014)	(797)	(6,627)
仕入債務の増加額(減少額)	5,413	6,310	52,465
未収入金の減少額(増加額)	(35,288)	(1,440)	(11,973)
未払金の増加額(減少額)	(18,142)	(11,247)	(93,514)
前受金の増加額(減少額)	2,168	(126)	(1,047)
その他	5,886	23,580	196,059
小計	756,119	669,795	5,569,095
利息及び配当金の受取額	26,932	28,194	234,423
利息の支払額	(2,381)	(2,376)	(19,756)
法人税等の支払額	(567,156)	(478,864)	(3,981,575)
営業活動によるキャッシュ・フロー	213,514	216,749	1,802,187
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	(211,332)	(326,026)	(2,710,784)
定期預金の払戻による収入	276,248	698,139	5,804,764
長期預金の預入による支出	(484,081)	(112,181)	(932,743)
長期預金の払戻による収入	130,757	—	—
有形固定資産の取得による支出	(323,651)	(448,381)	(3,728,120)
有形固定資産の売却による収入	677	245	2,037
無形固定資産の取得による支出	(6,171)	(15,446)	(128,428)
有価証券の売却及び償還による収入	285,452	214,527	1,783,712
投資有価証券の取得による支出	(24,637)	(26,767)	(222,558)
投資有価証券の売却及び償還による収入	62,433	68,938	573,194
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(104,073)	(70,430)	(585,599)
短期貸付金の減少額(増加額)	(4,187)	(3,825)	(31,804)
長期貸付けによる支出	(37,158)	(111,388)	(926,149)
長期貸付金の回収による収入	75,464	260	2,162
権益取得による支出	(42,734)	(18,424)	(153,189)
権益譲渡による収入	797	59,406	493,939
その他	10,641	10,266	85,358
投資活動によるキャッシュ・フロー	(395,555)	(81,087)	(674,208)
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)	2,691	1,490	12,389
長期借入れによる収入	74,742	27,713	230,423
長期借入金の返済による支出	(7,760)	(18,684)	(155,351)
少数株主からの払込みによる収入	10,289	16,730	139,104
配当金の支払額	(25,935)	(26,288)	(218,575)
少数株主への配当金の支払額	(4,992)	(4,992)	(41,507)
その他	(74)	(147)	(1,222)
財務活動によるキャッシュ・フロー	48,961	(4,178)	(34,739)
現金及び現金同等物に係る換算差額	50,752	11,963	99,468
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	(82,328)	143,447	1,192,708
現金及び現金同等物の期首残高	199,859	117,531	977,226
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 117,531	¥ 260,978	\$ 2,169,934

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少数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。

(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

「退職給付に関する会計基準」(企業会計基準第26号 平成24年5月17日。以下「退職給付会計基準」という。)及び「退職給付に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第25号 平成27年3月26日。以下「退職給付適用指針」という。)を、退職給付会計基準第35項本文及び退職給付適用指針第67項本文に掲げられた定めについて2015年3月31日終了の連結会計年度より適用し、退職給付債務及び勤務費用の計算方法を見直し、退職給付見込額の期間帰属方法を期間定額基準から給付算定式基準へ変更、割引率の決定方法を割引率決定の基礎となる債券の期間について従業員の平均残存勤務期間に近似した年数を基礎に決定する方法から退職給付の支払見込期間及び支払見込期間ごとの金額を反映した単一の加重平均割引率を使用する方法へ変更いたしました。

退職給付会計基準等の適用については、退職給付会計基準第37項に定める経過的な取扱いに従って、2015年3月31日終了の連結会計年度の期首において、退職給付債務及び勤務費用の計算方法の変更に伴う影響額を利益剰余金に加減しております。

この結果、2015年3月31日終了の連結会計年度の期首の退職給付に係る負債が246百万円(2,045千ドル)減少し、利益剰余金が236百万円(1,962千ドル)増加しております。また、2015年3月31日終了の連結会計年度の営業利益、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益に与える影響は軽微であります。

なお、1株当たり情報に与える影響は、軽微であります。

(w) 未適用の会計基準

- ・「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)
 - ・「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)
 - ・「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)
 - ・「1株当たり当期純利益に関する会計基準」(企業会計基準第2号 平成25年9月13日)
 - ・「企業結合会計基準及び事業分離等会計基準に関する適用指針」(企業会計基準適用指針第10号 平成25年9月13日)
 - ・「1株当たり当期純利益に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第4号 平成25年9月13日)
- (概要)

