

From Development to Delivery



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。





国際石油開発帝石株式会社は、 世界27ヵ国で70以上のプロジェクトを展開する 日本最大の石油・天然ガス開発企業です。

当社は、世界各地で石油・天然ガスの探鉱・開発・生産を手がけ、日本企業最大の埋蔵量、生産量規模を保有する石油・天然ガスの開発企業です。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ています。

アニュアルレポート2014では、**From Development to Delivery** をテーマとして、特集ページにてイクシスLNGプロジェクトの進捗や当社の天然ガスサプライチェーンなどを盛り込みながら、ステークホルダーの皆さまへ当社の経営内容を総合的にお伝えします。

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。

アニュアルレポート 2014 目次

1 経営トップからのメッセージ 003

2 財務・事業ハイライト 013

財務・事業ハイライト	014
事業トピックス	018

3 市場動向と経営方針 021

石油・天然ガス開発の事業フローと会社の強み	022
石油・天然ガス開発の事業環境	026
中長期ビジョンと投資計画	028
ビジネスモデルにおける会社の経営内容	030
グローバルな石油企業との比較	032

4 特集：イクシスLNGプロジェクトと ガスサプライチェーン 033

5 地域セグメント・プロジェクト概況 045

地域セグメント一覧	046
地域別プロジェクトの状況	
アジア・オセアニア	048
ユーラシア	054
中東・アフリカ	056
米州	058
日本	062

6 サステナビリティ・ガバナンス 065

サステナビリティ	066
コーポレート・ガバナンス	070

7 財務・会社情報 079

財務・経理本部長からのメッセージ	080
12年間の主要財務情報	082
当社特有の会計処理・会計方針について	084
経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析	087
連結財務諸表／連結財務諸表の注記	094
事業等のリスク	120
石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について	128
石油・天然ガス用語	132
索引・単位換算	134
会社情報	135

免責事項

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

見直しに関する注意事項

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

・原油および天然ガスの価格変動および需要の変化
・為替レートの変動

・探鉱、開発、生産に関連するコストまたはその他の支出の変化
当社は、本アニュアルレポートに掲載される情報（将来予想に関する情報を含む）を、その掲載日後において、更新または修正して公表する義務を負うものではありません。

その他の注意事項

本アニュアルレポートの財務内容に関する数値は、原則単位未満を四捨五入して表示しています。P.48以降の「地域別プロジェクトの状況」は、原則2014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。

Management Message

経営トップからのメッセージ



From Develop to Delivery

2014年3月期(前期)は、安定した生産量の維持、確認埋蔵量の大幅増加、大型プロジェクトの順調な進捗など将来の成長へ向けて強い手ごたえを感じた1年でした。今期は、成長目標の実現に向けて、さらに“ギア・アップ”させます。

大型プロジェクトの進捗など 確固たる手ごたえを感じた2014年3月期

安定した生産に加え、
円安メリットも受けて2014年3月期は堅実な業績で推移

前期の連結売上高は前々期比9.7%増の1兆3,346億円、純利益は同0.4%増の1,837億円でした。2013年3月期(前々期)と比較して一過性の権益譲渡益が無かったことや、原油価格の下落といったマイナス要因もありましたが、安定した生産量や円安メリットなどにより増収増益を果たしました。前々期は為替差

損を計上しましたが、保有する外貨建債券が償還されることで円安による含み益が実現するとともに、P/L(損益計算書)上でも外貨建資産と負債のギャップが縮小し、為替リスクが中立化しつつあります。これにより前期は、B/S(貸借対照表)のみならずP/Lベースでも円安メリットをより多く享受できました。

足もとの収益を支える原油・天然ガスの安定した生産

当社は原油・天然ガスの開発・生産が専門ですので、ほぼすべての売上高が原油・天然ガスの販売によります。収益の柱となる原油・天然ガス生産量の前期実績は、前々期比微増の日量40.9万バレルでした。今後、豪州イクシスLNGプロジェクトの貢献などにより、生産量を2020年代前半には日量100万バレルまで増やすことを中長期の目標としています。一方で、イクシス生産開始までの業績を支えるには、収益の源泉である既存

の生産油・ガス田における追加生産、および、新規油・ガス田からの生産が必須となります。現在の当社収益の柱であるインドネシアのマハカムガス田は、前期に生産量の大きな減退は無く、生産レベルはほぼ横ばいの水準で推移しています。また、アゼルバイジャンの大型油田ACGでは今年1月から追加の原油生産がはじまり、当社の収益力をより強固にしています。

ment

「石油・天然ガスの堅調な生産を維持しながら、成長目標の実現に向けて取り組みを加速させる」

代表取締役社長
北村 俊昭

U.A.E.上部ザクム油田の権益延長で確認埋蔵量が増加、石油メジャー平均を上回る埋蔵量の増加率を達成

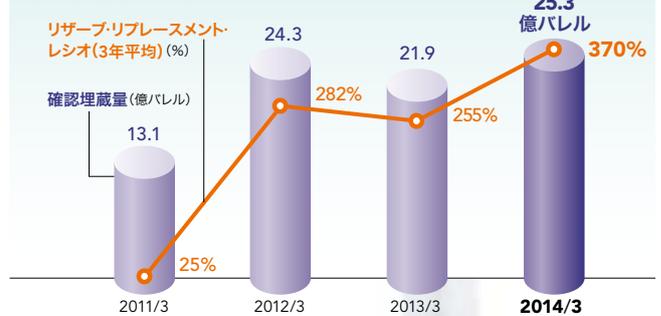
現状の収益を左右する生産量に対し、将来の収益を生み出す源泉、いわば石油開発会社の生命線といえるのが埋蔵量です。将来生産できる確度が高い「確認埋蔵量」は、前期に約3.4億バレル(約16%)増加しました。これは主に、U.A.E.アブダビ海上鉱区における大型油田の一つ、上部ザクム油田の権益期限を15年余り延長できたことによります。

確認埋蔵量の増加により、期中生産量を期中埋蔵量増加分での程度補充することができるかを示す「リザーブ・リプレースメント・レシオ(RRR:3年平均)」は370%に達しました。一般的に、石油開発会社はRRRを100%以上に維持するのが経営目標です。当社の上場以来最も高い水準であるRRRの300%超えは、石油メジャーの平均も大きく上回ります。また、埋蔵量が生産量の何年分に相当するかを示す「可採年数」も、前期末は確認埋蔵量で17.1年、推定埋蔵量を加えると30.2年になり、石油メジャーの平均を上回る良好な数値を達成しました。

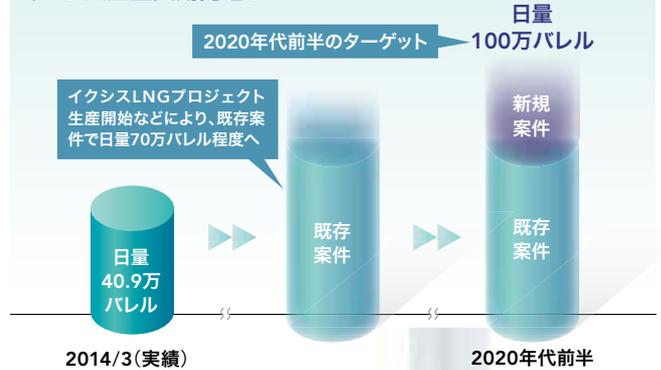
上部ザクム油田では財務条件もあわせて改善されたため、当社の純利益増加にも貢献しました。当社はこれまでアブダビで約40年間にわたって操業実績や技術的貢献を積み重ねてきました。私は、今回アブダビ政府が権益延長と財務条件改定を認めるにあたって、当社の取り組みに対する評価が大きく影響したと思います。地道な努力やきめ細かな取り組み姿勢が我々の社会的使命である「エネルギーの安定供給」にもつながり、非常に意義深いと感じます。

確認埋蔵量とリザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)

▶参照:同業他社との比較 P.32



ネット生産量長期見通し



生産開始に向けて、 イクシスLNGプロジェクトは目に見える形で進捗

アパナビで評価された私たちのきめ細かさが十分に発揮されているのが、現在豪州で進めているイクシスLNGプロジェクトです。イクシスは、当社が日本企業ではじめてオペレーターとして取り組む大規模LNGプロジェクトであり、当社にとっても成長のカギとなる重要なプロジェクトです。2012年1月の最終投資決定以降、開発作業はスケジュール、コストの両面でほぼ順調に進んでいます。

当時、LNGプロジェクトのオペレーターとしていわば新米であった当社は、最終投資決定前に、通常のリスク分析に加えて先行する他LNGプロジェクトの事例を綿密に研究しました。コントラクターとの入念な調整や入札前段階での徹底的な技術設計書の詰めも行いました。これまでほぼ順調に作業が進捗している背景には、そうしたきめ細かな対応も功を奏していると見ています。

イクシスでは前期に主要な施設すべての建造・建設に着手し、今年6月には作業進捗率が全体の50%を超えました。本アニュアルレポートの特集(▶P.34-参照)でも作業の進捗を詳しく紹

介していますが、今後、ガス液化プラントに関連したモジュールの搬入、生産井の掘削、パイプラインの敷設などの重要な作業を順次進めることで、プロジェクトが一層目に見える形となって具体化していきます。

イクシスLNGプロジェクトの本格生産により、当社のネット生産量は現在の約1.5倍に、純利益はそれを上回る比率での増加が見込まれます。イクシスで生産されるLNGの約7割は日本向けの供給となりますので、日本のエネルギー安定供給にも大きく貢献します。私は、イクシスをよく「当社の一丁目一番地のプロジェクト」と説明しています。当社の成長にとって最も重要なこのプロジェクトの成功こそが、中長期目標を実現するための最初の一步だと思っています。振り返れば、私たちが豪州にはじめて進出したのは1980年代半ばでした。以来、数十年にわたって現地で積み上げてきた経験・ノウハウ・地の利を最大限活用しながら、生産開始まで、地道にかつ日々緊張感を持って取り組んでいきます。

ガスサプライチェーンの実現に向け、直江津LNG基地は前倒しで完成

長年積み上げてきたノウハウ・地の利といえば、もう一つ忘れてはならないのが当社の国内天然ガス事業です。当社は、戦後間もない頃から現在に至るまで、国産の天然ガスを一度も途絶させることなく国内に供給し続けています。現在の国内向け天然ガス年間販売量は18.0億 m^3 で、これは、国内ガスセクターでは第4位、500万近い世帯の消費量に相当(1世帯32 m^3 /月換算)する規模です。

国内天然ガス事業では、2009年から建設を進めていた直江津LNG基地が、2013年12月に予定より前倒しで完成・操業開始に至りました。冬の悪天候などのさまざまな困難に直面しながらも大きな事故も無く仕上げることができました。完成

した直江津LNG基地では、イクシスにて今後生産するLNGを受け入れる予定です。「豪州イクシスから日本の直江津へ」という流れが実現すれば、国内外で自ら開発・操業する天然ガスを自らのLNG基地・パイプラインを使って最終ユーザーまで供給する、世界でもあまり例を見ない完全な形での「ガスのサプライチェーン」が構築されます。そして、国内ガス年間供給量25億 m^3 という当社の中長期目標の達成が見えてきます。イクシスの生産開始まであと2年あまりというこのタイミングで、直江津LNG基地の稼働を計画前倒しで実現できたことは、当社にとって非常に大きな一歩だといえます。

**イクシス生産開始まで
あと2年あまりの期間、地道に、
日々緊張感を持って取り組んでいきます。**

全社一丸となって中長期の目標に向けてまい進

成長投資を着実に実施しつつ財務体質も健全な水準を維持

私たちの企業目標は「石油・天然ガス開発事業における持続的な成長を実現することで、国際的競争力を持つ上流専門企業のトップクラスになること」です。2012年5月には、この企業目標への重点的な取り組み方針と課題を「INPEX中長期ビジョン」として策定しました。我々は、2020年代前半までに、

① 上流事業の持続的拡大に向けて

ネット生産量を日量100万バレルへ

② ガスサプライチェーンを強化させ、

国内ガス供給量を年間25億m³へ

③ 次世代の成長を見据え、

再生可能エネルギーへの取り組み強化

の3つの成長を通じて、中長期目標の実現を目指しているところです。

この中で、①の「上流事業の持続的拡大」を具体的に言い換えるならば、それは「生産油・ガス田から得られるキャッシュ・フローの再投資を通じて埋蔵量を確保しながら、生産量を増やすこと」です。中長期ビジョンで掲げた「ネット生産量日量100万

バレル」の達成に向け、まず、2013年3月期から2017年3月期までの5年間で総額3.5兆円を投じます。2014年3月期は9,629億円を投じ、2013年3月期の6,533億円とあわせ、最初の2年間ですでに約1兆6,160億円を投資しました。イクシス向けの投資が3.5兆円の半分以上を占めますが、イクシスがほぼ順調に進捗しているため、投資計画自体に変更はなく、ほぼ計画に沿って推移しています。

現在の当社は、イクシスをはじめとした大型プロジェクトへの投資を積極的に行う時期にあるため、積極的な投資を実現させるための資金調達を確実に行う必要があります。そのため財務健全性を維持しなければならず、バランスシートの純資産は増加することとなり、高い利益水準を確保できた前期でも純資産をベースとした利益率はあまり高くない水準（ROE 7.0%）でした。一方の財務体質は、我々が掲げる長期的な財務目標である「自己資本比率50%以上」、「純有利子負債／純使用総資本20%以下」を維持し、前期はそれぞれ69.1%、マイナス31.9%と十分な財務健全性を確保しています。

エネルギーをめぐる国内外の情勢

石油・天然ガス開発事業は事業の着手から投資の回収まで長い期間を要するため、健全な財務基盤の確保に加えて、エネルギーをめぐる世界情勢も的確に分析しておく必要があります。昨今の情勢を見ると資源ナショナリズムの高まりや新興国による積極的な資源獲得により、権益確保をめぐる競争は一段と厳しさを増しています。また、建設コストや人件費の高騰により、開発プロジェクトを取り巻く環境が厳しくなっています。こうしたなかで、我々はイクシスなどの大規模プロジェクトを着実に立ち上げ、グローバルな石油開発企業の一員としての国際的な信用を積み重ねるとともに、有望なプレーヤーとしてこの競争環境のなかで勝ち残っていかなければいけません。

エネルギー情勢といえば、米国発のシェールガスLNGが今後も増加するエネルギー需要を満たす新たな担い手として注

目されています。昨年のアニュアルレポートの本セクションにてシェールガスの特徴についてお話ししましたが、シェールガスLNGの本格的な稼働に至るまでには越えるべきハードルもあることから、結局は、シェールガスLNG、既存LNGプロジェクトともに、競争力のあるプロジェクトだけが競争に勝ち残っていくことになると思います。

国内の情勢については、今年4月にエネルギー政策の基盤となるエネルギー基本計画が閣議決定されました。エネルギー基本計画では、日本にとっての重要なエネルギー源として石油・天然ガスが位置づけられています。政策の方向性に当社の中長期目標を照らしても矛盾は見られません。石油・天然ガス開発に携わる日本の中核的企業として、今一度責任の重さに気を引き締めています。

基盤整備に向けてグローバル人事体制を構築し、ナレッジ・シェアを推進

一昨年のアニュアルレポートの本セクションにて、5年間・3.5兆円の投資計画の内訳や、すでに資金調達の見込みが立っている点をご説明しました。中長期ビジョンの策定から2年あまりが経過した今年は、会社の規模が拡大していくなかでの確かな業務執行を続けるための経営基盤の整備についてお話しします。

中長期目標の達成に向けて、当社は2012年5月に、海外案件の取得を専門にした「新規プロジェクト開発本部」を新設しました。翌年の2013年5月には国内天然ガスアセットを一元的に管理する「天然ガス供給本部」も立ち上げるなど、主に組織面での体制を強化してきました。一方で、イクシス、アパディといった大型プロジェクトの進捗とともに、社員の国籍や勤務地もグローバルに広がり、また、業務ごとに一層高い専門性が求められるようになりました。これを受け、今般、当社グループにおける世界共通の「人材マネジメント基盤」の確立に向けて取り組みを開始しました。大型プロジェクトの成功を支えるス

ペシャリストの確保、現場に必要なスキルや技術力が身につく人材育成、有能な社員の国を跨ぐ人事異動など、グローバル人材を活用するための仕組みを整えていきます。

プロジェクトの規模が大きくなればなるほど越えるべき壁は高くなります。そのようななかでは、マネジメント層・社員がそれぞれの経験・知見を持ち寄って、全社一丸となって対応レベルを上げていく必要があります。その下支えとするために、「ナレッジ・シェア」の仕組みも整えました。探鉱プロジェクトから得られる知見・ノウハウ、世界中で進行するプロジェクトの現場で積み重ねられたHSE（労働衛生・安全・環境）の経験値などを全社的に共有する体制を確立しています。私自身、国内外の事務所や現場を訪れる際には、これらの基盤整備の成果を都度確認するようにしていますが、特に最近では技術スタンダードの確立や人材交流などの点で手ごたえを感じています。

私たちの世界共通の価値基準「INPEXバリュー」

当社の連結従業員数は2,874名（2014年3月末現在）で、その約半分が日本国外で勤務しています。また、豪州、インドネシアなど、外国籍の従業員は全体の約4割を占めています。このように、当社がますます多文化・多国籍化していくなか、グローバルレベルで共通の価値基準の浸透を図ることはとても大切です。私たちは、2014年4月に①安全第一、②誠実、③多様性、④創意工夫、⑤協働、の5つを大切にすべき価値とする**INPEXバリュー**を制定しました。このINPEXバリューは、これまで日本・豪州・インドネシアで個別にあったそれぞれの価値基準を、1年以上にわたる議論を重ねて一つに統合したものです。国際競争力のある上流専門企業のトップクラスを目指す上でも、国籍や勤務地の違いを超えて、社員がこの共通のINPEXバリューのもと一体となって働くことが不可欠だと考えています。



探鉱作業時にイクシスガス・コンデンセート田から産出したコンデンセート(実物)



また、社員一人ひとりが充実して働くためには、INPEXバリューの制定とともに、人事政策の面でもきめ細かな運用が必要です。INPEXは文化、国籍、性別、年齢などによる差別なく多様な人材の活躍・支援に力を入れています。そうした取り組みが評価され、女性活躍推進に優れた企業として今年3月に当社ではじめて「なでしこ銘柄」に選定されました。当社の女性社員数・比率は、2010年3月末当時は252名、約13%でしたが、今年3月末には535名、約19%に拡大しました。これからもグローバル企業としてダイバーシティマネジメントを推進しながら、多様性に富んだ社員が働きやすく活躍できるような人事政策の整備に取り組んでいきます。

長期的な信頼関係を ベースとする ステークホルダーとの関わり

「心」と「形」の両輪で 安全性を確保する

これまで、生産量・埋蔵量の維持・拡大や、大型プロジェクトの重要性についてお話してきましたが、それらの何よりも勝る大切なものが「安全確保」です。もともと、私たちの石油・天然ガス開発事業は、重大な事故が起きるリスクとは隣り合わせの業界であるため、事業の安全確保を一番に優先すべきものと位置づけています。私は、安全の確保は、「心」と「形」の両方が車の両輪のように組み合わせないと難しいと信じています。「INPEXバリュー」の筆頭に安全第一を据え、「HSEを最優

先とし、懸念がある場合は個々人が業務を停止することをいとわない」という内容を盛り込んだのは、心構えとしての「心」の整備です。同時に、安全確保に向けた仕組みを「形」として整えるため、HSEマネジメントの徹底を図っています。私たちの事

業はグローバルですから、その「形」が国際水準に沿ったものであることは言うまでもありません。万一の事故等の事態を想定し、迅速・的確な情報把握・共有や現場対応ができるよう、ルール作りとトレーニングを推し進めています。

経営目標の達成に不可欠なステークホルダーの支え

経営目標の達成には、安全性をベースにした操業とともに、株主・投資家の皆さまをはじめとしたステークホルダーの支えが重要です。元来、投資スパンが長い石油開発事業では、事業パートナーとの長期にわたる信頼関係の構築が求められます。私は、株主・投資家などのステークホルダーの皆さまとも同様の信頼関係を作りたいと考えています。2010年6月の社長就任以来、私は毎年欠かさず、国内の機関投資家ミーティング、個人投資家向けの大規模説明会、海外の機関投資家訪問を行っています。実際、定期的にお会いする株主・投資家からの言葉・ご意見が、経営判断をする際にもよく脳裏をよぎりますので、この4年間で互いの関係がより強くなってきたよう

に感じます。

個人投資家の方々を意識したIR活動も積極的に取り組んでいます。当社は昨年10月に普通株式1株を400株に分割し投資単元を100株としました。これにより、特に個人投資家の皆さまにとって当社株式へより投資しやすい環境を整備できました。一方で、我々の石油開発事業はそもそも国内に同業他社がほとんどいないため、投資家の皆さまにとって、事業内容がわかりづらい、他社との相対比較がしづらいといった声をお聞きします。コミュニケーションの機会を増やししながら、この業界の動向や特徴、当社の使命といった点も丁寧に説明するIR活動にも力を注ぎたいと考えています。

2015年3月期はギア・アップの年

2015年3月期の業績・生産量の予想

新規生産油田の貢献もあり全体生産量は微増

2015年3月期(今期)の業績予想の前提は、原油価格を前期実績に比べやや低めに設定したほか、積極的な探鉱投資も盛り込んでいます。そのため、2015年3月期は連結売上高1兆3,160億円、純利益1,780億円と前期比で減収減益を予想(今年8月時点)しています。

収益に直結するネット生産量は、前期比微増の日量41.1万バレルを見込みます。我々は27ヵ国で78の石油・天然ガスプロジェクト(今年6月末時点)を保有していますが、うち生産中のプロジェクトは主力のインドネシア・マハカム沖鉱区を筆頭

に34を数えます。個々の生産プロジェクトの生産維持・拡大はもちろん大切ですが、石油開発事業にはカンントリーリスクが付き物ですから、地域的にバランスのとれた資産ポートフォリオの構築が大切です。当社の生産アセットは、日本を含め世界の五大陸に展開されていますが、地域別では生産量の多寡にばらつきがあります。そういったなかで、今下期に地域別生産量が最も少ない「米州」にて、米メキシコ湾のルシウス油田が生産を開始します。これによりキャッシュ・フローの貢献に加え、生産アセットの地域バランス向上にもつながります。

2015年3月期は成長に向けてギアを上げる

2012年5月の中長期ビジョンの策定時、私は、2017年3月期までの最初の5年間に重点を置いておりました。2015年3月期は、まさにその5年間の折り返し地点にあたります。“スタート・ダッシュ”を切った1年目の前々期、中長期目標の実現に向けて“確固たる手ごたえ”を得た2年目の前期、そして続く3年目となる2015年3月期は、成長目標の実現に向けた取り組みを一層加速させる“ギア・アップ”の年にしていきます。

今期は生産を開始するプロジェクトが複数あります。そうした一つひとつの「収益の果実」を着実に育て収穫することで、

昨年のアニュアルレポートで申し上げた「成長の好循環」の輪をさらに大きく回します。作業進捗率が50%を超えたイクシスなど、当社の大型プロジェクトも着実に仕上げられていきます。また、収益の果実の種まきである探鉱投資も活発に行います。今期の探鉱投資額は過去最高の年間1,050億円を予定し、アジア・オセアニア地域を中心に試探掘井を21本掘る予定です。掘る井戸の結果に期待を抱きつつ、安全を最優先にしながら、地道に取り組んでいきます。

イクシス生産開始後、 海外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る

今年6月25日に第8回定時株主総会が開催され、600名超の株主の皆さまにご出席いただきました。株主の方からは当社大型プロジェクトやLNGマーケットに関するご質問もいただくなど、イクシスを中心とする今後の当社の成長に大きな期待が寄せられていると感じました。

2013年前半に下落傾向にあった当社株価は、同年後半の株式分割・投資単位引き下げと時期をあわせるように、ほどなくして回復傾向を見せています。堅調な生産量、確認埋蔵量の増加、イクシスをはじめとした個々のプロジェクトの進捗も当社の評価を後押ししていると思います。2015年3月期も、事業の面に加えて、株価の適正評価に向けた積極的な情報開示やIR活動を継続的に実行していきます。

当社の株主還元の基本方針は、端的にご説明すると、「投資と配当をバランスさせる」です。イクシスの生産開始前は、生産プロジェクトから生まれるキャッシュ・フローを投資に充てる必要があるため、投資に軸足を置いています。従って、2015年3月期の1株当たり年間配当金は、前期と同じ18円を予定しています。ただし、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くと考えています。

中長期ビジョンの折り返し地点でもあり、また、イクシスの生産開始まで2年あまりとなった2015年3月期は、成長への取り組みを加速させます。INPEX全体として強い結束力を保ちながら、前期に見られた成長への手ごたえを実のあるものに仕上げていくためにギアを上げていきます。

2014年8月

北村 俊昭

成長への手ごたえを
実のあるものに
仕上げていくために
ギアを上げていきます。

2

Highlights

財務・事業ハイライト



財務・事業ハイライト

(設立時・2013年3月期との比較)

業績

安定した生産量に支えられ、高い利益水準を維持しています。2014年3月期は、連結売上高が過去最高になりました。2014年3月期の当期純利益は、2013年3月期に計上したイクシス権益譲渡益の剥落や原油価格の下落などのマイナス要因があったものの、円安メリットなどにより前期比で増益となりました。

売上高

当期純利益

探鉱投資

開発投資※

※開発投資額にはイクシス下流事業を含む

探鉱・開発投資

開発投資は、主に保有する埋蔵量から原油・天然ガスを生産するための設備投資を指します。開発投資額は年間2,000億円前後で推移していましたが、2012年1月のイクシスLNGプロジェクトの最終投資決定(FID)以降は、同プロジェクト向けの開発投資が増加しています。新たな資源の発見に向けた探鉱投資は、2013年3月期からの積極的な探鉱活動により投資額を増加させています。

生産量・埋蔵量

収益の源泉である生産量は安定したレベルを維持しています。当社のネット生産量は、イクシスの生産開始などにより足もとの日量40万バレルレベルから70万バレルレベルに増加する見通しで、その後、2020年代前半の日量100万バレルを目指しています。

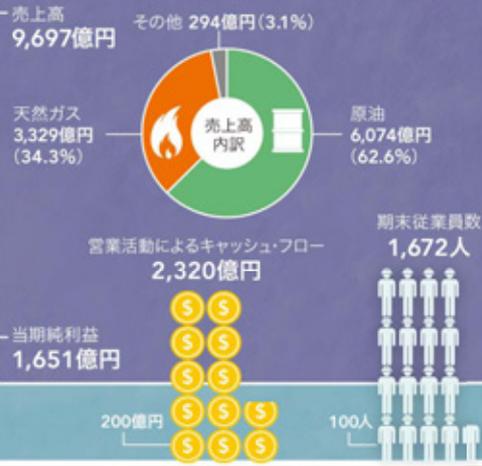
確認埋蔵量は、主に、生産活動に伴い減少(足もとの当社の場合は年間1.5億バレル程度)し、資源の発見・追加により増加します。当社は、大型プロジェクトの埋蔵量追加・格上げ等により、生産減少分以上に確認埋蔵量を増加させています。

原油価格・為替・当社株価

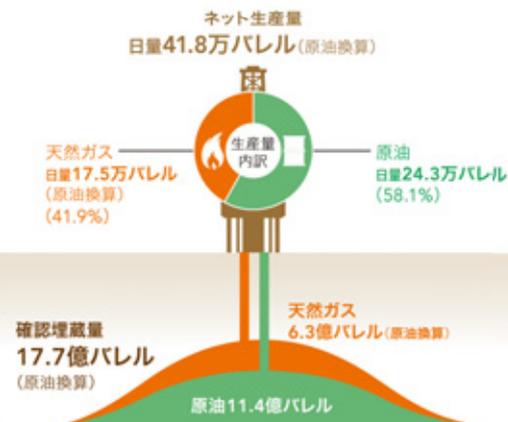
当社の収益は原油価格と為替相場の変動に大きく影響を受けます。2007年3月期に1バレル60ドル〜70ドル前後だった原油価格(ブレント原油)は、2008年の金融危機を前後に大きく上下し、その後、2011年以降は1バレル100ドルを超える高い水準にあります。

為替相場(米ドル)は、2007年3月期は1ドル110円〜120円の円安水準にあり、その後、2013年にかけて長らく円高傾向にありましたが、2012年末より円安傾向にあります。

2007年3月期 (国際石油開発帝石(株)設立時)



探鉱投資 305億円
開発投資 1,860億円

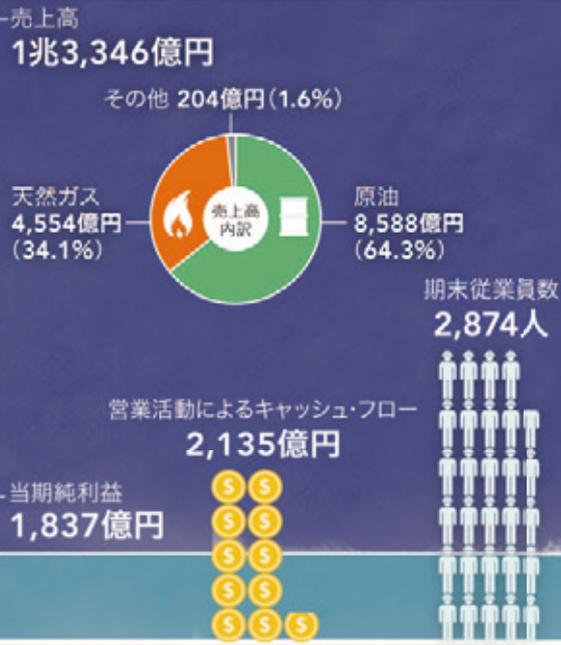
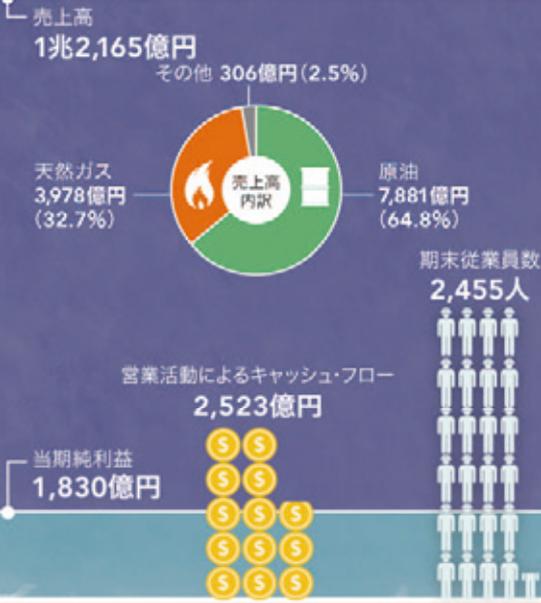


— 油価(ブレント原油) — 為替(円/米ドル) — 当社株価(円)



