

# INPEX

国際石油開発帝石株式会社

## アニュアルレポート2019

2019年3月期





## INPEXについて

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

---

## 経営理念

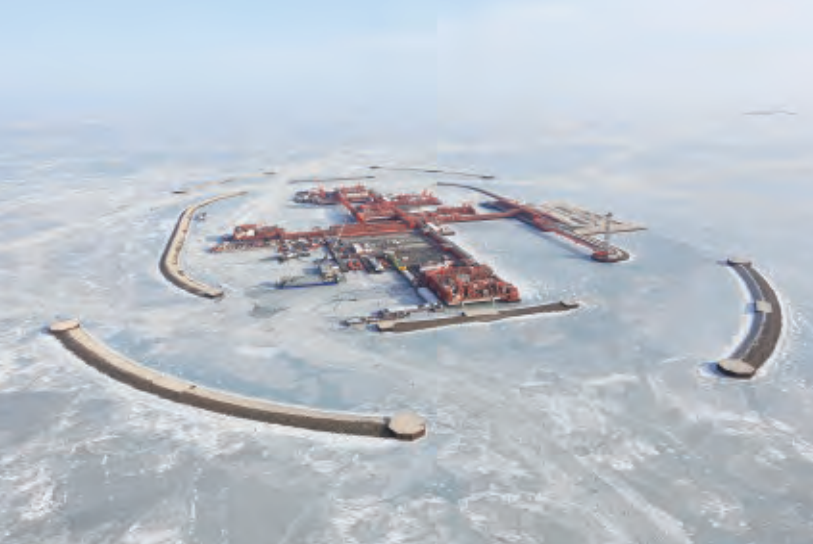
私たちは、エネルギーの開発・生産・供給を、  
持続可能な形で実現することを通じて、  
より豊かな社会づくりに貢献します。

---

## 目指す企業像

私たちは、日本をはじめとする  
世界のエネルギー需要に応えていくことで、  
社会にとってかけがえのない  
リーディングエネルギーカンパニーとなることを目指します。





# CONTENTS

## 02 INPEXスナップショット

### 10 成果と新戦略

- 10 代表取締役からのご挨拶
- 12 社長メッセージ
- 20 「ビジョン 2040」と「中期経営計画 2018-2022」
- 22 財務・事業ハイライト
- 24 石油・天然ガス開発のしくみ

### 26 事業の概況

- 26 地域セグメント一覧
- 28 地域別プロジェクトの状況

### 42 持続的な経営を支えるしくみ

- 42 サステナビリティ
- 46 コーポレートガバナンス
- 50 取締役、監査役及び執行役員

### 53 財務・会社情報

- 54 11年間の主要財務情報
- 56 当社特有の会計処理・会計方針について
- 58 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析
- 64 連結財務諸表/連結財務諸表の注記
- 83 独立監査人の監査報告書
- 84 連結子会社及び関連会社
- 86 事業等のリスク
- 94 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について
- 97 会社情報

#### 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。

#### 見通しに関する注意事項

本アニュアルレポートは、当社の計画と見通しを反映した、将来予想に関する記述に該当する情報を含んでいます。係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及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、不確実性及びその他の要因が内在しています。係るリスク、不確実性及びその他の要因は、係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。係るリスク、不確実性及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。

- ・原油及び天然ガスの価格変動及び需要の変化
- ・為替レートの変動
- ・探鉱、開発、生産に関連するコストまたはその他の支出の変化

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

#### その他の注意事項

本アニュアルレポートの財務内容に関わる数値は、原則単位未満を四捨五入して表示しています。P.28以降の「地域別プロジェクトの状況」は、原則2019年6月末現在の状況を記載しています。表中の括弧内の数値はマイナスを意味します。また、生産中プロジェクトにおける天然ガスの生産量は、井戸元の生産数量ではなく、買主への販売に対応した数量となっています。国際石油開発帝石(株)は、東京証券取引所第一部(証券コード:1605)に上場しています。また、日経平均株価(日経225)、JPX日経インデックス400(JPX400)の構成銘柄に採用されています。

当社は2018年5月に、「ビジョン 2040 -エネルギーの未来に答える-」と「中期経営計画 2018-2022 -Growth & Value Creation-」を発表しました。その概要については、本アニュアルレポートP.20-21をご覧ください。また、詳細については、当社ホームページをご覧ください。

<https://www.inpex.co.jp/ir/strategy.html>





# INPEX スナップショット





# 石油・天然ガス 上流事業の持続的成長

オーストラリアのイクシスLNGプロジェクト、インドネシアのアバディLNGプロジェクト、そしてアブダビの油田プロジェクトなどの大型プロジェクトをはじめとして、当社は探鉱・開発・生産プロジェクトあわせて世界20数カ国で約70の石油・天然ガスプロジェクトを推進し、日本企業最大の埋蔵量、生産量規模を有しています。

コアビジネスである石油・天然ガス上流事業においては、2040年に向けて、生産量・埋蔵量・収益力・技術力などにおいて国際大手石油会社のトップ10を目指します。

2040年に向けての目標

国際大手石油会社

## トップ10へ

石油・天然ガスの埋蔵量(原油換算)

2019年3月末、確認埋蔵量及び推定埋蔵量の合計

## 52.1億バレル

石油・天然ガスのネット生産量日量(原油換算)

2019年3月期(2018年4月～2019年3月)の平均日量

## 42.4万バレル

親会社株主に帰属する当期純利益

2019年3月期(2018年4月～2019年3月)

## 961億円



# グローバルガス バリューチェーンの構築

日本では、約1,500kmの天然ガスパイプラインネットワークや新潟県にて2013年より操業を開始した直江津LNG基地の活用等により、天然ガスを安定的に供給しています。これに加え、アジアなどの成長市場におけるガス需要の開拓やトレーディング機能の強化などを通じて、グローバルガスバリューチェーンの構築に向けた取り組みを進めており、2040年に向けて、日本やアジア・オセアニアを中心としたガス開発・供給の主要プレイヤーになることを目指します。

2040年に向けての目標

アジア・オセアニアにおけるガス開発・供給の

## 主要プレイヤーへ

国内天然ガス販売量

2019年3月期 (2018年4月～2019年3月)

# 21.7億m<sup>3</sup>

アジアなどの成長市場における

## ガス需要の開拓

グローバルな

## トレーディング 機能の強化











# 再生可能エネルギーの 取り組みの強化

気候変動へ適切に対応し、長期的な再生可能エネルギー需要の増加に応えるため、再生可能エネルギー事業への参入を加速します。国内の太陽光発電事業などに加え、現在、日本やインドネシアにおいて地熱発電事業を推進しています。さらに今後は、風力発電事業への参入なども積極的に進め、温室効果ガス削減に関する技術研究・開発も促進しながら、2040年に向けて、ポートフォリオの1割を再生可能エネルギー事業とすることを目指します。

2040年に向けての目標

ポートフォリオの  
**1割へ**

インドネシア サルーラ地熱発電事業  
単一開発契約としては世界最大規模

総出力 約**330**MW  
(3ユニット合計)

**風力発電事業への  
積極的な参入**



## CSR経営の推進と 活気に満ちた 企業風土の醸成

持続可能なエネルギー開発の実現に向けて、6つのCSR重点テーマを特定し、CSR経営を実践しています。今後も、コーポレートガバナンスの強化、コンプライアンスの徹底、安全管理と環境保全、地域社会への貢献など、サプライチェーン全体でESGの取り組みを強化し、ステークホルダーの信頼に応えるべく、CSR経営を推進します。

そして、安定的なエネルギー供給や気候変動対応において、持続的な取り組みを進めることにより、当社事業にかかわるSDGsの実現に向けて貢献します。

## 6つのCSR 重点テーマの特定

ガバナンス、コンプライアンス、HSE、  
地域社会、気候変動対応、従業員

ポジションペーパー

## 「気候変動対応の 基本方針」公表

(2015年12月発行、2018年7月改定)









## 代表取締役からのご挨拶



代表取締役会長  
北村 俊昭

代表取締役社長  
上田 隆之



## 日本をはじめとする 世界のエネルギー需要に応じていくことで、 社会にとってかけがえのない リーディングエネルギーカンパニーとなることを 目指してまいります。

当社を取り巻く経営環境として、中長期的には世界の中間層の人口が拡大し、新興国を中心とした経済成長等が見込まれることから、エネルギー需要は持続的に拡大することが見込まれています。一方で、気候変動への対応や低炭素化へ向けた動きが、国際社会全体で加速してきており、他の化石燃料と比較してCO<sub>2</sub>の排出量が少ない天然ガスと環境負荷の小さい再生可能エネルギーの需要が長期的には大幅に増加すると見込まれています。2018年の世界のLNG取引量は3億1,300万トンと5年間で約3割も増加しており、LNGをはじめとするエネルギー獲得競争がグローバルに激化していく中で、そのほとんどを輸入に頼っている日本にとっては、依然として安定的なエネルギー供給と自主開発比率の向上が大きな課題です。

こうした経営環境の認識も踏まえ、当社では2018年5月に2040年までの長期的な展望を「ビジョン 2040」として策定しました。コアビジネスである石油・天然ガス開発に加えて再生可能エネルギーを含めた多様なエネルギーを持続可能な形で開発、生産、そして供給し、日本をはじめとする世界のエネルギー需要に応じていくことで、社会にとってかけがえのないリーディングエネルギーカンパニーを目指します。

当社はこれからも、世界のエネルギー需要増加への対応、安定的なエネルギー供給や石油・天然ガス自主開発比率の向上への取り組み、そして気候変動への適切な対応や事業活動の低炭素化の推進など、さまざまな社会課題の解決に資する活動を通じて、持続可能な社会の構築に貢献していきます。

これからも真摯に事業に取り組み、グローバルな企業価値向上を目指してまいりますので、変わらぬご支援を賜りますようよろしくお願い申し上げます。

代表取締役会長

代表取締役社長

北村 俊昭

上田 隆之



社長メッセージ



代表取締役社長

**上田 隆之**



# 豪州イクシスLNGプロジェクトが 生産開始し、収益に貢献。 新たなステージに入った今、 中期経営計画に掲げる目標達成に向けて、 着実に前進していきます。

## 2019年3月期の振り返り

グローバルな事業環境を見ると、新興国等の経済成長を背景に、世界的なエネルギー需要が拡大し続ける中、エネルギー獲得競争はさらに激化しています。また国際社会全体が気候変動対応という課題を共有し、温室効果ガスの削減や低炭素化社会の実現に向けて積極的な取り組みが求められている中、石油の需要は今後も堅調に推移すると見込まれるものの、化石燃料の中でもCO<sub>2</sub>の排出量が少ない天然ガス、さらには環境負荷の小さい再生可能エネルギーへの需要は、今後さらに大きく拡大していくと思われます。日本のエネルギー政策では、安定的なエネルギー供給と自主開発比率の向上を課題としていますが、2018年度の自主開発比率は30%未満と、政府の掲げる2030年に40%という目標に向けてはまだ道半ばとなっています。