本会計基準等は、①子会社株式の追加取得等において支配が継続している場合の子会社に対する親会社の持分変動の取扱い、②取得関連費用の取扱い、③当期純利益の表示及び少数株主持分から非支配株主持分への変更、④暫定的な会計処理の取扱いを中心に改正されたものです。

(適用予定日)

2016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。なお、暫定的な会計処理の取扱いについては、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から適用予定です。

(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、2015年3月31日の換算レートである1米ドル120円27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おりますが、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) 2014年及び2015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。

2014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	¥ 16,699	¥ 29,652	¥12,953
債券			
国債・地方債等	166,875	167,554	679
社債	70,316	70,353	37
その他	25,099	31,444	6,345
その他	139,524	169,346	29,822
小計	418,513	468,349	49,836
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの			
株式	35,690	32,324	(3,366)
債券			
国債・地方債等	2,025	2,025	(0)
小計	37,715	34,349	(3,366)
合計	¥456,228	¥502,698	¥46,470

2015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	¥ 34,624	¥ 52,082	¥17,458	\$ 287,886	\$ 433,042	\$145,156
債券						
国債・地方債等	31,178	31,243	65	259,233	259,774	541
社債	39,300	39,313	13	326,765	326,873	108
その他	12,549	18,243	5,694	104,340	151,684	47,344
その他	73,496	106,738	33,242	611,092	887,486	276,394
小計	191,147	247,619	56,472	1,589,316	2,058,859	469,543
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)	147,709	127,837	(19,872)
債券						
社債	17,600	17,598	(2)	146,338	146,321	(17)
小計	35,365	32,973	(2,392)	294,047	274,158	(19,889)
合計	¥226,512	¥280,592	¥54,080	\$1,883,363	\$2,333,017	\$449,654

(b) 2014年及び2015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。

2014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	¥ 72,563	¥ 182	¥—
その他	76,307	10,307	—
合計	¥148,870	¥10,489	¥—

2015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	¥ 91,741	¥ 358	¥9	\$ 762,792	\$ 2,977	\$75
その他	84,072	18,053	—	699,027	150,104	—
合計	¥175,813	¥18,411	¥9	\$1,461,819	\$153,081	\$75

(c) 2014年及び2015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
	2014	2015	2015
その他有価証券			
非上場株式	¥ 33,842	¥ 33,410	\$ 277,792
優先出資証券	5,000	—	—
関係会社株式	112,576	132,377	1,100,665
合計	¥151,418	¥165,787	\$1,378,457

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、非上場株式及び関係会社株式のうち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態を検討の上、探鉱投資引当金を計上しております。

(d) 2015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。

2015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								
国債・地方債等	¥ 17,000	¥14,000	¥—	¥—	\$ 141,349	\$116,405	\$—	\$—
社債	35,800	21,100	—	—	297,664	175,438	—	—
その他	18,041	—	—	—	150,004	—	—	—
その他	66,096	—	—	—	549,563	—	—	—
合計	¥136,937	¥35,100	¥—	¥—	\$1,138,580	\$291,843	\$—	\$—

6. 借入金

(a) 2014年及び2015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
	2014	2015	2015
銀行等からの借入金 (2014年3月31日現在の利率は0.839%から1.963% 2015年3月31日現在の利率は0.600%から19.000%)	¥4,327	¥6,763	\$56,232

(b) 2014年及び2015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
	2014	2015	2015
返済期限(最長)2028年の銀行等からの借入金 (2014年3月31日現在の利率は0.366%から2.500% 2015年3月31日現在の利率は0.362%から2.500%)	¥579,301	¥670,394	\$5,574,075
うち、1年以内返済予定の長期借入金	17,627	26,443	219,864
合計	¥561,674	¥643,951	\$5,354,211

(c) 2014年及び2015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
	2014	2015	2015
建物及び構築物	¥ 2,082	¥ 1,975	\$16,421
坑井	181	49	407
機械装置及び運搬具	8,027	6,969	57,945
その他(有形固定資産)	—	12	100
投資有価証券	790	1,020	8,481
その他(投資その他資産)	222	217	1,804
合計	¥11,302	¥10,242	\$85,158

(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
	2014	2015	2015
短期借入金	¥ 946	¥ 491	\$4,083
未払金	385	509	4,232
長期借入金	492	1	8
その他	17	17	141
合計	¥1,840	¥1,018	\$8,464

(e) 上記以外にイクシスLNGプロジェクトファイナンス及びBTCパイプライン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。

(イクシスLNGプロジェクトファイナンス)