2014年3月期

2013年3月期

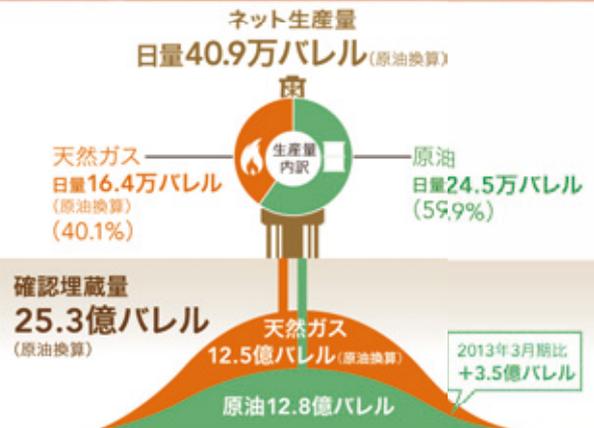
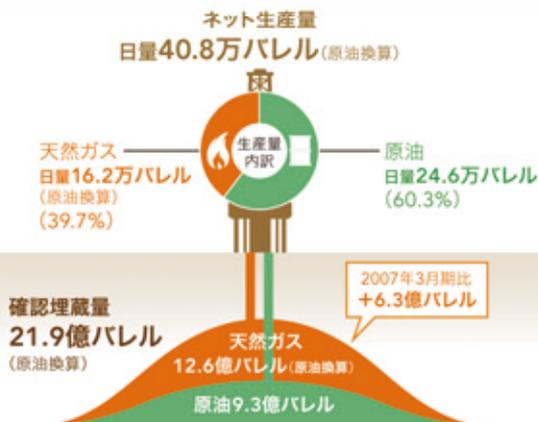


探鉱投資 540億円

開発投資 5,767億円

探鉱投資 710億円

開発投資 8,547億円



※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。当社株価は、当該株式分割の影響を考慮した値及び修正後の数値となっています。

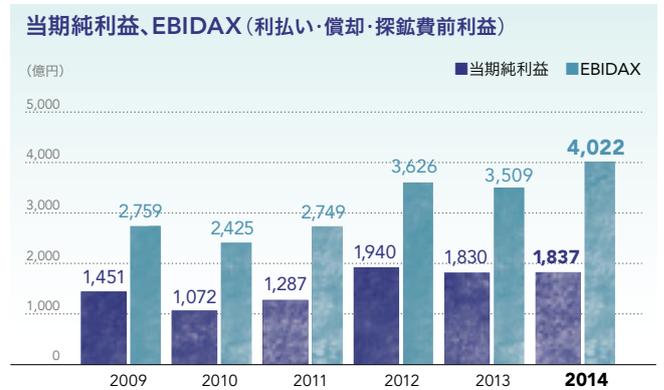
財務・事業ハイライト (過去5年間との比較グラフ)

3月31日終了の連結会計年度 主な指標の注記はP.81参照

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2014 P.08

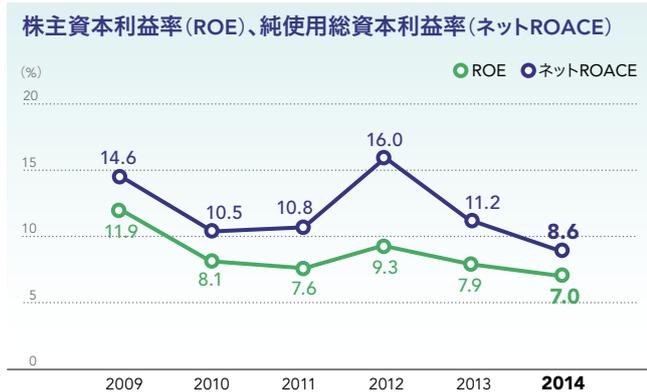


2010年3月期から2012年3月期にかけて、円高の影響はあったものの主に原油価格が堅調に推移したため、売上高は増加しました。2014年3月期の売上高は、主に円安の影響により過去最高となりました。



EBIDAXは、資源開発の企業によく見られる指標で、利払い、償却費、探鉱費前の利益です。個々の企業の会計処理方法に左右されず利益をどの程度生み出したかがわかります。

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2014 P.09



ネットROACEは純有利子負債を加味した利益率であり、当社は純有利子負債がマイナスのためROEよりも高い数値となっています。

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2014 P.11



有利子負債を上回る現金や債券などを保有しているため、当社の純有利子負債はマイナスになっており、健全な財務体質を維持しています。

投資指標 ▶参照:その他の投資指標、別冊ファクトブック2014 P.12



現在、イクシス等への投資フェーズにある当社は、成長投資と株主還元とのバランスを重視しています。イクシスの生産開始後は、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ます。

※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。



業績・配当ともに安定しているものの、直近の年度末までPER、PBRは低い水準に留まっていますが、その後、足もとでは回復傾向にあります。

埋蔵量・生産量指標、探鉱・開発投資額 ▶ 参照:その他の埋蔵量・生産量指標、別冊ファクトブック2014 P.13



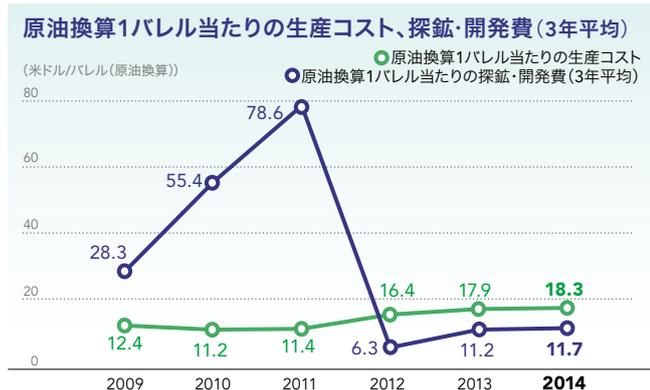
リザーブ・リプレースメント・レシオ=期中の確認埋蔵量増加分/期中生産量

イクシスLNGプロジェクトの最終投資決定、ADMA上部ザクム油田の権益期限の延長により、2012年3月期、2014年3月期のそれぞれで、確認埋蔵量が大きく増加し、2014年3月期のリザーブ・リプレースメント・レシオは370%と上場来の最高値となりました。



可採年数=期末埋蔵量/期中生産量

可採年数は、現在の生産量の何年分の埋蔵量を保有しているかを示すものです。直近の当社の可採年数は、確認埋蔵量だけで17.1年、推定埋蔵量を加えると30.2年であり、良好な数値を維持しています。



原油換算1バレル当たりの探鉱・開発費=油・ガス田の探鉱・開発費用および権益の取得費用の合計額を、確認埋蔵量増加分で除した数値

イクシスの開発移行などに伴い、足もとで開発投資は増加していますが、確認埋蔵量の増加により、1バレル当たりの探鉱・開発費は、2012年3月期以降良好な水準を維持しています。



既存の生産油・ガス田からの減退がある一方で、新規油田からの生産開始などにより、当社のネット生産量は安定した水準を維持しています。今後、イクシスの生産開始などで日量70万バレル(原油換算)レベルに増加する見込みです。

環境



試探掘成功率=試探掘井掘削本数に占める成功井数の割合(試探掘井:新規フィールドの発見、貯留層が発見されているフィールドにおける他の貯留層の発見、既知の貯留層の広がり確認を目的とした掘削井) 坑数は当該年度に掘削作業を完了したもの。但し、2014年3月期は作業中の坑数を含む。

積極的な探鉱投資により、作業中の試探掘井数は増加しています。



国内外の当社オペレータープロジェクトにおける水使用量、温室効果ガスの排出量。

水資源量は、主に直江津LNG基地の操業開始に伴い前期比で大幅に増加していますが、増加の大部分は加温・冷却用の海水使用であり、使用した海水は、その後、生態系に与える影響を最小限に抑えた上で海に戻しています。温室効果ガス排出量は、イクシスの建設工事進捗などにより微増傾向にあります。

事業トピックス

2014年3月期(2013年4月～)から足もと(2014年7月末)にかけて当社がプレスリリースしたトピックスを紹介します。

探鉱プロジェクト関係

- 2013年** 4月 モザンビーク海上Area2&5鉱区の取得
4月 チモール海・JPDA11-106鉱区の生産分与契約の新規締結
5月 ウルグアイ海上Area15鉱区の取得
5月 ロシア・ロスネフチ社との協力協定の締結(オホーツク海北部探鉱鉱区)
6月 ベトナム海上05-1b&05-1c探鉱鉱区でガス・コンデンセート層確認
6月 豪州沖合WA-494-P鉱区の落札
8月 米国・メキシコ湾ウォーカー・リッジ鉱区の試掘にて原油の存在を確認
9月 ロシア・イルクーツク州探鉱事業への参画
10月 英国・第27次公開入札にて探鉱ライセンスの追加取得
12月 グリーンランド・カヌマスエリアのライセンス契約締結
- 2014年** 5月 豪州沖合WA-502-P鉱区の落札
6月 豪州沖合WA-504-P鉱区の落札

開発・生産プロジェクト

- 2013年** 4月 ブラジル・フラージ油田の生産再開の承認
9月 カザフスタン・カシャガン油田の原油生産開始
10月 インドネシア・セブク鉱区ルビーガス田の生産開始
- 2014年** 1月 U.A.E.上部ザクム油田の権益期限延長と財務条件の改定
1月 アゼルバイジャン・カスピ海ACG油田の追加原油生産開始(チラグオイルプロジェクト)
5月 インドネシア・南ナトゥン海B鉱区サウスブルットガス田の生産開始
7月 米メキシコ湾ルシウス油田権益の追加取得

イクシスLNGプロジェクト ▶詳しくはP.34～(特集)参照

- 2013年** 6月 LNG船の新規造船・保有、定期傭船契約の締結
6月 沖合生産・貯油出荷施設(FPSO)建造に関わる起工式の開催
6月 台湾CPC社への権益の一部譲渡に合意
9月 陸上ガス液化プラントの作業員宿舎開所式開催
- 2014年** 2月 FPSOの本格的な組み立て作業の開始
4月 沖合生産・処理施設(CPF)の組み立て開始
6月 プロジェクト進捗率の50%達成
6月 ガス輸送パイプラインの敷設作業開始
7月 FPSOの進水
7月 陸上ガス液化プラント建設用モジュールの搬入開始

他LNGプロジェクト

- 2013年** 5月 アバディLNGプロジェクトの権益比率変更(当社権益60%→65%)
6月 ロシア・ウラジオストクLNGプロジェクトに関する基本合意書の締結
11月 カナダ・シェールガスプロジェクトのLNG事業化に関する調査権取得
- 2014年** 5月 豪州・プレリユードFLNGプロジェクトのLNG売買を東京電力、静岡ガスと基本合意

コーポレート関係

- 2013年** 5月 ムーディーズから新規信用格付け取得
5月 組織改編を行い「天然ガス供給本部」を新設
10月 株式分割・投資単位の引き下げ実施

再生可能エネルギー等への取り組み強化 ▶詳しくはP.64参照

- 2013年 4月 新潟県上越市に太陽光発電所(メガソーラー上越)を竣工
7月 地熱開発(北海道・秋田県)の調査井の掘削開始
9月 地熱開発(福島県磐梯山)の地表調査開始

- 2014年 3月 新潟県上越市にメガソーラーの追加建設を決定
6月 メタンハイドレート試験の支援作業を共同で受託



あめすだけ
阿女罾岳地域の地熱
調査井の掘削作業の
様子(2013年7月)

直江津LNG基地・国内ガスパイプライン ▶詳しくはP.62-64参照

- 2013年 7月 直江津ライン、新長岡ライン延伸工事の完工
7月 直江津LNG基地向けのLNG売買契約を中部電力と締結
8月 LNG船第一船入港
12月 直江津LNG基地竣工・稼働開始

- 2014年 2月 新東京ライン延伸(第五期)に向けた事前調査開始
4月 富山ラインの建設工事の進捗(2016年年央供用開始予定)

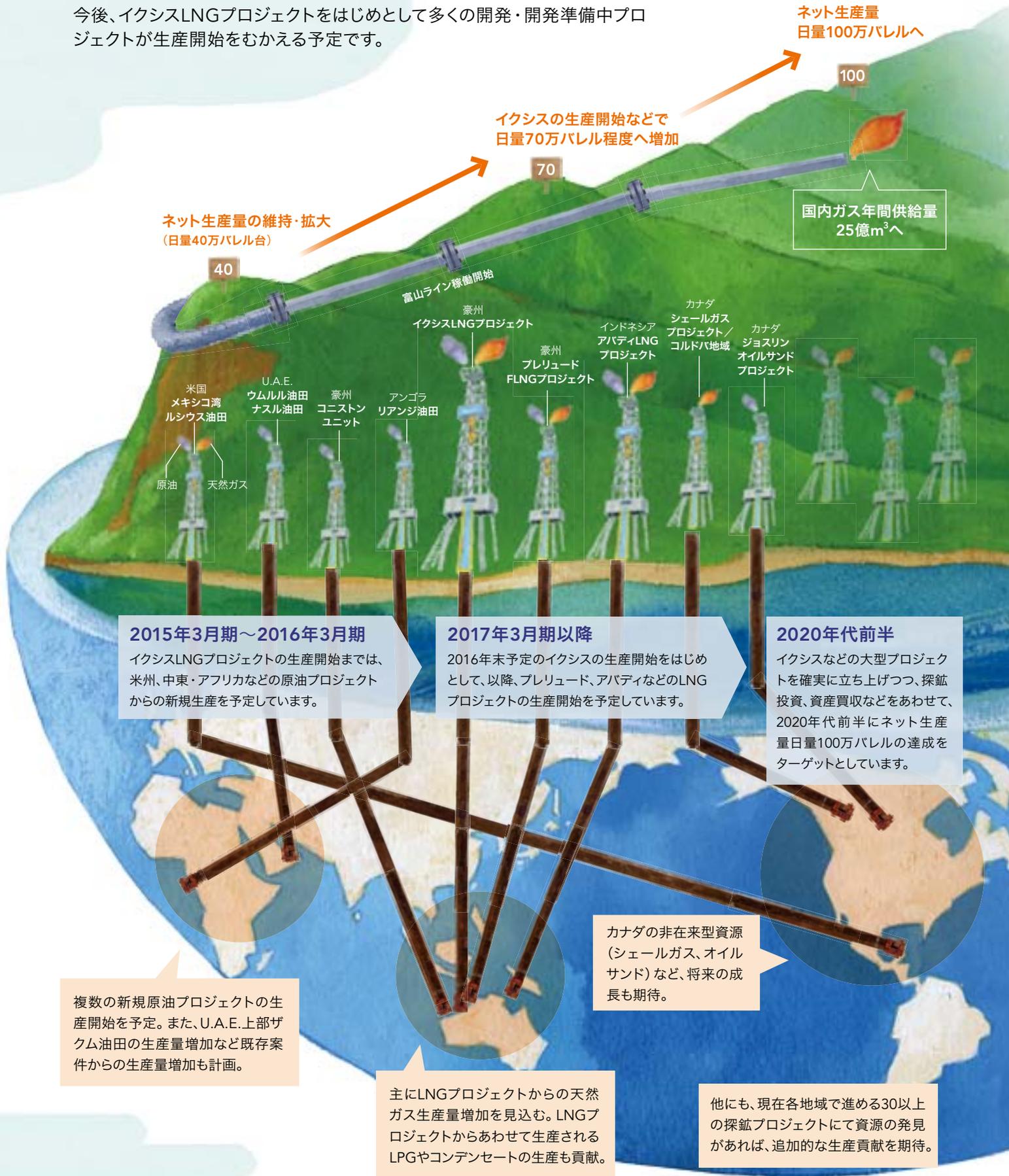


直江津LNG基地

- 2014年 1月 シンガポールに現地法人・現地事務所開設
3月 女性活躍推進企業として平成25年度の「なでしこ銘柄」に選定
6月 ノルウェーに現地法人・現地事務所開設
7月 天然ガス液体燃料化(GTL)技術の実証研究プロジェクト、および、当社社員寮がエンジニアリング協会の奨励特別賞を受賞

今後の主な生産開始スケジュール

今後、イクシスLNGプロジェクトをはじめとして多くの開発・開発準備中プロジェクトが生産開始をむかえる予定です。



3

Market Trend and Management Policy

市場動向と経営方針



石油・天然ガス開発の事業フローと当社の強み

石油・天然ガス業界の事業は、川の流れにたとえて、石油・天然ガスの開発・生産を行う「上流」、生産物の輸送を行う「中流」、精製・販売を行う「下流」に分けることができます。当社は、主に「上流」を担い、地下に存在する原油や天然ガスを見つけ、掘り出し、集め、販売する事業を行っています。下記事業フローの通り、上流事業はさらに細かく①**鉱区の取得**、②**探鉱**、③**評価**、④**開発**、⑤**生産**、⑥**販売**に分類されます。

当社の石油・天然ガスプロジェクト

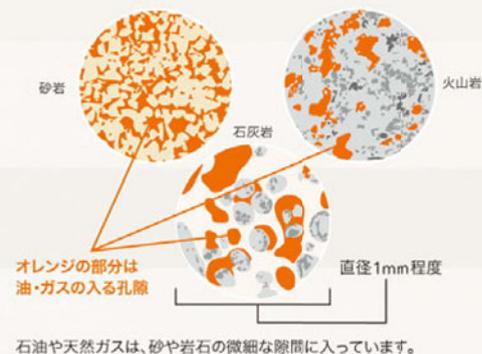
-  **生産中**
生産・販売を行っているプロジェクト
-  **開発中**
最終投資決定を行い、生産に向けて開発作業を行っているプロジェクト
-  **既発見/開発準備中**
探鉱・評価作業により資源の発見があるプロジェクト
-  **探鉱中**
探鉱・評価作業中でまだ資源の発見が無いプロジェクト
-  **その他プロジェクト**



① 鉱区の取得

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、地層中の土や水より比重が軽いため、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。



石油・天然ガスは、探掘される場所により色、比重、粘度などが大きく異なります。

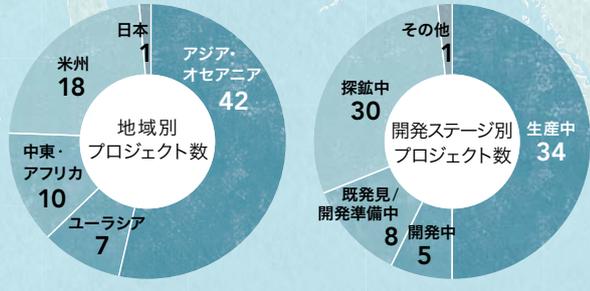


契約の調印式

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、探鉱・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。



27カ国78プロジェクト (2014年6月末現在)



4 開発へ →

2 探鉱

地質を調べて天然資源が溜められる岩石層を探す



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。

3 評価



原油・天然ガスの存在が確認された場合、油・ガス田の広がり进行调查するための「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。



生産井の掘削

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。先端に取り付けられた「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。



4 開発

生産・出荷の設備を建設。
リグ(掘削装置)を使い井戸を掘り、石油や天然ガスを採取

埋蔵量の拡大

開発作業の移行により
推定・予想埋蔵量を
確認埋蔵量に
格上げします。

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

27カ国78プロジェクト、
確認+推定埋蔵量44.8億バレル

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、バランスのとれた油・ガス田の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44.8億バレル(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。

INPEX

強固な財務基盤

自己資本比率69.1%、
純有利子負債比率マイナス31.9%

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、2010年8月に実施した公募増資などにより、優れた財務健全性を維持しており、2014年3月末の自己資本比率は69.1%、純有利子負債/純使用総資本はマイナス31.9%(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。

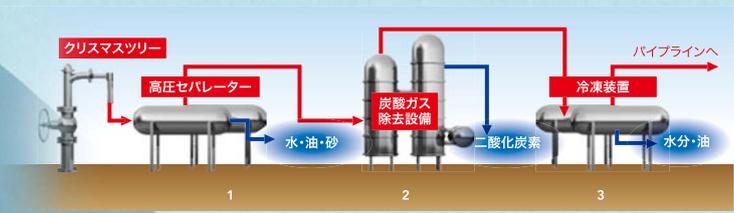
積極的な探鉱・開発投資

生産により得る
キャッシュ・フロー等を
再投資し、埋蔵量を
拡大していきます。

さらなる探鉱・資産買収

⑤ 生産

採り出した石油・天然ガスを精製・処理



天然ガスの精製・処理

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

輸送



LNGタンカー



LNGの受入基地

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。

⑥ 販売

ビジネスモデル

力強い成長シナリオ

イクシスなどの大型LNGプロジェクトを推進

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・アパティ)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。

生産量の維持・拡大

生産活動を通じて確認埋蔵量から石油・天然ガスを生産します。

の強み

天然ガスのガスサプライチェーン

約1,400kmの国内ガスパイプラインと直江津LNG基地の保有

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。

販売による収益の計上

生産物を販売し、当社の収益として計上します。



石油・天然ガスは、産業・運輸・消費生活などに必要な動力源としてさまざまな用途に使用されています。石油は、自動車や飛行機などの輸送用燃料に多く使用されています。また、合成樹脂などの石油化学製品の原料にも利用されています。

天然ガスは、火力発電などの発電用、都市ガスなどの民生用に多く使用されています。天然ガスは石油や石炭に比べ二酸化炭素などの排出量が少なく環境にやさしいクリーンエネルギーとしても注目されています。

などへの投資(①へ)

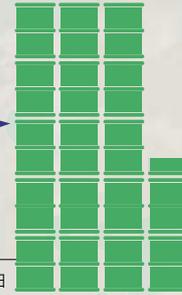
石油・天然ガス開発の事業環境

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、資源ナショナリズムの高まりなどにより、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。

欧州・ユーラシア

原油
1,728万バレル/日

原油生産量
100万バレル/日

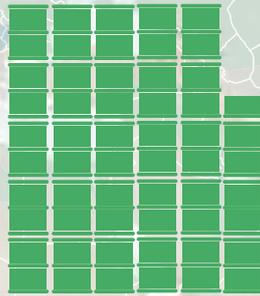


天然ガス
999億cf/日

天然ガス生産量
100億立方フィート
(cf)/日

中東

原油
2,836万
バレル/日



天然ガス
550億
cf/日

アフリカ

原油
882万
バレル/日



天然ガス
198億
cf/日

アジア・太平洋

原油
823万バレル/日



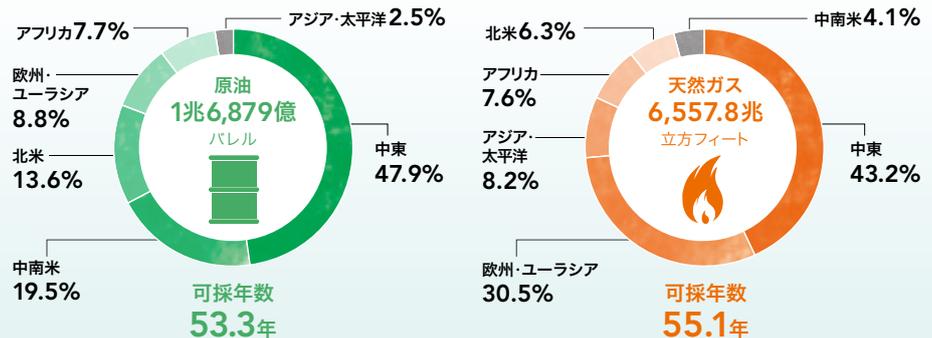
天然ガス
473億cf/日

● 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。

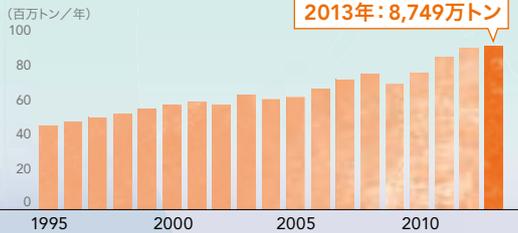
原油、天然ガスの確認埋蔵量と可採年数(2013年末時点)



出典:「BP Statistical Review of World Energy 2014」

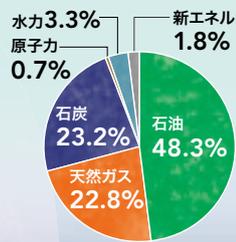
国内の石油・天然ガス需要

日本のLNG輸入量の推移



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 (2012年)

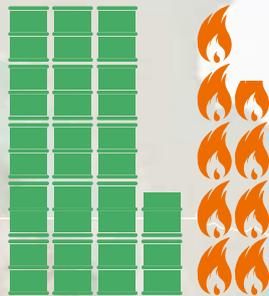


国内の石油需要は近年減少傾向にありますが、熱源、動力源、原料用などで汎用性が高い石油は、現在でも国内一次エネルギー供給源の4割以上を占めています。

出典: 「エネルギー・経済統計要覧2013」

北米

原油 1,683万
バレル/日
天然ガス 870億
cf/日



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 2014」

中南米

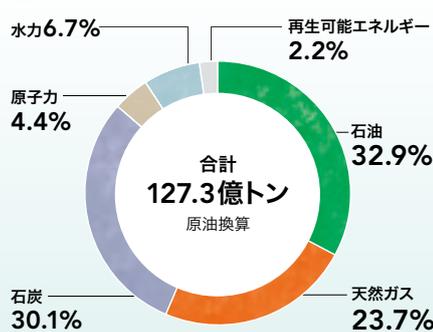
原油 729万
バレル/日
天然ガス 171億
cf/日



世界のエネルギー需要

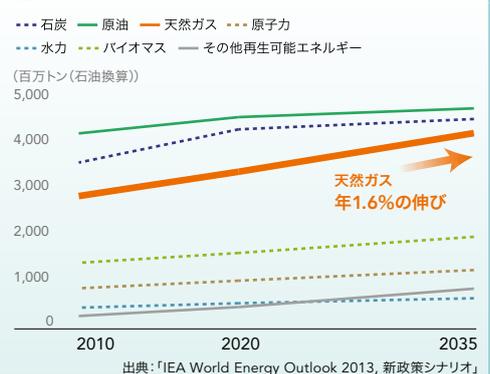
石油と天然ガスが世界の一次エネルギー消費量の半分以上を占めています。限りある化石燃料に比べ、太陽光、水力、バイオマス、地熱などのエネルギーは、一度利用しても短期間に再生可能なエネルギーであり、さらに発電時のCO₂排出量が少ないため、大きく注目されています。

世界の一次エネルギー消費量 (2013年)



出典: 「BP Statistical Review of World Energy 2014」

世界の燃料源別一次エネルギー需要



出典: 「IEA World Energy Outlook 2013, 新政策シナリオ」

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。

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/vision

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。

国際的競争力を有する**上流専門企業のトップクラスへ**

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)

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。

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

成長のための投資と 適切な株主還元

投資規模
5年間

3.5兆円

うち探鉱投資は
3,000億円
程度

2013年3月期～2017年3月期

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

これまでの配当性向



天然ガスをコアとする **総合エネルギー企業** への

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**

健全な財務基盤

自己資本比率、
純有利子負債／純使用総資本比率



資金調達手段

手元資金

手元活用可能資金：約1.5兆円
(2014年3月末)

キャッシュ・フロー

毎年の営業キャッシュ・フロー

外部借入

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

3 グローバル企業としての 責任ある経営

コンプライアンス、HSEの取り組みを持続的に強化

ステークホルダーとの
継続的なコミュニケーションを通じて
信頼関係と協働関係を構築

ビジネスモデルにおける当社の経営内容

石油・天然ガス開発事業の本源的な経営課題は、①積極的な探鉱・開発投資により、②埋蔵量の増加を図り、③安定的に石油・天然ガスを生産・供給すること、および④販売により収益を計上し、その収益を再投資す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。

当社は、2013年3月期から2017年3月期までの5年間で総額3.5兆円を投資し、上流事業の持続的拡大、具体的には、2020年代前半のネット生産量日量100万バレルの達成に向け取り組んでいます。

① 積極的な探鉱・開発投資

成長目標の実現のため、埋蔵量の維持・拡大に向けた探鉱投資や、保有する埋蔵量から原油・天然ガスを生産するための開発投資を積極的に進めています。

投資規模は、2013年3月期から2017年3月期（イクシス生産開始まで）の5年間で総額3.5兆円を予定しています。イクシス向けの投資が同3.5兆円の半分以上を占めるなか、イクシスの開発作業がほぼ順調に進捗していることもあり、投資計画に沿って投資が進んでいます。なお、2012年5月の投資計画策定時より為替前提を円安に変更したため、円ベースでの今後の投資額は大きくなっていますが、当社の投資はほぼ米ドルであるため、米ドルベースでの投資額は当初の3.5兆円計画から変更はありません。

投資実績、および向こう3年間の投資計画



* 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

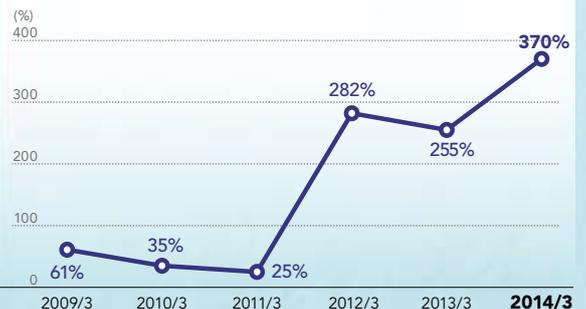
② 埋蔵量の増加

当社の2014年3月末における埋蔵量（原油換算）は、確認埋蔵量約25億バレル、推定埋蔵量約19億バレル、予想埋蔵量約6億バレルです。埋蔵量が現在の生産量の何年分に当たるかを示す可採年数は、確認埋蔵量で17.1年、推定埋蔵量を合わせれば30.2年になります。期中生産量を期中埋蔵量増加分でどの程度回復できるかを示すリザーブ・リプレースメント・レシオ（3年平均）は370%に達しています。また、当社は豊富な条件付資源量を保有しており、加えて新規プロジェクトの立ち上げや既存油・ガス田からの回収率の向上などで、中長期的な確認・推定埋蔵量の拡大を見込んでいます。

埋蔵量



リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)

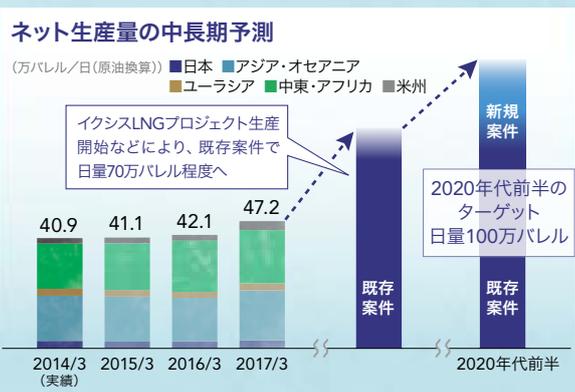
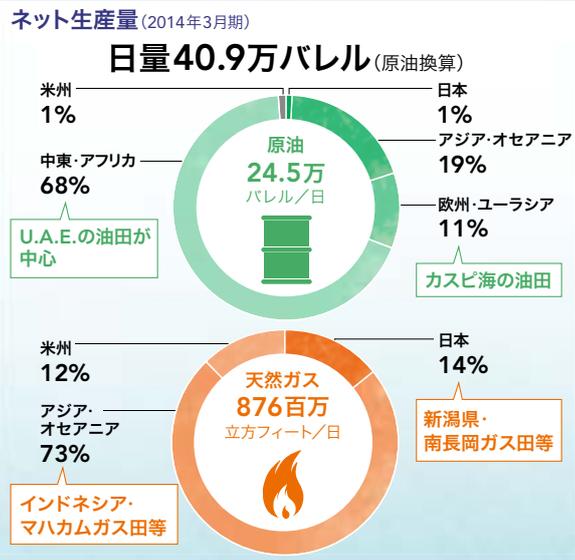


4 販売による収益の計上

3 生産量の維持・拡大

2014年3月期の当社ネット生産量は、原油が日量24.5万バレル、天然ガスが日量876百万立方フィート（原油換算で日量16.4万バレル）、原油と天然ガスを合わせて日量40.9万バレル（原油換算）でした。2015年3月期は、前期比微増の日量41.1万バレルを見込んでいます。