そのような中で2019年3月期の当社の業績を振り返りますと、当社が指標とするブレント原油価格は、当期は1バレル67米ドルから始まり、需給逼迫観測の広がり等により10月初旬にかけて上昇しましたが、その後年末にかけて下落しました。年明け後は再び上昇に転じ、68米ドル程度で当期を終えています。その結果、ブレント原油価格の年間平均は1バレル70米ドル86セントと、前期比22.5%の上昇となりました。外国為替については、対米ドル

レートの年間平均は110円93銭と、前期比ほぼ横ばいとなりました。

当期業績は、油価の上昇に加え、昨年7月の豪州イクシスLNGプロジェクトの生産開始に伴う収益貢献等により、連結売上高が前期比4.0%増の9,713億円、営業利益は同32.7%増の4,742億円、経常利益は同34.1%増の5,192億円、親会社株主に帰属する当期純利益は同138.1%増の961億円と、増収増益となりました。

当社のネット生産量(原油・天然ガス合計、原油換算)は、前期に比べ日量2.6万バレル減少の日量42.4万バレルとなりました。また、将来の収益源である確認埋蔵量(原油・天然ガス合計、原油換算)は、前期末から約1.5億バレル増加の約40.1億バレルとなっています(確認埋蔵量及び推定埋蔵量の合計は約52.1億バレル)。イクシスLNGプロジェクトの生産及び出荷開始といった、重要なプロジェクトのマイルストーンを着実に積み上げ、「中期経営計画 2018-2022」の目標達成に向けて、定性面・定量面ともに順調に進捗していると評価しています。

なお、当社は本年6月の定時株主総会の決議をもって、決算期を従来の3月31日から12月31日に変更しました。また、決算期変更の経過期間となる今期は、2019年4月1日から2019年12月31日までの9カ月決算となります。



### ビジョン 2040を踏まえた 中期経営計画 2018-2022の取り組みと成果

昨年5月に策定したビジョン 2040を踏まえ、2018年度から2022年度までの中期経営計画では、「石油・天然ガス上流事業の持続的成長」「グローバルガスバリューチェーンの構築」「再生可能エネルギーの取り組みの強化」の3つの事業目標を掲げました。目標ごとにその進捗をご説明します。

#### ①石油・天然ガス上流事業の持続的成長

2019年3月期はまず、日本企業が初めてオペレーターとして手掛ける大型LNGプロジェクトである豪州イクシスLNGプロジェクトの生産・出荷開始が特筆されます。昨年7月から生産が始まり、その後10月に無事に出荷を開始したことは、当社経営の大きな転換点となる出来事でした。

イクシスLNGプロジェクトは、年間約890万トンの

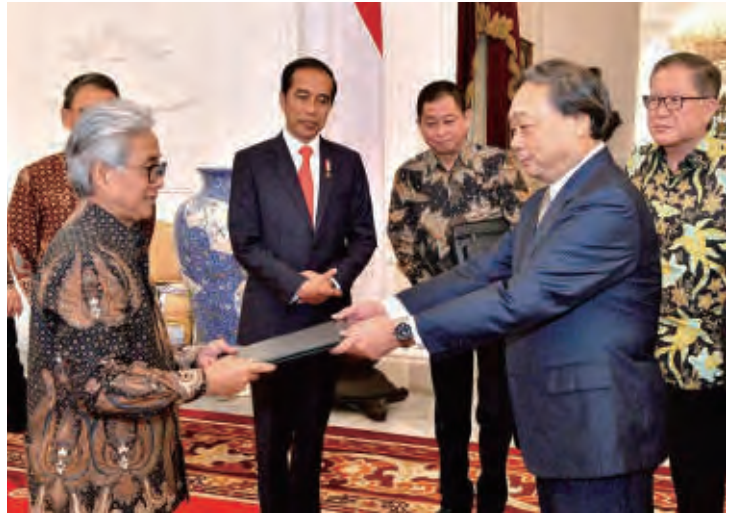
LNG、年間約165万トンのLPG、日量約10万バレル(ピーク時)のコンデンセートを生産する予定です。水深約200mの海底から、海底下3,000~4,000mの井戸を掘削し、そこから上がってきた天然ガスを、約890kmの長距離の海底パイプラインでダーウィンまで運び、陸上ガス液化施設で天然ガスをLNGにします。この巨大で複雑な生産施設全体が、一つの大きなシステムとなっており、どこか一つでも故障すると全体が止まってしまうため、プラトーまでの道のりは慎重かつ着実にプロジェクトを進めていくことが肝要です。生産ランプアップは順調に推移しており、LNGの生産開始から2~3年でプラトー生産に到達する予定ですが、想定よりトラブルの発生頻度が低く影響も小さければ、ランプアップが加速される可能性もあります。本年6月末までに55のLNGカーゴをダーウィンから出荷しましたが、今期は月平均7~8LNGカーゴ、プラトー生産時は年間120LNGカーゴ程度を出荷していく予定です。



イクシスLNGプロジェクト  
ダーウィンの陸上ガス液化プラントに入航するLNG船(パンシフィック・ブリーズ)



インドネシアのアバディLNGプロジェクトは、イクシスLNGプロジェクトに続く大型天然ガス開発プロジェクトであり、インドネシアでは当社がオペレーターとして操業する初めての大型LNGプロジェクトです。年産950万トン規模を想定する陸上LNGの概念設計(Pre-FEED)作業を昨年10月に完了しましたが、本年6月にPre-FEED作業の結果等を踏まえた改定開発計画をインドネシア政府当局に提出、7月には正式に承認されました。また、改定開発計画の承認とあわせて、生産分与契約(PSC)の20年間の期間延長及び7年間の期間追加についてもインドネシア政府当局の承認が得られ、マセラ鉱区のPSC期限は2055年まで延長されることになりました。本プロジェクトは政府当局の要請に従い、開発方式をフローティングLNG方式から陸上方式に変更していましたが、これまでのインドネシア政府当局との建設的な協議の結果、改定開発計画を前提とした本プロジェクトは、2055年までの契約期間及び十分な財務条件が確保されたこと等により、十分な収益性を有するものとなりました。改定開発計画の承認を受けて、今後、当社は2020年代後半の生産開始を目指し、競争力のあるプロジェクトに仕上げられるようプロジェクトパートナーであるShell社とともに、基本設計(FEED)作業開始の



ジョコ・ウィド大統領立ち会いのもと  
インドネシア政府当局から改定開発計画の承認状を受領する様子

準備を進めていきます。

アラブ首長国連邦(UAE)のアブダビ油田プロジェクトでは、すでに権益を保有するアブダビ海上油田及びアブダビ陸上鉱区において、各油田の生産能力の向上に努めています。下部ザクム油田については、アセットリーダーとして同油田の生産能力を日量45万バレルに引き上げるべく、アブダビ国営石油会社(ADNOC)と密接に連携しながら主導的な立場で開発作業を進めており、陸上鉱区においては、2020年末までの生産能力日量200万バレルへの増強に向け、開発作業を進めています。

豪州プレリユードFLNGプロジェクトは、沖合の井戸で生産されたガス及びコンデンセートを洋上液化施設(FLNG船)にて分離・液化処理し貯蔵した上で、船積みして出荷するプロジェクトです。昨年12月に生産井からのガス生産を開始し、その後、本年3月にコンデンセートの出荷、そして本年6月にはLNGの出荷を開始しており、順調に進捗しています。

カスピ海に位置するカザフスタンのカシャガン油田は、2016年より原油の出荷を開始していますが、今後も安全面に配慮しながら、早期に日量37万バレルの水準で安定的に生産することを目指しています。



アバディLNGプロジェクトの掘削船





同じくカスピ海にあるACG油田では、2017年9月に権益期限を2049年末まで25年間延長することについて、当社を含む権益保有者とアゼルバイジャン国営石油会社との間で合意され、2018年1月に権益延長に係る改定生産分与契約が発効しました。さらに本年4月には、新たにプラットフォームを増設して開発エリアを拡大すべく追加開発計画のFID(最終投資決定)を行いました。

2019年3月期には新規権益・探鉱鉦区も獲得しています。本年1月には、近年数億バレル規模の油ガス田の発見が相次いでいるノルウェーのバレンツ海及びノルウェー海において、探鉱鉦区PL1027鉦区、PL1016鉦区を落札しました。また本年3月には、UAEのアブダビにて、オペレーターとして陸上の探鉱鉦区Onshore Block 4を落札しました。さらに本年3月には、米GulfTex Energy社が保有・操業する、米テキサス州イーグルフォードシェールの複数のシェールオイル生産・開発権益を取得しました。米国でのシェールオイル生産開発は、当社にとって初めてとなります。一部の権益を除き当社がオペレーターとして操業を実施していきます。

### ②グローバルガスバリューチェーンの構築

国内では、当社が1984年から生産を続けている新潟県の南長岡ガス田から生産される天然ガスと、2013年12月に稼働を開始した新潟県直江津LNG基地で海外から受け入れたLNGを、当社が保有・管理する、関東甲信越及び北陸地域に広がる総延長約1,500kmの天然ガス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や大規模工場等の需要家に販売する事業を行っています。2019年3月期はイクシスLNGプロジェクトからの初出荷カーゴを直江津LNG基地で受け入れました。当社が海外で開発・生産する天然ガスと国内天然ガス事業のインフラが有機的に結び付き、グローバルガスバリューチェーンの構築に向けて大きく前進した1年でもありました。日本のエネルギー安定供給への貢献という視点でも大きな前進だったと思います。