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2014	2015	2015
現金及び現金同等物	¥ 7,835	¥ 3,875	\$ 32,219
たな卸資産	—	4,729	39,320
その他(流動資産)	5,430	2,462	20,470
土地	146	161	1,339
建設仮勘定	382,224	752,019	6,252,756
長期貸付金	27,309	9,681	80,494
合計	¥422,944	¥772,927	\$6,426,598

(BTCパイプラインプロジェクトファイナンス)

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2014	2015	2015
投資有価証券	¥6,378	¥7,294	\$60,647

(f) 長期借入金の2015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
2016年	¥ 26,443	\$ 219,864
2017年	65,222	542,297
2018年	41,349	343,801
2019年	64,976	540,251
2020年	104,681	870,383
2021年以降	367,723	3,057,479
合計	¥670,394	\$5,574,075

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2014年3月31日終了の連結会計年度は33.3%、2015年3月31日終了の連結会計年度は30.8%となっております。

(a) 2014年及び2015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	2014	2015
法定実効税率	33.3%	30.8%
(調整)		
交際費等永久に損金に算入されない項目	0.6	0.2
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(0.7)	(0.3)
評価性引当額	0.6	11.0
外国税	73.5	79.1
外国税額控除	(15.1)	(17.2)
損金算入外国税額の調整	(15.7)	(18.4)
のれん償却額	0.3	0.4
本邦税効果適用税率差異	(2.0)	1.0
その他	0.3	(0.6)
税効果会計適用後の法人税等負担率	75.1%	86.0%

(b) 2014年及び2015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
	2014	2015	2015
繰延税金資産			
探鉱投資等	¥ 94,419	¥ 86,644	\$ 720,413
投資有価証券評価損	3,196	3,640	30,265
生産物回収勘定(外国税)	10,040	10,432	86,738
探鉱投資引当金	1,054	783	6,510
未払外国税	32,221	39,929	331,995
税務上の繰越欠損金	62,175	106,328	884,078
減価償却費償却超過額	11,649	16,443	136,717
退職給付に係る負債	2,369	1,857	15,440
事業損失引当金	2,148	2,619	21,776
外貨建債権債務評価差額	8,385	27,467	228,378
資産除去債務	10,829	22,858	190,056
貸倒引当金	3,901	4,150	34,506
減損損失	—	10,814	89,914
その他	18,788	23,625	196,433
繰延税金資産小計	261,174	357,589	2,973,219
評価性引当額	(188,518)	(276,397)	(2,298,138)
繰延税金資産合計	72,656	81,192	675,081
繰延税金負債			
外国税	(84,960)	(112,046)	(931,621)
外貨建債権債務評価差額	(955)	(329)	(2,735)
海外投資等損失準備金	(4,671)	(4,099)	(34,082)
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	(1,795)	(2,382)	(19,805)
探鉱準備金	(11,218)	(8,415)	(69,968)
その他有価証券評価差額金	(1,807)	(2,541)	(21,127)
その他	(4,821)	(8,464)	(70,375)
繰延税金負債合計	(110,227)	(138,276)	(1,149,713)
繰延税金資産(負債)の純額	¥ (37,571)	¥ (57,084)	\$ (474,632)

8. 包括利益

2014年及び2015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		千円ドル
	2014	2015	2015
その他有価証券評価差額金			
当期発生額	¥ 20,843	¥ 26,405	\$ 219,547
組替調整額	(10,473)	(24,356)	(202,511)
税効果調整前	10,370	2,049	17,036
税効果額	(388)	(734)	(6,103)
	9,982	1,315	10,933
繰延ヘッジ損益			
当期発生額	(31,329)	—	—
税効果額	10,441	—	—
	(20,888)	—	—
為替換算調整勘定			
当期発生額	176,311	244,018	2,028,918
持分法適用会社に対する持分相当額			
当期発生額	(14,316)	(28,436)	(236,434)
組替調整額	—	2,238	18,608
資産の取得原価調整額	7,642	12,247	101,829
	(6,674)	(13,951)	(115,997)
その他の包括利益合計	¥158,731	¥231,382	\$1,923,854

9. 重要な非資金取引

2014年及び2015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。

2014年3月31日終了の連結会計年度
該当事項はありません。

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(575,821千円ドル)となっております。

10. 純資産

2015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、2015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が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

2014年及び2015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
	2014	2015	2015
1株当たり純資産	¥1,911.25	¥2,099.95	\$17.46
1株当たり配当額	18.00	18.00	0.15
1株当たり当期純利益	¥ 125.78	¥ 53.29	\$ 0.44

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少数株主持分を除外し、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。

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。これに伴い、2014年3月31日終了の連結会計年度の期首に当該株式分割が行われたと仮定して1株当たり純資産、1株当たり配当額及び1株当たり当期純利益を算定しております。