中長期的な生産量の予測について、イクシスLNGプロジェクトの生産開始までは、新規生産開始プロジェクトや既存プロジェクトからの生産貢献により生産量の維持・拡大を図ります。その後、イクシスの生産開始などにより、ネット生産量は既存プロジェクトで日量70万バレル程度に増加し、さらに、新規案件の生産量増加などにより、2020年代前半に日量100万バレルの達成を目指しています。



収益源である原油・天然ガスの安定的な生産をベースに当社は堅調な収益を維持しており、2014年3月期は、円安の影響もあり売上高は過去最高となりました。

当社事業の収益は、原油価格と為替相場（米ドル）の変動に大きく影響を受けます。2014年3月期の期中平均は、原油価格（ブレント原油）が1バレル107ドル台、為替が1米ドル100円台で推移しました。原油価格・為替レートが変動した場合の2015年3月期の連結当期純利益予想に対する感応度は下表の通りで、原油価格の上昇、および、円安が純利益に対してプラスの効果となります。



油価・為替変動の2015年3月期当期純利益に与える影響額^{※1}

油価1ドル 上昇(下落)した場合 ^{※2}	+25億円 (△25億円)
為替(円/米ドル)1円円安(円高)になった場合	+8億円 (△8億円)
営業損益分 ^{※3}	+21億円 (△21億円)
外貨建資産・負債の評価差損益分 ^{※4}	△13億円 (+13億円)

※1：原油価格（ブレント）の1年間を通じた期中平均価格が1ドル上昇（下落）した場合、為替が1円円安（円高）になった場合の、2015年3月期の当期純利益に対する影響額を、当年期初時点（2014年5月発表時点）における財務状況を基に試算したものであり、あくまでも参考値であること、また影響額は、生産量、投資額、コスト回収額などの変動により変わる可能性があり、加えて油価および為替の水準により、常に同じ影響額になるとは限らない点にご留意ください。

※2：油価変動が当期純利益に与える影響であり、原油価格（ブレント）の1年間を通じた期中平均価格の影響を受けます。

※3：為替変動が当期純利益に与える影響であり、期中平均為替レートの影響を受けます。

※4：外貨建資産・負債の差額に対する為替の影響であり、前期末と当期末の為替レートの差の影響を受けます。2015年3月期は、外貨建借入金増加等により外貨建負債が外貨建資産を上回っている状況であるため、円安が進行すると為替評価差損、円高が進行すると為替評価差益が発生します。尚、税効果会計の影響から、一定程度の円高が進行した場合、センシティビティに変化が生じる見込みです。

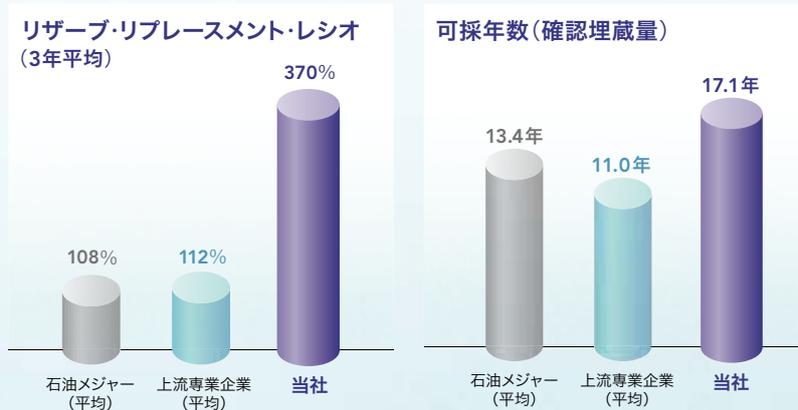
グローバルな石油企業との比較

上流事業を行う石油会社は、石油・天然ガス資産を保有する産油国政府の国営石油会社、石油メジャーと呼ばれる大手国際石油会社、また規模で石油メジャーに次ぐ上流専門企業の3つに分類されます。当社は現在、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。

海外同業他社との埋蔵量の比較

当社のリザーブ・リプレースメント・レシオ、可採年数は、いずれも石油メジャーや上流専門企業の平均値に比べ優れた数値を示しており、成長ポテンシャルが高いといえます。

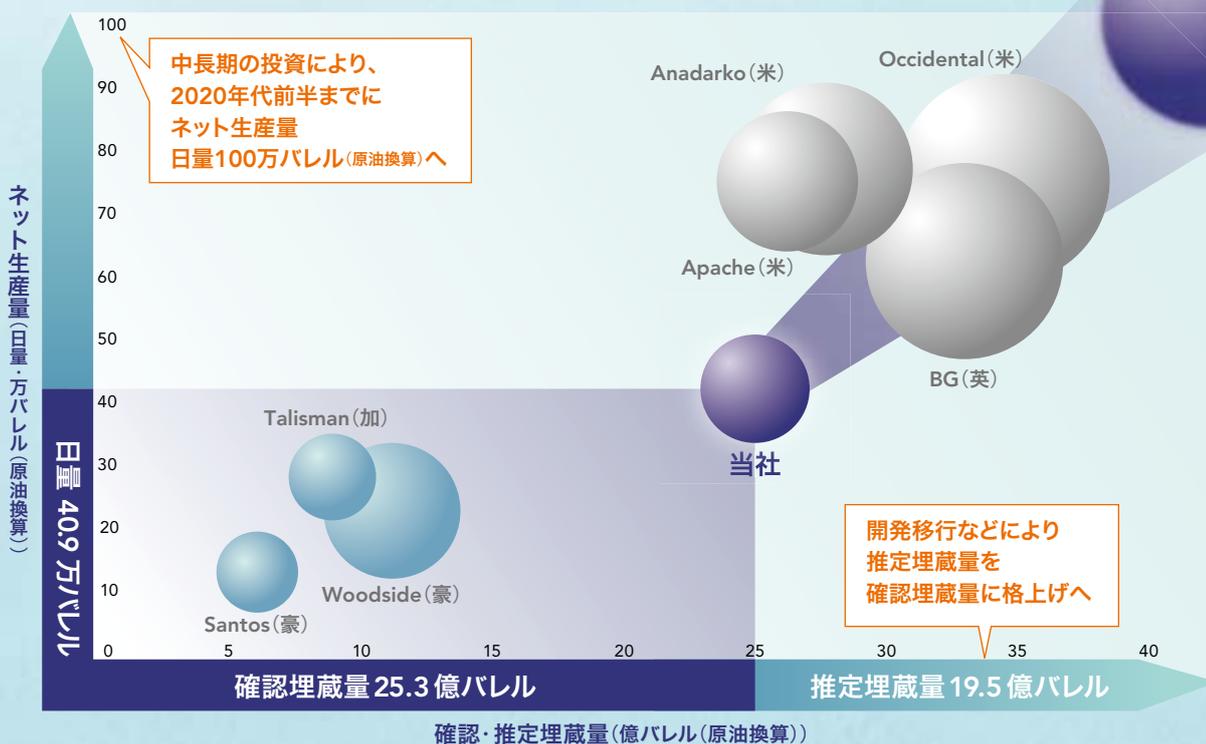
石油メジャー(平均): BP, Chevron, ConocoPhillips, ENI, ExxonMobil, TOTAL, Shellの平均
 上流専門企業(平均): Anadarko, Apache, BG, Occidental, Santos, Statoil, Talisman, Woodsideのうち開示している企業の平均



主な上流専門企業との確認埋蔵量、ネット生産量、時価総額の比較

当社は、生産量・埋蔵量の比較では、石油メジャーに次ぐ上流専門企業の中位に位置しています。今後、生産量の増加や埋蔵量の格上げなどにより、2020年代前半に上流専門企業のトップグループ入りを目指しています。

確認埋蔵量、ネット生産量は2013年度の各社開示資料から。円の大きさは時価総額(2014年3月末現在)を表す。



4

Special Report

特集：イクシスLNGプロジェクトと
ガスサプライチェーン



特集：イクシスLNGプロジェクトとガスサプライチェーン

豪州の太古の海底から将来の日本へ エネルギーを届ける

日本からほぼ真南へ直線で約6,000km離れた豪州沖合。
2016年末までの生産開始に向けて、大型LNGプロジェクト
「イクシス」の開発作業が進んでいます。豪州沖に地下深く眠る
ガス田から、日本の年間輸入量の約1割にあたるLNGを供給します。
また、日本では建設を進めていた新潟県の直江津LNG基地が完成し、
今後、豪州から日本への天然ガス供給体制が確立していきます。

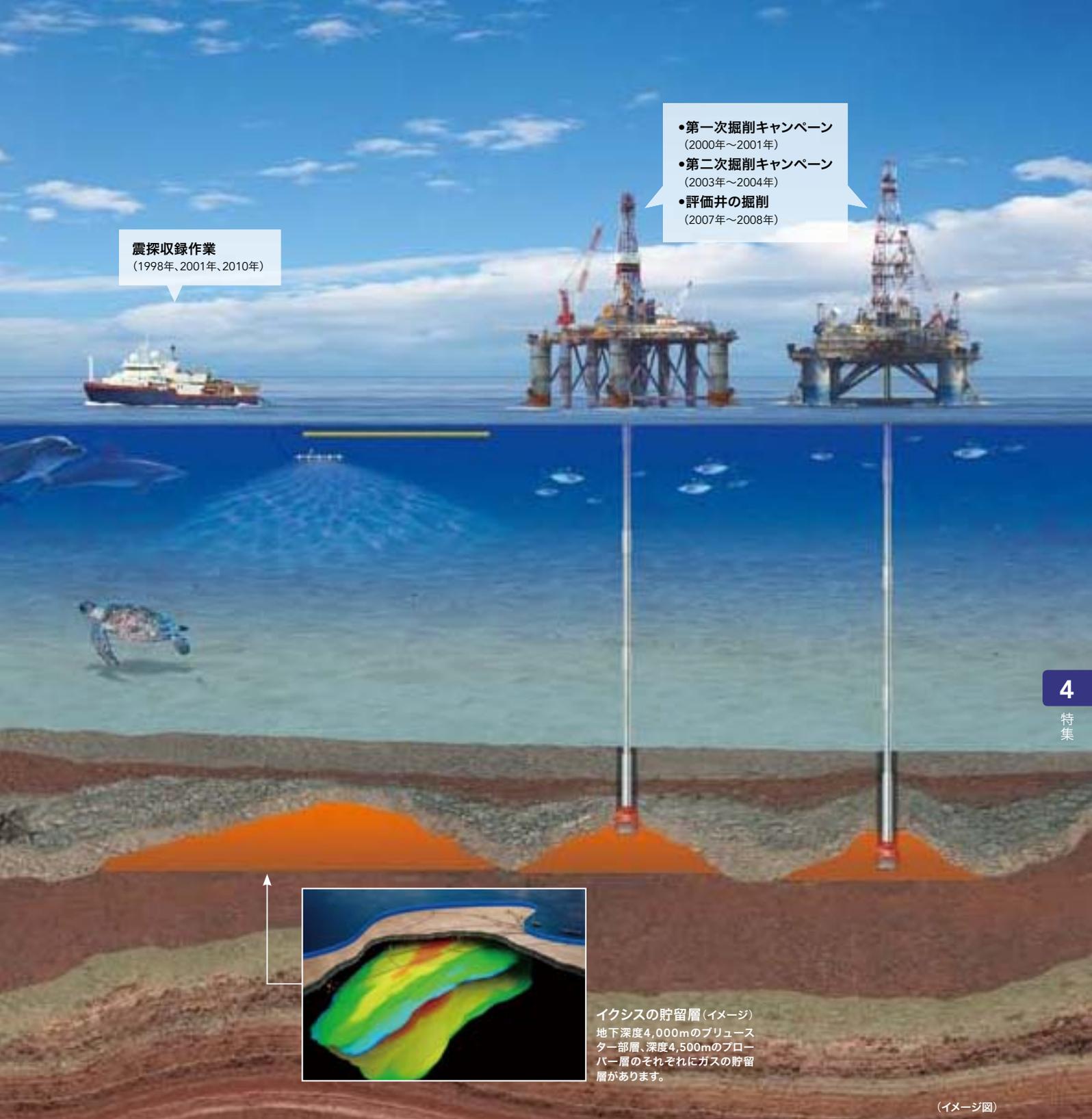


古代

豪州・西豪州の海岸から200kmの沖合、地下4,000mと4,500mの深さにそれぞれガスが蓄えられた地層があります。ガス層の面積は約600km²、東京23区をほぼ覆う大きさです。1億年～2億年前の恐竜全盛時代につくられた地層で、非常に長い時間をかけてつくられた巨大なガス田が、豪州の海底に眠っています。

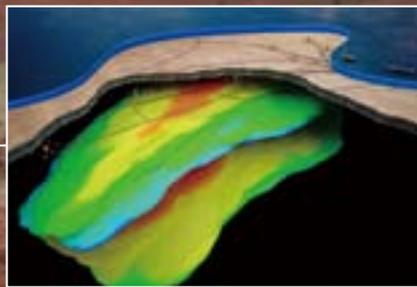
現代

当社は1980年代半ばに豪州沖の資源開発へ参入し、以来10年あまりの時間をかけ、知見・経験を蓄積し、検討を重ねてきました。1997年の公開入札では、大きなポテンシャルを確信したイクシス鉱区(WA-285-P鉱区)に応札し、翌年1998年8月に当社がオペレーターとして同鉱区を取得しました。



震探収録作業
(1998年、2001年、2010年)

- 第一次掘削キャンペーン
(2000年～2001年)
- 第二次掘削キャンペーン
(2003年～2004年)
- 評価井の掘削
(2007年～2008年)



イクシスの貯留層(イメージ)
地下深度4,000mのブリュースター部層、深度4,500mのフローパー層のそれぞれにガスの貯留層があります。

(イメージ図)

2000～2004年

2000年から2001年にかけて、第一次掘削キャンペーンとして3坑の試掘を行い、いずれの坑井においてもガス・コンデンセートの存在を確認しました。これを受けて3次元地震探査を実施しました。また、2003年から2004年にかけて、第二次掘削キャンペーンとして試探掘井3坑を掘削することにより、地下に巨大なガス・コンデンセート田が存在していることがわかりました。

2007～2008年

2007年から2008年に2坑井を掘削し、イクシスのガス・コンデンセート田の可採埋蔵量を評価しました。また、LNGプラントの建設地をダーウィンに決定しました。

2009～2011年

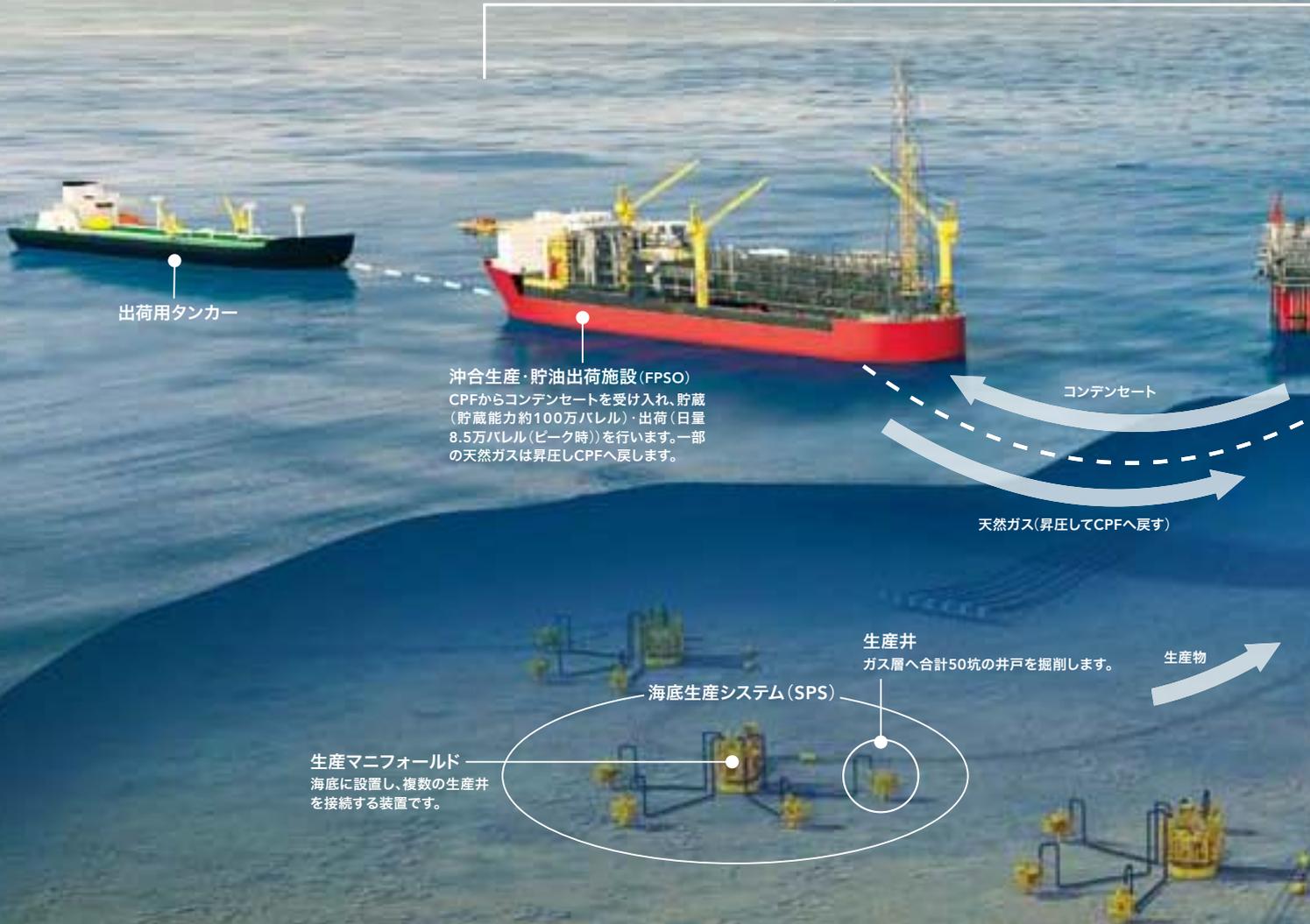
2009年から2012年1月の最終投資決定(FID)にかけて、次のような開発準備作業を進めました。

- 2009年、基本設計(FEED)作業を開始。
- 2010年7月～9月、環境影響評価報告書(EIS)のパブリックレビューを実施。
- 2011年5月、パイプラインのライセンスを取得。
- 同年、北部準州政府、連邦政府より環境承認をそれぞれ取得。
- LNGバイヤー8社等とLNG売買契約を締結し、LNG年間生産量840万トン全量の売買契約締結完了。

イクシスLNGプロジェクトの開発コンセプト

沖合生産施設

生産井からの生産物は海底生産システム (SPS: Subsea Production System) にて集約され、その後、フローライン、フレキシブル・ライザーを経て、沖合生産・処理施設 (CPF: Central Processing Facility) に送られます。CPFにてガスとコンデンセートに分離処理され、コンデンセートは沖合生産・貯油出荷施設 (FPSO: Floating Production Storage & Offloading) に貯蔵、出荷用タンカーに出荷します。一方、ガスはガス輸送パイプラインを経て陸上ガス液化プラントに輸送されます。



2012年

2012年1月に最終投資決定 (FID) を行い、開発作業を開始しました。3月には生産ライセンスを取得し、その後、5月に陸上ガス液化プラント (ダーウィン) の起工式を行いました。12月には総額200億米ドルのプロジェクトファイナンス契約の調印を行いました。



最終投資決定 (FID) のセレモニー (2012年1月)

2013年

1月に沖合生産・処理施設 (CPF) の起工式を行いました。2月には建設工事期間における関連建造施設への損害保険手配を完了。6月にはLNG輸送にかかるLNG船の新規造船・保有および定期傭船契約を締結しました。また沖合生産・貯油出荷施設 (FPSO) の起工式や、沖合施設、陸上ガス液化プラントのモジュールの建造、陸上施設における栈橋、タンク等の建造を開始しました。



FPSOの起工式 (2013年6月)

陸上施設

ガス液化プロセスや貯蔵施設、製品出荷施設で構成されます。ダーウィン市内から湾をはさんだブライディン・ポイントに建設中です。

沖合生産・処理施設 (CPF)

生産井、フローラインおよびフレキシブル・ライザー経由で送られた生産物をガスとコンデンセートに分離処理します。

フレキシブル・ライザー

海底からCPFへ生産物を輸送するためのパイプです。

陸上ガス液化プラント

パイプラインを通じて運ばれた天然ガスからコンデンセートとLPGを抽出し、残る天然ガスを2系列の液化施設でマイナス162℃に冷却し液化します。天然ガスを冷却・液化 (LNG化) することで体積が600分の1となり、輸送効率が向上します。

陸上ガス液化プラントでは、LNG年間840万トン、LPG年間160万トン、コンデンセート日量約1.5万バレル(ピーク時)を出荷します。

ガス・輸送パイプライン(GEP)

CPFからダーウィンの陸上ガス液化プラントに至る直径42インチのガスパイプライン。敷設ルートの水深は最大約250m、パイプラインの全長は約889kmです。

生産物

生産物

フローライン

天然ガス

天然ガス

イクシス

WA-50-L / WA-51-L / WA-285-P

約889km

ダーウィン市

プロジェクトの概要

生産量	LNG 年間840万トン
	LPG 年間160万トン
	コンデンセート 日量約10万バレル(ピーク時)
開発投資額	340億米ドル
権益比率	当社 66.070%(オペレーター)* TOTAL 30% 東京ガス 1.575% 大阪ガス 1.200% 中部電力 0.735% 東邦ガス 0.420%
スケジュール	2012年1月に最終投資決定(FID) 2016年末までに生産開始予定

*内2.625%については、CPCに譲渡手続き中

イクシスガス・コンデンセート田の位置

- 西豪州北西大陸棚沖合ブラウス堆積盆
- 西豪州の沖合約200km

鉱区面積

- WA-50-L/51-L鉱区: 1,079km²
- WA-285-P鉱区: 995km²

水深

- 鉱区の水深: 170~340m
- 沖合生産施設付近の水深: 250m程度

100km 200km

チモール海

北部準州





2014年の作業状況 (※2014年7月末時点)

2014年は重要な作業を順次進めることでプロジェクトが一層目に見える形となっていきます。

2月には沖合生産・貯油出荷施設 (FPSO) 船体の本格的な組み立て作業を開始、その後、4月には沖合生産・処理施設 (CPF) の船体の本格的な組み立てを開始しました。6月には、2012年1月の最終投資決定 (FID) から約2年6ヵ月弱で作業進捗率50%を達成しました。その後、6月末にガス輸送パイプラインの敷設作業を開始。7月には陸上ガス液化プラント用モジュールの搬入を開始、また、FPSO船体を進水するなど、開発作業が進捗しています。



陸上施設

- ✓ 建設作業員宿舎の全室完成
- ✓ ダーウィン湾内の浚渫作業完了
- ✓ 陸上ガス液化プラント用モジュールの搬入開始



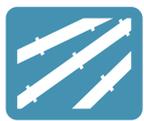
その他

- ✓ 作業進捗率50%達成 (6月)



沖合生産施設

- ✓ FPSO船体の本格的な組み立て作業開始
- ✓ CPF船体の本格的な組み立て作業開始
- ✓ 生産井の掘削を今後開始



ガス輸送パイプライン

- ✓ パイプライン鋼管のコーティング終了
- ✓ ガス輸送パイプラインの敷設作業を開始

- 1: ダーウィンで建設工事が進む陸上ガス液化プラントの上空からの写真。
- 2: 最新鋭のパイプライン敷設船「カストローネ」。海底に直径42インチのガス輸送パイプラインを敷設する。
- 3: 生産井の掘削リグ「ENSCO 5006」。生産井は2014年中に掘削を開始する予定。
- 4: 陸上ガス液化プラントで建設中のLNGタンク。
- 5: FPSO船体の組み立て工事の様子。
- 6: ダーウィン近海で敷設中のガス輸送パイプライン。
- 7: FPSO船体の進水の様子。
- 8: 陸上ガス液化プラントにて組み立て工事中のプラント用モジュール。
- 9: 陸上ガス液化プラントにて完成したプラント用モジュール揚陸施設。
- 10: 陸上ガス液化プラントにて建設中の製品出荷桟橋。
- 11: 陸上ガス液化プラントの工事に、最大で3,500名の建設作業員を収容できる作業員宿舎。
- 12: 英国で建造中の海底生産システム。
- 13: 建造工事が進むCPF。イクシスのCPFは大きさが約150m×110m、総排水量は14万トンで世界最大規模。
- 14: CPFの「ハル」と呼ばれる船体部分。

2016年末までの生産開始に向けて 本格化する調達・建造・開発作業

豊富なコンデンセート・LPG

プロジェクトの生産量は、LNG年間840万トンに加え、最大日量約10万バレルのコンデンセートおよび年間160万トンのLPGがあります。

ランプ・サム契約比率約75%

EPCコントラクターとの契約金額の約75%がランプ・サム契約（契約額が固定された契約）であり、コスト超過リスクを低減させています。

石油メジャーとの協力

LNGプロジェクトの経験が豊富な石油メジャー・TOTAL社とともに開発作業を進めています。

LNG全量販売済み

最終投資決定（FID）前に、全LNG生産量の売買契約をLNGバイヤーと締結しています。

イクシスプロジェクトの 特徴・強み

開発前に入念な準備

基本設計（FEED）作業を1年間延長し、十分なエンジニアリング作業を行い、コスト見積もりの精度を高めています。

信頼性の高い EPCコントラクターと契約

LNGプロジェクトに実績があり信頼性の高いEPCコントラクターを確保しています。

確実な資金調達

2012年12月に総額200億米ドルのプロジェクトファイナンスに調印し、資金調達の目途を付けました。

建設が進む陸上ガス液化プラント

陸上ガス液化プラントの完成図（イメージ）

2015年～2016年末

沖合、陸上それぞれで施設の建造・敷設作業を進めます。その後、陸上施設のモジュールを設置、沖合施設のつなぎ込みを行い、試運転を経て生産を開始します。生産開始後、LNG、LPG、コンデンセートといった生産物を輸送・販売します。

生産開始までの主な作業の流れ

陸上施設の建造・基盤整備

（プラントモジュール建造、プラントサイトでの基盤整備・施設の建設等）

モジュール等を設置し
プラント本体を建設

沖合施設の建造・敷設

（CPF・FPSOの建造、ガス輸送パイプラインの敷設等）

沖合施設のつなぎ込み等

試運転

生産開始

生産物の輸送・販売

生産井の掘削

イクシスで生産されるLNG(当社引き取り分)を 豪州から日本の直江津LNG基地へ運ぶ



建設工事の損害保険手配済み

2013年2月に陸上・沖合各施設の建設工事に関する損害保険の手配を完了させました。

リスクへの対応・着実な プロジェクトの遂行

周辺の探鉱ポテンシャル

イクシス周辺の11の探鉱鉱区は、イクシスLNGプロジェクトの将来価値の拡大につながります。

直江津
LNG基地

直江津LNG基地向けのLNG船として、現在、タンク容量約155,300立方メートルの「さやえんどう」型大型船を造船作業中。

LNG生産量の7割相当が日本向け



— 輸送距離: 約7,000km
輸送日数: 片道約10日
(参考: 米メキシコ湾からは約30日間)

ダーウィン基地

豪州から日本(直江津LNG基地)への航路(イメージ)



取締役常務執行役員 イクシス事業本部長
伊藤 成也

Q 現在、何名体制で
開発作業を進めていますか？

A EPCコントラクターを除くイクシスLNGプロジェクト全体で約1,800名、うち石油メジャー・TOTAL社から約40名が外向しています(2014年6月末時点)。今後、プロジェクト全体で最大2,000名程度の規模まで増加する見通しです。

Q 世界中に広がる各拠点の作業を
どのように管理していますか？

A イクシスLNGプロジェクトでは、各拠点に担当者を配置し、詳細な作業管理を実施するとともに、パース事務所においては各拠点からの定期的な作業報告をベースにプロジェクト全体の作業を把握・管理しています。これに加え、技術部門(Technical Directorate)、および、プロジェクト管理部門(Project Coordination)が組織横断的に全体の作業をコントロールしています。

直江津LNG基地と国内天然ガス パイプラインネットワーク



直江津LNG基地の全景

直江津LNG基地へ

イクシスLNGプロジェクトから生産される当社引き取り分のLNGは、当社の直江津LNG基地で受け入れます。直江津LNG基地は2009年7月に建設工事に着手し、2013年12月に操業を開始しました。現在、操業開始以来半年あまりが経過していますが、大きなトラブルもなく安全に操業を行っています。イクシスLNGプロジェクトからのLNGを受け入れるまでは、中部電力(株)からLNGタンカー計17隻分、合計約100万トンのLNGを購入し、国内へ天然ガスを供給します。

直江津LNG基地の設備概要

アンローディングアーム(栈橋)

LNG船からLNGを基地に受け入れる荷役設備。

LNGタンク2基

LNGを貯蔵する直径約80m、高さ約50mの巨大タンク。



RGB(リターンガスブローア)

圧力バランスを調整するために、LNGタンカーへ気化ガス(BOG・ボイルオフガス)を戻す設備。



ORV(オープンラック式気化器)

液体であるLNGを温め、天然ガスに戻す設備。加温媒体には海水を使用します。



BOG圧縮機

LNGタンク内で発生する気化ガス(BOG)を加圧して原料の一部にする設備。



LPGタンク

天然ガスの熱量を調整するために使用されるLPGを貯蔵するタンク。



所在地	新潟県上越市八千浦12
敷地面積	約25ha
ガス製造能力	750万m ³ /日 (LNG 240トン/時)
LNGタンク	18万kl×2基 (将来1基増設可能)
LNG受入能力	年間約150万トン



中央操作室

基地内すべての機器の運転監視・操作を行います。

ガスサプライチェーンの構築

当社は1960年代から天然ガス輸送のためのパイプライン網の整備に取り組み、現在は関東甲信越地域1都7県を結ぶ総延長約1,400kmの天然ガス輸送パイプラインを保有しています。

今後も堅調な伸びが予想される国内の天然ガス需要に対応するため、

- ① 直江津LNG基地等から受け入れる天然ガス
- ② 主に新潟県の天然ガス

③ 天然ガス輸送パイプラインを有機的に結びつける「ガスサプライチェーン」の構築を進めています。

天然ガスを上流から下流（開発・生産・液化・輸送・気化・供給）まで、海外自社ガス田を含めて一貫して手がける企業は当社が国内初となります。ガスサプライチェーンの構築を足場として、天然ガス事業のさらなる拡大化、広域化に取り組んでいきます。

ガスサプライチェーン（イメージ図）

イクシスLNGプロジェクトなどの 着実な立ち上げ

+

直江津LNG基地や国内天然ガスパイプライン網を通じた
天然ガスのサプライチェーン構築

石油メジャーに次ぐ

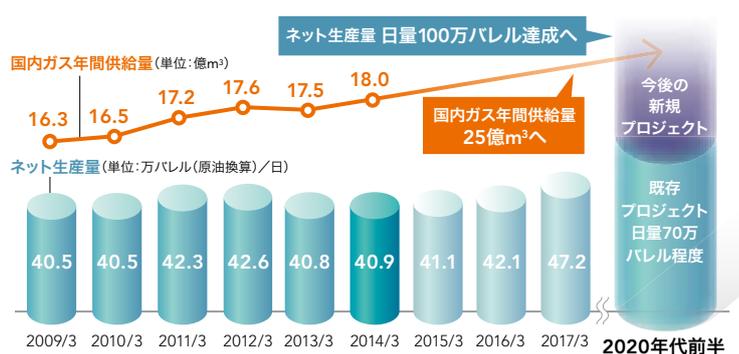
上流専門企業の トップクラスへ

将来の成長に向けて

イクシスLNGプロジェクトの生産開始、および、日本国内へ天然ガスを供給するガスサプライチェーンの構築。これらの実現により、当社の中長期ビジョンにおける2020年代前半のターゲット「ネット生産量日量100万バレル」、「国内ガス年間供給量25億 m^3 」の達成に弾みがつきます。