天然ガスは熱原料としての利用だけではなく、自家発電やコージェネレーション燃料、天然ガス火力発電所燃料や化学製品の原料など、多種多様な用途での利用が期待されています。国内ガスの年間供給量も、現在の約22億 $\text{m}^3$ から2022年度には25億 $\text{m}^3$ の達成を目指しています。これまでの新規需要家開拓に加え、スマートシティや地産地消モデル等の次世代エネルギーシステムなどのデマンド・クリエーションも図り、日本に限らずアジア等海外における中・下流事業への参画も視野に、グローバルガスバリューチェーンのさらなる強化を推し進めます。その一つの布石となり得るのが、LNGバンカリング(船舶へのLNG燃料供給)事業の検討です。当社は昨年12月に、当社として初めてとなるLNGバンカリング事業のパートナーシップを、UAEのADNOCの子会社と合意しました。LNGの主要な生産・輸出拠点でもあり、LNGバンカリングのハブ港としても戦略的に優位な場所に位置するUAEで、事業機会の創出を図るとともに、東南アジアなどのUAE以外の地域においても、バンカリングネットワークの拡大を追求していきます。



### ③再生可能エネルギーの取り組みの強化

昨年6月、再生可能エネルギー事業ならびに電力事業の取り組みのさらなる強化を目的に組織改編を実施しました。従来のユニット体制を、新しい「再生可能エネルギー・電力事業本部」に拡大させ、今後の事業展開を踏まえて業容及び人員の拡大を図っていきます。

再生可能エネルギーについては、インドネシア・スマトラ島のサルーラ地区で、単一開発契約としては世界最大規模の地熱発電所を運営するサルーラ地熱発電事業を推進していますが、2017年3月の第1号機、同年10月の第2号機に続き、昨年5月には第3号機の商業運転を開始しました。これにより総出力は330MWと、インドネシアの約210万世帯を賄う電力量を順調に発電しており、今後約30年間にわたりインドネシア国営電力公社へ売電していく予定です。

国内では、地熱発電の事業化に向け、北海道、秋田県にて調査を継続しています。出光興産株式会社及び三井石油開発と共同調査を実施している

秋田県小安地域においては、昨年12月に本格的な事業化推進を目的とした環境アセスメントを開始しました。2024年以降の事業化に向けて、引き続き地熱発電所の建設を検討していきます。また福島県吾妻・安達太良地域においても、地熱資源共同調査の準備を進めています。

### 2019年12月期の見通し

これら3つの事業目標に対する取り組みは順調に進捗しており、中期経営計画2年目となる2019年12月期も、引き続きマイルストーンの着実な達成を目指します。

「石油・天然ガス上流事業の持続的成長」では、まずイクシスLNGプロジェクトの迅速かつ着実なランプアップが重要な取り組み課題です。アバディンLNGプロジェクトにおいては早期FIDに向けた取り組みを進め、アブダジにおいては生産能力の増強に向けた作業を継続していきます。探鉱活動につい

### 中期経営計画2018-2022の進捗と今期(2019年12月期)の見通し

	2019年3月期の実績 (中期経営計画1年目) 2018年4月～2019年3月	2019年12月期の 取り組み・見通し (中期経営計画2年目) 2019年4月～2019年12月 (9カ月決算)	2022年12月期の目標 (中期経営計画最終年度)
原油価格・為替前提	70.86ドル・110.93円/ドル	65ドル・110円/ドル	60ドル・110円/ドル
成長投資	4,884億円	2,850億円(9カ月決算)	1兆7,000億円(5年間累計ガイダンス)
売上高	9,713億円	9,580億円	1兆3,000億円程度
親会社株主に帰属する 当期純利益	961億円	900億円	1,500億円程度
ネット生産量	日量42.4万バレル(原油換算)	日量57.7万バレル(原油換算)	日量70万バレル(原油換算)
株主還元	1株当たり配当金24円 (中間9円+ 期末15円(普通配当9円、記念配当6円)) 配当性向36.5%	1株当たり配当金24円 (中間12円+期末12円) 配当性向38.9%	<ul style="list-style-type: none"> <li>●1株当たり24円を下回らないよう安定的に配当を実施</li> <li>●業績の成長に応じて段階的に1株当たり配当金を引き上げて、株主還元を強化</li> <li>●配当性向30%以上</li> </ul>

\*当社は、2019年6月の定時株主総会の決議をもって、決算期(事業年度の末日)を3月31日から12月31日に変更しました。



## 社長メッセージ

では、引き続き、ノルウェー、メキシコ湾等を中心とする優先探鉱エリアでのスタディを進めていきます。なお、イクシスLNGプロジェクトのランプアップやプレリユードFLNGプロジェクトの生産開始等により、2019年12月期のネット生産量は過去最高の日量57.7万バレル(原油換算)に増加する見込みです。

「グローバルガスバリューチェーンの構築」に関して、国内における天然ガスの販売量は、2018年4月から12月の9カ月間の実績と比較すると、約4%増の15.9億 $m^3$ となる見通しです。海外においては、アバディLNGプロジェクトのFIDに向けたマーケティング活動や、天然ガス需要創出のための事業具体化に向けた取り組みを引き続き進めていきます。

「再生可能エネルギーの取り組みの強化」に関しては、地球温暖化への対策としても中長期の戦略として注力していかなければなりません。再生可能エネルギー関連技術の研究・開発をこれまで以上に強化し、すでに始まっている地熱発電事業をさらに推し進めながら、風力発電事業にも積極的に参入していきます。



イクシスLNGプロジェクト  
ダーウィンの陸上ガス液化プラント

株主の皆さまへの還元については、2019年3月期の期末配当金は、イクシスLNGプロジェクトの生産及び出荷開始を受けて、1株当たり普通配当9円に記念配当6円を加えた15円とし、中間配当9円と合わせ、年間配当金は1株当たり24円とさせていただきます。2019年12月期については、9カ月決算となりますが、中期経営計画で示している還元方針に基づき、中間・期末ともに1株当たり12円、年間配当金は1株当たり24円の水準を維持する予定です。

### 短期・中長期の機会とリスク認識

エネルギー需要の持続的な拡大と、再生可能エネルギーの需要増、低炭素化へ向けた動きといったグローバルトレンドの中で、当社の事業にもさまざまなリスクと機会があります。

世界経済の先行きが不透明な中で、中東情勢や米中間の緊張関係に代表されるような地政学リスクが国際石油・ガス市場に与え得る影響は大きく、当社の経営諮問委員会でも地政学リスクが国際石油・ガス市場に与える影響をテーマに多面的な議論を行っています。

世界の一次エネルギー需要は、2040年までの長期を見据えても、当社がコアとする石油や天然ガスは引き続き重要な位置を占めると考えています。その一方で、再生可能エネルギーは、2016年以降年平均7%のペースで成長し、2040年には市場規模が2016年比で約5倍に拡大するとの予測も国際エネルギー機関(IEA)から出されています。当社では引き続き、環境によりやさしい天然ガスへのエネルギーシフトを推し進めながら、全社的な事業活動の低炭素化を推進するために、長期的には再生可能エネルギー事業が当社ポートフォリオの1割を占める程度にまで拡大を図っていきます。また低炭素化に向けては、操業からの温室効果ガス排出を適切に管理し、CCS(排出されたCO<sub>2</sub>の回収・貯留)の実用化に向けた技術開発も進めています。



## 新たな成長領域へ進むための ガバナンス強化と組織再編

当社グループではこれからも、世界のエネルギー需要増加への対応、日本の石油・天然ガス自主開発比率向上への貢献、そして気候変動への適切な対応や事業活動の低炭素化の推進など、社会課題の解決に資する取り組みを通じて、社会価値や環境価値の創出を図ります。そしてこうした取り組みは、持続的な企業価値の向上、株主価値の最大化にもつながると考えています。

気候変動対応については、当社の掲げた基本方針に基づき、パリ協定の長期目標を踏まえた低炭素社会へ積極的に対応すべく、ガバナンス体制を強化するとともに、業務執行体制を整備し、事業戦略やリスク及び機会の評価、排出量管理の各分野で取り組みを進めています。また中期経営計画では、TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosure) による提言に沿って、当社の取り組みならびに情報開示を進めていくことの表明もしています。

社会にとってかけがえのないリーディングエネルギーカンパニーとなることをビジョンに掲げ、中期経営計画はそのための戦略という位置づけです。この中期経営計画をさらに強力に推進するために、本年6月には組織改編を実施し、石油・天然ガス上流事業における探鉱及びM&Aの体制の強化や、プロジェクト管理・推進体制の強化、海外における石油・天然ガス上流事業の効率的な推進体制の構築を図っています。また組織におけるダイバーシティも推進しており、2018年度には東京証券取引所より女性活躍推進企業として「なでしこ銘柄」に選定されるなど、その取り組みに対して一定の評価をいただいています。

外部環境は急速に変化しており、業容も拡大を続けています。これに的確かつ迅速に対応するために欠かせないのが、コーポレートガバナンスです。取締役会の構成は、事業に関する知識・技術ならびに国際的な経験を有し、業務に精通した社内出身

の取締役を8名選任しており、加えて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に、社外取締役を5名選任しています。社外取締役には、資源・エネルギー業界や財務・法務その他の分野において、企業経営経験者、学識経験者またはその他の専門家等として、豊富な経験と幅広い知見を有する社外の人材を選任しています。こうしたメンバーで構成される取締役会が、全体として適切に機能しているかについては、毎年定期的に検証し、課題の抽出と改善の取り組みを継続する実効性評価を実施しています。2019年3月期の実効性評価では、着実に取締役会の実効性が向上しているとの評価があった一方で、重要案件に関する議論のさらなる深化や取締役会と指名・報酬諮問委員会の連携強化などの課題を抽出しており、これからさらに改善に努めていきます。

イクシスLNGプロジェクトという果実が実った今、当社は新たな経営ステージに入りました。その認識のもと、役員・従業員一同、さらに真摯に事業に取り組んでまいりますので、引き続きご支援のほどお願い申し上げます。

2019年7月 代表取締役社長

上田隆之





# 「ビジョン 2040」と「中期経営計画 2018-2022」

世界のエネルギー需要が伸び続ける一方で、長期の事業環境は気候変動への対応と低炭素社会への移行という形で変化しています。当社は、2018年5月に、2040年までの長期的な展望を「ビジョン 2040 -エネルギーの未来に応える-」という形で示すとともに、本ビジョンの達成に向けた5年間の計画を「中期経営計画 2018-2022 -Growth & Value Creation-」として策定しました。