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

2014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はありません。

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) 売建 カナダドル (米ドル買)	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
	¥35,264	¥—	¥180	¥180

2015年3月31日現在 為替予約取引(注) 売建 カナダドル (米ドル買)	千米ドル			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
	\$293,207	\$—	\$1,497	\$1,497

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

2014年及び2015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。

2014年3月31日現在 金利スワップ取引 支払固定・受取変動(特例処理)	主なヘッジ対象 長期借入金	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
		¥4,760	¥4,760	(注)

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

2015年3月31日現在 金利スワップ取引 支払固定・受取変動(特例処理)	主なヘッジ対象 長期借入金	千米ドル		
		契約額等	うち1年超	時価
		\$39,578	\$39,578	(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) 2014年及び2015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。

2014年3月31日現在	百万円	
	連結貸借対照表計上額	時価
定期預金	¥555,948	¥560,455
長期預金	364,103	367,841
短期借入金及び 1年以内返済予定の長期借入金	21,954	21,744
長期借入金	¥561,674	¥551,721

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	\$5,501,838	\$5,548,566
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	276,096	273,867
長期借入金	¥643,951	¥633,604	\$5,354,211	\$5,268,180

(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、長期預金と同様な方法にて時価を算定しております。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。

(長期預金)

長期預金の時価については、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。

(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、2014年3月31日終了の連結会計年度が40百万円、2015年3月31日終了の連結会計年度が86百万円(715千米ドル)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	千米ドル
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	\$111,075
		鉱業権	14,232	118,334
		計	27,591	229,409
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	2,893
		機械装置及び運搬具	630	5,238
		建設仮勘定	6,111	50,811
		その他(投資その他資産)	452	3,758
		計	7,541	62,700
合計			¥35,132	\$292,109

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。

16. 退職給付制度

2014年及び2015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
	2014	2015	2015
退職給付債務の期首残高	¥18,743	¥19,445	\$161,678
会計方針の変更による累積的影響額	—	(246)	(2,045)
会計方針の変更を反映した期首残高	18,743	19,199	159,633
勤務費用	948	1,014	8,431
利息費用	185	198	1,646
数理計算上の差異の発生額	25	176	1,463
退職給付の支払額	(456)	(608)	(5,055)
退職給付債務の期末残高	¥19,445	¥19,979	\$166,118

(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
	2014	2015	2015
年金資産の期首残高	¥10,611	¥12,121	\$100,782
期待運用収益	265	303	2,519
数理計算上の差異の発生額	1,024	1,305	10,851
事業主からの拠出額	541	544	4,523
退職給付の支払額	(320)	(333)	(2,769)
年金資産の期末残高	¥12,121	¥13,940	\$115,906

(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
	2014	2015	2015
積立型制度の退職給付債務	¥19,445	¥19,979	\$166,118
年金資産	(12,121)	(13,940)	(115,906)
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	7,324	6,039	50,212
退職給付に係る負債	7,324	6,039	50,212
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥ 7,324	¥ 6,039	\$ 50,212

(退職給付費用及びその内訳項目の金額)

	百万円		千米ドル
	2014	2015	2015
勤務費用	¥ 948	¥1,014	\$ 8,431
利息費用	185	197	1,638
期待運用収益	(265)	(303)	(2,519)
数理計算上の差異の費用処理額	(999)	(1,128)	(9,379)
確定給付制度に係る退職給付費用	¥(131)	¥ (220)	\$(1,829)

(年金資産に関する事項)

年金資産の主な内訳	2014	2015
	株式	40%
一般勘定	44%	40%
債券	15%	17%
その他	1%	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)

	2014	2015
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
	2014	2015	2015
退職給付に係る負債の期首残高	¥448	¥469	\$3,899
退職給付費用	100	257	2,137
退職給付の支払額	(57)	(71)	(590)
制度への拠出額	(35)	(20)	(166)
その他	13	26	216
退職給付に係る負債の期末残高	¥469	¥661	\$5,496

(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
	2014	2015	2015
積立型制度の退職給付債務	¥278	¥297	\$2,470
年金資産	(216)	(234)	(1,946)
	62	63	524
非積立型制度の退職給付債務	407	598	4,972
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	469	661	5,496
退職給付に係る負債	469	661	5,496
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥469	¥661	\$5,496

(退職給付費用)

	百万円		千米ドル
	2014	2015	2015
簡便法で計算した退職給付費用	¥100	¥257	\$2,137

(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、2014年3月31日終了の連結会計年度が957百万円、2015年3月31日終了の連結会計年度が1,442百万円(11,990千米ドル)となっております。