大規模プロジェクトの立ち上げなどにより、当社は国際競争力を有する上流専門企業のトップクラス入りを果たし、さらに、国内のガスインフラを活かした天然ガスサプライチェーンの構築を進め、安定したエネルギー供給を行う総合エネルギー企業に展開・進化していきます。

ネット生産量、国内ガス供給量の推移と長期見通し



5

Project Overview

地域セグメント・プロジェクト概況



地域セグメント一覧

アジア・オセアニア

▶ P.48

当社の中核的地域。地域別で最多のプロジェクト数、最大の埋蔵量を保有。イクシス、アバディといった大型LNGプロジェクトを推進。

展開国数



生産プロジェクト

探鉱プロジェクト

プロジェクト数

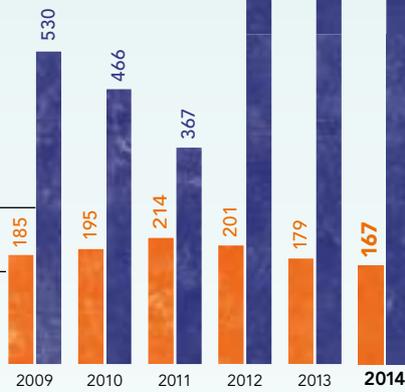


開発プロジェクト

既発見／開発準備中プロジェクト

埋蔵量／生産量

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



売上高／営業利益

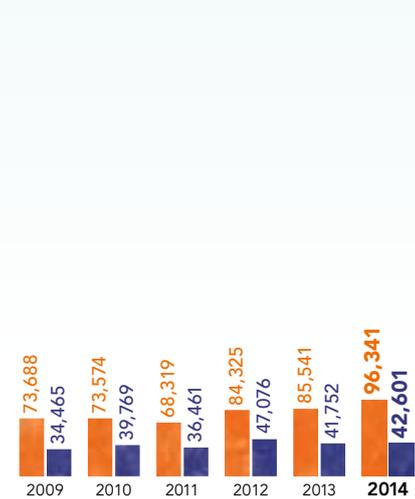
■ 売上高(単位:百万円)
 ■ 営業利益(単位:百万円)



ユーラシア

▶ P.54

大型油田のACG、カシャガンを保有。近年、複数の探鉱プロジェクトも取得している。

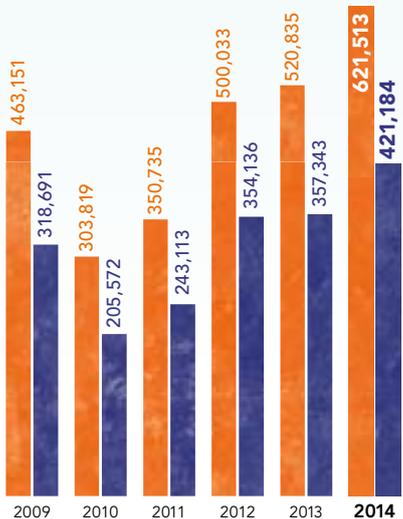
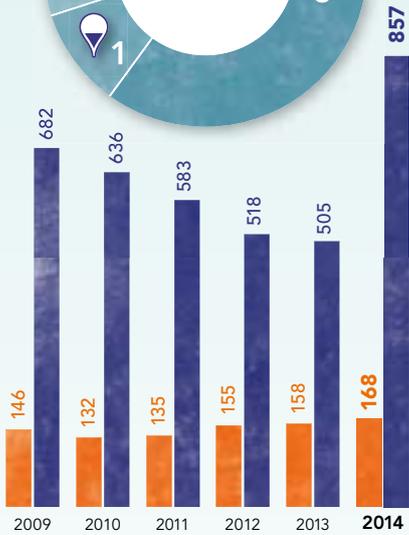


中東・アフリカ

▶ P.56

U.A.E.のADMA鉞区からの貢献が大きい。原油プロジェクトが中心。

7



米州

▶ P.58

カナダ・シェールガスプロジェクトのポテンシャルに注目。2014年後半に米メキシコ湾のルシウスプロジェクトが生産開始予定。

7



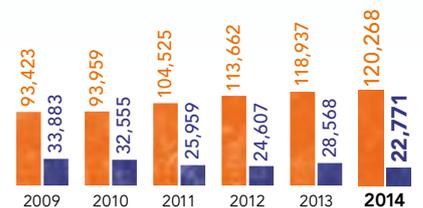
日本

▶ P.62

新潟の南長岡ガス田、パイプラインネットワーク、直江津LNG基地等により天然ガスの生産販売を実施。地熱開発などの非在来型エネルギーにも注力。

1

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



地域別プロジェクトの状況

アジア・オセアニア

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、アバディが挙げられます。また、アジア・オセアニア地域では20以上の探鉱プロジェクトを推進しており、将来のポテンシャルも期待できます。



① マハカム沖鉱区およびアタカユニット

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

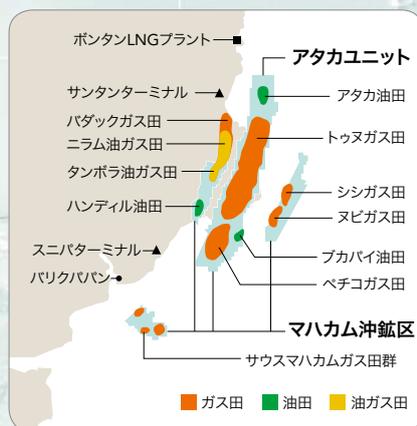
ヌビガス田およびサウスマハカムガス田などが順次発見され、以降、各油・ガス田で原油・天然ガスの生産を続けています。生産された原油とコンデンセートは、積み出し基地であるサンタンターミナル、およびスニバターミナルから日本の石油精製会社、電力会社などへ出荷しています。天然ガスは主にポンタンLNGプラントへ供給し、LNGとして日本をはじめとする需要家向けに出荷しています。

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。

また、マハカム沖鉱区では、2017年末に鉱区期限を迎えますが、2018年以降のさらなる契約期間の延長を目指し、オペレーターのTOTAL社とともにインドネシア当局と協議を進めています。

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2014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1,391百万cf LPG:日量12千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%

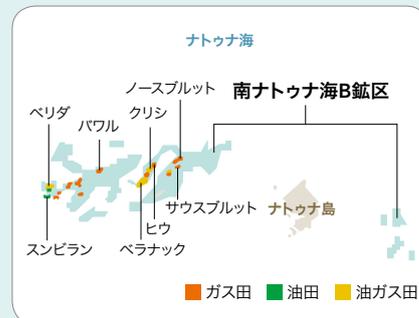


1,2: 出荷ターミナル

② 南ナトゥナ海B鉱区

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にガス販売を開始し、これを受け生産分与契約が2028年まで延長されました。

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



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2014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31千bbl 天然ガス:日量333百万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%



FPSO船

③ セブク鉱区ルビーガス田

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



ルビーガス田の洋上生産施設

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2014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35百万cf	インベックス 南マカッサル 石油(株)	同社 15% *PEARL OIL (Sebuku) 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、その後、2002年に2坑、2007年から2008年にかけて4坑、合計6坑の評価井掘削作業を実施し、いずれもガス・コンデンレート層の広がりを確認しました。

2010年12月に、年間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1月にかけて海底生産施設の基本設計 (FEED) 作業を実施しました。また2013年1月からFLNGのFEED作業を実施しています。FEED作業の終了後は、最終投資決定に向けて、コントラクターの選定やLNGのマーケティングなどに注力していきます。

また、ガス田埋蔵量に応じ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6月から2014年6月にかけて、追加評価井3坑、試掘井1坑の連続掘削作業を実施しました。



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、3:アバディの掘削船 2:生産テストの様子 4:フローティングLNGとLNG船(イメージ)

5

セグメント概況

5 プレリウドFLNGプロジェクト(WA-44-L鉱区)

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

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

オペレーターのShell社は、2011年5月

に世界初となるFLNG方式による最終投資決定を行いました。2007年を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。



FLNG船



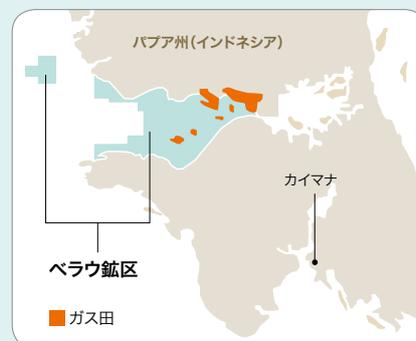
契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-44-L	開発中	INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd(2012年2月28日)	同社 17.5% *Shell 67.5% KOGAS 10.0% CPC 5.0%

6 ベラウ鉱区 タンゲーLNGプロジェクト

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

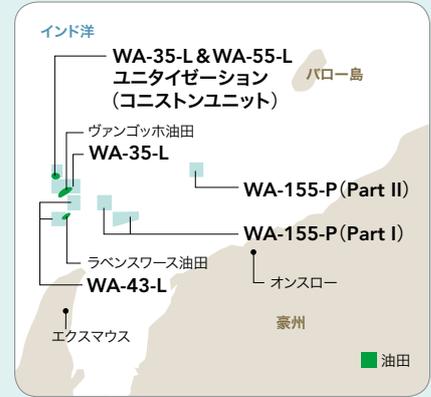
契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2014年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ベラウ			同社 22.856% *BP 48.0% 日石ベラウ 17.144% KGベラウ 12.0%
タンゲーユニット	生産中 (原油:日量6千bbl 天然ガス:日量986百万cf)	MI Berau B.V. (2001年8月14日)	同社 16.3% *BP 37.16% CNOOC 13.9% 日石ベラウ 12.23% KGベラウ・KGウィリアムスガール 10.0% LNG Japan 7.35% Talisman 3.06%

7 ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田ほか



ヴァンゴッホFPSO

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ユニットでは、2011年12月から開発作業を行い、2015年上半期に原油生産を開始する予定です。



契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2014年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリア)	生産中 (原油: 日量9千bbl)	アルファ石油 (株) (1989年2月17日)	同社 47.499% *Apache 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% Apache 31.501%
WA-35-L & WA-55-L ユニタイゼーション (コニストンユニット)	開発中		同社 47.499% *Apache 52.501%
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリアを除く)			同社 47.499% *Apache 52.501%
WA-155-P (Part II)	探鉱中		同社 18.670% *Apache 40.665% OMV 27.110% JX 7.000% Tap 6.555%
WA-155-P (Part I)			同社 28.5% Apache 71.5%

8 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 鉱区のパユ構造と一体であることが判明したため、両鉱区の権益保有者が1999年にユニタイゼーションを行い、バユ・ウング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、2014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36千bbl 天然ガス: 日量572百万cf LPG: 日量21千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12千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% Talisman 25%



ダーウィンLNG

GREENLAND

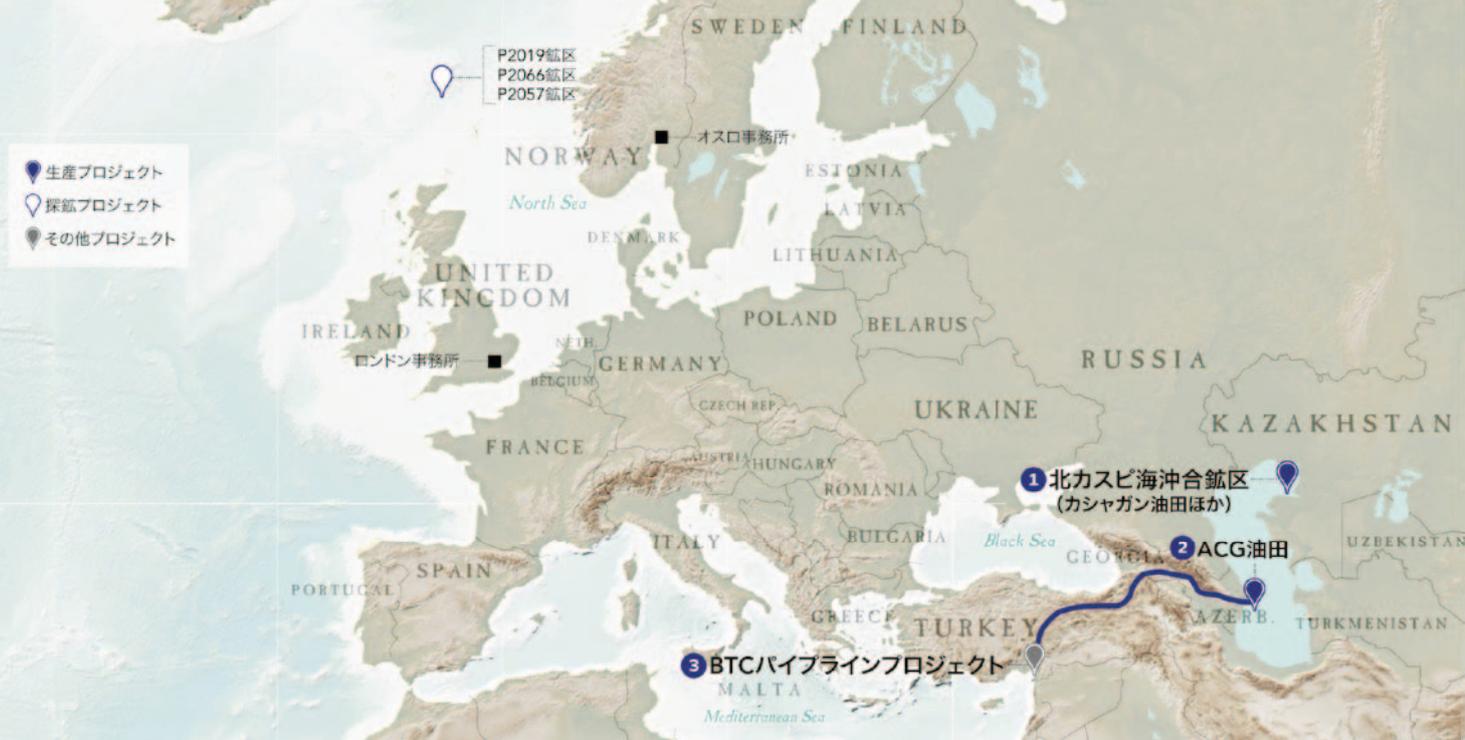
ブロック9および14鉱区
(カヌマスプロジェクト)

Barents Sea

Greenland Sea

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、英国シェットランド、グリーンランド、ロシア極東地域などで探鉱プロジェクトを取得し、作業を進めています。



① 北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田ほか)

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

同鉱区では、1999年9月より試掘第1号井を掘削し、その後2000年にカシャガン油田を確認、2002年に商業発見宣言を行いました。カシャガン油田では、その後の開発作業を経て、2013年9月より原油の生産を開始しましたが、その後、パイプラインからのガスリークにより現在生産を一時

停止しています。

また、カシャガン油田のほか、周辺のカラムカス、アクトテ、カイラン、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。



陸上施設

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、チラグ油田、アゼリ油田中央部・西部・東部、グナシリ油

田深海部より原油生産を行っています。また、2010年より作業を進めていた追加開発(チラグオイルプロジェクト)にて、2014年1月より原油の生産を開始しました。

契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2014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651千bbl)	インベックス 南西カスピ海石油(株) (1999年1月29日)	同社 10.96% *BP 35.78% Chevron 11.27% SOCAR 11.65% Statoil 8.56% ExxonMobil 8.00% TPAO 6.75% 伊藤忠商事 4.30% ONGC 2.72%

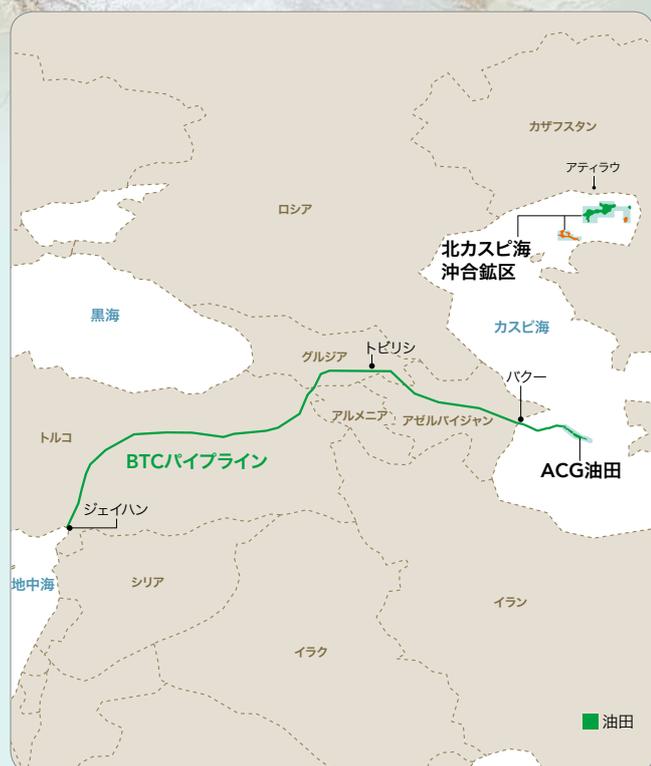
ザバドナ・マラクチンスキー鉱区
ポリシェチルスキー鉱区

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%



Focus in 2014/3

グリーンランド沖合の海上探鉱鉱区に参加

当社は、デンマーク王国領グリーンランド島北東部海域の探鉱鉱区入札において、Chevron社およびShell社と共同で探鉱鉱区を落札しました。同海域は、石油・天然ガス採掘の試掘作業が行われていないフロンティアエリアであり、近年世界の石油開発業界で注目を集めている地域です。今後、探鉱作業を通じて、石油・天然ガスの発見に向けて調査していきます。



中東・アフリカ

中東地域では、当社の原油ネット生産量の過半数を占めるU.A.E.アブダビADMA(アドマ) 鉱区から大きな貢献があります。また、アフリカ地域では、2013年3月期に取得したアンゴラ共和国のブロック14からの生産量も貢献しています。



Focus in 2014/3

上部ザクム油田の権益期限の延長と財務条件の改善

当社が参加するU.A.E.アブダビ沖鉱区の上部ザクム油田において、権益期限が2041年末まで15年余延長され、あわせて、開発生産事業における財務条件も改善されました。



ADMA鉱区(上部ザクム油田)

1 ADMA(アドマ)鉦区

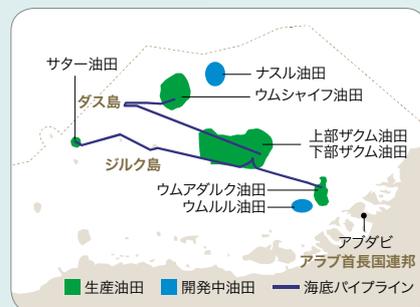


シルク島

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

の早期生産を目的としたフェーズ1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	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%
ナスル油田、ウムルル油田	開発中		同社 12% ADNOC 60% BP 14.67% TOTAL 13.33%

2 アンゴラ共和国ブロック14



当社は2013年2月、アンゴラ共和国ブロック14(原油生産鉦区)にTOTAL社との合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鉦区で、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、鉦区内の探鉦ポテンシャル追求も行っています。



生産施設

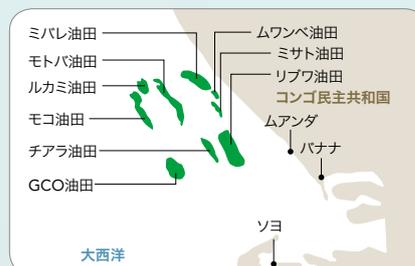
契約地域(鉦区)	作業状況(生産量、2014年3月期平均、全鉦区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
アンゴラ共和国ブロック14	生産中(原油:日量131千bbl)	Angola Block 14 B.V. (2012年4月19日)	同社 20%(うち当社権益 9.99%) *Chevron 31% Sonangol 20% Eni 20% Galp 9%

3 コンゴ民主共和国沖合鉦区

1970年7月より当社が参加しているコンゴ民主共和国沖合の石油探鉦開発プロジェクトでは、1975年から原油の生産を

行っています。1995年5月には、同鉦区の契約期間が2023年まで延長されています。

契約地域(鉦区)	作業状況(生産量、2014年3月期平均、全鉦区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
コンゴ民主共和国沖合	生産中(原油:日量13千bbl)	帝石コンゴ石油(株) (1970年8月1日)	同社 32.28% *Perenco 50% Chevron 17.72%



米州

カナダではシェールガスプロジェクト、オイルサンドプロジェクトに参加しているほか、2014年後半に生産開始予定の米メキシコ湾大水深プロジェクト（ルシウス）、過去20年以上オペレーターとして開発・生産作業を行う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、本格的な開発作業を進め、ホーンリバー、およびコルドバの両鉱区合計で日量最大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。2013年11月に、プロジェクトのパートナー

であるNEXEN社および日揮(株)とともに、ブリティッシュ・コロンビア州西部の太平洋岸グラッシーポイントにおいて、シェールガスプロジェクトから産出されたガスを原料とした陸上ガス液化プラント建設

の可能性を検討する調査権を同州政府より取得しました。今後も、同州政府、地域住民の方々からのご協力をいただきながら、プロジェクトパートナーと協力しつつ、LNG事業化の可能性を追求していきます。



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)
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:仕上げの様子 2:掘削現場 3:フラクチャリング作業現場

② ジョスリン オイルサンドプロジェクト

当社は、2007年11月にカナダ・アルバータ州のジョスリンオイルサンド上流開発プロジェクトにおける10%権益を取得しました。開発の第1段階として日量15.7万バレルの露天掘りによるビチューメン生産を計画しており、現在、開発計画検討作業を実施しています。



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)
OSL 7280060T24	既発見/開発準備中	インベックスカナダ石油(株) (2006年11月28日)	同社 10% *TOTAL 38.25% Suncor 36.75% Occidental 15%
OSL 7405070799			
OSL 7404110452			

③ 米国メキシコ湾周辺鉱区

米国メキシコ湾では、2006年4月より同湾浅海域における油ガス田開発事業に参入し、各鉱区より順次原油の生産を行っています。

また、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95/96/139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。

また、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、2014年後半の原油および天然ガスの生産開始に向け、開発作業を行っています。



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2014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)
シップショール72鉱区	生産中 (原油:日量0.5千bbl 天然ガス:日量7百万cf)	Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. (2003年5月30日)	同社 25% *PetroQuest 42.5% その他 32.5%
ウェストキャメロン401/402鉱区			同社 25% *PetroQuest 38% その他 37%
メインバス118鉱区			同社 16.66667% *Fieldwood 83.33333%
ルイジアナSL20183鉱区			同社 25% *PetroQuest 55% その他 20%
874/875/918/919鉱区(ルシウス油田)	開発中	INPEX Gulf of Mexico Co., Ltd. (2010年4月28日)	同社7.2% *Anadarko27.8% その他 65%
ウォーカー・リッジ95/96/139鉱区	探鉱中		同社 15% *Shell 70% その他 15%



生産施設の躯体部分を現地へ曳航する様子

4 コパ・マコヤ鉱区およびグアリコオリエンタル鉱区

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。



契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2014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 グアリコオリエンタル	生産中 (原油:日量1千bbl 天然ガス:日量58百万cf)	Teikoku Oil & Gas Venezuela, C.A. (2006年6月7日)	*同社 70% PDVSA Gas 30% 同社 30% *PDVSA CVP 70%



1,2:ガスプラント

5 フラージ鉱区

当社と双日(株)が共同出資で設立したブラジル現地法人Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL)は、1999年7月にブラジル北カンボス沖合のフラージ鉱区の権益を取得しました。

フラージ鉱区では1986年にフラージ油

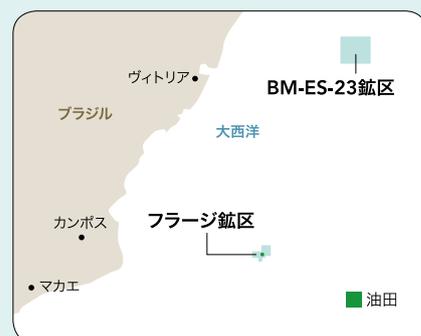
田がすでに発見されており、その後2006年6月に同油田の開発に向けた最終投資決定を行いました。開発作業を経て、2009年6月から生産を開始し、本邦企業によるブラジルの石油開発プロジェクトとして初の原油生産となりました。小規模な

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。

契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2014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16千bbl 天然ガス:日量0.1百万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	INPEX Petróleo Santos Ltda. (2007年1月19日)	当社 15% *Petrobras 65% Shell 20%



FPSO船



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、建設を進めている直江津LNG基地が2013年12月に操業を開始しました。

八橋油田
秋田鉱業所
秋田県

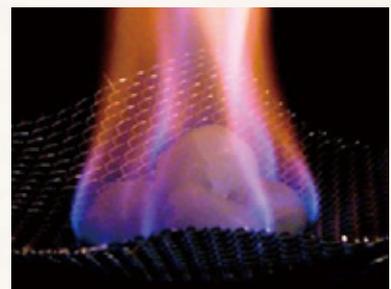


Focus in 2014/3

国内メタンハイドレート資源の開発

メタンハイドレートは非在来型天然ガスの一種で、メタン分子を取り込んだ固体結晶です。日本国内でも周辺海域に存在が確認されていますが、低温・高圧の地層における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、国などが主導する研究・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。



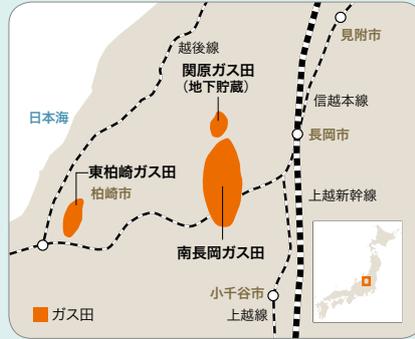
メタンハイドレート(燃える氷)

1 国内天然ガス事業

南長岡ガス田は、当社が1979年に発見し、1984年より生産を続けている日本最大級のガス田です。生産・処理された天然ガスは、関東甲信越に広がる総延長約1,400kmの幹線パイプラインネットワークを通じて、沿線の都市ガス事業者および工業用需要家の皆さまへ販売しています。県別の販売先では、南長岡ガス田の位置する新潟県が最も多く、次いで群馬県、埼玉県、長野県と続きます。

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。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、基幹パイプラインである新東京ラインの増強や、2012年4月から本格的に建設工事を開始した富山ライン（新潟県糸魚川市～富山県富山市）の展開などにより営業対応エリアの拡大を目指し、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。

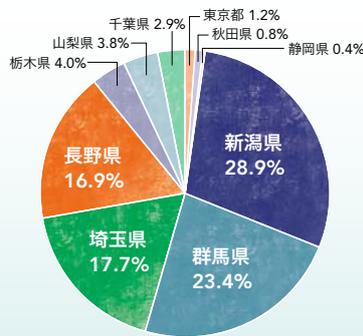
千葉県成東ガス田では、水溶性ガス田から天然ガスを生産するとともに、天然ガスを分離した後の地下水（かん水）からヨードを製造し欧米などに輸出しています。



国内天然ガス販売量の推移



天然ガスの販売先県別比率(2014/3期)



1:川を渡る天然ガスパイプライン(新潟県海川)
2:鶏沢プラント(新潟県長岡市)
3:南長岡ガス田の掘削作業の様子(新潟県長岡市)

2 直江津LNG基地

国内の天然ガス需要は、環境・省エネ意識の高まりによる石油系燃料からの転換や原油価格の高騰を背景に順調な伸びを見せており、今後も堅調に推移する見通しです。当社は、パイプライン沿線の需要家の皆さまへ天然ガスを長期に安定して供給するために、2009年7月から新潟県上越市においてLNGの受入基地の建設工事に着手しました。その後工事は順調に推移し、2013年8月にLNG第一船を受け入れた後、主要設備の試運転を順次進め、予定より早く2013年12月より稼働を開始しました。

直江津LNG基地の供用開始により、海外産LNGと新潟県南長岡ガス田から産出する国産天然ガス等をあわせて、当社の国内における天然ガス供給能力および安定供給体制が一層強化されます。



直江津LNG基地の全景



③ 国内天然ガス輸送パイプライン

現在、当社は日本国内において関東甲信越地域1都7県を結ぶ総延長約1,400kmの天然ガス輸送パイプラインを保有しています。

当社は1960年代から天然ガス輸送のためのパイプライン網の整備に取り組んできました。きっかけは1959年に新潟県上越地方で発見された頸城^{くびき}・ガス田です。同油・ガス田からの天然ガスを都市ガス事業者に供給するため、新潟県上越市から東京都足立区まで日本海側から太平洋側へ本州を横断する、国内最初の長距離高圧パイプライン「東京ライン」が1962年に完成しました。そして、南長岡ガス田の発見・

生産開始とその後の天然ガス需要の増加に応えるため、1990年代半ばより東京ラインに並走して「新東京ライン」を建設するなど、2014年6月末時点での高圧パイプライン網の総延長は約1,400km（札幌と福岡間の直線距離に相当）に達しています。



1:東京ラインの建設当時の様子 2:富山ライン建設の様子

2016年年末には新潟県糸魚川市から富山県富山市に至る「富山ライン」（計画延長約102km）が完成する予定で、沿線の需要家の皆さまへ天然ガスを安定的かつ効率的に供給するため、引き続きパイプライン網の拡大と供給能力の増強を進めています。

④ 再生可能エネルギー等への取り組み

国内の発電事業

1. 越路原発電所

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開始しています。この事業では、発電燃料として南長岡ガス田で生産する天然ガスとコンデンセートを組み合わせて使用し、安定的な燃料調達とエネルギーマーケット情勢に合わせた、柔軟な燃料選択が可能であるという当社独自の強みがあります。また、ガス需要の季節変動に合わせて燃料構成を切り替えることで、ガスプラントの稼働率を向上させています。

2. 太陽光発電所

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3月には、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決定しました。今後、これら太陽光発電所からの発電量は年間約533万kWh/年、一般家庭約1,600世帯分の年間電力消費量相当になる見込みです。



地熱井の噴気テスト（帝石削井工業（株））

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年には阿女鱒岳地域で1坑の調査井掘削、小安地域では2坑の調査井掘削を実施しました。2014年においても両地域で同規模の調査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。

6

Sustainability & Governance

サステナビリティ・ガバナンス



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5つの重点テーマ

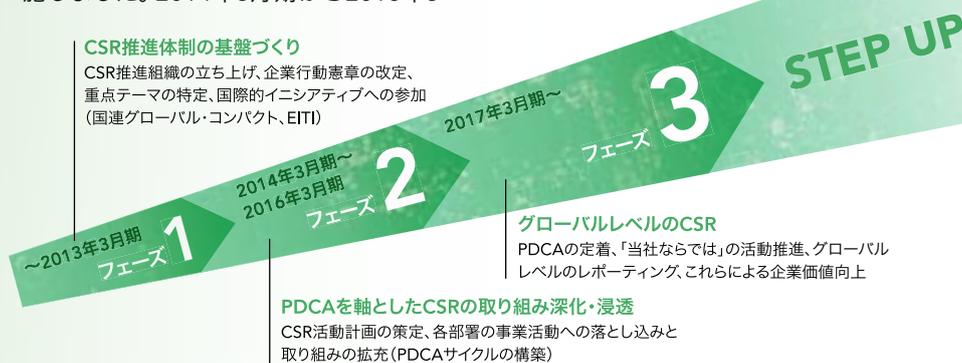
上流事業を持続的に拡大し、グローバルに展開するエネルギー企業として各ステークホルダーからの信頼を得るため、当社は2012年4月に、優先的に取り組むべき重要課題として5つの「CSR重点テーマ」を特定しました。