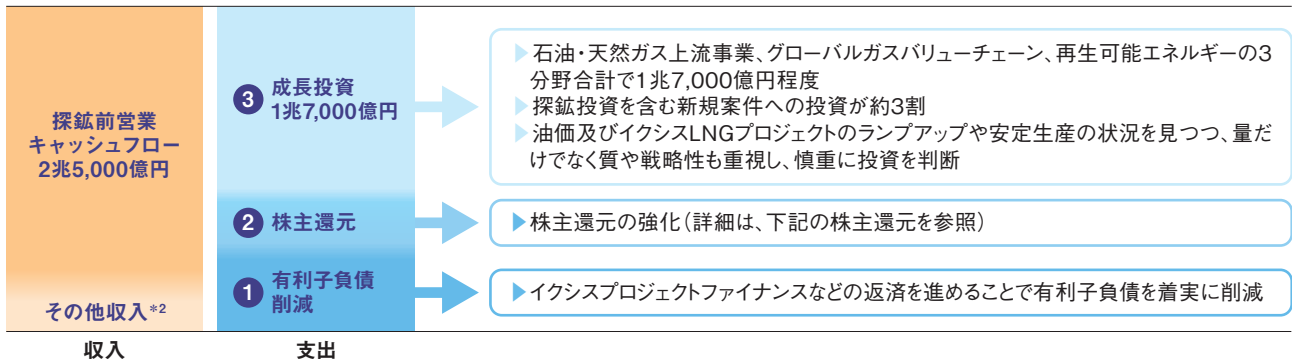
## 中期経営計画 2018-2022 -Growth & Value Creation-

### 5年間の資金配分

(油価60米ドル/バレル、為替110円/米ドル前提)

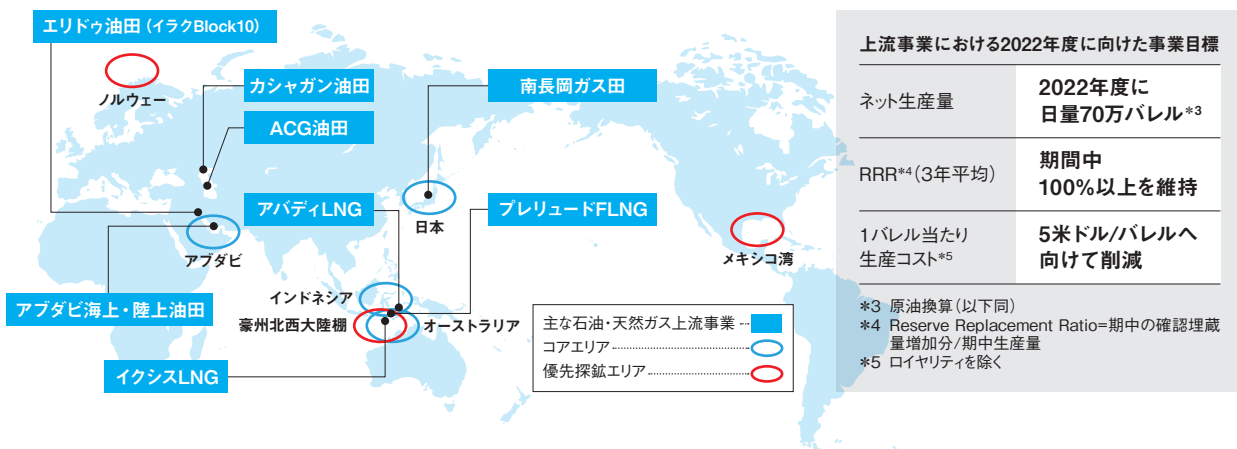
営業キャッシュフローなどを、①有利子負債削減、②株主還元、③成長投資の優先順位で配分

中期経営計画期間(5年間)の資金配分額\*1



\*1 数値は、イクシス下流事業会社を含むガイダンス。油価などの事業環境、優良な投資機会の有無や株主還元などの経営状況に応じて調整されます。  
\*2 権益譲渡収入やJOGMEC(独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構)出資など。

### 事業の主な取り組み



### 経営目標\*6

	2022年度目標
売上高	1兆3,000億円程度
親会社株主に帰属する当期純利益	1,500億円程度
営業キャッシュフロー	4,500億円程度
株主資本利益率	5%以上

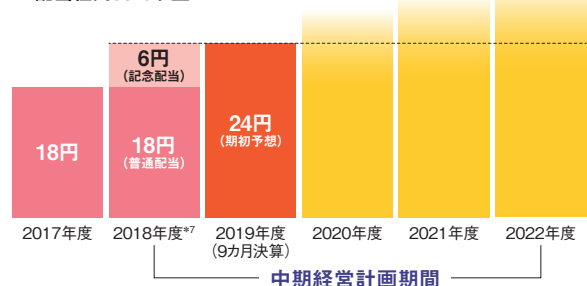
- 財務健全性を維持(自己資本比率50%以上を目安)
- 油価50米ドル/バレル継続時も安定した事業運営が可能なた体制を維持

\*6 原油価格はブレント原油1バレル、為替前提は1米ドル当たりの数値。各指標は制度会計ベース。原油価格・為替レートのセンシティブティは、2022年度の親会社株主に帰属する当期純利益に対し、油価1米ドル/バレル上昇(下落)+80億円(△80億円)程度、為替1円/米ドル円安(円高)+20億円(△20億円)程度の試算。その他の留意事項は「中期経営計画2018-2022」(URL:https://www.inpex.co.jp/company/pdf/business\_plan.pdf)のP.5をご覧ください。

### 株主還元

中期経営計画期間中、以下の還元方針

- 1株当たり24円を下回らないよう安定的に配当を実施
- 業績の成長に応じて段階的に1株当たり配当金を引き上げ
- 配当性向30%以上



\*7 2018年度の1株当たりの期末配当金は、普通配当9円に、イクシスの生産及び出荷開始達成による記念配当6円を加えた15円とし、中間配当9円を合わせて、年間配当金は1株当たり24円



## ビジョン 2040 -エネルギーの未来に応える-

## ビジョン 2040

石油・天然ガス  
上流事業の持続的成長

国際大手石油会社

トップ10へ

- 量的 (Volume)、質的 (Value) な成長

## Volume

生産量日量100万バレルを展望、埋蔵量を持続的に拡大

## Value

純利益・営業キャッシュフローを大幅に拡大、資本の効率性を向上

グローバルガス  
バリューチェーンの構築アジア・オセアニアにおける  
ガス開発・供給の

主要プレイヤーへ

- 国内ガス年間供給量30億m<sup>3</sup>超に拡大
- アジア等の成長市場におけるガス需要開拓
- 需給調整・トレーディング機能の維持・強化
- 上流天然ガス権益の価値最大化

再生可能エネルギーの  
取り組みの強化

ポートフォリオの

1割へ

- 気候変動への適切な対応
- 石油・天然ガス上流事業とシナジーのある地熱発電事業に加え、風力発電事業などへの参入拡大
- 温室効果ガス削減に関する技術研究・開発の促進

## INPEXの強み

強固な  
財務体質と  
増加する  
キャッシュフロープロジェクトを  
推進する  
技術力競争力の  
高いポート  
フォリオ産油国との  
パートナーシップ

多様な人材

日本政府の  
支援

## 事業活動の低炭素化

## 持続的な企業価値の向上

「ビジョン 2040 -エネルギーの未来に応える-」と「中期経営計画 2018-2022 -Growth & Value Creation-」の詳細については、当社ホームページをご覧ください。

[▶ https://www.inpex.co.jp/ir/strategy.html](https://www.inpex.co.jp/ir/strategy.html)





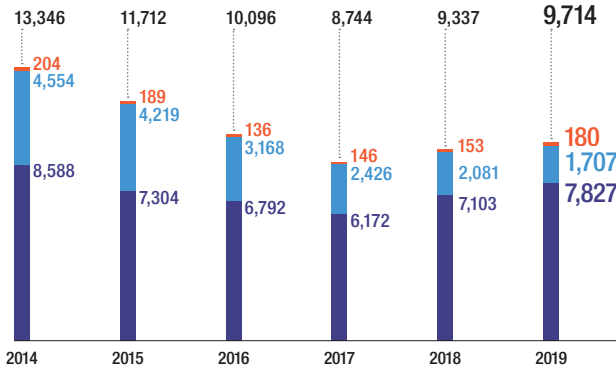
# 財務・事業ハイライト (過去5年間との比較グラフ)

3月31日終了の連結会計年度 主な指標の注記はP.55参照

## 収益性指標

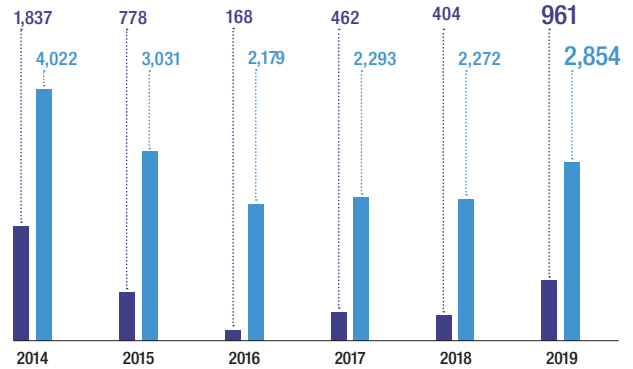
### 売上高(製品別)

■ 原油 ■ 天然ガス ■ その他 (億円)



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

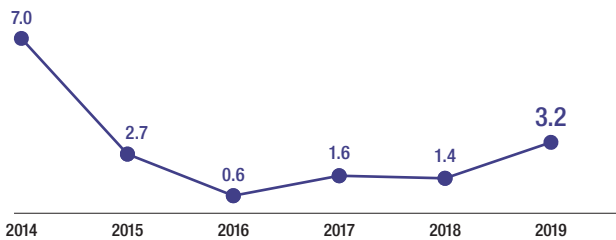
■ 親会社株主に帰属する当期純利益 ■ EBIDAX (億円)



## 効率性指標

### 株主資本利益率(ROE)

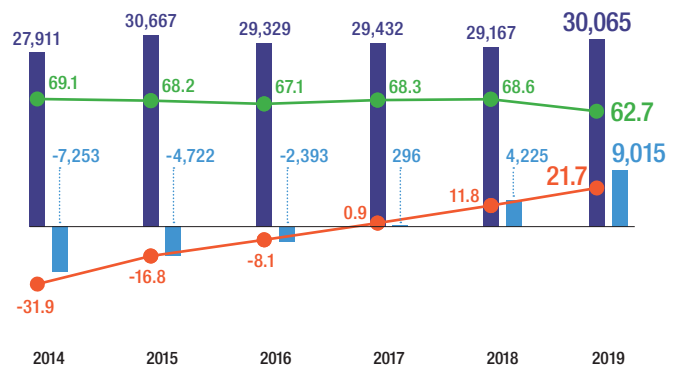
● ROE (%)