17. 資産除去債務

2014年及び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
	2014	2015	2015
期首残高	¥17,395	¥ 28,307	\$235,362
有形固定資産の取得に伴う増加額	6,209	58,342	485,092
時の経過による調整額	782	1,329	11,050
資産除去債務の履行による減少額	(198)	(389)	(3,235)
見積りの変更による増加額(注1)	2,275	14,919	124,046
その他増加額(注2)	1,844	3,820	31,762
期末残高	¥28,307	¥106,328	\$884,077

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。

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。

18. のれん

2014年及び2015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
	2014	2015	2015
期首残高	¥87,841	¥81,080	\$674,150
のれん計上額	—	—	—
のれん償却額	(6,761)	(6,761)	(56,215)
期末残高	¥81,080	¥74,319	\$617,935

19. リース取引

2015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
2016年	¥ 6,688	\$ 55,608
2017年以降	11,663	96,974
合計	¥18,351	\$152,582

(b) 貸手側

	百万円	千米ドル
2016年	¥112	\$ 931
2017年以降	204	1,696
合計	¥316	\$2,627

20. 偶発債務

当社及び連結子会社は2015年3月31日現在、関連会社等の負債25,969百万円(215,923千米ドル)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、2015年3月31日現在の評価損失は36,433百万円(302,927千米ドル)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、2015年3月31日現在の当社分の保証負担額は958,503百万円(7,969,593千米ドル)であります。

21. セグメント情報等

2014年及び2015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

2014年3月31日終了の 連結会計年度	百万円							調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
	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			
外部売上高	¥120,268	¥ 485,069	¥ 96,341	¥621,513	¥ 11,435	¥1,334,626	¥ —	¥1,334,626	
売上高合計	120,268	485,069	96,341	621,513	11,435	1,334,626	—	1,334,626	
セグメント利益(損失)	22,771	264,849	42,601	421,184	(7,646)	743,759	(10,149)	733,610	
セグメント資産	286,414	1,038,265	535,046	288,601	265,348	2,413,674	1,624,465	4,038,139	
その他の項目									
減価償却費	18,838	8,822	10,417	6,772	4,672	49,521	1,396	50,917	
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	2,000	39,124	—	65,184	2,015	108,323	—	108,323	
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 42,404	¥ 285,903	¥ 4,073	¥ 35,195	¥ 51,583	¥ 419,158	¥ 417	¥ 419,575	

2015年3月31日終了の 連結会計年度	百万円							調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
	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			
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	

千米ドル

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	\$1,076,927	\$ 3,407,134	\$ 781,990	\$4,361,254	\$ 111,009	\$ 9,738,314	\$ —	\$ 9,738,314
売上高合計	1,076,927	3,407,134	781,990	4,361,254	111,009	9,738,314	—	9,738,314
セグメント利益(損失)	138,796	1,481,874	267,964	2,770,541	(127,239)	4,531,936	(84,559)	4,447,377
セグメント資産	2,435,861	13,950,328	4,635,936	2,104,598	2,544,242	25,670,965	11,737,815	37,408,780
その他の項目								
減価償却費	171,705	52,939	82,315	82,323	36,044	425,326	11,358	436,684
のれんの償却額	—	—	—	—	(1,596)	(1,596)	57,811	56,215
持分法適用会社への 投資額	13,278	508,523	—	449,788	9,953	981,542	—	981,542
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	\$ 224,378	\$ 3,369,344	\$ 103,201	\$ 385,616	\$ 386,555	\$ 4,469,094	\$ 3,484	\$ 4,472,578

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)

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2014	2015	2015
原油	¥ 858,754	¥ 730,422	\$6,073,185
天然ガス(LPGを除く)	431,187	401,338	3,336,975
LPG	24,227	20,522	170,633
その他	20,458	18,945	157,521
合計	¥1,334,626	¥1,171,227	\$9,738,314

(e) 地域ごとの情報

(売上高)

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2014	2015	2015
日本	¥ 682,353	¥ 627,068	\$5,213,836
アジア・オセアニア	620,339	514,864	4,280,901
その他	31,934	29,295	243,577
合計	¥1,334,626	¥1,171,227	\$9,738,314

(有形固定資産)

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2014	2015	2015
日本	¥248,247	¥ 252,747	\$ 2,101,497
オーストラリア	520,976	985,771	8,196,316
その他	182,556	259,104	2,154,353
合計	¥951,779	¥1,497,622	\$12,452,166