アニュアルレポート2014の本セクションでは、5つの重点テーマの内容、2014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2014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2016年をターゲットとした「中期の取り組み計画（CSRロードマップ）」を策定しています。2013年3月期までを「CSR推進体制の基盤づくり」の第1フェーズと位置づけ、CSRに関する理念や体制整備を実施しました。2014年3月期から2016年3

月期までの3年間を「取り組みの深化・浸透」の第2フェーズと位置づけています。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2014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。2014年版のサステナビリティレポートでは、5つのCSR重点テーマを基軸に国際的な開示ガイドラインの要求事項に配慮しながら内容を編集しています。また、2014年版ではCSR全体像を記載した「ダイジェスト版」、より広範囲な情報を盛り込んだ「詳細版」、過去のレポート内容も含み完全網羅した「ウェブ版」をご用意しています。

サステナビリティレポートは当社のCSRサイトから資料請求・ご覧ください。

▶ www.inpex.co.jp/csr



5つのCSR重点テーマ

コンプライアンス

法令および社会規範の遵守
(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



5つのCSR重点テーマの概要、達成像、2014年3月期の実績、2015年3月期以降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・社会規範の遵守。

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(2013年6月)



達成像

- 単純な法令遵守に留まらず、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。

イクシスHSEフォーラム
「第2回CEOフォーラム」を開催(2013年11月)



- 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)。

イクシスLNGプロジェクトに従事する先住民研修生。
イクシスLNGプロジェクトでは先住民に対し、研修プログラムを提供し、地域社会の人材育成に貢献



- 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。

パース事務所GHGマネジメントチーム主催で開催されたGHG(温室効果ガス)マネジメントコースに本社から4名、ジャカルタから5名が参加。GHG管理の最先端のノウハウについて、GHGマネジメントチームによる講義が実施された(2013年11月)



- 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。

女性活躍推進企業として、平成25年度「なでしこ銘柄」に選定



- 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つのCSR重点テーマ(続き)

主な活動対象

主な2014年3月期の実績

- コンプライアンス強化、人権の尊重等



- 改定版行動規範の配布・周知(インドネシアにて講習会実施)
- 贈収賄防止ガイドラインの作成
- 贈収賄防止に関するトレーニングを豪州で実施
- コンプライアンス関連の罰金の有無のモニタリング実施(発生件数0件)
- コントラクターへの当社規範(環境安全方針および反社会的勢力排除方針を含む)の遵守状況確認の実施
- 先住民文化に関するトレーニングを豪州で実施(180名が参加)



外部有識者を招き、国内の従業員を対象に人権セミナーを実施。延べ203名が参加(2014年1月~2月)

- 環境マネジメントの強化、安全の維持、生物多様性の保全



- 主要なプロジェクトにおいて国際金融公社(IFC)パフォーマンススタンダード準拠に向けた取り組みを推進
- 国際的なガイドライン(GRI-G4、IPIECA等)の開示要求項目とのギャップ分析の実施
- 国内の環境パフォーマンスデータ(GHG、エネルギー使用量、水資源使用量、水域への排出量)の第三者検証を実施
- 4オペレーション事業体でHSE監査を実施
- 直江津LNG基地運転開始前の海域環境調査を実施、緑化作業を実施(敷地面積25%)



富山バイプライン周辺では猛禽類への環境影響調査を定期的実施(2013年8月)

- 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



- インドネシアのプロジェクト環境影響評価(AMDAL: Analisis Mengenai Dampak Lingkungan)報告書を環境省へ提出
- イクシスLNGプロジェクトにおける社会影響マネジメントプラン(SIMP)の報告書を公開し、パブリックコメントを募集
- 12.3億円の社会貢献投資を実施



インドネシアマルク州サムラキ市にて英語教育(INPEX Tanimbar English Training)を実施

- 気候変動問題への対応



- GHG(温室効果ガス)ワーキンググループにおいてGHG管理に係る枠組み策定の推進(他社動向調査、各取り組み項目の方向性を検討)
- 豪州のGHGオフセットプログラム(植林プロジェクト、サバンナ火災管理)の実施
- メガソーラー上越の追加事業の決定
- 北海道・秋田県内で地熱発電事業化の調査を継続



当社タンクローリーのエコドライブを実施中

- グローバル人材の育成・確保、ダイバーシティの推進



- 人事制度の基盤づくり(職務等級基盤の整備等)を検討
- 若手技術系社員等の現場派遣・調査業務派遣
- 豪州にて第1回従業員満足度調査を実施
- 豪州にて従業員の機会均等に関する研修を実施(2013年は350名が受講)

ダイバーシティ

- 全体の外国人社員比率37.7%
- 法定以上の障がい者雇用率(法定2%)を維持
- 国内にて外国人を新卒採用(3名)
- 全体の女性社員比率18.6%

主な2015年3月期の計画

- 行動規範に係る解説書の策定
- 薬物・アルコールに関する規定を制定(インドネシア)
- 贈収賄防止ガイドラインの運用開始、研修の実施
- 腐敗防止のデューデリジェンスの手順を整備(インドネシア)
- 契約時における人権デューデリジェンス(保安慣行を含む)の手順を整備
- 当社従業員を対象とした人権研修の継続実施
- 韓国、シンガポール、中国、フィリピン、タイ、パース、ダーウィンにて異文化理解のトレーニングを展開

- ギャップ分析に基づく環境パフォーマンスデータの開示充実
- 第三者検証の実施を継続
- 4オペレーション事業体におけるHSE監査の実施継続
- ゼロ災の達成、事故災害発生件数の削減(全社的な2015年3月期の事故災害指標目標をLTIF:0.29、TRIR1.40に設定)
- 生物多様性保全に向けたワーキンググループへの継続参加
- 直江津LNG基地における海域環境調査の実施、緑化作業の継続

- インドネシアのプロジェクト環境影響評価報告書の承認を獲得
- イクシスLNGプロジェクトの社会影響マネジメントプラン(SIMP)を最終化
- 14.4億円の社会貢献投資を計画

- 全社的なGHG管理の枠組み文書を作成
- 中長期GHG排出量予測およびGHG管理中期計画を策定
- 国内事業におけるエネルギー消費量原単位、前期比マイナス1%削減
- 天然ガス・コージェネレーション(CGS)導入提案の継続
- CO₂の地下再圧入に関するタスクフォースチームの立ち上げ等の取り組みの継続

- グローバルHRの推進
- INPEXバリューの策定
- 豪州にてダイバーシティに関する戦略とアクションプランを公開
- 豪州にて、第2回従業員満足度調査を実施

2016年3月期までの達成目標

- コンプライアンス推進の継続、意識浸透
- サプライヤー、コントラクターにおける人権配慮を促す仕組みおよびモニタリング体制構築
- 人権研修のグローバル展開による人権問題に関する理解と意識のグループ内浸透

- コーポレートHSE第二中期計画を軸とした環境マネジメント、安全マネジメントの徹底
- HSEパフォーマンスデータの第三者検証の範囲を継続的に拡大
- 重大な災害の防止(LTIF目標:0.24、TRIR目標:1.59)
- 生物多様性保全に関する取り組みの継続的実施

- 地域コミュニティの発展と自立を支援する取り組みの推進
- ステークホルダーとの適切なコミュニケーション・課題解決、社会貢献活動での協働

- GHGマネジメントフレームワークに沿った活動の推進、GHG排出管理の継続
- 豪州にてGHGオフセットプログラムを継続
- 気候変動問題に資する技術の研究開発を促進
- 地熱発電の事業化に向けた調査の継続

- 人材育成プログラムを実施(職種別、階層別のグローバル研修)
- 国籍/障がいの有無/年齢にかかわらず活躍できる職場づくり(外国籍従業員の採用拡大、法定以上の障がい者雇用率の維持)
- 従業員の満足度が高く、働きがいのある企業文化の構築
- 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

コーポレート・ガバナンス

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

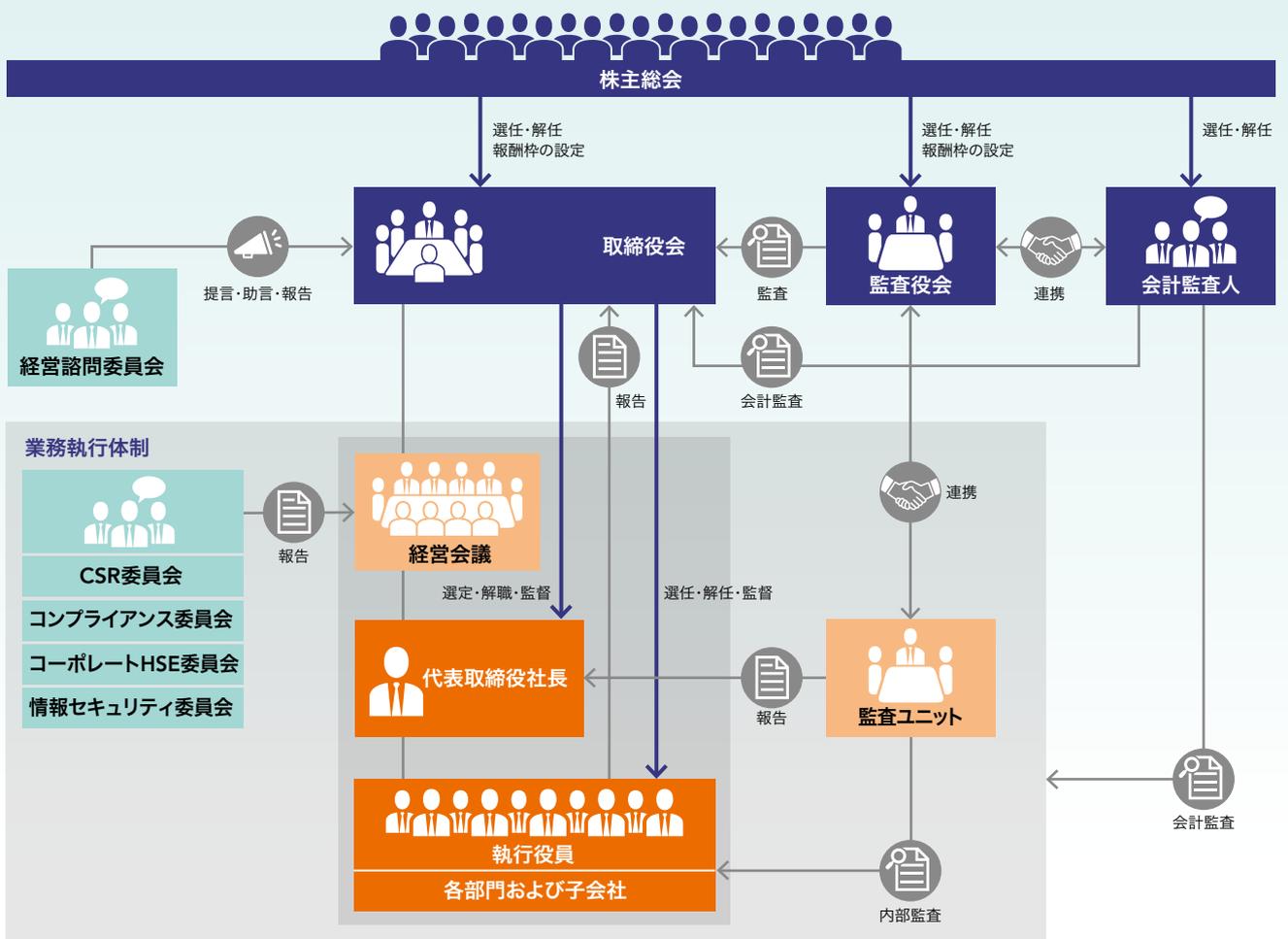
当社の機関設計は、業務に精通した取締役による業務執行を監査役が監査する「監査役設置会社」を採用しています。また、「執行役員制度」を導入し、機動的かつ効率的な経営体制の強化を図っています。当社事業では産油国政府、海外の石油会社等との交渉機会が多く、これには業務に精通した社内出身の取締役・執行役員があたる必要があるため、社内取締役は原則として執行役員を兼務しています。執行役員の兼務により、取締役会が効率的な業務執行を行うとともに、実効的な経営の監督を行える体制を確保しています。

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16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職務補助者を任命し、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) 16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

重要な業務執行に関する審議・決定の際は、業務に精通した社内出身の取締役に加え、豊富な経験と幅広い見識を持つ適切な社外取締役に より合理的、効率的かつ客観的な意思決定を確保しています。

当社の取締役会は16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8回定時株主総会(2014年6月25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、常勤取締役および役付執行役員を構成メンバーとする「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容の拡大に的確・迅速に対応するため、執行役員制度を導入しています。執行役員の任期も、取締役と同様に1年としています。

[3] 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。甲種類株式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。当社としては、経済産業大臣による甲種類株式の保有は、当社に対する経営支配や投機目的による敵対的買収等の危険を防止する手段として有効なものと考えられるとともに、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギー安定供給の効率的実現の一翼を担うことが期待され、対外的な交渉、信用面で積極的な効果が期待できると考えています。

▶ 参照: 事業等のリスク「8. 甲種類株式について」P.126-127

[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。

2014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(2014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)		対象となる役員の員数(名)
		基本報酬	賞与	
取締役(社外取締役を除く)	485	388	97	11
監査役(社外監査役を除く)	26	26	-	1
社外役員	90	90	-	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。
4. 上記の報酬等の額のほか、当期において社外役員が当社の子会社の役員として受領した報酬等の総額は90万円です。

[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(2014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:18名、その他:32名
監査証明業務に基づく報酬	221百万円 (当社:146百万円、連結子会社:75百万円)
非監査業務に基づく報酬	9百万円 (当社:5百万円、連結子会社:4百万円)

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、当社株主であり、かつ、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)の顧問を兼任しています。

[3] 社外役員の独立性

当社の社外取締役(5名)および社外監査役(4名)は、東京証券取引所が定める独立性の基準*を満たしており、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。

当社は監査役の機能を強化し、コーポレート・ガバナンスの実効性を確保するために、監査役補助職を任命し、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



若杉 和夫
取締役(社外)

香川 幸之
取締役(社外)

加藤 晴二
取締役(社外)

外池 廉太郎
取締役(社外)

岡田 康彦
取締役(社外)

若杉 和夫

取締役在任年数:8年 所有株式数:一株

昭和28年4月 通商産業省(現経済産業省)入省
昭和59年6月 同省 通商産業審議官
昭和61年9月 (株)日本長期信用銀行(現(株)新生銀行)顧問
平成5年6月 三菱電機(株)代表取締役副社長
平成7年5月 石油資源開発(株)顧問
平成7年6月 同社 代表取締役社長
平成8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6月 石油資源開発(株)代表取締役会長
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)非常勤取締役(現)
平成19年5月 石油資源開発(株)相談役
平成25年6月 同社 顧問(現)

香川 幸之

取締役在任年数:7年 所有株式数:一株

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

取締役在任年数:4年 所有株式数:一株

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)

外池 廉太郎

取締役在任年数:2年 所有株式数:一株

昭和53年4月 日本鉱業(株)入社
平成12年4月 日鉱金属(株)金属事業部総括室長
平成15年10月 同社 企画部グループ経営担当部長
平成18年4月 同社 経営企画部企画担当部長
平成20年4月 同社 執行役員経営企画部企画担当部長兼金属事業本部総括室長兼金属事業本部銅事業部企画部長
平成21年4月 同社 金属事業本部銅事業部審議役兼経営企画部企画担当部長兼金属事業本部総括室長
平成22年4月 JXホールディングス(株)執行役員企画1部長
平成24年6月 当社 非常勤取締役(現)
平成24年6月 JXホールディングス(株)取締役常務執行役員(現)

岡田 康彦

取締役在任年数:2年 所有株式数:一株

昭和41年4月 大蔵省(現財務省)入省
平成6年7月 東京国税局長
平成7年5月 証券取引等監視委員会事務局長
平成11年7月 環境事務次官
平成15年6月 社団法人全国労働金庫協会理事兼労働金庫連合会理事
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)

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	2014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	若杉 和夫	✓	大株主である石油資源開発(株)の顧問	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14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14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14回
	外池 廉太郎	✓	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。	取締役会15回中15回
	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	戸恒 東人	✓	—	財務等の分野における豊富な知見と経験を有しているため。	取締役会15回中14回 監査役会14回中13回
	角谷 講治	✓	—	金融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14回中14回
	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財務および会計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11回 監査役会14回中10回
	船井 勝	✓	—	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14回中14回

監査役



高井 義嗣
常勤監査役

戸恒 東人
常勤監査役(社外)

角谷 講治
常勤監査役(社外)

佐藤 弘
監査役(社外)

船井 勝
監査役(社外)

高井 義嗣

常勤監査役在任年数:3年 所有株式数:17,200株

昭和49年4月 帝国石油(株)入社
平成11年3月 同社 社長室長兼LNG企画室長
平成13年3月 同社 理事社長室長兼LNG企画室長
平成14年3月 同社 取締役経理部長
平成17年3月 同社 常務取締役
平成20年10月 当社 常務執行役員資材・情報システム本部長
平成23年6月 当社 常勤監査役(現)

戸恒 東人

常勤監査役在任年数:7年 所有株式数:13,600株

昭和44年7月 大蔵省(現財務省)入省
平成7年7月 理財局次長
平成9年7月 造幣局長
平成10年7月 中小企業金融公庫理事
平成16年8月 あずさ監査法人(現有限責任あずさ監査法人)顧問
平成18年6月 国際石油開発(株)常勤監査役
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)
常勤監査役(現)

角谷 講治

常勤監査役在任年数:4年 所有株式数:7,400株

昭和51年4月 日本輸出入銀行入行
平成13年4月 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 国際協力銀行特別参与
平成22年5月 同社 退職
平成22年6月 同社 常勤監査役(現)

佐藤 弘

監査役在任年数:8年 所有株式数:一株

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(現)
平成18年6月 石油資源開発(株)常務取締役執行役員
平成19年6月 同社 専務取締役執行役員
平成22年6月 同社 代表取締役副社長執行役員
平成26年6月 同社 顧問(現)

船井 勝

監査役在任年数:4年 所有株式数:一株

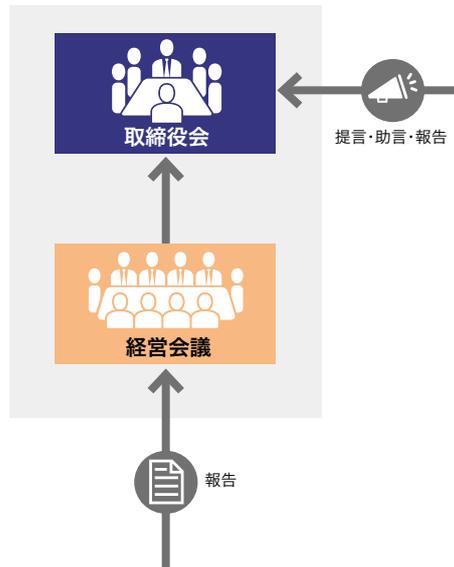
昭和47年4月 丸紅(株)入社
平成10年4月 同社 経営企画部長
平成12年4月 丸紅米国会社副社長兼CFO
平成13年4月 同社 副社長兼CFO兼CAO
平成14年4月 丸紅(株)リスクマネジメント部長
平成15年4月 同社 執行役員、経営企画部長
平成17年4月 同社 常務執行役員、CIO、人事部 情報企画部 リスクマネジメント部担当役員
平成17年6月 同社 代表取締役常務執行役員、CIO、人事部 情報企画部 リスクマネジメント部担当役員
平成19年4月 同社 代表取締役専務執行役員、総務部 人事部 リスクマネジメント部 法務部担当役員
平成21年4月 同社 代表取締役副社長執行役員、CIO、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

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、取締役会の諮問機関として①経営諮問委員会、また、経営会議の業務執行に資することを目的に、②CSR委員会、および③コンプライアンス委員会をそれぞれ設置しています。また、④コーポレートHSE委員会、⑤情報セキュリティ委員会を設置しています。



経営諮問委員会の議論の様子



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。(2014年3月期の開催回数:2回)

② CSR委員会

当社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。(2014年3月期の開催回数:3回)

③ 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。(2014年3月期の開催回数:4回)

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(HSE)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。(2014年3月期の開催回数:9回)

⑤ 情報セキュリティ委員会

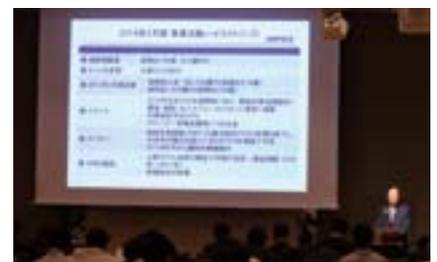
情報セキュリティの維持・管理および強化に必要な各種施策の検討および決定を行うため2007年11月に設置。情報セキュリティに関する事故が発生した場合の対応および再発防止策等も策定している。(2014年3月期の開催回数:3回)

情報開示体制と株主・投資家向けの活動

当社は株主総会の活性化に向けて、招集通知の早期発送を行っています。2014年6月の第8回定時株主総会では、開催の3週間以上前の同年6月3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、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、毎年5回以上の頻度で欧州、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。



2014年3月期決算説明会(2014年5月12日開催)



個人投資家向けIRフェアの当社展示ブース(2013年8月)

経営諮問委員会について

当社は経営の透明性向上等を目的に社外取締役5名を選任しているところですが、これに加えて、有識者から取締役会への助言・提言を行う諮問機関として2012年10月に経営諮問委員会を設置しています。経営諮問委員会では、経営に関連する国内外の政治経済、エネルギー情勢、CSR分野等について国内外の有識者から助言・提言をいただき、当社はそれらを経営に反映させることで、企業価値やコーポレート・ガバナンスのさらなる向上を図り、INPEX中長期ビジョンに掲げるグローバル企業としての責任ある経営を推進していきます。



出席委員 山内 昌之 委員 十市 勉 委員 黒田 かをり 委員 ケント カルダー 委員
 (前列、左から) 東京大学名誉教授 (財)日本エネルギー経済研究所 研究顧問 (財)CSOネットワーク 事務局長・理事 ジョンス・ホプキンス大学教授、エドウィン・O・ライシャワー 東アジア研究センター長

当社参加者 由井 誠二 北村 俊昭 黒田 直樹 楢岡 雅俊
 (後列、左から) 取締役 経営企画本部長 代表取締役社長 代表取締役会長 代表取締役副会長

構成委員

経営諮問委員のメンバーは、有識者4名ならびに、当社代表取締役3名および経営企画本部長から構成されています。

開催状況

経営諮問委員会は年2回の頻度で開催しています。2012年12月の第1回会合を含め、これまでに合計4回開催され、各会合では2～3時間程度の時間を設け、有識者と当社取締役との間で活発な議論が行われています。

直近1年間の議論の様子

2013年12月の第3回会合および2014年6月の第4回会合では各外部委員より以下の通りプレゼンテーションが行われました。

委員	プレゼンテーションの内容
黒田 かをり 委員	「CSRに関する最新の潮流」
十市 勉 委員	「日本のLNG調達問題とその課題」
ケント カルダー 委員	「Prospects for US-Russia Relations: A View from Washington」
山内 昌之 委員	「中東と中国、そして日本—エネルギーとシーレーン」

プレゼンテーションの後、以下の論点を中心として委員および当社取締役との間で議論を行っています。いただいた発言・助言については、今後の当社経営に活かしていきます。

- プロジェクトの推進にあたり、人権デューデリジェンス等を実施し、地域コミュニティとの共生を図ることの重要性
- 日本のエネルギー政策を踏まえたLNG販売契約の在り方をめぐる動向
- 米露両国内における政治力学やNATO・EU東方拡大の歴史を踏まえたウクライナ問題をめぐる見通し
- シェール革命および中国の台頭によるエネルギー需給構造の長期的見通しを踏まえた米中による中東地域への関与についての展望

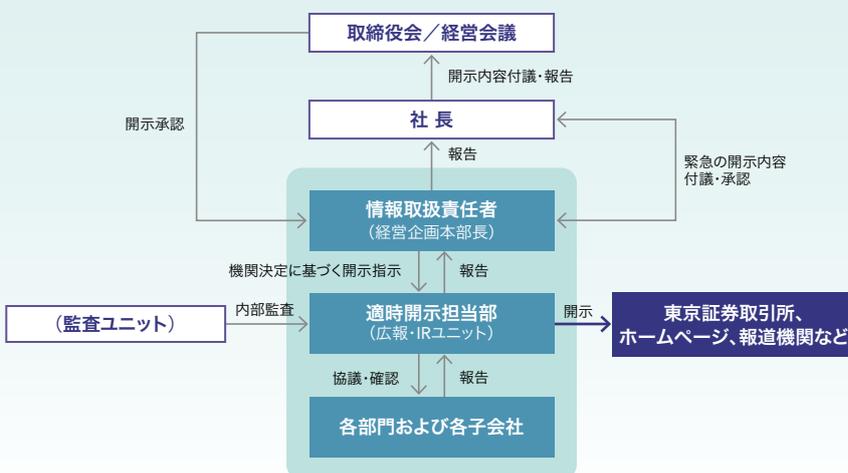


個人投資家向けIR説明会(北村社長)(2014年2月)



IRツール一式(国内外郵送)

適時開示に係る社内体制図



当社ホームページのIRサイト(www.inpex.co.jp/ir)にて、ディスクロージャーポリシー、IR活動状況等について掲載しています。

取締役紹介 (2014年6月26日現在)



1. 黒田 直樹 代表取締役会長

取締役在任年数: 8年 所有株式数: 29,300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
 同社 特別顧問
 平成16年8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)

2. 相岡 雅俊 代表取締役副会長

取締役在任年数: 8年 所有株式数: 31,300株

昭和43年4月 帝国石油(株)入社
 平成6年4月 同社 技術部長
 平成7年3月 同社 理事
 平成8年3月 同社 取締役
 平成11年3月 同社 常務取締役
 平成14年3月 同社 専務取締役
 平成17年3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
 平成20年10月 当社 代表取締役 技術統括・環境保安およびコン
 プライアンス担当
 平成22年6月 当社 代表取締役副会長 技術統括、HSEおよび
 コンプライアンス担当(現)

3. 北村 俊昭 代表取締役社長

取締役在任年数: 4年 所有株式数: 19,000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)

4. 由井 誠二 取締役 副社長執行役員

取締役在任年数: 8年 所有株式数: 16,600株

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
 同社 ジャカルタ事務所長
 平成11年9月 同社 取締役ジャカルタ事務所長
 平成12年6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
 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3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19年6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20年10月 当社 取締役専務執行役員経営企画本部長
 平成24年6月 当社 取締役副社長執行役員経営企画本部長(現)
 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(現)

5. 佐野 正治 取締役 専務執行役員

取締役在任年数: 8年 所有株式数: 18,400株

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
 平成20年10月 当社 取締役専務執行役員アメリカ・アフリカ事業本部長
 平成24年6月 当社 取締役専務執行役員技術本部長(現)





6. 菅谷 俊一郎 取締役 常務執行役員
取締役在任年数:5年 所有株式数:14,400株

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)

7. 村山 昌博 取締役 常務執行役員
取締役在任年数:5年 所有株式数:13,700株

昭和51年4月 (株)日本興業銀行(現(株)みずほ銀行ほか)入社
平成11年6月 同行 金融法人第二部長
平成13年6月 同行 営業第二部長
平成14年4月 (株)みずほコーポレート銀行(現(株)みずほ銀行)本店営業第九部長
平成14年12月 同行 ストラクチャリング第一部長
平成15年10月 同行 ディストリビューション第一部長
平成16年4月 同行 執行役員ディストリビューション第一部長
平成16年10月 同行 執行役員ロー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)

8. 伊藤 成也 取締役 常務執行役員
取締役在任年数:8年 所有株式数:13,700株

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ス事業本部長(現)

9. 田中 渡 取締役 常務執行役員
取締役在任年数:5年 所有株式数:23,000株

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・カスピ海地域担当支配人
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

10. 池田 隆彦 取締役 常務執行役員
取締役在任年数:5年 所有株式数:20,500株

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営業所長
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)

11. 倉澤 由和 取締役 常務執行役員
取締役在任年数:2年 所有株式数:9,500株

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)

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口H	代表取締役副会長	梶岡 雅俊	Masatoshi Sugioka	
経C	代表取締役社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	(1)
経C口H情	取締役	由井 誠二	Seiji Yui	(1)
口H情	取締役	佐野 正治	Masaharu Sano	(1)
口H	取締役	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	(1)
口情	取締役	村山 昌博	Masahiro Murayama	(1)
口H	取締役	伊藤 成也	Seiya Ito	(1)
C口H情	取締役	田中 渡	Wataru Tanaka	(1)
口H	取締役	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	(1)
口H情	取締役	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	(1)

取締役(社外)	若杉 和夫	Kazuo Wakasugi	(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)	外池 廉太郎	Rentaro Tonoike	(2) (4)
取締役(社外)	岡田 康彦	Yasuhiko Okada	(2) (4)
常勤監査役	高井 義嗣	Yoshitsugu Takai	
常勤監査役(社外)	戸恒 東人	Haruhito Totsune	(3) (4)
常勤監査役(社外)	角谷 講治	Koji Sumiya	(3) (4)
監査役(社外)	佐藤 弘	Hiroshi Sato	(3) (4)
監査役(社外)	舩井 勝	Masaru Funai	(3) (4)

(1) 執行役員を兼務 (2) 会社法第2条第15号に定める社外取締役 (3) 会社法第2条第16号に定める社外監査役 (4) 東京証券取引所が定める独立役員

執行役員

経C	社長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	
経C口H情	副社長執行役員	由井 誠二	Seiji Yui	経営企画本部長
口H情	専務執行役員	佐野 正治	Masaharu Sano	技術本部長
口H	常務執行役員	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	マセラ事業本部長
口情	常務執行役員	村山 昌博	Masahiro Murayama	財務・経理本部長
口H	常務執行役員	伊藤 成也	Seiya Ito	イクシス事業本部長
C口H情	常務執行役員	田中 渡	Wataru Tanaka	総務本部長
口H	常務執行役員	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	天然ガス供給本部長
口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
口情	常務執行役員	山本 一雄	Kazuo Yamamoto	資材・情報システム本部長
口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
口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
口H	常務執行役員	金原 靖久	Yasuhisa 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
口	常務執行役員	矢嶋 慈治	Shigeharu Yajima	営業第1部本部長
口	常務執行役員	山本 幸伯	Yoshinori Yamamoto	営業第2部本部長
口H	常務執行役員	平山 公也	Kimiya Hirayama	国内事業本部長
	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	久保 孝	Takashi Kubo	資材・情報システム本部本部長補佐、資材・保険ユニットGM
	執行役員	深澤 利彦	Toshihiko Fukasawa	国内事業本部本部長補佐、業務管理ユニット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 パイププレジデント、ストラテジー アンド コーディネーション
	執行役員	坂元 篤志	Atsushi Sakamoto	イクシス事業本部本部長補佐、バース事務所 プロジェクトディレクター、オンショア テクニカル コーディネーション
	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
	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
	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	橘高 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、バース事務所 ディレクター、コマース コーディネーション
	執行役員	米澤 哲夫	Tetsuo Yonezawa	HSEユニットGM
	執行役員	中村 寛	Hiroshi Nakamura	総務本部本部長補佐、人事ユニットGM

GM=ジェネラルマネージャー

社内委員会メンバー (▶各委員会の概要はP.74参照)