## 安全性指標

### 自己資本、自己資本比率、純有利子負債、純有利子負債/純使用総資本

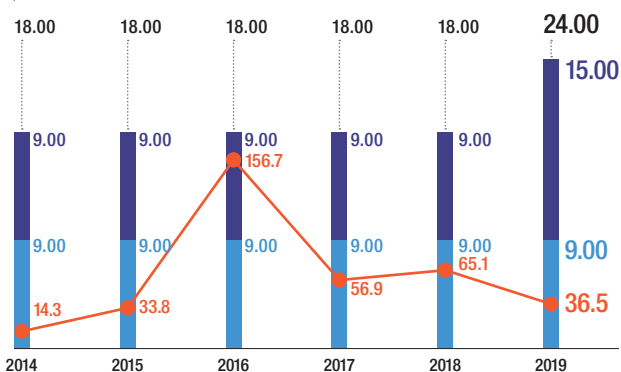
■ 自己資本 ■ 純有利子負債 (億円)  
● 自己資本比率 ● 純有利子負債/純使用総資本 (%)



## 投資指標

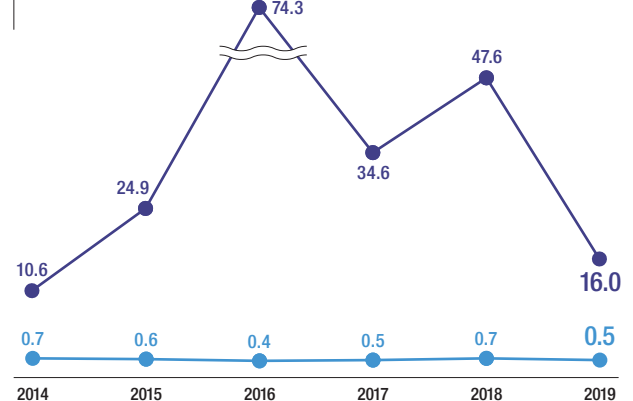
### 1株当たり配当額、配当性向

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



### 株価収益率(PER)、株価純資産倍率(PBR)

● PER ● PBR (倍)

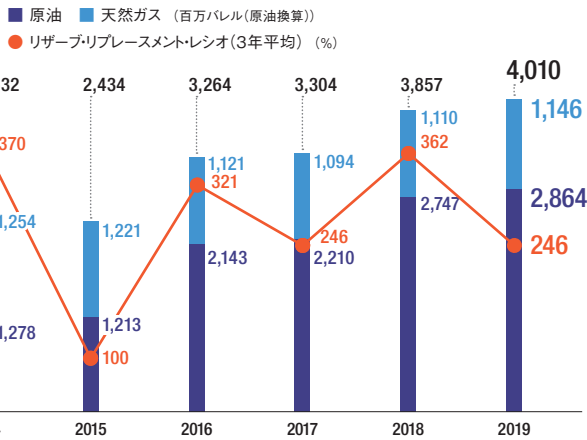


※2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株につき400株の割合で株式分割を行っています。  
各連結会計年度の1株当たり配当額は、当該株式分割の影響を考慮した遡及修正後の金額となっています。

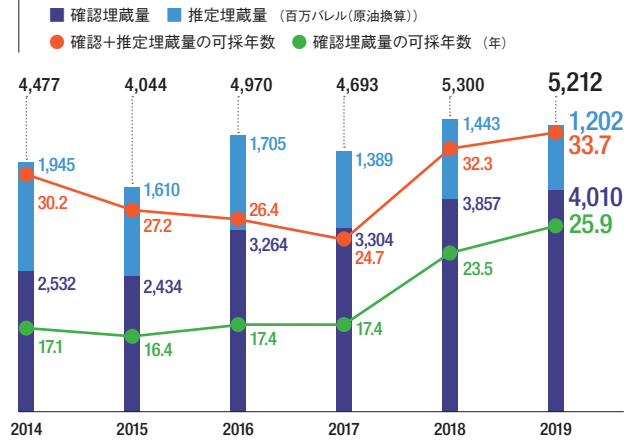


## 埋蔵量・生産量指標

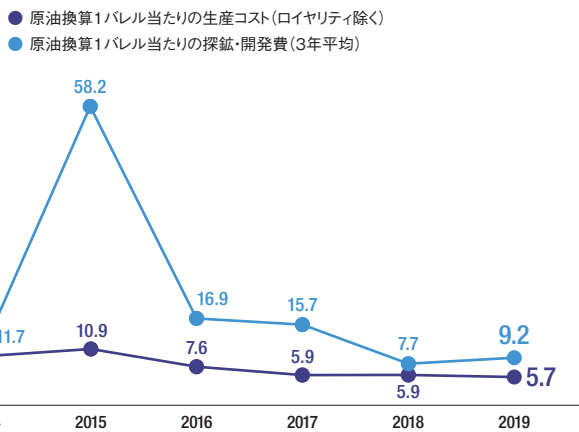
確認埋蔵量(製品別)、リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)



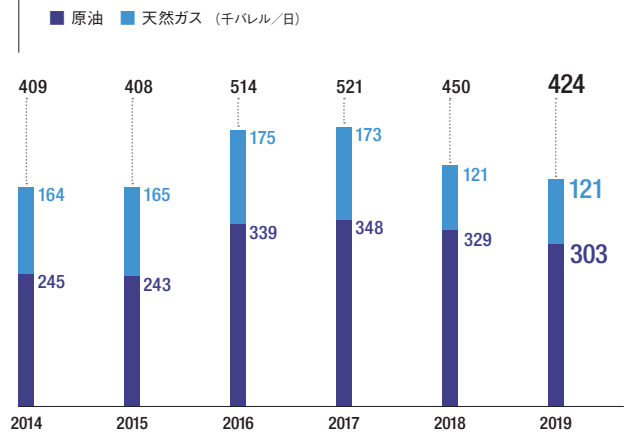
確認・推定埋蔵量、可採年数



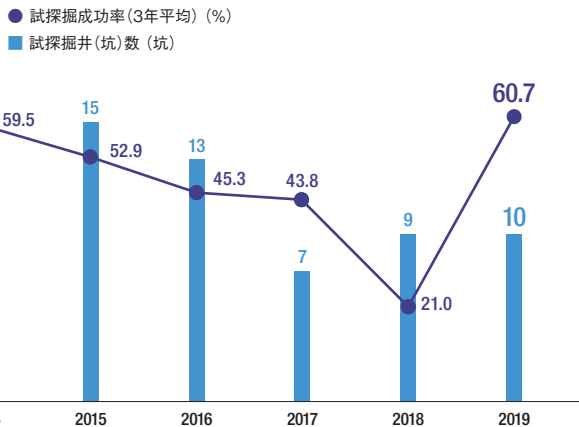
原油換算1バレル当たりの生産コスト、探鉱・開発費(3年平均)



ネット生産量(製品別、原油換算)

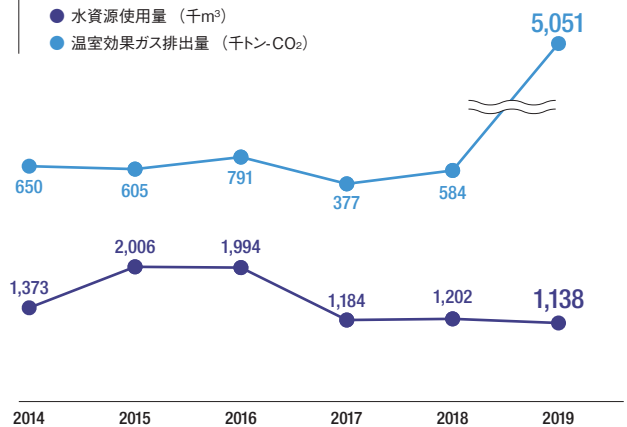


試探掘成功率(3年平均)、試探掘井(坑)数



## 環境指標

水資源使用量、温室効果ガス排出量



2016年3月期までの数値はコントラクターの数値を含みますが、2017年3月期以降は当社のみ数値となっています。

# 石油・天然ガス開発のしくみ



契約の調印式

## 鉱区の取得

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

物理探査

## 販売

原油の販売は、スポット価格（一回の取引ごとに成立する市場価格）に連動して販売する方式が多く、スポット価格は主に取引の指標となる原油をもとに決められます。代表的な指標原油として、中東バイ原油、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、特に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。

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。本ページの事業フローの通り、上流事業はさらに細かく「鉱区の取得」、「探鉱」、「評価」、「開発」、「生産」、「販売」に分類されます。

### 石油・天然ガスとは

石油や天然ガスは、生物の死骸などの有機物が海や湖の底に堆積し、それが地中の熱や圧力により変質してできたといわれています。地下深部で生成された石油・天然ガスは、地層中の水より比重が軽いため、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。



LNGタンカー

## 生産

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



## 探鉱

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

● 石油・天然ガスの主な産出地域(イメージ)



評価井の掘削

## 評価

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

## 開発

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

LNGプラント

生産井の掘削(イメージ)

## 地域セグメント一覧

### ユーラシア

詳しくは ▶ P.34 へ

2019年3月期



売上高  
(百万円)

116,719



営業利益  
(百万円)

31,406



確認埋蔵量  
(百万バレル(原油換算))

328



ネット生産量  
(千バレル/日(原油換算))

51

オスロ事務所  
(ノルウェー)

ロンドン事務所  
(イギリス)

ヌルスルタン事務所  
(カザフスタン)

東京本社

アブダビ事務所  
(アラブ首長国連邦)

### アジア・オセアニア

詳しくは ▶ P.28 へ

シンガポール事務所  
(シンガポール)

ジャカルタ事務所  
(インドネシア)

ダーウィン事務所  
(オーストラリア)

パース事務所  
(オーストラリア)

### 中東・アフリカ

詳しくは ▶ P.36 へ

2019年3月期



売上高  
(百万円)

614,420



営業利益  
(百万円)

412,064



確認埋蔵量  
(百万バレル(原油換算))

2,349



ネット生産量  
(千バレル/日(原油換算))





231



# 日本

詳しくは ▶ P.40 へ





2019年3月期

	売上高 (百万円)	<b>140,311</b>
	営業利益 (百万円)	<b>29,210</b>
	確認埋蔵量 (百万バレル(原油換算))	<b>155</b>
	ネット生産量 (千バレル/日(原油換算))	<b>28</b>