(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	
	2014	2015	2015	セグメント
ブルタミナ	¥217,519	¥160,370	\$1,333,416	アジア・オセアニア
出光興産(株)	¥156,151	¥135,590	\$1,127,380	中東・アフリカ

22. 関連当事者との取引

2014年及び2015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

2014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			百万円	
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 66.07%	役員 の兼 任、 出資	受取利息(注)	¥ 7,976		流動資産 その他 (未収収益)		¥ 2,133
									長期貸付金		27,309
						債務保証	¥600,030	—		¥ —	

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)	¥110,363	\$ 917,627	長期貸付金	¥120,042	\$998,104
						債務保証	¥958,503	\$7,969,593	—	¥ —	\$ —

(注)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。


(b) 親会社または重要な関連会社に関する注記

2014年及び2015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
	2014	2015	2015
流動資産合計	¥ 47,238	¥ 42,670	\$ 354,785
固定資産合計	1,262,541	2,213,893	18,407,691
流動負債合計	57,265	110,247	916,662
固定負債合計	1,229,360	2,137,499	17,772,504
純資産合計	23,154	8,817	73,310
売上高	—	—	—
税引前当期純損失	(3,367)	(2,902)	(24,129)
当期純利益(損失)	¥ (2,018)	¥ 873	\$ 7,259

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。



EY
Building a better
working world

Ernst & Young ShinNihon LLC
Hibiya Kokusai Bldg.
2-2-3 Uchisaiwai-cho, Chiyoda-ku
Tokyo, Japan 100-0011

Tel: +81 3 3503 1100
Fax: +81 3 3503 1197
www.shinnihon.or.jp

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, 2015, 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.

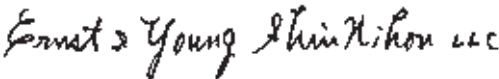
We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

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, 2015, 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.



Ernst & Young ShinNihon LLC

June 24, 2015
Tokyo, Japan

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、2015年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表及び2015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2015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
2015年6月24日

連結子会社及び関連会社

2015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	802,688 (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鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発
INPEX Browse E&P Pty Ltd	331,186 (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)	6,712	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
インベックス北西サバ沖石油(株)	2,647	77.24%	マレーシア サバ沖深海S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ブアルブクーシュ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)	21,325	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)	7,257	56.78%	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(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14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2015年6月25日時点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.92 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.92 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及びアパディの2つの大型

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、イクシス及びアパディの2つの大型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十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。

2011年及び2012年、当社の持分法適用関連会社の子会社が約18.3%の権益を保有するフラージ鉱区近傍の海上において油のしみ出しがあり、ブラジル連邦検察当局からオペレーターのシェブロン社などに対し訴訟提起が行われましたが、当該訴訟はその後終了しました。また、2013年9月、当社の連結子会社インベックス北カスピ海石油株式会社(当社出資比率45%)が7.56%の権益を保有するカザフスタン共和国北カスピ海沖合鉱区におけるカシャガン油田で原油の生産を開始しましたが、その後間もなくガスパイプラインにおいてガスリークが発見されたことから、原油の生産を停止しています。生産停止に関連し、オペレーターであるNorth Caspian Operating Company及び操業管理業務を請け負うAgip KCO(以下、「オペレーター」と総称します。)は、ガスパイプライン内の残留ガスを生産施設で燃焼後、排出しました。この作業に関し、カザフスタン環境当局が、環境関連法規の違反を理由に、オペレーターらに対して一定の金銭請求に関する通知を发出了しましたが、その後関係当事者間の合意により、同鉱区における一連の係争等は終了しました。

(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。

(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賅っており、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。)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、仮にかかると事態が生じ、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、2015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41%、アジア・オセアニア地域が約41%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あります。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ます。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、再延長されない場合や再延長に際し契約条件が不利に変更された場合には、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、再延長された場合でも、その時点における残存可採埋蔵量は減少することが見込まれています。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

2015年6月25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から踏まえつつ、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、産出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。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15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「採取活動-石油及びガス」に準拠しています。