経 経営諮問委員会 C CSR委員会 口 コンプライアンス委員会 H コーポレートHSE委員会 情 情報セキュリティ委員会

7

Financial & Corporate Information

財務・会社情報



財務・経理本部長からのメッセージ

アニュアルレポート2014の財務関係情報に関連して、
2014年3月期の決算ハイライト、財政状況、
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

2014年3月期の決算ハイライト

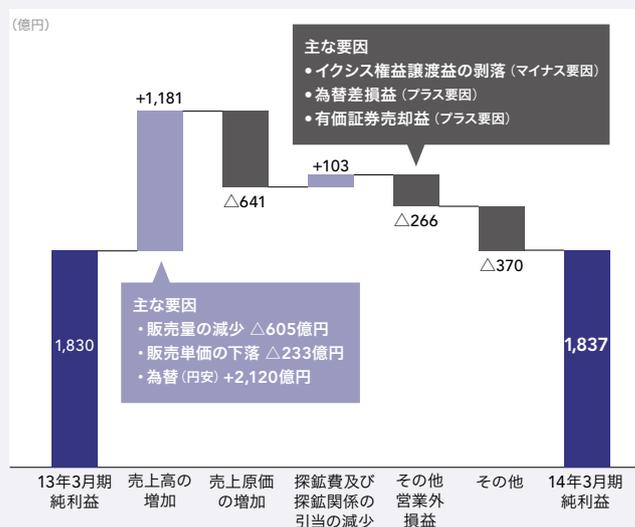
2014年3月期の連結売上高は1兆3,346億円(前期比+9.7%)、連結当期純利益は1,837億円(前期比+0.4%)となりました。2013年3月期に計上した一過性の権益譲渡益約500億円の剥落、原油価格(ブレント)の下落(前期比△2.4%)といったマイナス要因もありましたが、円安による2,120億円の増収効果や安定した生産量などにより前期比増収増益となりました。2013年3月期は、期末にかけて大幅に円安が進行したため、外貨建借入に関わる為替評価損が発生し、営業外費用に為替差損が計上されました。外貨建資産と負債は基本的にバランスさせていますが、外貨建債券に関わる含み益が損益計算書に反映されないため、評価損を計上することとなりました。この含み益は貸借対照表の純資産「その他有価証券評価差額金」に計上されています。2014年3月期も円安が進行しましたが、保有する外貨建債券が順次償還され、円安による含み益が実現するとともに、損益計算書上でも外貨建資産と負債の為替評価損益がバランスしつつあります。この結果、貸借対照表のみならず損益計算書ベースでも円安メリットをより多く享受でき、高水準の利益を確保することができました。

財政状況

2014年3月末の連結貸借対照表は、イクシスLNGプロジェクトの開発投資を中心に有形固定資産が3,672億円増加し、その結果、総資産は4,220億円増加の4兆381億円となりました。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下流事業会社(100%ベース、内当社出資比率は66.07%)の総資産は2014年3月末で1兆3,098億円となっています。純資産は当期純利益の計上1,837億円や円安による為替換算調整勘定の増加1,759億円などにより、前期末比3,251億円増加の2兆9,960億円となりました。2014年3月末の手元活用可能資金は、合計1兆4,661億円となり、中長期ビジョンで想定する2017年3月期までの投資に充当される待機資金として確保しています。なお、投資の大宗は米ドルベースとなることから、為替予約等により手元活用可能資金のうち約1.2兆円をすでに実質的に米ドル資金として保有しています。

財務体質については、2014年3月末時点で自己資本比率69.1%、純有利子負債/純使用総資本マイナス31.9%となり、長期的財務目標であるそれぞれ50%以上、20%

当期純利益の増減要因分析

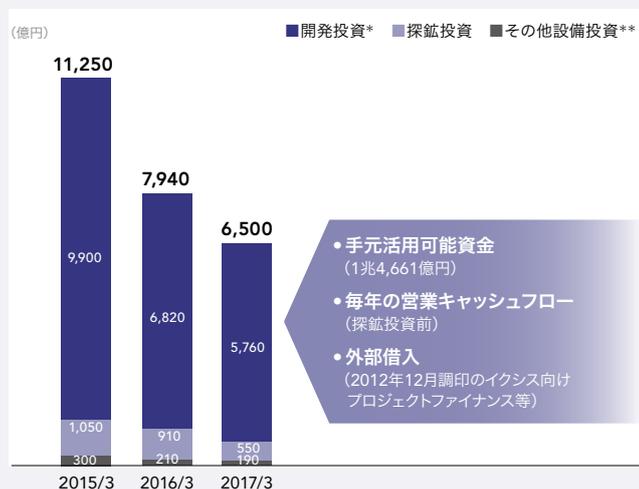


以下の水準を十分確保しています。今後も強固な財務基盤を維持しながら、必要な投資に備えてまいります。

投資計画・資金調達

2012年5月に策定した中長期ビジョンの投資計画「2013年3月期～2017年3月期の5年間で3.5兆円」に沿って、引き続き、将来の成長のための探鉱・開発投資等を継続してまいります。最近の円安傾向を受けて、中長期的な為替の前提を2012年5月時点の80円/米ドルから100円/米ドルに変更しました。これにより円ベースでの投資額は上振れしますが、為替の影響を除いた米ドルベースの投資額合計では大きな変更はありません。米ドルベースの投資に対し、その調達は、プロジェクトファイナンス等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・手元資金により賄う予定です。上述の通り、手元資金の大宗は実質米ドル資金であり、今後3年間の米ドルベースの探鉱・開発投資等に対応するための米ドル資金手当てはほぼ完了しているため、円安に伴う追加的な資金負担の発生は見込んでおりません。

向こう3年間の投資計画と資金計画



* 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

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
- * 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。推定埋蔵量の一部にビチューメンの埋蔵量を含みます。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。予想埋蔵量の一部にビチューメンの埋蔵量を含みます。
- * 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: 1 国際石油開発帝石ホールディングス株式会社は、2006年4月3日に、国際石油開発株式会社と帝国石油株式会社の株式移転により設立され、2008年10月1日、両社を吸収合併し、国際石油開発帝石株式会社に商号を変更しました。
- 2 国際石油開発株式会社は3月決算、帝国石油株式会社は2005年12月期までは12月決算となっています。
- 3 帝国石油株式会社の2006年3月期の連結財務諸表数値は、決算月変更のため2006年1月1日から3月31日までの3か月間となっています。なお、当該期間における1株当たり情報及び財務指標については記載を省略しています。
- 4 原則、表示単位未満は四捨五入しておりますが、2006年3月期以前の国際石油開発株式会社及び帝国石油株式会社の連結財務諸表数値は、百万円未満を切り捨てています。

12年間の主要財務情報

2006年3月期以前は、国際石油開発株式会社及び連結子会社、帝国石油株式会社及び連結子会社、
2007年3月期以降は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、2014年3月31日時点の換算レートである1ドル102.92円で計算しております。

		百万円				
		2003/3	2004/3	2005/3	2006/3	
(損益状況)		2002/12	2003/12	2004/12	2005/12	2006/3
売上高	国際石油開発	¥ 201,533	¥ 218,831	¥ 478,586	¥ 704,234	
	帝国石油	73,630	78,498	84,032	100,716	27,718
売上原価	国際石油開発	95,997	105,758	197,094	257,903	
	帝国石油	44,931	47,062	48,455	55,473	12,807
売上総利益	国際石油開発	105,536	113,072	281,492	446,330	
	帝国石油	28,699	31,436	35,576	45,243	14,910
営業利益	国際石油開発	97,270	93,876	268,662	426,650	
	帝国石油	7,296	8,739	13,533	21,077	9,470
法人税等及び少数株主 損益調整前当期純利益	国際石油開発	70,050	94,773	258,631	403,539	
	帝国石油	7,491	11,044	16,676	26,122	10,216
当期純利益	国際石油開発	27,911	34,781	76,493	103,476	
	帝国石油	¥ 5,233	¥ 6,796	¥ 9,276	¥ 15,485	¥ 6,484

(財政状況)

流動資産	国際石油開発	¥ 119,076	¥ 106,952	¥ 238,419	¥ 257,573	
	帝国石油	47,585	50,166	45,658	58,586	65,864
有形固定資産	国際石油開発	29,869	35,141	68,260	65,219	
	帝国石油	110,416	103,668	114,220	125,418	126,497
無形固定資産	国際石油開発	3,885	137,908	138,631	136,757	
	帝国石油	796	754	776	811	1,028
投資その他の資産	国際石油開発	185,914	245,295	333,915	512,887	
	帝国石油	45,188	71,691	79,858	108,949	115,268
資産合計	国際石油開発	338,747	525,298	779,227	972,437	
	帝国石油	203,986	226,280	240,513	293,767	308,659
流動負債	国際石油開発	27,275	28,894	122,910	179,600	
	帝国石油	23,882	20,661	27,439	28,998	28,156
固定負債	国際石油開発	57,007	185,410	209,738	250,236	
	帝国石油	41,342	46,101	44,986	65,230	72,927
純資産*	国際石油開発	254,463	310,991	446,578	542,600	
	帝国石油	¥ 138,760	¥ 159,516	¥ 168,086	¥199,536	¥207,574

*2006年3月期以前の純資産は、「貸借対照表の純資産の部の表示に関する会計基準」(企業会計基準第5号)の適用による遡及修正後の金額となっております。

(キャッシュ・フロー)

営業活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発	¥ 51,282	¥ 44,464	¥ 131,206	¥ 218,239	
	帝国石油	15,004	19,955	19,225	15,118	9,872
投資活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発	(40,533)	(218,121)	(119,956)	(252,399)	
	帝国石油	(27,166)	(8,284)	(20,018)	(20,287)	(4,705)
財務活動による キャッシュ・フロー	国際石油開発	21,237	151,120	9,791	14,350	
	帝国石油	(407)	(5,914)	(5,824)	7,845	5,480
現金及び現金同等物の 期末残高	国際石油開発	78,414	54,582	128,375	114,967	
	帝国石油	¥ 23,020	¥ 28,789	¥ 22,234	¥ 25,545	¥ 36,175

(1株当たり情報)

1株当たり純資産(円)	国際石油開発	¥143,389.73 ^{*1}	¥157,275.33 ^{*1}	¥214,163.98	¥ 262,966.53	
	帝国石油	444.90	512.18	543.62	646.90	—
1株当たり配当額(円)	国際石油開発	3,333 ^{*1}	3,333 ^{*1}	4,000	5,500	
	帝国石油	6.00	6.00	7.50	9.00	—
1株当たり当期純利益(円)	国際石油開発	15,726.17 ^{*1}	19,612.92 ^{*1}	40,255.92	53,814.47	
	帝国石油	¥ 17.11	¥ 22.09	¥ 30.22	¥ 50.61	¥ —

*1: 2004年5月に行った株式1株を3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。

*2: 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(%)	国際石油開発	(75.8)%	12.0%	(13.3)%	(19.6)%	
	帝国石油	(2.3)	(9.1)	(5.5)	(1.0)	—
自己資本比率(%)	国際石油開発	74.9	52.9	52.8	51.9	
	帝国石油	66.6	69.1	69.0	67.1	—
D/Eレシオ(%)	国際石油開発	18.5	60.9	43.2	43.6	
	帝国石油	18.8%	13.9%	10.8%	14.7%	—%

百万円								千米ドル	
2007/3	2008/3	2009/3	2010/3	2011/3	2012/3	2013/3	2014/3	2014/3	
国際石油開発帝石									
¥ 969,713	¥ 1,202,965	¥ 1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	¥ 1,186,732	¥ 1,216,533	¥ 1,334,626	\$ 12,967,606	
343,795	390,554	319,038	298,168	334,833	395,443	426,326	490,417	4,765,031	
625,918	812,411	757,127	542,259	608,247	791,289	790,207	844,209	8,202,575	
559,077	714,211	663,267	461,668	529,743	709,358	693,448	733,610	7,127,963	
586,263	685,800	616,167	442,027	508,587	767,039	718,146	750,078	7,287,971	
¥ 165,092	¥ 173,246	¥ 145,063	¥ 107,210	¥ 128,699	¥ 194,001	¥ 182,962	¥ 183,691	\$ 1,784,794	
国際石油開発帝石									
¥ 474,124	¥ 565,111	¥ 411,110	¥ 492,855	¥ 492,932	¥ 908,702	¥ 1,106,504	¥ 1,140,204	\$ 11,078,546	
219,227	254,481	297,636	358,094	379,862	383,698	584,541	951,779	9,247,756	
265,822	265,481	253,681	239,205	249,111	233,318	380,156	439,179	4,267,188	
648,934	722,828	805,618	923,624	1,558,475	1,540,680	1,544,958	1,506,977	14,642,217	
1,608,107	1,807,901	1,768,045	2,013,778	2,680,380	3,066,398	3,616,159	4,038,139	39,235,707	
266,248	325,286	206,059	227,905	254,729	367,844	414,977	375,670	3,650,116	
261,843	243,802	199,925	295,270	328,268	384,361	530,198	666,432	6,475,243	
¥ 1,080,016	¥ 1,238,813	¥ 1,362,061	¥ 1,490,603	¥ 2,097,383	¥ 2,314,193	¥ 2,670,984	¥ 2,996,037	\$ 29,110,348	
国際石油開発帝石									
¥ 231,982	¥ 363,995	¥ 230,352	¥ 241,373	¥ 274,094	¥ 320,692	¥ 252,347	¥ 213,514	\$ 2,074,563	
(209,243)	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(280,864)	(489,870)	(395,555)	(3,843,325)	
13,794	(45,228)	(46,090)	68,937	548,057	29,294	137,069	48,961	475,719	
¥ 189,417	¥ 222,270	¥ 162,845	¥ 216,395	¥ 182,025	¥ 249,233	¥ 199,859	¥ 117,531	\$ 1,141,965	
国際石油開発帝石									
¥1,091.17 ^{*2}	¥1,227.92 ^{*2}	¥1,350.25 ^{*2}	¥1,473.87 ^{*2}	¥1,367.40 ^{*2}	¥1,492.27 ^{*2}	¥1,699.10 ^{*2}	¥1,911.25 ^{*2}	\$ 18.57 ^{*2}	
17.50 ^{*2}	18.75 ^{*2}	20.00 ^{*2}	13.75 ^{*2}	15.00 ^{*2}	17.50 ^{*2}	17.50 ^{*2}	18.00 ^{*2}	0.17 ^{*2}	
¥ 176.06 ^{*2}	¥ 183.78 ^{*2}	¥ 154.00 ^{*2}	¥ 113.88 ^{*2}	¥ 102.08 ^{*2}	¥ 132.84 ^{*2}	¥ 125.29 ^{*2}	¥ 125.78 ^{*2}	\$ 1.22 ^{*2}	
国際石油開発帝石									
(18.6)%	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%	(60.7)%	(43.9)%	(31.9)%	(31.9)%	
64.0	64.0	71.9	68.9	74.5	71.1	68.6	69.1	69.1	
24.2%	16.8%	12.9%	17.3%	13.7%	14.6%	19.2%	20.9%	20.9%	

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

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け負い、コストの回収分及び報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約です。

生産分与とコスト回収

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

- (1) 「ファースト・トランシェ・ペトリウム」：総生産量のうち契約に基づいて定められた一定割合の生産物のことで、産油国政府とコントラクターとの間で、あらかじめ決めた比率により配分されます。
- (2) 「コスト回収分」：(i) 当該年度において発生した非資本支出の額及び(ii) 資本支出のうち生産分与契約に基づき算定された当該年度の償却相当額の合計額で、コスト回収額算定時の原油・天然ガス価格に基づいて原油及び天然ガスに換算され、コントラクターのみに配分されます。算定時の原油・天然ガスの価格によってコスト回収分相当の原油・天然ガスに換算するため、原油・天然ガスの価格が上昇すると、「コスト回収分」を構成する原油・天然ガスの量が減少し、その分エクイティ分（下記参照）の量が増加します。当該年度の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。

利息

借入金利息のうち、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。

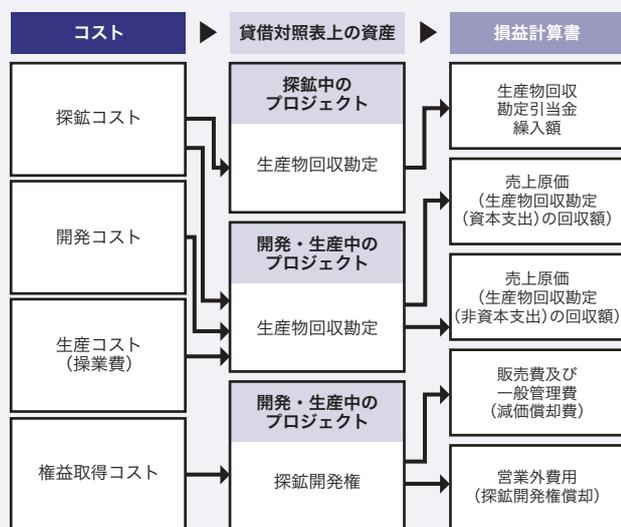
生産コスト

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。

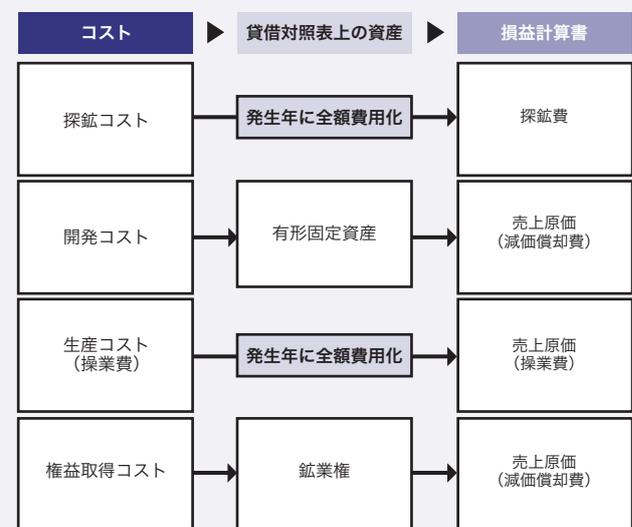
管理費

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く当該生産施設等の撤去等の廃鉱義務を有する場合、操業終了時に負担する費用を合理的に見積り、資産除去債務を計上しております。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、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および経営成績の検討と分析

経営環境

2014年3月期における我が国経済は、政府の経済対策や日本銀行の金融緩和等を背景に、個人消費や生産活動が持ち直し、低迷していた雇用情勢が改善に転じるなど、緩やかな回復傾向をたどりました。

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111.08米ドルから始まり、米国経済指標の低迷等で一時97.69米ドルまで下落したものの、シリア情勢の緊迫化等を受け上昇基調に転じ、8月下旬には116.61米ドルまで高騰しました。しかし9月中旬以降は、シリアへの軍事介入が回避されると弱含みに転じ、11月初旬には103.46米ドルまで下落し、その後、リビアの一部油田での原油生産の停止や各国経済指標の改善による原油需要の増加見込みを背景に値を戻したため、12月は110米ドル前後で推移しました。年明け以降は、若干の値動きがあったものの、107.76米ドルで2014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、2014年3月期の原油の当社グループ販売平均価格は、2013年3月期に比べ、1バレル当たり2.33米ドル下落し、107.78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ですが、2014年3月期は1米ドル94円近辺で始まり、4月の日銀金融政策決定会合で、市場予想を上回る規模・内容の「量的・質的金融緩和」が決定され、円は対米ドルで軟調に推移し、5月中旬には103円台後半まで弱含みました。5月下旬に、バーナンキFRB議長が量的緩和の縮小を示唆した際は、リスク資産回避の動きから円売り持高の解消が進み、円は対米ドルで93円台後半まで買い戻される局面がありましたが、米国金利が上昇すると、再び円売りが優勢となりました。その後暫くは方向感のない値動きが続きましたが、11月以降は米雇用統計を中心に米国の景気回復が確認されたことに加え、12月のFOMCで量的緩和の縮小が決定されたことから、円はじり安推移となり、105円40銭台後半まで弱含みました。年明け後は、新興国経済の先行き不安によるリスク資産回避の動きから、100円台後半まで円が買い戻される局面がありましたが、影響は限定的となり、期末公示仲値(TTM)は2013年3月期末から8円93銭円安の102円92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、2013年3月期に比べ、17円52銭円安の1米ドル100円20銭となりました。

業績概況

売上高

2014年3月期の売上高は油価が下落し、原油販売量が減少したことによる減収要因があったものの、期中平均為替レートが円安に推移したことが寄与して、2013年3月期の1兆2,165億円に比べ1,181億円、9.7%増の1兆3,346億円となりました。

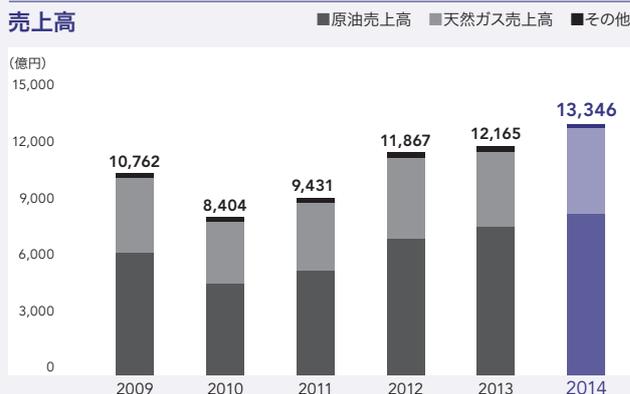
このうち原油売上高は2013年3月期の7,881億円に比べ706億円、9.0%増の8,588億円、天然ガス売上高は2013年3月期の3,978億円に比べ576億円、14.5%増の4,554億円となりました。

販売数量は、原油がヴァンゴッホ油田やキタン油田の生産量減退等により2013年3月期に比べ7,018千バレル、8.1%減の79,171千バレルとなりました。天然ガスは、2013年3月期に比べ8Bcf、2.6%増の327Bcfとなりました。このうち、海外天然ガスは、米州における販売量増加等により2013年3月期に比べ7Bcf、2.6%増の260Bcfとなり、国内天然ガスは、2013年3月期に比べ45百万m³、2.6%増の1,798百万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2013年3月期に比べ、1バレル当たり2.33米ドル、2.1%下落し、107.78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13.09米ドルとなり、2013年3月期に比べ0.34米ドル、2.5%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50円31銭となり、2013年3月期に比べ3円29銭、7.0%の上昇となっております。

売上高の増加額1,181億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605億円の減収、平均単価の下落により233億円の減収、売上の平均為替レートが円安となったことにより2,120億円の増収、その他の売上高が102億円の減収となりました。

売上高



(百万円、%)

3月31日終了の連結会計年度	2013	2014	増減	増減率
売上高	¥1,216,533	¥1,334,626	¥118,093	9.7%
原油	788,135	858,754	70,619	9.0
天然ガス	397,766	455,414	57,648	14.5
その他	30,632	20,458	(10,174)	(33.2)
売上原価	426,326	490,417	64,091	15.0
売上総利益	790,207	844,209	54,002	6.8
探鉱費	20,125	28,206	8,081	40.2
販売費及び一般管理費	53,734	57,345	3,611	6.7
減価償却費	22,900	25,048	2,148	9.4
営業利益	693,448	733,610	40,162	5.8
その他収益	98,666	50,735	(47,931)	(48.6)
受取利息	8,735	17,462	8,727	99.9
受取配当金	7,832	9,228	1,396	17.8
有価証券売却益	40	10,320	10,280	—
その他	82,059	13,725	(68,334)	(83.3)
その他費用	73,968	34,267	(39,701)	(53.7)
支払利息	1,518	2,335	817	53.8
持分法による投資損失	1,042	5,054	4,012	385.0
生産物回収勘定引当金繰入額	15,131	8,028	(7,103)	(46.9)
探鉱事業引当金繰入額	12,452	1,165	(11,287)	(90.6)
為替差損	30,056	4,280	(25,776)	(85.8)
その他	13,769	13,405	(364)	(2.6)
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	718,146	750,078	31,932	4.4
法人税等	529,275	563,137	33,862	6.4
少数株主損益調整前当期純利益	188,871	186,941	(1,930)	(1.0)
少数株主利益	5,909	3,250	(2,659)	(45.0)
当期純利益	¥ 182,962	¥ 183,691	¥ 729	0.4%

売上原価

2014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、2013年3月期の4,263億円に比べ641億円、15.0%増の4,904億円となりました。

探鉱費

2014年3月期の探鉱費は、主に日本や中東・アフリカ地域での探鉱活動が増加したことにより、2013年3月期の201億円に比べ81億円、40.2%増の282億円となりました。

販売費及び一般管理費

2014年3月期の販売費及び一般管理費は、輸送費及び人件費が増加したこと等により、2013年3月期の537億円に比べ36億円、6.7%増の573億円となりました。

減価償却費

2014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増加等により、2013年3月期の229億円に比べ21億円、9.4%増の250億円となりました。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

売上原価



営業利益



た、当社グループの生産分与契約の会計処理においては、有形固定資産及びその減価償却費として計上せず、資本支出を生産物回収勘定に資産計上して、生産分与契約に基づき算定された当該年度の回収額を売上原価に計上しております。

営業利益

以上の結果、2014年3月期における営業利益は、2013年3月期の6,934億円に比べ402億円、5.8%増の7,336億円となりました。

その他収益

2014年3月期のその他収益は、2013年3月期の987億円に比べ479億円、48.6%減の507億円となりました。これは、有価証券売却益が増加したものの、権益譲渡益等が減少したことによるものです。

その他費用

2014年3月期のその他費用は、2013年3月期の740億円に比べ397億円、53.7%減の343億円となりました。これは、探鉱事業

引当金繰入額や為替差損が減少したことによるものです。

法人税等

2014年3月期の法人税等は、2013年3月期の5,293億円に比べ339億円、6.4%増の5,631億円となりました。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75.1%と高くなっております。

少数株主利益

2014年3月期の少数株主利益は、2013年3月期の59億円に比べ27億円、45.0%減の33億円となりました。

当期純利益

以上の結果、2014年3月期の当期純利益は、2013年3月期の1,830億円に比べ7億円、0.4%増の1,837億円となりました。

財政状況

2014年3月期末の総資産は、2013年3月期末の3兆6,162億円に比べ4,220億円、11.7%増の4兆381億円となりました。このうち流動資産は、定期預金の増加等により2013年3月期末の1兆1,065億円に比べ337億円、3.0%増の1兆1,402億円となり、固定資産は、建設仮勘定や生産物回収勘定、長期預金の増加等により、2013年3月期末の2兆5,097億円に比べ3,883億円、15.5%増の2兆8,979億円となりました。

一方、負債は、2013年3月期末の9,452億円に比べ969億円、10.3%増の1兆421億円となりました。このうち流動負債は、未払法人税等の減少等により、2013年3月期末の4,150億円に比べ

393億円、9.5%減の3,757億円となり、固定負債は、長期借入金の増加等により、2013年3月期末の5,302億円に比べ1,362億円、25.7%増の6,664億円となりました。

純資産は、2013年3月期末の2兆6,710億円に比べ3,251億円、12.2%増の2兆9,960億円となりました。このうち株主資本は、2013年3月期末の2兆3,400億円に比べ1,578億円、6.7%増の2兆4,977億円となりました。その他の包括利益累計額は、2013年3月期末の1,413億円に比べ1,520億円の増加で2,934億円となり、少数株主持分は、2013年3月期末の1,897億円に比べ152億円、8.0%の増加で2,049億円となりました。

当期純利益



総資産



投資及び資金の調達

■ 石油・天然ガスプロジェクトへの投資

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

- 探鉱投資には、探鉱井の掘削、地質調査、物理探査の費用が含まれております。当該プロジェクト（鉱区）が探鉱段階にある場合は、プロジェクトを行っている国で発生した人件費、事務所管理費などの管理費も探鉱コストに含まれております。
- 開発投資には、開発井の掘削、生産設備にかかる費用が含まれております。
- 操業費には、採油・ガス費、補修費、生産活動の監督費用が含まれております。すでに生産が始まっているプロジェクト（鉱区）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。

2013年3月期及び2014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。

2013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	¥ 62	¥ 32,599	¥ 231	¥12,515	¥ 8,577	¥ 53,984
開発投資	2,145	198,700	52,163	29,515	11,964	294,487
小計(注1)	2,207	231,299	52,394	42,030	20,541	348,471
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	—	8	—	8
開発投資	—	397	—	298	878	1,573
小計	—	397	—	306	878	1,581
その他への設備投資(注2)	22,324	282,374	—	79	13	304,790
投資額合計(注3)	¥24,531	¥514,070	¥52,394	¥42,415	¥21,432	¥654,842

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、国内の天然ガス販売用パイプライン、直江津LNG基地の建設費及び、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: 2013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2,708百万円となります。

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、国内の天然ガス販売用パイプライン、直江津LNG基地の建設費及び、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。

2014年3月期の投資額は9,778億円となり(持分法適用関連会社の探鉱・開発投資148億円を含む)、2013年3月期の6,548億円に比べ3,229億円、49.3%の増加となりました。これは、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)及びWA-44-L鉱区(ブレリュード)における開発投資が増加したことによるものです。

2013年3月期及び2014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、%)			
	2013		2014	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社				
日本	¥ 9,491	9.1%	¥ 10,286	7.5%
アジア・オセアニア	63,851	61.2	82,719	60.7
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	7,152	6.8	9,521	7.0
中東・アフリカ	23,055	22.1	31,921	23.4
米州	868	0.8	1,916	1.4
小計	104,417	100.0	136,363	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	525	13.1	1,224	11.6
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	—	—	—	—
中東・アフリカ	1,724	43.2	7,156	67.6
米州	1,746	43.7	2,199	20.8
小計	3,995	100.0	10,579	100.0
合計	¥108,412	—%	¥146,942	—%

■ 石油・天然ガスプロジェクトの権益取得による支出

2013年3月期及び2014年3月期の石油・天然ガスプ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、%)			
	2013		2014	
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	¥ 82,219	46.4%	¥16,091	36.9%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	1,024	0.6	913	2.1
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	94,088	53.0	26,643	61.0
小計	177,331	100.0	43,647	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	42,228	100.0	—	—
米州	—	—	—	—
小計	42,228	100.0	—	—
合計	¥219,559	—%	¥43,647	—%

2014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、中東・アフリカ、米州、各地域における減少により436億円となり、2013年3月期の2,196億円に比べ1,759億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。2013年3月期及び2014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)	
	2013	2014
期首残高	¥ 568,318	¥ 590,566
加算：探鉱コスト	22,044	42,086
開発コスト	130,998	172,234
操業費	53,919	73,179
その他	5,102	9,386
減算：生産物回収勘定(資本支出)の回収額	54,087	67,073
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	107,938	129,671
その他	27,790	4,717
期末残高	590,566	685,990
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥ (112,871)	¥ (123,484)

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。

2014年3月期の探鉱コストは2013年3月期と比べ増加しました。これは主にマセラ鉱区をはじめとするアジア・オセアニア地域における探鉱投資が増加したことによるものです。

2014年3月期の開発コストは2013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、南ナトゥナ海B鉱区及びマセラ鉱区における開発投資が増加したことによるものです。

2014年3月期の操業費は2013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。

2014年3月期のコスト回収は、2013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、南ナトゥナ海B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鉱区撤退に伴う生産物回収勘定の減少によるものです。

2014年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2013年3月期末と比べ増加しました。これは主に、アジア・オセアニア地域における探鉱投資により増加した生産物回収勘定に対する引当額が増加したことによるものです。

■資金の調達及び流動性

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

クトでは、2014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

2014年3月31日現在で計画されている長期借入金の返済予定は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万米ドル、百万円)		
	米ドル	円	換算額
2015年	\$ 116.2	¥ 5,672	¥ 17,627
2016年	154.6	7,831	23,744
2017年	258.6	34,102	60,719
2018年	258.6	9,149	35,765
2019年	458.6	8,730	55,931
2020年以降	3,408.7	34,697	385,515
合計	\$4,655.3	¥100,181	¥579,301