# 米州





詳しくは ▶ P.38 へ

2019年3月期

	売上高 (百万円)	<b>96,441</b>
	営業利益 (百万円)	<b>27,336</b>
	確認埋蔵量 (百万バレル(原油換算))	<b>1,174</b>
	ネット生産量 (千バレル/日(原油換算))	<b>94</b>

# 南米

2019年3月期

	売上高 (百万円)	<b>8,308</b>
	営業損失 (百万円)	<b>8,751</b>
	確認埋蔵量 (百万バレル(原油換算))	<b>5</b>
	ネット生産量 (千バレル/日(原油換算))	<b>20</b>

ヒューストン事務所  
(アメリカ)

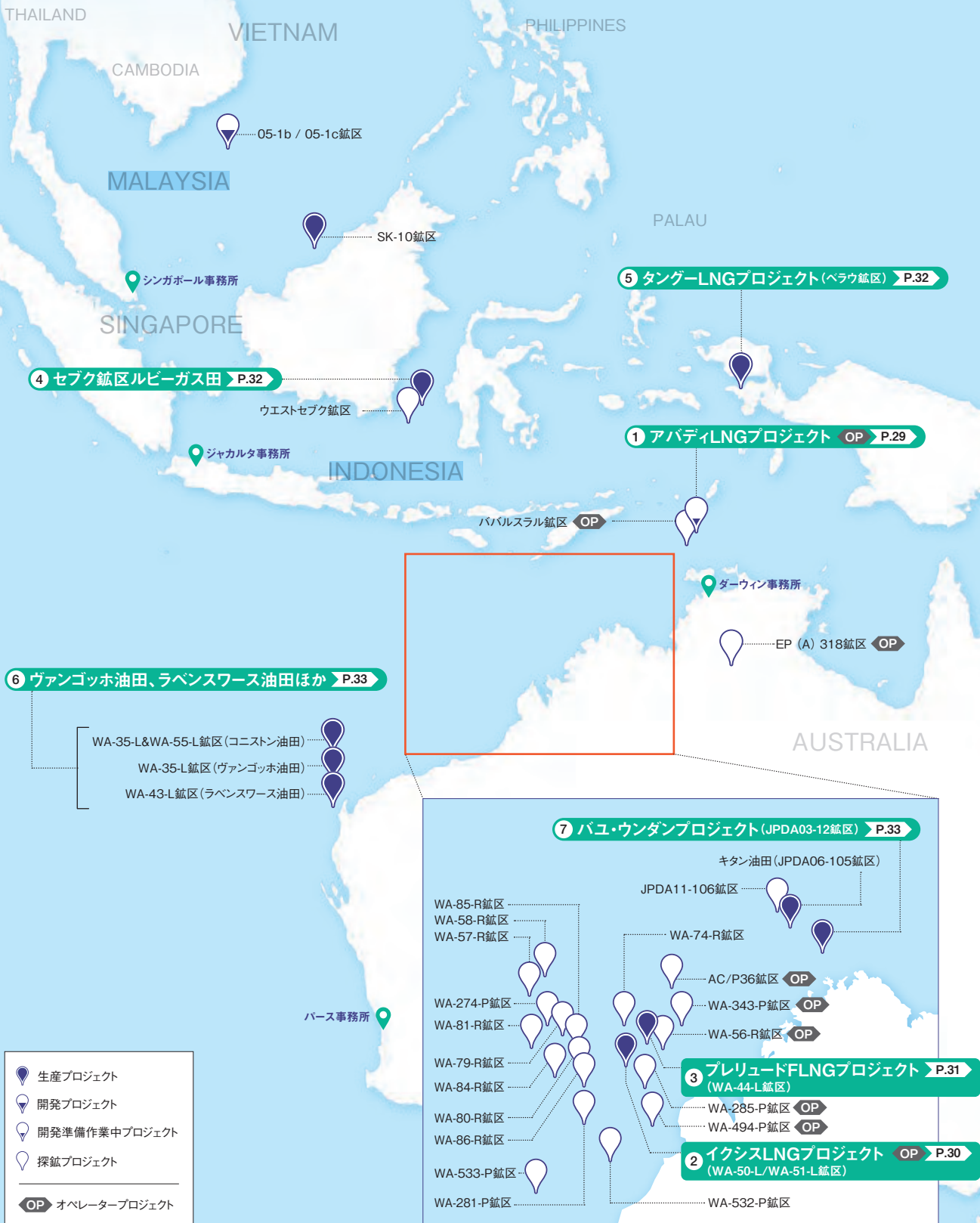
カラカス事務所  
(ベネズエラ)

リオデジャネイロ事務所  
(ブラジル)

## 地域別プロジェクトの状況

# アジア・オセアニア

アジア・オセアニア地域では、大型LNGプロジェクトのイクシス、アバディ等に加え、約20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 アバディLNGプロジェクト

アバディLNGプロジェクトは、当社がオペレーターとしてShell社とともに、インドネシア領アラフラ海に位置するマセラ鉱区アバディガス田の天然ガスを陸上LNG施設にて液化し、年間約950万トンのLNG、日量最大約35,000バレルのコンデンセートを生産し、周辺地域のガス需要に応じてパイプラインにて天然ガスを供給する大規模なプロジェクトです。

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

2010年12月に、LNG年産250万トンフローティングLNG (FLNG) 方式で開発する第一次開発計画 (POD-1) がイン

ドネシア政府当局より承認され、その後、2012年11月から2014年11月にかけて海底生産施設及びFLNGの基本設計 (FEED) 作業を実施しました。

また、開発可能埋蔵量の増加を図るため、2013年から2014年にかけて追加評価井3坑を掘削した結果、天然ガス埋蔵量の増大が確認され、インドネシア政府当局から承認を得ました。

この埋蔵量の増大等を踏まえたコンセプトの見直しの結果、大型FLNG方式による開発が最適と考え、2015年9月にLNG年産750万トン規模のFLNGによる改定開発計画をインドネシア政府当局に提出しましたが、2016年4月に同政府より陸上LNG方式による開発計画に変更すべく再検討を求める内容の通知を受領しました。その後、インドネシア政府当局との経済性確保を含めた建設的な協議結果を踏まえ、2018年3月から10月にかけて年産950万トン規模を想定する陸上LNGの概念設計 (Pre-FEED) 作業を実施し、

本年6月にPre-FEED作業の結果等を踏まえた改定開発計画をインドネシア政府当局に提出、同年7月には改定開発計画がインドネシア政府当局から承認されました。また、改定開発計画の承認とあわせて、生産分与契約 (PSC) の20年間の期間延長及び7年間の期間追加についてもインドネシア政府当局の承認が得られ、マセラ鉱区のPSC期限は2055年まで延長されることとなりました。今後、2020年代後半の生産開始を目指し、基本設計 (FEED) 作業を実施する予定です。



契約地域 (鉱区)	作業状況	契約地域 (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%



アバディの掘削船

## 地域別プロジェクトの状況

### 2 イクシスLNGプロジェクト及び周辺鉱区

#### イクシスLNGプロジェクト

1998年に本プロジェクトが位置する鉱区の探鉱権を取得し、その後の探鉱・評価作業や基本設計作業などの開発準備作業を経て、2012年1月に最終投資決定(FID)をしました。生産に必要な施設の建設作業や試運転作業を経て、昨年7月に生産井からのガス生産を開始し、その後、昨年10月に沖合生産・貯油出荷施設(FPSO)からコンデンセート(超軽質油)の出荷を、また、陸上液化プラント設備において液化天然ガス(LNG)の出荷を開始しており、昨年11月と12月には、それぞれLPGとプラントコンデンセートの出荷も開始しています。

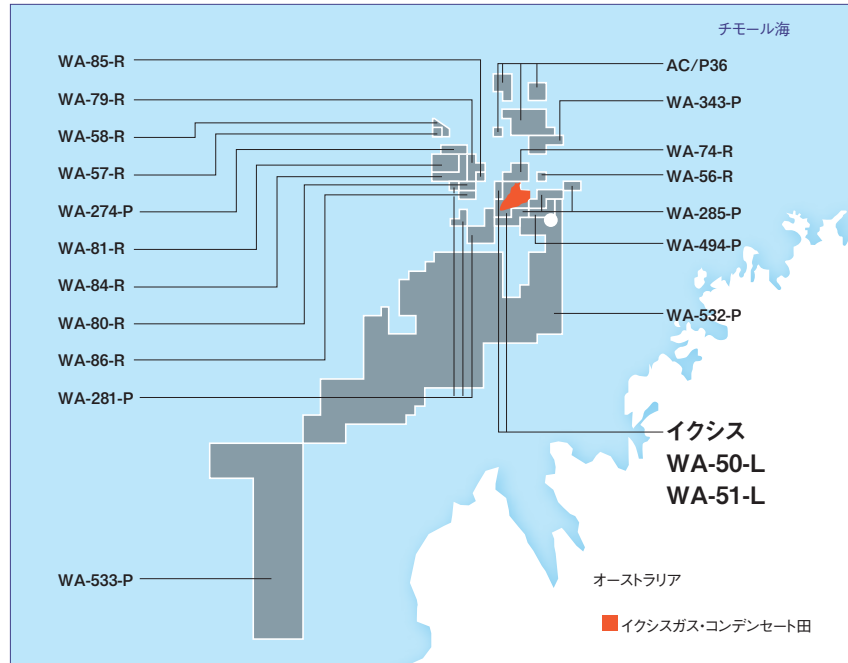
生産ランプアップは想定通りに推移しており、LNGの生産開始から2～3年でプラント生産に到達する予定です。また、本プロジェクトからの出荷カーゴ数については、本年6月末までにLNG55カーゴをダーウィンから出荷済みです。

#### イクシス周辺鉱区

当社はイクシスガス・コンデンセート田周辺に18の探鉱鉱区を保有し、現在探鉱活動

を実施しています。これまでの探鉱活動で発見されたガス構造は少なくとも11鉱区(WA-281-P、WA-56-R、WA-57-R、WA-58-R、WA-74-R、WA-79-R、WA-80-R、WA-81-R、WA-84-R、WA-85-R、WA-86-R)にわたり、これらの

発見について現在評価作業を行っています。今後の探鉱・評価作業により相当量の原油・天然ガスが確認された場合には、イクシスLNGプロジェクトとの相乗効果など、事業のさらなる拡大が期待されます。