2015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12億1,327万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は6兆5,606億立方フィート、合計で24億3,437万バレル(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												
2013年3月31日現在	15	609	208	5,507	183	42	363	—	9	296	779	6,454
拡張及び発見	7	261	—	3	—	—	408	—	—	22	414	286
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	(0)	(8)	8	12	13	(15)	2	—	(0)	7	23	(4)
期中生産量	(1)	(46)	(17)	(217)	(10)	—	(31)	—	(0)	(37)	(59)	(300)
2014年3月31日現在	21	816	199	5,306	186	27	742	—	9	288	1,157	6,437
持分法適用関連会社分												
2013年3月31日現在	—	—	3	314	—	—	142	—	6	0	151	315
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	(1)	(1)	—	—	3	—	(1)	0	1	(1)
期中生産量	—	—	(0)	(15)	—	—	(30)	—	(0)	(0)	(31)	(15)
2014年3月31日現在	—	—	2	298	—	—	115	—	5	1	121	298
確認埋蔵量												
2014年3月31日現在	21	816	201	5,603	186	27	857	—	13	289	1,278	6,735
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
確認開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2015年3月31日現在	13	513	22	442	46	—	520	—	10	192	611	1,146
持分法適用関連会社分												
2015年3月31日現在	—	—	1	166	—	—	73	—	1	0	75	167
確認未開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2015年3月31日現在	6	252	182	4,681	146	27	175	—	3	151	512	5,112
持分法適用関連会社分												
2015年3月31日現在	—	—	1	136	—	—	15	—	—	—	15	136

(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。2015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1億8,107万バレル、天然ガスが約4兆5,549億立方フィート、合計で約10億3,208万バレル(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(2015年3月31日現在)には、少数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%)、カンガロ油田(55%)、米州 コバ・マコヤ鉱区(30%)、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2015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2015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「採取活動-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。

2014年3月31日及び2015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102.92円、120.27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、コンデンサート及び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。

2014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	¥17,341,495	¥1,216,700	¥6,010,999	¥1,830,647	¥8,114,992	¥168,157
将来の産出原価及び開発費	(5,214,355)	(232,106)	(2,022,074)	(475,798)	(2,430,435)	(53,942)
将来の法人税	(7,756,030)	(390,578)	(1,791,151)	(294,204)	(5,270,507)	(9,589)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	4,371,111	594,016	2,197,774	1,060,645	414,050	104,627
年間割引率10%	(2,724,139)	(353,477)	(1,399,641)	(638,328)	(301,903)	(30,790)
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	1,646,972	240,539	798,133	422,316	112,146	73,837
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	1,502,675	—	172,531	—	1,283,450	46,694
将来の産出原価及び開発費	(559,626)	—	(100,520)	—	(422,426)	(36,681)
将来の法人税	(807,541)	—	(37,642)	—	(768,867)	(1,032)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	135,508	—	34,369	—	92,158	8,981
年間割引率10%	(34,528)	—	(18,128)	—	(13,834)	(2,566)
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	100,980	—	16,242	—	78,324	6,414
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	¥1,747,952	¥240,539	¥814,375	¥422,316	¥190,471	¥80,252

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、少数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%)

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、少数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 (2014年4月1日)	¥1,747,952	¥240,539	¥798,133	¥422,316	¥112,146	¥73,837	¥100,980
変動要因:							
産出された油・ガスの販売または移転	(933,684)	(46,427)	(265,325)	(70,193)	(267,861)	(17,081)	(266,797)
油ガス価及び生産単価の純増減	(1,289,599)	12,487	(409,334)	(170,468)	(591,895)	(25,668)	(104,722)
発生した開発費	431,664	1,822	318,607	24,570	53,866	12,129	20,670
将来の開発費の変動	(198,468)	(7,012)	20,083	(38,914)	(54,786)	(9,473)	(108,367)
埋蔵量の変動	210,367	(4,584)	94,716	109,456	(58,664)	43,889	25,554
時間の経過による増加	213,577	25,354	112,742	47,880	13,732	8,624	5,245
法人税の変動	1,503,911	37,521	179,852	39,546	850,306	2,092	394,593
拡張及び発見、産出技術の改良	153,338	—	153,338	—	—	—	—
その他	290,644	40,550	134,532	71,292	14,935	12,313	17,023
期末割引現在価値 (2015年3月31日)	¥2,129,701	¥300,249	¥1,137,344	¥435,486	¥71,780	¥100,663	¥84,179

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、少数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%)

2015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。2015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7億1,462万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は4兆9,866億立方フィート

ト、合計で16億0,967万バレル(原油換算)となっています。また、2015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1億453万バレル、天然ガスの予想埋蔵量は2兆4,931億立方フィート、合計で5億7,566万バレル(原油換算)となっています。

2015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	138	351	198	2	691	24	715
天然ガス (Bcf)	74	4,724	91	—	63	4,952	35	4,987

2015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	82	2	0	6	93	12	105
天然ガス (Bcf)	65	2,229	—	—	86	2,380	113	2,493

(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。

2015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242.7千バレル、天然ガス生産量は日量880.0百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量408.1千バレル(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。