■キャッシュ・フローの状況

2013年3月期及び2014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)	
	2013	2014
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 252,347	¥ 213,514
投資活動によるキャッシュ・フロー	(489,870)	(395,555)
財務活動によるキャッシュ・フロー	137,069	48,961
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 199,859	¥ 117,531

営業活動によるキャッシュ・フロー

2014年3月期の営業活動の結果得られた現金は2,135億円となり、2013年3月期の2,523億円に比べ388億円の減少となりました。これは、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益は増加したものの、法人税等の支払額や生産物回収勘定(非資本支出)が増加したことによるものです。

投資活動によるキャッシュ・フロー

2014年3月期の投資活動の結果使用した現金は3,956億円となり、2013年3月期の4,899億円に比べ943億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、権益取得による支出や長期貸付けによる支出が減少したことによるものです。

財務活動によるキャッシュ・フロー

2014年3月期の財務活動の結果得られた現金は490億円となり、2013年3月期の1,371億円に比べ881億円の減少となりました。これは、長期借入れによる収入や少数株主からの払込みによる収入が減少したことによるものです。

2015年3月期の業績見通し(2014年8月6日公表)

2015年3月期の見通しにつきましては、売上高では、2014年3月期に比べ186億円、1.4%減収の1兆3,160億円を見込んでおり、営業利益は、2014年3月期に比べ986億円、13.4%減益の6,350億円、法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益は、2014年3月期に比べ491億円、6.5%減益の7,010億円、当期純利益では、2014年3月期に比べ57億円、3.1%減益の1,780億円となる見込みです。売上高については、油価想定を2014年3月期に対し油価安としている

ことなどの要因により減収の見込みとなっており、営業利益・法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益・当期純利益につきましては、探鉱費の増加等によりいずれも減益となる見込みです。

なお上記見通しは、油価(ブレント)は、通期平均で1バレル当たり106.2米ドル、為替レートは、年度を通じて1米ドル100.5円として算出しております。

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
2014年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2013	2014	2014
流動資産			
現金及び現金同等物	¥ 199,859	¥ 117,531	\$ 1,141,965
定期預金(注12)	284,469	555,948	5,401,749
受取手形及び売掛金(注4)	117,412	110,396	1,072,639
有価証券(注4及び5)	281,129	177,709	1,726,671
たな卸資産	15,409	25,485	247,619
繰延税金資産(注7)	10,111	7,745	75,252
未収入金(注4)	94,333	121,121	1,176,846
その他	118,701	41,913	407,239
貸倒引当金	(14,919)	(17,644)	(171,434)
流動資産合計	1,106,504	1,140,204	11,078,546
有形固定資産			
建物及び構築物(注6)	240,218	294,621	2,862,621
坑井(注6)	247,173	264,439	2,569,365
機械装置及び運搬具(注6)	305,836	356,157	3,460,523
土地	19,560	19,737	191,770
建設仮勘定	359,430	626,520	6,087,447
その他	19,067	29,050	282,258
	1,191,284	1,590,524	15,453,984
減価償却累計額	(606,743)	(638,745)	(6,206,228)
有形固定資産合計	584,541	951,779	9,247,756
無形固定資産			
のれん(注16)	87,841	81,080	787,796
探鉱開発権	118,869	125,622	1,220,579
鉱業権	167,179	221,411	2,151,292
その他	6,267	11,066	107,521
無形固定資産合計	380,156	439,179	4,267,188
投資その他の資産			
生産物回収勘定	590,566	685,990	6,665,274
生産物回収勘定引当金	(112,871)	(123,484)	(1,199,806)
	477,695	562,506	5,465,468
投資有価証券(注4、5及び6)	673,129	476,407	4,628,906
長期貸付金	7,264	33,092	321,531
長期預金(注12)	287,273	364,103	3,537,728
繰延税金資産(注7)	40,076	13,822	134,299
その他(注6)	65,434	61,159	594,238
貸倒引当金	(794)	(885)	(8,599)
探鉱投資引当金	(5,119)	(3,227)	(31,354)
投資その他の資産合計	1,544,958	1,506,977	14,642,217
固定資産合計	2,509,655	2,897,935	28,157,161
資産合計	¥3,616,159	¥4,038,139	\$39,235,707

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)
	2013	2014	2014
流動負債			
支払手形及び買掛金	¥ 41,402	¥ 46,811	\$ 454,829
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12)	8,561	21,954	213,311
未払法人税等(注7)	152,681	91,198	886,106
未払金(注6)	133,233	131,905	1,281,626
探鉱事業引当金	26,857	9,817	95,385
役員賞与引当金	127	111	1,079
資産除去債務(注15)	3,813	2,353	22,862
その他(注7)	48,303	71,521	694,918
流動負債合計	414,977	375,670	3,650,116
固定負債			
長期借入金(注4、6、11及び12)	466,909	561,674	5,457,384
繰延税金負債(注7)	34,988	54,960	534,007
退職給付引当金(注14)	8,580	—	—
事業損失引当金	3,705	6,978	67,800
特別修繕引当金	278	234	2,274
退職給付に係る負債(注14)	—	7,793	75,719
資産除去債務(注15)	13,582	25,954	252,177
その他(注6)	2,156	8,839	85,882
固定負債合計	530,198	666,432	6,475,243
負債合計	945,175	1,042,102	10,125,359
純資産(注9)			
資本金	290,810	290,810	2,825,593
授權株式の総数: 2013 — 9,000,001株 2014 — 3,600,000,001株			
発行済株式の総数: 2013 — 3,655,810株 2014 — 1,462,323,601株			
資本剰余金	679,288	679,288	6,600,155
利益剰余金	1,375,107	1,532,876	14,893,859
自己株式: 2013 — 4,916株 2014 — 1,966,400株	(5,248)	(5,248)	(50,991)
株主資本合計	2,339,957	2,497,726	24,268,616
その他有価証券評価差額金	34,742	44,737	434,677
繰延ヘッジ損益(注11)	16,244	(17,579)	(170,802)
為替換算調整勘定	90,350	266,225	2,586,718
その他の包括利益累計額合計	141,336	293,383	2,850,593
少数株主持分	189,691	204,928	1,991,139
純資産合計	2,670,984	2,996,037	29,110,348
偶発債務(注18)			
負債及び純資産合計	¥3,616,159	¥4,038,139	\$39,235,707

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
2014年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2013	2014	2014
売上高	¥1,216,533	¥1,334,626	\$12,967,606
売上原価	426,326	490,417	4,765,031
売上総利益	790,207	844,209	8,202,575
探鉱費	20,125	28,206	274,058
販売費及び一般管理費(注13、14及び16)	53,734	57,345	557,180
減価償却費	22,900	25,048	243,374
営業利益	693,448	733,610	7,127,963
その他収益			
受取利息	8,735	17,462	169,666
受取配当金	7,832	9,228	89,662
有価証券売却益	40	10,320	100,272
その他	82,059	13,725	133,356
その他収益合計	98,666	50,735	492,956
その他費用			
支払利息	1,518	2,335	22,688
持分法による投資損失	1,042	5,054	49,106
生産物回収勘定引当金繰入額	15,131	8,028	78,002
探鉱事業引当金繰入額	12,452	1,165	11,319
為替差損	30,056	4,280	41,586
その他	13,769	13,405	130,247
その他費用合計	73,968	34,267	332,948
法人税等及び少数株主損益調整前当期純利益	718,146	750,078	7,287,971
法人税等(注7)			
法人税、住民税及び事業税	539,208	514,016	4,994,326
法人税等調整額	(9,933)	49,121	477,273
法人税等合計	529,275	563,137	5,471,599
少数株主損益調整前当期純利益	188,871	186,941	1,816,372
少数株主利益	5,909	3,250	31,578
当期純利益	¥ 182,962	¥ 183,691	\$ 1,784,794

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
2014年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2013	2014	2014
少数株主損益調整前当期純利益	¥188,871	¥186,941	\$1,816,372
その他の包括利益			
その他有価証券評価差額金	27,787	9,982	96,988
繰延ヘッジ損益	16,769	(20,888)	(202,954)
為替換算調整勘定	105,692	176,311	1,713,088
持分法適用会社に対する持分相当額	(1,577)	(6,674)	(64,847)
その他の包括利益合計(注8)	148,671	158,731	1,542,275
包括利益(注8)	337,542	345,672	3,358,647
(内訳)			
親会社株主に係る包括利益	329,422	335,737	3,262,116
少数株主に係る包括利益	¥ 8,120	¥ 9,935	\$ 96,531

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

2013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
2012年4月1日残高	¥290,810	¥679,288	¥1,219,527	¥(5,248)	¥2,184,377
剰余金の配当	—	—	(27,382)	—	(27,382)
当期純利益	—	—	182,962	—	182,962
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)	—	—	—	—	—
連結会計年度中の変動額合計	—	—	155,580	—	155,580
2013年3月31日残高	¥290,810	¥679,288	¥1,375,107	¥(5,248)	¥2,339,957

2013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				少数株主持分	純資産合計
	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		
2012年4月1日残高	¥ 6,953	¥ 4,118	¥(16,196)	¥ (5,125)	¥134,941	¥2,314,193
剰余金の配当	—	—	—	—	—	(27,382)
当期純利益	—	—	—	—	—	182,962
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)	27,789	12,126	106,546	146,461	54,750	201,211
連結会計年度中の変動額合計	27,789	12,126	106,546	146,461	54,750	356,791
2013年3月31日残高	¥34,742	¥16,244	¥ 90,350	¥141,336	¥189,691	¥2,670,984

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
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)	—	—	—	—	—
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
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

2014年3月31日終了の連結会計年度	千米ドル (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
2013年4月1日残高	\$2,825,593	\$6,600,155	\$13,360,931	\$(50,991)	\$22,735,688
剰余金の配当	—	—	(251,866)	—	(251,866)
当期純利益	—	—	1,784,794	—	1,784,794
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)	—	—	—	—	—
連結会計年度中の変動額合計	—	—	1,532,928	—	1,532,928
2014年3月31日残高	\$2,825,593	\$6,600,155	\$14,893,859	\$(50,991)	\$24,268,616

2014年3月31日終了の連結会計年度	千米ドル (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
2013年4月1日残高	\$337,563	\$157,832	\$877,866	\$1,373,261	\$1,843,092	\$25,952,041
剰余金の配当	—	—	—	—	—	(251,866)
当期純利益	—	—	—	—	—	1,784,794
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)	97,114	(328,634)	1,708,852	1,477,332	148,047	1,625,379
連結会計年度中の変動額合計	97,114	(328,634)	1,708,852	1,477,332	148,047	3,158,307
2014年3月31日残高	\$434,677	\$(170,802)	\$2,586,718	\$2,850,593	\$1,991,139	\$29,110,348

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
2014年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2013	2014	2014
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	¥ 718,146	¥ 750,078	\$ 7,287,971
減価償却費	51,916	50,917	494,724
のれん償却額	6,761	6,761	65,692
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	16,354	14,883	144,608
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	21,132	(17,318)	(168,267)
退職給付引当金の増加額(減少額)	2,285	—	—
その他の引当金の増加額(減少額)	5,547	5,024	48,815
退職給付に係る負債の増加額(減少額)	—	(777)	(7,550)
受取利息及び受取配当金	(16,567)	(26,691)	(259,337)
支払利息	1,518	2,335	22,688
為替差損(益)	16,330	14,105	137,048
持分法による投資損失(利益)	1,041	5,053	49,096
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	54,087	67,073	651,700
生産物回収勘定(非資本支出)の増加額	(21,079)	(60,491)	(587,748)
売上債権の減少額(増加額)	2,795	6,277	60,989
たな卸資産の減少額(増加額)	(3,232)	(10,014)	(97,299)
仕入債務の増加額(減少額)	11,030	5,413	52,594
未収入金の減少額(増加額)	4,910	(35,288)	(342,868)
未払金の増加額(減少額)	(900)	(18,142)	(176,273)
前受金の増加額(減少額)	(24,636)	2,168	21,065
その他	(72,531)	(5,247)	(50,981)
小計	774,907	756,119	7,346,667
利息及び配当金の受取額	19,652	26,932	261,679
利息の支払額	(1,344)	(2,381)	(23,134)
法人税等の支払額	(540,868)	(567,156)	(5,510,649)
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 252,347	¥ 213,514	\$ 2,074,563

	百万円		千米ドル (注3)
	2013	2014	2014
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	¥(299,460)	¥(211,332)	\$(2,053,362)
定期預金の払戻による収入	134,162	276,248	2,684,104
長期預金の預入による支出	(252,082)	(484,081)	(4,703,469)
長期預金の払戻による収入	5,000	130,757	1,270,472
有形固定資産の取得による支出	(189,153)	(323,651)	(3,144,685)
有形固定資産の売却による収入	116	677	6,578
無形固定資産の取得による支出	(4,256)	(6,171)	(59,959)
有価証券の取得による支出	(17,710)	—	—
有価証券の売却及び償還による収入	366,633	285,452	2,773,533
投資有価証券の取得による支出	(90,831)	(24,637)	(239,380)
投資有価証券の売却及び償還による収入	70,902	62,433	606,617
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(82,696)	(104,073)	(1,011,203)
短期貸付金の減少額(増加額)	(85)	(4,187)	(40,682)
長期貸付けによる支出	(141,222)	(37,158)	(361,038)
長期貸付金の回収による収入	119,238	75,464	733,230
権益取得による支出	(176,232)	(42,734)	(415,216)
その他	67,806	11,438	111,135
投資活動によるキャッシュ・フロー	(489,870)	(395,555)	(3,843,325)
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)	991	2,691	26,146
長期借入れによる収入	121,572	74,742	726,215
長期借入金の返済による支出	(4,682)	(7,760)	(75,398)
少数株主からの払込みによる収入	55,852	10,289	99,971
配当金の支払額	(27,385)	(25,935)	(251,992)
少数株主への配当金の支払額	(4,992)	(4,992)	(48,504)
その他	(4,287)	(74)	(719)
財務活動によるキャッシュ・フロー	137,069	48,961	475,719
現金及び現金同等物に係る換算差額	51,498	50,752	493,121
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	(48,956)	(82,328)	(799,922)
現金及び現金同等物の期首残高	249,233	199,859	1,941,887
新規連結に伴う現金及び現金同等物の増加額	440	—	—
連結除外に伴う現金及び現金同等物の減少額	(858)	—	—
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 199,859	¥ 117,531	\$ 1,141,965

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48社は決算日が12月31日であり、決算日現在の財務諸表を使用しております。ただし、連結決算日との間に生じた重要な取引については、連結上必要な調整を行っております。また、ジャパン石油開発(株)、インベックス南西カスピ海石油(株)、インベックス北カスピ海石油(株)、INPEX Holdings Australia Pty Ltd、INPEX Ichthys Pty Ltd等12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、残存価額を零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、期間定額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く当該生産施設等の撤去等の廃止義務を有する場合、操業終了時に負担する費用を合理的に見積り、資産除去債務を計上しております。

(s) ヘッジ会計

繰延ヘッジ処理によっております。なお、振当処理の要件を満たしている為替予約については振当処理を、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。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24年5月17日。以下

「退職給付適用指針」という。)を、2014年3月31日終了の連結会計年度より適用し(ただし、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を除く。)、退職給付債務から年金資産の額を控除した額を退職給付に係る負債として計上する方法に変更しました。

この結果、2014年3月31日現在において、退職給付に係る負債が7,793百万円(75,719千米ドル)計上されております。なお、当社は、数理計算上の差異を発生年度に全額を費用処理しているため、その他の包括利益累計額に与える影響はありません。

(w) 未適用の会計基準

- ・「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)
 - ・「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24年5月17日)
- (概要)

本会計基準等は、財務報告を改善する観点及び国際的な動向を踏まえ、未認識数理計算上の差異及び未認識過去勤務費用の処理方法、退職給付債務及び勤務費用の計算方法並びに開示の拡充を中心に改正されたものです。

(適用予定日)

退職給付債務及び勤務費用の計算方法の改正については、2015年3月31日終了の連結会計年度の期首より適用予定です。

(当該会計基準等の適用による影響)

当該会計基準を適用することによる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す。

- ・「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、2014年3月31日の換算レートである1米ドル102円92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意味しているものではありません。

4. 金融商品の状況に関する事項

(a) 金融商品に対する取組方針

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

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

(b) 金融商品の内容及びそのリスク並びにリスク管理体制

(営業債権等にかかる信用リスク)

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

(有価証券にかかる市場価格変動リスク)

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

(借入金にかかる金利変動リスク)

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

(外貨建資産・負債にかかる為替変動リスク)

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

(デリバティブ取引の管理)

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

(資金調達に係る流動性リスクの管理)

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

5. 有価証券

(a) 2013年及び2014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。

2013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	¥ 11,937	¥ 21,926	¥ 9,989
債券			
国債・地方債等	356,284	357,528	1,244
社債	60,050	60,152	102
その他	33,648	37,549	3,901
その他	205,185	228,948	23,763
小計	667,104	706,103	38,999
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの			
株式	40,451	37,824	(2,627)
債券			
国債・地方債等	29,137	28,982	(155)
社債	35,000	34,966	(34)
小計	104,588	101,772	(2,816)
合計	¥771,692	¥807,875	¥36,183

2014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	¥ 16,699	¥ 29,652	¥12,953	\$ 162,252	\$ 288,107	\$125,855
債券						
国債・地方債等	166,875	167,554	679	1,621,405	1,628,002	6,597
社債	70,316	70,353	37	683,210	683,570	360
その他	25,099	31,444	6,345	243,869	305,519	61,650
その他	139,524	169,346	29,822	1,355,655	1,645,414	289,759
小計	418,513	468,349	49,836	4,066,391	4,550,612	484,221
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)	346,774	314,069	(32,705)
債券						
国債・地方債等	2,025	2,025	(0)	19,676	19,676	(0)
小計	37,715	34,349	(3,366)	366,450	333,745	(32,705)
合計	¥456,228	¥502,698	¥46,470	\$4,432,841	\$4,884,357	\$451,516

(b) 2013年及び2014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。

2013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	¥121,781	¥187	¥—
合計	¥121,781	¥187	¥—

2014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	¥ 72,563	¥ 182	¥—	\$ 705,043	\$ 1,768	\$—
その他	76,307	10,307	—	741,420	100,146	—
合計	¥148,870	¥10,489	¥—	\$1,446,463	\$101,914	\$—

(c) 2013年及び2014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
	2013	2014	2014
その他有価証券			
非上場株式	¥ 30,728	¥ 33,842	\$ 328,819
優先出資証券	5,000	5,000	48,581
関係会社株式	110,655	112,576	1,093,820
合計	¥146,383	¥151,418	\$1,471,220

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) 2014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。

2014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	¥ 66,000	¥ 80,000	¥22,500	¥—	\$ 641,275	\$ 777,303	\$218,616	\$—
社債	18,500	51,800	—	—	179,751	503,303	—	—
その他	15,450	15,438	—	—	150,116	150,000	—	—
その他	66,004	66,096	—	—	641,314	642,208	—	—
合計	¥165,954	¥213,334	¥22,500	¥—	\$1,612,456	\$2,072,814	\$218,616	\$—

(e) 2013年及び2014年3月31日現在の投資有価証券のうち、貸し付けているものは以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2013	2014	2014
投資有価証券	¥—	¥20,064	\$194,948

6. 借入金

(a) 2013年及び2014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
	2013	2014	2014
銀行等からの借入金			
(2013年3月31日現在の利率は0.950%から2.174%)	¥1,170	¥4,327	\$42,042
(2014年3月31日現在の利率は0.839%から1.963%)			

(b) 2013年及び2014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
	2013	2014	2014
返済期限(最長)2028年の銀行等からの借入金			
(2013年3月31日現在の利率は0.509%から2.700%)	¥474,300	¥579,301	\$5,628,653
(2014年3月31日現在の利率は0.366%から2.500%)			
うち、1年以内返済予定の長期借入金	7,391	17,627	171,269
合計	¥466,909	¥561,674	\$5,457,384

(c) 2013年及び2014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
	2013	2014	2014
建物及び構築物	¥ 2,091	¥ 2,082	\$ 20,229
坑井	1,214	181	1,759
機械装置及び運搬具	8,974	8,027	77,992
投資有価証券	7,395	790	7,676
その他	227	222	2,157
合計	¥19,901	¥11,302	\$109,813

(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
	2013	2014	2014
短期借入金	¥ 997	¥ 946	\$ 9,192
未払金	5,119	385	3,741
長期借入金	1,437	492	4,780
その他	17	17	165
合計	¥7,570	¥1,840	\$17,878

(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
	2013	2014	2014
現金及び現金同等物	¥ 3,602	¥ 7,835	\$ 76,127
未収入金	160	—	—
その他(流動資産)	64,631	5,430	52,759
土地	133	146	1,419
建設仮勘定	172,378	382,224	3,713,797
投資有価証券	15,758	—	—
長期貸付金	—	27,309	265,342
合計	¥256,662	¥422,944	\$4,109,444

(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
	2013	2014	2014
投資有価証券	¥5,240	¥6,378	\$61,970

(f) 長期借入金の2014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
2015年	¥ 17,627	\$ 171,269
2016年	23,744	230,703
2017年	60,719	589,963
2018年	35,765	347,503
2019年	55,931	543,442
2020年以降	385,515	3,745,773
合計	¥579,301	\$5,628,653

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2013年及び2014年3月31日終了の連結会計年度ともに33.3%となっております。

(a) 2013年及び2014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	2013	2014
法定実効税率	33.3%	33.3%
(調整)		
交際費等永久に損金に算入されない項目	0.6	0.6
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(0.7)	(0.7)
評価性引当額	2.6	0.6
外国税	69.3	73.5
外国税額控除	(22.1)	(15.1)
損金算入外国税額の調整	(10.7)	(15.7)
のれん償却額	0.3	0.3
本邦税効果適用税率差異	(0.2)	(2.0)
その他	1.3	0.3
税効果会計適用後の法人税等負担率	73.7%	75.1%

(b) 2013年及び2014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
	2013	2014	2014
繰延税金資産			
探鉱投資等	¥ 90,332	¥ 94,419	\$ 917,402
投資有価証券評価損	3,205	3,196	31,053
生産物回収勘定(外国税)	6,992	10,040	97,551
探鉱投資引当金	2,579	1,054	10,241
未払外国税	33,288	32,221	313,068
税務上の繰越欠損金	46,021	62,175	604,110
減価償却費償却超過額	43,238	11,649	113,185
退職給付引当金	2,659	—	—
退職給付に係る負債	—	2,369	23,018
事業損失引当金	1,140	2,148	20,871
外貨建債権債務評価差額	795	8,385	81,471
資産除去債務	5,574	10,829	105,218
貸倒引当金	5,974	3,901	37,903
その他	21,642	18,788	182,550
繰延税金資産小計	263,439	261,174	2,537,641
評価性引当額	(195,665)	(188,518)	(1,831,695)
繰延税金資産合計	67,774	72,656	705,946
繰延税金負債			
外国税	27,048	84,960	825,496
外貨建債権債務評価差額	3,551	955	9,279
海外投資等損失準備金	5,377	4,671	45,385
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	1,759	1,795	17,441
探鉱準備金	11,274	11,218	108,997
その他有価証券評価差額金	1,424	1,807	17,557
繰延ヘッジ損益	10,442	—	—
その他	4,780	4,821	46,842
繰延税金負債合計	65,655	110,227	1,070,997
繰延税金資産(負債)の純額	¥ 2,119	¥ (37,571)	\$ (365,051)

8. 包括利益

2013年及び2014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について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
	2013	2014	2014
その他有価証券評価差額金			
当期発生額	¥ 29,075	¥ 20,843	\$ 202,517
組替調整額	(138)	(10,473)	(101,759)
税効果調整前	28,937	10,370	100,758
税効果額	(1,150)	(388)	(3,770)
	27,787	9,982	96,988
繰延ヘッジ損益			
当期発生額	24,873	(31,329)	(304,402)
税効果額	(8,104)	10,441	101,448
	16,769	(20,888)	(202,954)
為替換算調整勘定			
当期発生額	105,692	176,311	1,713,088
持分法適用会社に対する持分相当額			
当期発生額	(1,964)	(14,316)	(139,099)
資産の取得原価調整額	387	7,642	74,252
	(1,577)	(6,674)	(64,847)
その他の包括利益合計	¥148,671	¥158,731	\$1,542,275

9. 純資産

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実施いたしました。その結果2014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。

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、2014年3月31日終了の連結会計年度の甲種類株式の配当額は7,200円となっております。

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

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

10. 1株当たり情報

3月31日終了の連結会計年度	円		米ドル
	2013	2014	2014
1株当たり純資産	¥1,699.10	¥1,911.25	\$18.57
1株当たり配当額	17.50	18.00	0.17
1株当たり当期純利益	¥ 125.29	¥ 125.78	\$ 1.22

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、2013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。

11. 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

2013年及び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。

(b) ヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引

2013年及び2014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。

2013年3月31日現在	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
為替予約取引(注1)				
買建米ドル (原則処理)	外貨建予定取引	¥157,614	¥ —	¥31,329
金利スワップ取引				
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥ 4,820	¥4,760	(注2)

2014年3月31日現在	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
金利スワップ取引				
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥4,760	¥4,760	(注2)

2014年3月31日現在	主なヘッジ対象	千米ドル		
		契約額等	うち1年超	時価
金利スワップ取引				
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	\$46,250	\$46,250	(注2)

注1: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。

注2: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12.(a)の長期借入金に含めて記載しております。

12. その他の金融商品

(a) 2013年及び2014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11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。

2013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	¥284,469	¥284,502			
長期預金	287,273	289,007			
短期借入金及び 1年以内返済予定の長期借入金	8,561	8,507			
長期借入金	¥466,909	¥456,404			

2014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	¥555,948	¥560,455	\$5,401,749	\$5,445,540
長期預金	364,103	367,841	3,537,728	3,574,048
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	213,311	211,271
長期借入金	¥561,674	¥551,721	\$5,457,384	\$5,360,678

(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。

13. 研究開発費

販売費及び一般管理費に含まれている研究開発費は、2013年3月31日終了の連結会計年度が99百万円、2014年3月31日終了の連結会計年度が40百万円(389千米ドル)となっております。

14. 退職給付制度

2013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) 退職給付債務に関する事項

	百万円
退職給付債務	¥(19,388)
年金資産	10,808
未積立退職給付債務	(8,580)
未認識数理計算上の差異	—
退職給付引当金	¥ (8,580)

(b) 退職給付費用に関する事項

	百万円
勤務費用	¥ 877
利息費用	301
期待運用収益	(235)
数理計算上の差異の費用処理額	2,211
その他(注)	473
退職給付費用	¥3,627

注:「その他」は、確定拠出型年金への掛金(支払額)であります。

(c) 退職給付債務等の計算の基礎に関する事項

割引率	1.0%
期待運用収益率	2.5%
数理計算上の差異の処理年数	発生年度に 全額費用処理

2014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
退職給付債務の期首残高	¥18,743	\$182,112
勤務費用	948	9,211
利息費用	185	1,798
数理計算上の差異の発生額	25	242
退職給付の支払額	(456)	(4,430)
退職給付債務の期末残高	¥19,445	\$188,933

(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
年金資産の期首残高	¥10,611	\$103,099
期待運用収益	265	2,575
数理計算上の差異の発生額	1,024	9,949
事業主からの拠出額	541	5,257
退職給付の支払額	(320)	(3,109)
年金資産の期末残高	¥12,121	\$117,771

(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
積立型制度の退職給付債務	¥19,445	\$188,933
年金資産	(12,121)	(117,771)
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	7,324	71,162
退職給付に係る負債	7,324	71,162
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥ 7,324	\$ 71,162

(退職給付費用及びその内訳項目の金額)

	百万円	千米ドル
勤務費用	¥ 948	\$ 9,211
利息費用	185	1,798
期待運用収益	(265)	(2,575)
数理計算上の差異の費用処理額	(999)	(9,707)
確定給付制度に係る退職給付費用	¥(131)	\$(1,273)

(年金資産に関する事項)

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

割引率	1.0%
長期期待運用収益率	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
退職給付に係る負債の期首残高	¥448	\$4,353
退職給付費用	100	972
退職給付の支払額	(57)	(554)
制度への拠出額	(35)	(340)
その他	13	126
退職給付に係る負債の期末残高	¥469	\$4,557

(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
積立型制度の退職給付債務	¥278	\$2,702
年金資産	(216)	(2,099)
	62	603
非積立型制度の退職給付債務	407	3,954
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	469	4,557
退職給付に係る負債	469	4,557
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥469	\$4,557

(退職給付費用)

	百万円	千米ドル
簡便法で計算した退職給付費用	¥100	\$972

(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、957百万円(9,298千米ドル)であります。

15. 資産除去債務

2013年及び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
	2013	2014	2014
期首残高	¥13,142	¥17,395	\$169,015
有形固定資産の取得に伴う増加額	711	6,209	60,328
時の経過による調整額	429	782	7,598
資産除去債務の履行による減少額	(359)	(198)	(1,924)
見積りの変更による増加額(注1)	1,997	2,275	22,105
その他増加額(注2)	1,475	1,844	17,917
期末残高	¥17,395	¥28,307	\$275,039

注1: 2014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が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」の主なものは為替変動による増加額であります。

16. のれん

2013年及び2014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
	2013	2014	2014
期首残高	¥94,602	¥87,841	\$853,488
のれん計上額	—	—	—
のれん償却額	(6,761)	(6,761)	(65,692)
期末残高	¥87,841	¥81,080	\$787,796

17. リース取引

2014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
2015年	¥ 4,398	\$ 42,732
2016年以降	11,492	111,660
合計	¥15,890	\$154,392

(b) 貸手側

	百万円	千米ドル
2015年	¥104	\$1,010
2016年以降	277	2,692
合計	¥381	\$3,702

18. 偶発債務

当社及び連結子会社は2014年3月31日現在、関連会社等の負債25,186百万円(244,714千米ドル)に対し、債務保証を行っております。

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、2014年3月31日現在の評価損失は17,531百万円(170,336千米ドル)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、2014年3月31日現在の当社分の保証負担額は600,030百万円(5,830,062千米ドル)であります。

19. セグメント情報等

2013年及び2014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、東チモール）、「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

2013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	¥118,937	¥485,275	¥ 85,541	¥520,835	¥ 5,945	¥1,216,533	¥ —	¥1,216,533	
売上高合計	118,937	485,275	85,541	520,835	5,945	1,216,533	—	1,216,533	
セグメント利益(損失)	28,568	281,623	41,752	357,343	(6,089)	703,197	(9,749)	693,448	
セグメント資産	265,467	690,763	526,519	266,649	188,209	1,937,607	1,678,552	3,616,159	
その他の項目									
減価償却費	17,603	17,033	9,066	5,850	1,012	50,564	1,352	51,916	
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	1,857	46,818	—	53,243	4,159	106,077	—	106,077	
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 24,656	¥203,853	¥ 1,024	¥ 20,595	¥108,373	¥ 358,501	¥ 1,486	¥ 359,987	

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	

2014年3月31日終了の 連結会計年度	千米ドル						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	\$1,168,558	\$ 4,713,068	\$ 936,077	\$6,038,797	\$ 111,106	\$12,967,606	\$ —	\$12,967,606
売上高合計	1,168,558	4,713,068	936,077	6,038,797	111,106	12,967,606	—	12,967,606
セグメント利益(損失)	221,250	2,573,348	413,923	4,092,344	(74,291)	7,226,574	(98,611)	7,127,963
セグメント資産	2,782,880	10,088,078	5,198,659	2,804,129	2,578,197	23,451,943	15,783,764	39,235,707
その他の項目								
減価償却費	183,035	85,717	101,215	65,799	45,394	481,160	13,564	494,724
のれんの償却額	—	—	—	—	(1,866)	(1,866)	67,558	65,692
持分法適用会社への 投資額	19,433	380,140	—	633,346	19,578	1,052,497	—	1,052,497
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	\$ 412,009	\$ 2,777,915	\$ 39,574	\$ 341,965	\$ 501,195	\$ 4,072,658	\$ 4,052	\$ 4,076,710

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
	2013	2014	2014
原油	¥ 788,135	¥ 858,754	\$ 8,343,898
天然ガス(LPGを除く)	370,528	431,187	4,189,536
LPG	27,238	24,227	235,396
その他	30,632	20,458	198,776
合計	¥1,216,533	¥1,334,626	\$12,967,606

(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
	2013	2014	2014
日本	¥ 634,788	¥ 682,353	\$ 6,629,936
アジア・オセアニア	564,253	620,339	6,027,390
その他	17,492	31,934	310,280
合計	¥1,216,533	¥1,334,626	\$12,967,606

(有形固定資産)

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2013	2014	2014
日本	¥235,674	¥248,247	\$2,412,039
オーストラリア	227,358	520,976	5,061,951
その他	121,509	182,556	1,773,766
合計	¥584,541	¥951,779	\$9,247,756

(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	
	2013	2014	2014	セグメント
プルタミナ	¥206,282	¥217,519	\$2,113,476	アジア・オセアニア
出光興産(株)	¥132,908	¥156,151	\$1,517,208	中東・アフリカ

20. 関連当事者との取引

2013年及び2014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

2013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 66.07%	役員の 兼任、 出資	金銭の貸付 (注)	¥141,153		短期貸付金	¥58,700	
						貸付金の回収 (注)	119,139				
						債務保証	128,864	—			
Angola Block 14 B.V.	オランダ 王国 ハーグ市	18 千ユーロ	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 売事業	間接 49.99%	出資	増資の引受	¥ 37,621		—	¥ —	—

(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。

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	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 66.07%	役員の 兼任、 出資	受取利息 (注)	¥ 7,976	\$ 77,497	流動資産 その他 (未収収益)	¥ 2,133	\$ 20,725
									長期貸付金	27,309	265,342
						債務保証	¥600,030	\$5,830,062	—	¥ —	\$ —

(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

2013年及び2014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
	2013	2014	2014
流動資産合計	¥ 47,429	¥ 47,238	\$ 458,978
固定資産合計	550,378	1,262,541	12,267,208
流動負債合計	227,942	57,265	556,403
固定負債合計	336,847	1,229,360	11,944,812
純資産合計	33,019	23,154	224,971
売上高	—	—	—
税引前当期純損失	1,511	3,367	32,715
当期純損失	¥ 694	¥ 2,018	\$ 19,607

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 Shinohara LLC
Hibiya Kokusai Bldg.
2-2-3 Uchikawachi-cho, Chiyoda-ku
Tokyo, Japan 100-0011

Tel: +81 3 3503 1100
Fax: +81 3 3503 1197
www.shinohara.ey.com

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, 2014, 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.