契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
WA-50-L	生産中	INPEX Ichthys Pty Ltd (2011年4月5日)	*同社 66.245% TOTAL 26.000% CPC 2.625% 東京ガス 1.575% 大阪ガス 1.200% 関西電力 1.200% JERA 0.735% 東邦ガス 0.420%
WA-51-L			
WA-84-R	探鉱中 (ガス・コンデンセート発見構造の 評価を実施している鉱区)	INPEX Browse E&P Pty Ltd (2013年10月21日)	同社 40% *Santos 60%
WA-85-R			*同社 60% TOTAL 40%
WA-86-R			同社 20.0000% *Santos 47.8306% Chevron 24.8300% Beach 7.3394%
WA-56-R			同社 29.5% *Santos 70.5%
WA-80-R			同社 20% *Santos 30% Chevron 50%
WA-281-P			*同社 62.245% TOTAL 30.000% CPC 2.625% 東京ガス 1.575% 大阪ガス 1.200% 関西電力 1.200% JERA 0.735% 東邦ガス 0.420%
WA-57-R			*同社 100%
WA-58-R			*同社 60% TOTAL 40%
WA-74-R			*同社 50% Murphy 50%
WA-79-R			
WA-81-R			
WA-274-P	探鉱中		
WA-285-P			
WA-494-P			
WA-532-P			
WA-533-P			
WA-343-P			
AC/P36			





陸上ガス液化プラント



FPSO「イクシス ベンチャラー」



CPF「イクシス エクスプローラー」

### 3 プレリユードFLNGプロジェクト (WA-44-L 鉱区)

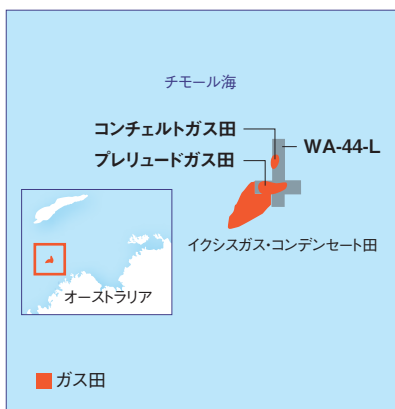
当社は、2012年6月にShell社がオーストラリア北西部沖で開発中のプレリユードFLNGプロジェクトの権益17.5%を取得しました。プレリユードFLNGプロジェクトは、西豪州ブルーム市の北北東約475kmの沖合にあるWA-44-L 鉱区のプレリユードガス田及びコンチェルトガス田より、LNG年間360万トン、LPG年間約40万トン

(ピーク時)、コンデンセート日量約3.6万バレル(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Shell社は、2011年5月にFLNG方式による最終投資決定を行いました。

FLNG船は2017年6月に建設地の韓国コジェを出航し、翌7月に現場海域に到着しました。

その後、係留作業が完了し、生産開始に向けたコミッショニング作業を経て、昨年12月に生産井からのガス生産を開始しました。その後、本年3月にコンデンセート(超軽質油)の出荷を開始し、本年6月にはLNGの出荷を開始しています。



FLNG船

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

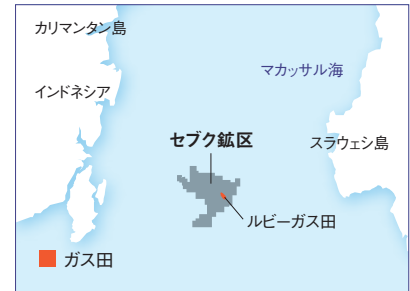
## 地域別プロジェクトの状況

### 4 セブク鉱区ルビーガス田



ルビーガス田の洋上生産施設

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



契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2019年3月期平均、全鉱区ベース)	契約地域(設立)	権益比率 (*オペレーター)
セブク	生産中(天然ガス:日量88百万cf)	インベックス 南マカッサル石油(株) (2010年5月17日)	同社 15% *Mubadala 70% TOTAL 15%

### 5 タンゲーLNGプロジェクト(ベラウ鉱区)

当社と三菱商事(株)が共同出資で設立したMI Berau B.V.社は、2001年10月にベラウ鉱区の権益を取得しました。その後、2007年10月に三菱商事(株)と共同出資で設立したMIベラウジャパン(株)を通じたケージーベラウ石油開発(株)の株式取得により、タンゲーLNGプロジェクトに

保有する当社分の実質的な権益比率を約7.79%に増加させています。

タンゲーLNGプロジェクトは、2005年3月にプロジェクトの開発計画及び生産分与契約の延長(~2035年)がインドネシア政府当局に承認され、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。

また、2016年7月にタンゲーLNG拡張プロジェクトに対する最終投資決定を行いました。本プロジェクトは、現在年間760万トンを生産している液化設備2系列に、年間380万トンの生産能力を有する第3液化系列を増設するもので、現在建設中です。



出荷施設

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2019年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ベラウ	生産中(原油:日量6千bbl 天然ガス:日量1077百万cf)	MI Berau B.V. (2001年8月14日)	同社 22.856% *BP 48.0% 日石ベラウ 17.144% KGベラウ 12.0%
タンゲーユニット			同社 16.3% *BP 40.22% CNOOC 13.9% 日石ベラウ 12.23% KGベラウ 8.56% LNG Japan 7.35% KGウィリアムスガール 1.44%

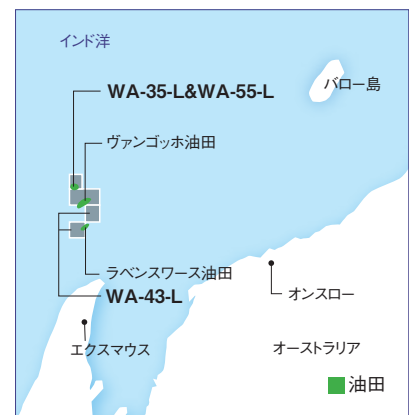


## 6 ヴァンゴッホ油田、ラベンスワース油田ほか



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及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 鉱区及びWA-55-L 鉱区にまたがるコニストン油田では、2011年12月から開発作業を行い、2015年5月に原油の生産を開始しました。



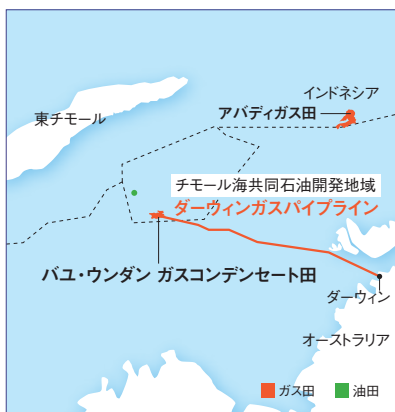
契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2019年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
WA-35-L (ヴァンゴッホ限定エリア)	生産中 (原油:日量7千bbl)	アルファ石油(株) (1989年2月17日)	同社 47.499% *Santos 52.501%
WA-35-L & WA-55-L 鉱区			同社 47.499% *Santos 52.501%
WA-43-L (ラベンスワース油田)	生産中 (原油:日量4千bbl)		同社 28.5% *BHPBP 39.999% Santos 31.501%

## 7 バユ・ウンダンプロジェクト (JPDA03-12 鉱区)

当社は1993年4月にオーストラリア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、ウンダン構造では、隣接するJPDA03-13 鉱区のバユ構造と一体であることが判明したため、両鉱区の権益保有者が1999年にユニタイゼーションを行い、バユ・ウンダン ガスコンデン

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



バユ・ウンダン海上生産施設

契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2019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 (原油:日量11千bbl 天然ガス:日量520百万cf LPG:日量7千bbl)	サウル石油(株) (1993年3月30日)	同社 19.2458049% *ConocoPhillips 61.3114766% Santos 19.4427185%
バユ・ウンダン ユニット			同社 11.378120% *ConocoPhillips 56.943372% Eni 10.985973% Santos 11.494535% Tokyo Timor Sea Resources (JERA / 東京ガス) 9.198000%

## 地域別プロジェクトの状況

# 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、ロシアにはサハリン1プロジェクトに加え、一部フィールドが開発・生産段階に移行している東シベリアプロジェクトがあります。さらに、ノルウェーではバレンツ海西部において探鉱プロジェクトを取得しており、将来のポテンシャルも期待できます。

PL1027鉱区  
PL767鉱区/PL767B鉱区  
PL950鉱区

PL1016鉱区

オスロ事務所

ロンドン事務所

-  生産プロジェクト
-  探鉱プロジェクト
-  その他プロジェクト

③ BTCパイプラインプロジェクト

① 北カスピ海沖合鉱区(カシャガン油田ほか)

② ACG油田

### 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4,300km<sup>2</sup>、西部約1,275km<sup>2</sup>(合計約5,575km<sup>2</sup>)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、パイプラインからのガスリークにより生産を一時停止しました。

その後生産を再開し、2016年10月より原油の出荷を開始しています。また、カシャガン油田のほかに、周辺のカラムカス、アクテ、カイランの各構造において炭化水素の

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



海上施設

契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2019年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率
北カスピ海沖合	生産中 (原油:日量303千bbl、天然ガス:日量369百万cf)	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

当社は、2003年4月にアゼルバイジャン南カスピ海沖合のACG (Azeri・Chirag・Gunashli アゼリ・チラグ・グナシリ) 油田の権益を取得しました。現在、チラグ、アゼリ中央部・西部・東部、グナシリ深海部及びチラグ西部より原油生産を行っています。また、2017年9月に権益期限を2049年末まで25年間延長することについて、当社を含む権益保有者とアゼルバイジャン国営石

油会社 (SOCAR) との間で合意され、2018年1月に権益延長に係る改定生産分与契約が発効しました。さらに本年4月には、新たにプラットフォームを増設して開発エリアを拡大すべく追加開発計画の最終投資決定を行いました。この計画では新規プラットフォームからの生産開始を2023年に見込んでおり、更なる可採埋蔵量の増大と事業価値向上を目指しています。



海上生産施設

契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2019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578千bbl)	インベックス南西カスピ海石油 (株) (1999年1月29日)	同社 9.31% *BP 30.37% Chevron 9.57% SOCAR 25.00% Equinor 7.27% ExxonMobil 6.79% TPAO 5.73% 伊藤忠商事 3.65% ONGC 2.31%



ザバドナ・ヤラクチンスキー鉱区  
ボルシェチルスキー鉱区

RUSSIA

サハリン-1 プロジェクト

ヌルスルタン事務所



## 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% Equinor 8.71% TPAO 6.53% Eni 5% TOTAL 5% 伊藤忠商事 3.4% ExxonMobil 2.5% ONGC 2.36%