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
原油・コンデンセート・LPG (千バレル/日)						
日本	4.5	3.9	3.8	3.9	3.6	3.2
アジア・オセアニア	47.7	65.1	62.5	58.0	45.8	40.6
ユーラシア (欧州・NIS)	26.9	27.9	25.0	25.1	26.1	27.0
中東・アフリカ	73.3	73.0	84.3	84.4	84.4	84.8
米州	5.5	2.3	0.1	0.1	0.1	0.5
小計	158.0	172.2	175.7	171.5	160.0	156.1
持分法適用関連会社分	60.4	67.4	75.4	74.4	84.9	86.6
合計	218.3	239.6	251.2	245.9	244.9	242.7
年間生産量 (百万バレル)	79.7	87.5	91.9	89.8	89.4	88.6
天然ガス (百万立方フィート/日)						
日本	155.1	128.7	127.6	133.7	125.5	113.9
アジア・オセアニア	880.5	836.0	665.0	586.4	602.8	596.5
ユーラシア (欧州・NIS)	—	—	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—	—	—
米州	86.9	81.1	72.4	90.9	107.4	103.2
小計	1,122.6	1,045.9	865.0	811.0	835.7	813.7
持分法適用関連会社分	—	56.6	62.7	52.4	40.7	66.4
合計	1,122.6	1,102.5	927.7	863.4	876.4	880.0
年間生産量 (十億立方フィート)	409.7	402.4	339.5	315.1	319.9	321.2
原油・天然ガス合計 (千バレル (原油換算) /日)						
日本	30.4	25.3	27.7	29.0	27.2	24.6
アジア・オセアニア	194.5	204.4	189.5	169.4	159.9	154.3
ユーラシア (欧州・NIS)	26.9	27.9	25.0	25.1	26.1	27.0
中東・アフリカ	73.3	73.0	84.3	84.4	84.4	84.8
米州	20.0	15.8	13.1	16.2	19.0	19.0
小計	345.1	346.5	339.7	324.0	316.7	309.7
持分法適用関連会社分	60.4	76.8	86.5	83.8	92.1	98.4
合計	405.4	423.3	426.2	407.8	408.8	408.1
年間生産量 (百万バレル (原油換算))	148.0	154.5	156.0	148.8	149.2	148.9

会社情報

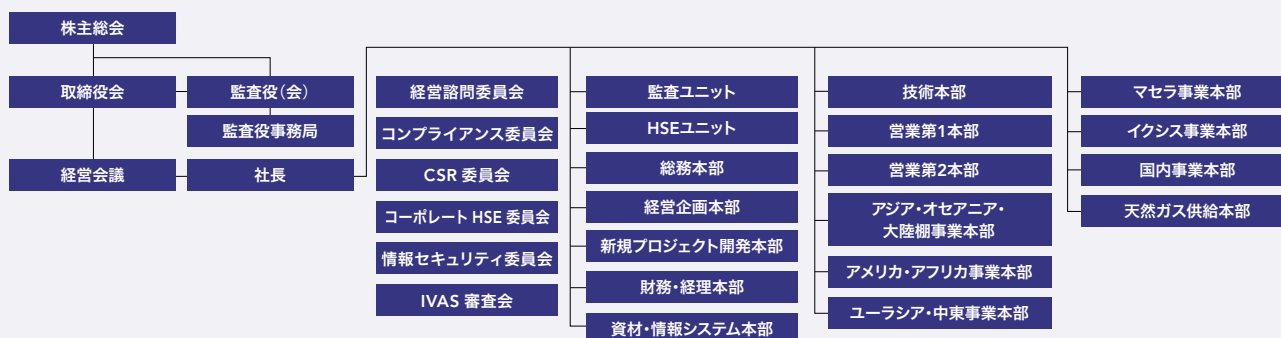
2015年3月31日現在

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 3,178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 (2015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 40,190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
三井石油開発株式会社	50,554,000	3.46
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	46,364,200	3.17
JXホールディングス株式会社	43,810,800	3.00
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	40,454,300	2.77
CBNY-GOVERNMENT OF NORWAY	37,415,475	2.56
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	29,793,001	2.04
ジェーピー モルガン チェース バンク 385632	27,875,580	1.91
ザ バンク オブ ニューヨーク メロン エスエーエヌバイ 10	20,992,737	1.44

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)	100	222,549,308	15.22
証券会社	59	13,438,854	0.92
その他国内法人	341	240,904,224	16.47
経済産業大臣 ^{注2}	1	276,922,800	18.94
外国法人等	708	669,088,685	45.76
個人その他	38,980	37,453,329	2.56
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