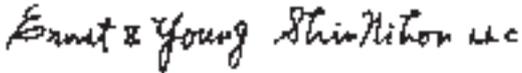
We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

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, 2014, 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 Shinohara LLC

June 25, 2014
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、2014年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表及び2014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2014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
2014年6月25日

連結子会社および関連会社

2014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/東チモール共同石油開発地域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
インベックスステング(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グ鉱区における石油・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)	418,190	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	245,186 (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)	35,428	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/東チモール共同石油開発地域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ウドガス田ほか(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)	1,107	51.02%	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)	2,045	100.00%	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
インベックスエーピーケー石油(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・ボリバル共和国コパ・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
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)	20,580	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・グルジア 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37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)	66.07%	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2014年6月26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。

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.128 石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について」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.128 石油・天然ガスの埋蔵量および生産量について」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、生産分と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充分な配慮を払いつつ作業を遂行していますが、何らかの要因により環境に対して影響を及ぼすような作業上の事故や災害等が生じた場合には、その復旧等のための対応若しくは必要な費用負担が発生したり、民事上、刑事上又は行政上の手続等が開始されてそれに伴う手続関連費用や損害賠償等の金銭の支払い義務が生じたり、操業停止による損失等が生じたりすることがあります。さらに、当該国における環境関連法規、規則及び基準等（新エネルギー・再生可能エネルギー等の支援策を含む。）が将来的に変更や強化された場合には、当社グループにとって追加的な対応策を講じる必要やそのための費用負担が発生する可能性があります。

当社グループは、作業を実施するにあたっては、損害保険を付保することとしていますが、いずれの場合も、当該事故・災害等が当社グループの故意又は過失に起因する場合には、費用負担の発生に

より業績に悪影響を及ぼす可能性があり、また、行政処分や当社グループの石油・天然ガス開発会社としての信頼性や評判が損なわれることによって、将来の事業活動に悪影響を及ぼす可能性があります。

2011年11月、当社の持分法適用関連会社であるインベックス北カンボス沖石油株式会社（出資比率37.5%）の子会社であるFrade Japão Petróleo Limitada（以下、「FJPL社」といいます。）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膜が広がっていることが確認されました。

さらにフラージ鉱区のプロジェクトのオペレーターであるChevron Brasil Upstream Frade Ltda.（以下、「シェブロン社」といいます。）は2012年3月に、2011年11月の油のしみ出しとは別の場所からの小規模な新たな油のしみ出しを確認したため、シェブロン社及びFJPL社を含むパートナー各社は、フラージ鉱区の生産を一時停止しておりましたが、2013年4月30日より生産を再開しております。

2011年11月及び2012年3月の油のしみ出しに関連して、ブラジル当局などからオペレーターのシェブロン社などに対し損害賠償、操業の停止等を求める複数の訴訟提起その他通知等が行われており、その1つとしてブラジル連邦検察当局から、シェブロン社などに対し2011年11月及び2012年3月の事故についてそれぞれ200億リアル（約9,000億円。1リアル≒45円。）の損害賠償及び操業の一時停止を求める訴訟2件が提起されました。

2013年9月13日、シェブロン社は、ブラジル連邦検察当局から提起されていた上記2件の訴訟を終結するための合意書に署名しました。2013年9月27日、リオ市第1連邦裁判所は、同合意書を承認するとともに、上記2件の訴訟の却下を決定し、2013年11月11日、同決定が確定した旨を証する証明書を発行しました。これにより、付随関連する手続において裁判所の今後の判断を待つ部分が一部残されているものの、上記2件の訴訟は実質的には終結したものと考えられます。FJPL社を含む当社グループはこれらのいずれの訴訟等についても直接の当事者とはなっておりませんが、これらの訴訟等にかかる合意書署名の結果としてシェブロン社が和解金等を負担した場合には、フラージ鉱区における共同操業協定に基づきFJPL社が権益保有分の負担を求められることとなり、その場合のFJPL社の負担分は約17百万リアル（同約8億円）であります。

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%。以下、「INCS社」といいます。）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。これに対して、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、2014年3月7日、カザフスタン環境保全省のアティラウ地方管轄部は、環境関連法規の違反を理由に、オペレーターに対し

て約1,343億カザフスタン・テンゲ(約750億円。1カザフスタン・テンゲ≒0.56円。)の金銭請求に関する通知を發出し、オペレーターらはその取り消しを求め係争中です。オペレーターらが最終的に当該金額を負担した場合には、共同操業協定に基づきINCS社が権益保有分の負担(約57億円)を求められる可能性があります。

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(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するものではありません。

(3) 金利の変動が与える業績への影響

当社グループでは探鉱開発事業の必要資金の一部を借入金で賄っており、このうち大部分が米ドル建て6ヵ月LIBORベースの変動金利建の長期借入です。従って、当社の利益は米ドル金利変動の影響を受けます。なお、当社は、一部金利リスクを減じる手段を講じていますが、かかる手段は当社の金利変動リスクを全てカバーするものではなく、金利の変動が与える影響を完全に排除する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、2014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%と太宗を占めております。

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。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。

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。

(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

2014年6月26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が、上記各社の資源機構保有株式の譲渡の時期、方法は未定となっております。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、外資による同社の経営支配等の可能性を排除しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性が高く必要最小限の措置として発行されたものです。当社は、同答申の考え方を踏まえつつ、甲種類株式が当社にとっても投機目的による敵対的買収や乗っ取り等の危険を防止する手段として有効なものと考えられることからこれを発行したものです。

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普通株式と同額となります。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、甲種類株式に係る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 ガイドライン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。）においてガイドラインが設けられており、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。
- ・重要な資産の処分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、上記のガイドラインについては、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、外国資本による経営支配等の可能性を排除しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう、必要最小限の措置として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ガイドラインに基づき拒否権を行使するものと予想されますが、ガイドラインは、我が国向けエネルギー安定供給の効率的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上記ガイドライン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16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禁止義務、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・天然ガスの埋蔵量および生産量について

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。

2014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12億7,838万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は6兆7,352億立方フィート、合計で25億3,185万バレル(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												
2012年3月31日現在	16	651	255	6,509	188	—	371	—	0	195	831	7,354
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	63	—	63
買収及び売却	—	—	(24)	(698)	—	—	—	—	9	7	(15)	(691)
前年度分調整	0	7	(1)	(92)	4	42	23	—	(0)	55	26	12
期中生産量	(1)	(49)	(21)	(212)	(9)	—	(31)	—	(0)	(24)	(63)	(284)
2013年3月31日現在	15	609	208	5,507	183	42	363	—	9	296	779	6,454
持分法適用関連会社分												
2012年3月31日現在	—	—	2	439	—	—	147	—	1	0	150	439
拡張及び発見	—	—	0	11	—	—	—	—	—	—	0	11
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	10	—	—	—	10	—
前年度分調整	—	—	0	(116)	—	—	12	—	5	0	17	(116)
期中生産量	—	—	(0)	(19)	—	—	(27)	—	—	—	(27)	(19)
2013年3月31日現在	—	—	3	314	—	—	142	—	6	0	151	315
確認埋蔵量												
2013年3月31日現在	15	609	211	5,821	183	42	505	—	15	297	929	6,768
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
確認開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2014年3月31日現在	14	557	22	399	39	—	543	—	0	140	619	1,096
持分法適用関連会社分												
2014年3月31日現在	—	—	1	182	—	—	100	—	5	1	106	183
確認未開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2014年3月31日現在	6	259	178	4,906	147	27	199	—	9	149	539	5,341
持分法適用関連会社分												
2014年3月31日現在	—	—	1	116	—	—	15	—	—	—	15	116

(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。2014 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 7,098 万バレル、天然ガスが約 4 兆 6,414 億立方フィート、合計で約 10 億 3,609 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(2014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%)
 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2014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2014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」に準拠していません。

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。

2013年3月31日及び2014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93.99円、102.92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。

2013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	¥12,788,034	¥960,873	¥6,238,258	¥1,702,492	¥3,736,754	¥149,658
将来の産出原価及び開発費	(4,119,855)	(176,309)	(2,242,999)	(438,236)	(1,188,643)	(73,669)
将来の法人税	(5,057,270)	(277,685)	(2,078,271)	(265,673)	(2,417,554)	(18,087)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	3,610,909	506,879	1,916,987	998,583	130,557	57,903
年間割引率10%	(2,264,436)	(244,270)	(1,369,592)	(545,223)	(80,178)	(25,172)
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	1,346,473	262,609	547,396	453,359	50,379	32,731
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	1,696,889	—	168,545	—	1,470,807	57,537
将来の産出原価及び開発費	(566,833)	—	(76,271)	—	(446,072)	(44,490)
将来の法人税	(974,897)	—	(47,627)	—	(925,608)	(1,662)
割引前の将来純キャッシュ・フロー	155,159	—	44,647	—	99,127	11,385
年間割引率10%	(63,444)	—	(31,381)	—	(28,798)	(3,265)
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	91,715	—	13,266	—	70,330	8,119
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	¥ 1,438,188	¥262,609	¥ 560,661	¥ 453,359	¥ 120,708	¥ 40,850

(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%)

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%)

	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
連結対象会社分							
期首割引現在価値 (2013年4月1日)	¥1,438,188	¥262,609	¥ 547,396	¥453,359	¥ 50,379	¥32,731	¥ 91,715
変動要因:							
産出された油・ガスの販売または移転	(940,350)	(64,803)	(307,805)	(87,312)	(240,554)	(5,615)	(234,260)
油ガス価及び生産単価の純増減	(767,958)	(67,001)	(370,213)	(47,267)	(249,342)	(1,478)	(32,656)
発生した開発費	503,931	—	377,559	49,610	31,463	27,595	17,704
将来の開発費の変動	(49,289)	(4,216)	9,002	(19,356)	(21,508)	(2,474)	(10,737)
埋蔵量の変動	857,625	48,174	99,410	(32,763)	724,450	6,518	11,837
時間の経過による増加	176,596	24,516	83,103	48,498	5,944	5,756	8,779
法人税の変動	389,751	16,311	308,170	14,459	(196,868)	7,794	239,886
拡張及び発見、産出技術の改良	3,398	—	—	—	3,398	—	—
その他	136,061	24,950	51,511	43,087	4,786	3,011	8,714
期末割引現在価値 (2014年3月31日)	¥1,747,952	¥240,539	¥ 798,133	¥422,316	¥ 112,146	¥73,837	¥ 100,980

(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%)
2 「拡張及び発見、産出技術の改良」には、買収及び売却を含みます。

2014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、コンデンサート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量及び予想埋蔵量です。2014年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンサート及びLPGの推定埋蔵量は8億5,366万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は6兆0,269億立方フィート、

合計で19億4,544万バレル (原油換算) となっています。また、2014年3月31日現在の当社グループの原油、コンデンサート及びLPGの予想埋蔵量は1億2,134万バレル、天然ガスの予想埋蔵量は2兆5,560億立方フィート、合計で6億0,476万バレル (原油換算) となっています。

2014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・コンデンサート・LPG (MMbbl)	2	176	368	190	89	825	29	854
天然ガス (Bcf)	80	5,724	126	—	49	5,979	48	6,027

2014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・コンデンサート・LPG (MMbbl)	2	87	4	2	10	105	16	121
天然ガス (Bcf)	65	2,349	—	—	36	2,450	106	2,556

(注) 1 MMbbl: 百万バレル
2 Bcf: 十億立方フィート
3 米州の原油・コンデンサート・LPGの推定・予想埋蔵量にはピチューメンの埋蔵量が含まれています。

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。

2014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244.9千バレル、天然ガス生産量は日量876.4百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量408.8千バレル(原油換算)となっています。2012年3月31日終了の事業年度より、天然ガスから原油への換算方法を変更しています。

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
原油・コンデンサート・LPG (千バレル/日)						
日本	4.9	4.5	3.9	3.8	3.9	3.6
アジア・オセアニア	44.7	47.7	65.1	62.5	58.0	45.8
ユーラシア (欧州・NIS)	24.8	26.9	27.9	25.0	25.1	26.1
中東・アフリカ	81.0	73.3	73.0	84.3	84.4	84.4
米州	2.7	5.5	2.3	0.1	0.1	0.1
小計	158.1	158.0	172.2	175.7	171.5	160.0
持分法適用関連会社分	65.1	60.4	67.4	75.4	74.4	84.9
合計	223.2	218.3	239.6	251.2	245.9	244.9
年間生産量 (百万バレル)	81.5	79.7	87.5	91.9	89.8	89.4
天然ガス (百万立方フィート/日)						
日本	164.9	155.1	128.7	127.6	133.7	125.5
アジア・オセアニア	842.8	880.5	836.0	665.0	586.4	602.8
ユーラシア (欧州・NIS)	—	—	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—	—	—
米州	82.3	86.9	81.1	72.4	90.9	107.4
小計	1,090.0	1,122.6	1,045.9	865.0	811.0	835.7
持分法適用関連会社分	—	—	56.6	62.7	52.4	40.7
合計	1,090.0	1,122.6	1,102.5	927.7	863.4	876.4
年間生産量 (十億立方フィート)	397.8	409.7	402.4	339.5	315.1	319.9
原油・天然ガス合計 (千バレル (原油換算) /日)						
日本	32.4	30.4	25.3	27.7	29.0	27.2
アジア・オセアニア	185.1	194.5	204.4	189.5	169.4	159.9
ユーラシア (欧州・NIS)	24.8	26.9	27.9	25.0	25.1	26.1
中東・アフリカ	81.0	73.3	73.0	84.3	84.4	84.4
米州	16.4	20.0	15.8	13.1	16.2	19.0
小計	339.7	345.1	346.5	339.7	324.0	316.7
持分法適用関連会社分	65.1	60.4	76.8	86.5	83.8	92.1
合計	404.9	405.4	423.3	426.2	407.8	408.8
年間生産量 (百万バレル (原油換算))	147.8	148.0	154.5	156.0	148.8	149.2

石油・天然ガス用語

■ 一次エネルギー

石炭、石油、天然ガス、薪(まき)、水力、原子力、風力、潮流、地熱、太陽エネルギーなど自然から直接採取されるエネルギーを一次エネルギーという。

■ オイルサンド

坑井によって容易にくみあげることが可能な通常の原油と異なり、流動性のない高粘度のタール状原油を含む砂岩層のことを指す。採取された原油は、粘性に応じてピチューメン、あるいは超重質油と呼ばれる。

■ オペレーター

石油・天然ガスの探鉱開発に関する石油契約において、権益を保有する当事者が複数の場合、当事者間で共同操業協定を締結し、作業遂行に必要なすべての事項の権利義務について合意しておく必要があり、その際、実際の石油操業を実施・管理する当事者をオペレーターと呼ぶ。これに対し、オペレーター以外の当事者は、ノン・オペレーターと呼ばれる。

■ 確認埋蔵量(かくにんまいぞうりょう)

確認埋蔵量(proved reserves)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、地質的・工学的データに基づき、現在の経済条件および操業条件のもとで、将来にわたり合理的な確実性をもって回収することが可能である原油・天然ガスの数量(estimated quantities)とされる。

■ 可採年数(かさいねんすう)

ある年の年末の埋蔵量(reserves)を、その年の年間生産量(production)で除した数値を、可採年数(R/P)といい、その生産量で毎年生産していった場合、何年生産が継続できるかを示す指標。

■ 原油換算バレル(BOE)

原油換算バレル(BOE: Barrel of oil equivalent)とは、主に天然ガスの体積単位(立方フィート等)を原油の体積単位(バレル)に換算したものを。天然ガスの熱量を標準的な原油1バレルの熱量を基準に換算する。

■ コア

いろいろな調査を目的として掘削中の坑井において地下の地層から採取される円柱状の岩石サンプル。通常、コア掘りにより採取される。

■ 国際エネルギー機関

(IEA: International Energy Agency)

主要石油消費国から構成されるエネルギーの共同行動機関で、OECDに付属する独立機関として1974年に創設された。

■ コンセッション契約

産油国政府・国営石油会社などから契約または認可により鉱業権(日本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)が石油会社に直接付与される契約。石油会社は自ら投資してそこから得られる石油・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する。

■ コンデンセート(超軽質原油)

一般に、ガス田から液体分として採取される原油の一種で、地下では気体状で存在しているが、地上で採取する際、凝縮する液体(油)をコンデンセート油、または単にコンデンセートと呼ぶ。

■ 最終投資決定(FID)

石油・天然ガスプロジェクトにおいて、開発フェーズ(設計・調達・建設作業)の移行を行うにあたり、当該プロジェクトへの投資を最終決定すること。最終投資決定を行う際は、開発にあたっての許認可、資金確保、生産物の販売目途などが必要となる。

■ 再生可能エネルギー

石炭、石油など将来枯渇が予測される化石燃料に対し、太陽、風力、水力、海洋、バイオマスなど地球上で繰り返し生じる自然現象のなかから得られるエネルギーの総称。枯渇の心配がなく、また大気汚染も起こさないエネルギー源として、その利用技術の開発が行われている。

■ 試掘井(しくつせい)

試掘井とはまだ知られていない油層を探し当てるために掘られる坑井であり、ワイルド・キャット(Wild Cat)とも呼ばれる。なお、これにより新たに発見された油層の広がりなどを確かめ、油層の全体像を把握するための坑井を探掘井という。

■ シェールガス

非在来型天然ガスの一種。在来型天然ガスといわれる従来のガス田の場合と異なり、硬いシェール(頁岩)層に含まれているガスを指す。水平坑井を掘削し、水圧破砕法によってシェール層へ人工的にガス採取用の割れ目を作りガスを採掘する。近年はこれらの採掘技術の進歩などにより特に北米地域においてシェールガス生産量が飛躍的に向上している。

■ 条件付資源量

確認・推定・予想埋蔵量のほかに、将来、潜在的に回収可能と評価される資源量。資源の発見はあるものの、諸条件により現時点では商業性があると判断することができない資源量を指す。

■ 推定埋蔵量(※当社)

(すいていまいぞうりょう)

推定埋蔵量(probable reserves)の定義は、石油技術者協会(SPE)が世界石油会議(WPC)・米国石油地質技術者協会(AAPG)・石油評価技術者協会(SPEE)の支援のもとに策定した基準(PRMS)に従っており、地質的・工学的データに基づき、確認埋蔵量に追加して商業的に回収することが可能と推定される原油・天然ガスの数量とされる。

■ 生産分与契約(PS契約)

(せいざんぶんよけいやく)

一社または複数の石油・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、コストの回収分および報酬を生産物で受け取ることを内容とする契約。

■ 石油メジャー

国際石油資本とも呼ばれ、ExxonMobil(米)、Royal Dutch Shell(英蘭)、BP(英)、Chevron(米)、TOTAL(仏)の5社が5大メジャーとして有名で、各社とも石油事業上流・下流両部門を保有する一貫体制となっている。

■ 二次エネルギー

一次エネルギー源を転換および加工することによって得られる電力、都市ガス、コークスなどを二次エネルギーという。

■ ネット生産量

ネット生産量とは生産量の正味経済的取り分を指す。具体的には、生産分与契約における産油国政府取分が引かれた後の数量と、コンセッション契約における権益取分の数量をあわせたものであり、引取り・販売可能な原油・天然ガスの数量となる。

■ メタンハイドレート

非在来型天然ガス資源の一種で、水分子が水素結合により形成する格子のなかにメタン分子を取り込んだ固体結晶。メタンハイドレートは低温・高圧の環境で安定するため、陸上ではシベリア、カナダ、アラスカ等の永久凍土層の下、海洋では水深500m以深に存在している。

■ バレル

バレルは樽(たる)の意味で、石油の場合1バレル=42ガロン(約159リットル)。

■ 非在来型天然ガス

(ひざいらいがたてんねんがす)

通常の油田・ガス田以外から生産される天然ガス。すでに一部では商業生産が行われているもの(タイトサンドガス、炭層メタン、バイオマスガス、シェールガス)、および今後商業生産が期待されるもの(メタンハイドレート、地球深層ガスなど)を含む。

■ ブレント原油(Brent Crude)

原油価格市場において主要な位置を占める原油の一つで、主にイギリスの北海にあるブレント油田から採鉱される硫黄分の少ない軽質油。

■ フローティングLNG

(フローティング・エル・エヌ・ジー)

LNGプラントを搭載した大型の船体で天然ガスを液化し、LNG船に直接出荷する開発方式。

■ ランプ・サム契約

工事や作業の請負契約において、固定的な総額を合意して成立する契約。実際にかかる費用に一定の料金を加算した金額を支払うことをあらかじめ約束するコスト・プラス・フィー契約と区別される。

■ リグ

石油・天然ガスを探したり、採取するための井戸を掘削する装置のこと。

■ ロイヤリティ

地下鉱物の所有者(たとえば国または地方政府)が、鉱業権付与に際し、生産費用を負担せずに、生産物に対し留保する一定の持分(シェア)をいう。生産量が増加するにつれてこの持分が増大することもある。現金のほか、現物で支払われることもある。

■ EPCコントラクター

石油・天然ガスの探鉱・開発事業では、掘削請負業者(ドリリング・コントラクター)や物理探査請負業者など多数のコントラクターを起用する。そのうち、設計(Engineering)、調達(Procurement)、建設(Construction)の作業を請け負う業者をEPCコントラクターと呼ぶ。

■ FEED(基本設計)作業

FEEDとは、Front End Engineering Designの略で、基本設計のことを指す。FEED作業では、EPC(設計・調達・建設)作業の前に技術的課題や概略費用などが検討・算出され、それを踏まえてEPC作業の入札が行われる。

■ FPSO(エフ・ピー・エス・オー)

Floating Production, Storage and Offloading system(沖合生産・貯油出荷施設)のことで、生産される原油やコンデンセートを設備内のタンクに貯め、そこから直接輸送タンカーへの積出を行う設備。

■ LNG(Liquefied Natural Gas)

液化天然ガスのことで、メタンを主成分とする天然ガスから水分、硫黄化合物、CO₂などの不純物を除去した後、超低温(マイナス162度)に冷却し、液化されたもの。それに伴って体積が600分の1に圧縮され、大量の輸送が可能になる。

■ LPG(Liquefied Petroleum Gas)

液化石油ガスのことで炭素数3および4の炭化水素、すなわちプロパン、プロピレン、ブタン、ブチレン、またはこれらを主成分とする石油製品のことで、液化石油ガスは常温・常圧下では気体だが、加圧や冷却により液化する。

索引・単位換算

財務・経理関係

12年間の主要財務情報	82-83
MD&A(経営陣による財政状態および経営成績の検討と分析)	87-
財務ハイライト	14-15, 16
資金調達	29, 81
セグメント別売上高/営業利益	46-47
投資計画	28-31, 81
当社特有の会計処理	84-86
配当・株主還元	12, 16, 28
連結子会社および関連会社	118-119
連結キャッシュ・フロー計算書	100-101
連結財務諸表の注記	102-116
連結損益計算書	96
連結貸借対照表	94-95

非財務情報関係

ガスサプライチェーン	43
経営トップからのメッセージ	4-12
生産量	17, 46-47, 131
石油・天然ガスの需要	27
戦略、経営計画(中長期ビジョン)	8, 28-29
同業他社比較(生産量・埋蔵量)	32
ビジネスモデルと強み	22-25, 30-31
プロジェクト数	46-47
プレスリリース	18-20
マーケット環境・事業環境	26-27
埋蔵量	6, 17, 30, 46-47, 128-130
油価・為替・株価	14-15

プロジェクト関係

ACG油田(アゼルバイジャン)	55
ADMA鉦区(アラブ首長国連邦(U.A.E.))	57
BTCパイプラインプロジェクト	55
アバディLNGプロジェクト(インドネシア)	51
アンゴラ共和国 ブロック14鉦区(アンゴラ)	57
イクシスLNGプロジェクト(豪州)	34-41
ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田(豪州)	53
カナダ シェールガスプロジェクト(カナダ)	59
北カスピ海沖合鉦区(カシャガン油田)(カザフスタン)	54
キタン油田(チモール海共同開発地域)	53
コバ・マコヤ、グアリコオリエンタル鉦区(ベネズエラ)	61
国内天然ガス事業	63
国内の発電事業	64
コンゴ沖合鉦区(コンゴ民主共和国)	57
ジョスリン オイルサンドプロジェクト(カナダ)	60
地熱	64
セブク鉦区ルビーガス田(インドネシア)	50
直江津LNG基地	42, 63
バウ・ウングンプロジェクト(チモール海共同開発地域)	53
フラージ鉦区(ブラジル)	61
プレリウドFLNGプロジェクト(豪州)	52
ペラウ鉦区(タンゲールLNGプロジェクト)(インドネシア)	52
マハカム沖鉦区/アタカユニット(インドネシア)	49
南ナトゥナ海B鉦区(インドネシア)	50

ESG関係(環境・社会・ガバナンス)

CSR活動	66-69
温室効果ガス排出量	17
経営諮問委員会	75
甲種類株式	71, 126-127
コーポレート・ガバナンス	70-78
社内委員会	74
事業等のリスク	120-127
従業員数	14-15, 135
情報開示体制、IR活動	74-75
水資源使用量	17
役員一覧(取締役・監査役・執行役員)	72-73, 76-78
役員報酬	71

単位換算

原油	天然ガス	販売ガス	LPG	LNG
1kl \approx 6.29bbl	1cf \approx 1,000 Btu*			
1トン \approx 7.4bbl	10億m ³ \approx 700千トン(LNG)	1m ³ \approx 37.32cf	1トン \approx 10.5bbl (原油)	1トン \approx 8.8bbl(原油) \approx 1,400m ³ (天然ガス) \approx 53百万Btu*
1bbl \approx 6,000cf(天然ガス)	100百万cf/日 \approx 700千トン/年(LNG)			
100千bbl/日 \approx 4百万トン/年(LNG)	1兆cf \approx 1百万トン \times 20年(LNG)(20百万トン)			

(注)単位換算値は概算値です。本アニュアルレポートに記載の生産量・埋蔵量で使用の換算値とは異なる場合があります。また、取引や証明に使用できる精度を保証していません。

*英国熱量単位

会社情報

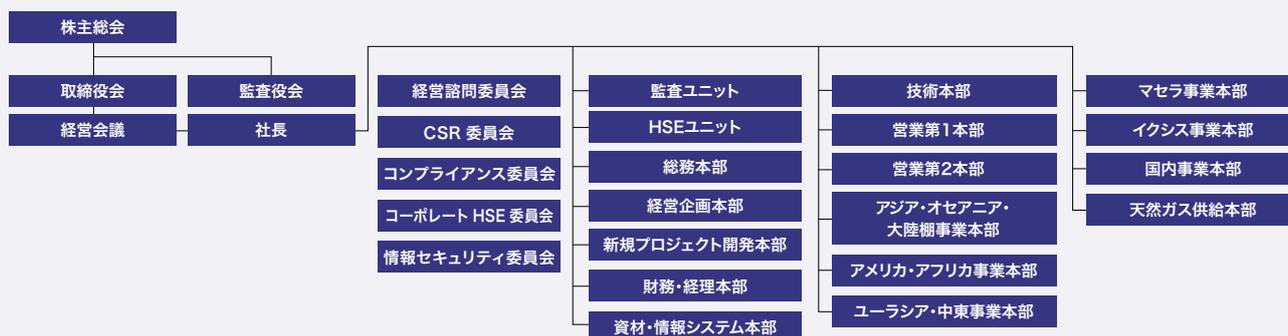
2014年3月31日現在

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 2,874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、販売およ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 (2014年6月末現在)



株式データ

発行可能株式総数

普通株式 3,600,000,000株^{※1}
甲種類株式 1株

株主数および発行済株式の総数

普通株式 39,546名/1,462,323,600株^{※1}
甲種類株式^{※2} 1名(経済産業大臣)/1株

※1 2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株を400株に分割しました。
※2 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	53,154,000	3.63
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	45,528,500	3.11
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)	41,004,300	2.80
ザ チェース マンハッタン バンク エヌエイ ロンドン エス エル オムニパス アカウント	40,224,357	2.75
シービーニューヨークオービスファンズ	28,738,943	1.97
ジェーピー モルガン チェース バンク 385632	21,032,265	1.44
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	19,446,693	1.33

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)	106	205,871,300	14.08
証券会社	48	12,812,864	0.88
その他国内法人	405	244,083,824	16.69
経済産業大臣 ^{注2}	1	276,922,800	18.94
外国法人等	691	678,718,803	46.41
個人その他	38,294	41,947,609	2.87
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

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

▶ www.inpex.co.jp