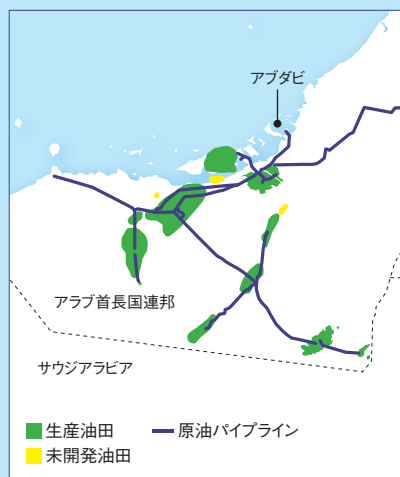
出荷ターミナル

# 中東・アフリカ

中東地域では、アラブ首長国連邦アブダビの海上油田や陸上鉱区などが、原油生産量の面で大きく貢献しています。また、アフリカ地域では、アンゴラ共和国ブロック14等にて原油の生産を行っています。



## 1 アブダビ陸上鉱区



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

同鉱区は、アブダビの陸上に位置する12の生産油田と3つの未開発油田から構成される世界でも有数の巨大油田群です。2020年末までに生産能力を日量200万バレルへと引き上げるべく、開発作業を進めています。

契約地域(鉱区)	作業状況	事業会社(設立)	権益比率
アブダビ陸上鉱区	生産中	JODOCO Onshore Limited (2015年4月15日)	同社 5% ADNOC 60% TOTAL 10% BP 10% CNPC 8% NPIC 4% GS 3%



## 2 アブダビ海上油田

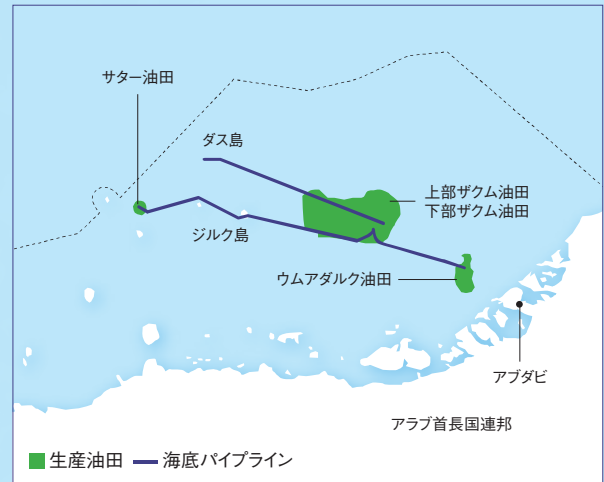
当社は、アブダビ沖海域最大の上部ザクム油田をはじめ、アブダビ海上の4つの油田に権益を保有し、開発・生産を行っています。また、2018年2月に権益を取得した

下部ザクム油田では、アブダビ国営石油会社 (ADNOC) よりアセットリーダーに任命され、同油田の原油生産能力を日量45万バレルに引き上げるべく、ADNOC及び

パートナー各社と密接に連携し、主導的な立場で開発作業を進めています。



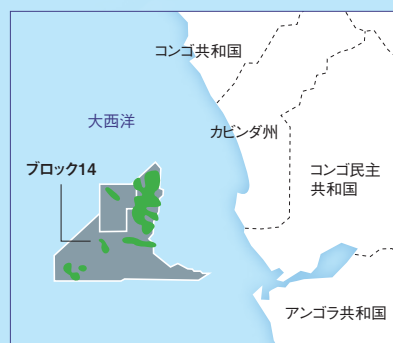
ジルク島



契約地域 (鉱区)	作業状況	事業会社 (設立)	権益比率
下部ザクム油田	生産中	JODCO Lower Zakum Limited (2018年1月25日)	同社 10% ADNOC 60% インド企業3社のコンソーシアム 10% CNPC 10% TOTAL 5% ENI 5%
上部ザクム油田		ジャパン石油開発 (株) (1973年2月22日)	同社 12% ADNOC 60% ExxonMobil 28%
サター油田/ウムアダルク油田			同社 40% ADNOC 60%

## 3 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 (原油生産鉱区) にTOTAL社との合弁会社を通じて参画し、9.998%の権益を間接的に取得しました。ブロック14は、同国カビンダ州の沖合約100kmに位置する既発見未開発構造を含む原油生産鉱区で、現在4つの開発区域にて原油生産を行っており、鉱区内の探鉱ポテンシャルの追求も行っています。



海上生産施設

契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2019年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社 (設立)	権益比率 (*オペレーター)
アンゴラ共和国ブロック14	生産中 (原油:日量68千bbl)	Angola Block 14 B.V. (2012年4月19日)	同社 20% (うち当社権益 9.998%) *Chevron 31% Sonangol 20% Eni 20% Galp 9%

地域別プロジェクトの状況

# 米州

米領メキシコ湾では大水深プロジェクト(ルシウス)に参画しており、メキシコ領メキシコ湾においては複数の探鉱プロジェクトを推進しています。また、米国テキサス州ではシェールオイルプロジェクトを操業しているほか、ベネズエラのガスプロジェクト、ならびにブラジル海上の探鉱プロジェクトなどを進めています。



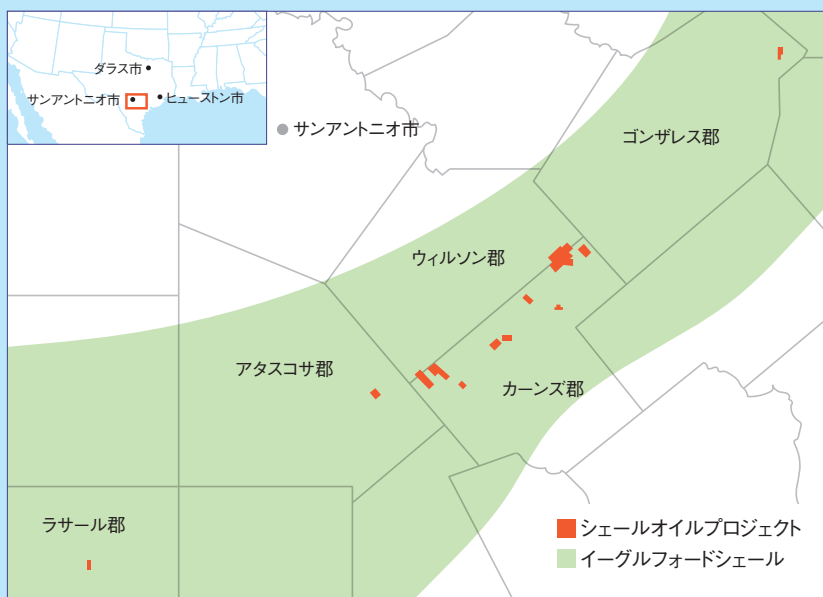


## 1 米国シェールオイルプロジェクト(イーグルフォード)

当社は、GulfTex Energy社が、米国テキサス州イーグルフォードシェールにおいて保有・操業する複数のシェールオイル生産・開発権益を2019年4月に取得しました。本プロジェクトの取得は、当社にとって初めての米国でのシェールオイル生産開発事業参入となります。本プロジェクトの大部分は、シェールオイル、シェールガス開発の実績が豊富なイーグルフォードシェールの中でも生産性の良いカーンズ郡に位置しており、一部の権益を除き、当社がオペレーターとして操業を行っています。



掘削作業現場



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)
米国テキサス州南テキサス地域 (イーグルフォードシェール)	生産中	INPEX Eagle Ford LLC (2019年)	一部の地域を除き、 当社が100%権益を保有 (当社オペレーター)

## 2 メキシコ湾周辺鉱区等

当社は2012年8月に、米領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Anadarko社から取得しました。ルシウス油田では、2015年1月に油ガスを生産開始以降、順調に生産を継続しています。

また、2016年12月にChevron社・Pemex社とともに、メキシコの第1次ラウンド大水深探鉱鉱区公開入札に共同で参画し、メキシコ領メキシコ湾北部海域にてR1.4 ブロック3(ベルデイド)を落札しました。当社は約33.3%の権益を保有し探鉱活動を実施しています。

さらに、2018年1月にChevron社・Pemex社とともに、メキシコ領メキシコ湾南部海域にてR2.4 ブロック22(サリナ)を落札しました。当社は35%の権益を保有し探鉱活動を実施しています。



ルシウス油田の海上施設



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2019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)
キースリー・キャニオン 874/875/918/919鉱区 (ルシウス油田)	生産中 (原油:日量25千bbl 天然ガス:日量18百万cf)	INPEX Americas, Inc. (2003年5月30日)	同社 7.75309% *Anadarko 48.95179% その他 43.29512%
R1.4 ブロック3(ベルデイド)	探鉱中	INPEX E&P Mexico PB-03, S.A. de C.V. (2018年8月6日)	同社 33.3333% *Chevron 33.3334% Pemex 33.3333%
R2.4 ブロック22(サリナ)		INPEX E&P Mexico, S.A. de C.V. (2017年1月25日)	同社 35% *Chevron 37.5% Pemex 27.5%

# 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1,500kmの天然ガスパイプライン及びLNG受入基地のオペレーションを行っています。



## 国内天然ガス事業

国内天然ガス事業は、当社が保有する南長岡ガス田(新潟県)から生産される天然ガス及び2013年12月に稼働を開始した直江津LNG基地(新潟県)で受け入れたLNGを、関東甲信越及び北陸地域に広

がる約1,500kmの天然ガスパイプラインによって輸送し、沿線の都市ガス事業者や大規模工場等のお客さまに販売する事業です。当社の天然ガス販売量は、供給インフラの拡充努力や天然ガスの環境優

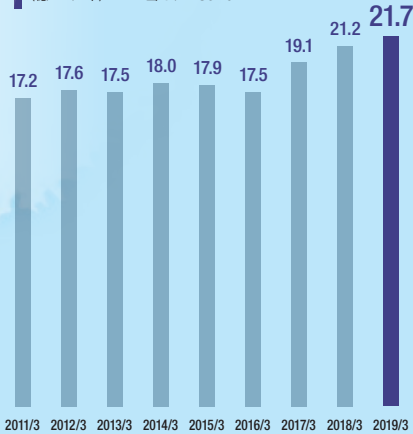
位性を背景として着実に拡大してきました。天然ガスは今後も熱源燃料だけでなく、自家発電やコージェネレーション燃料、天然ガス火力発電所燃料、化学製品原料など、多種多様な用途での利用が期待



されています。当社は2022年度に天然ガス年間供給量25億m<sup>3</sup>の確実な達成を目指し、さらには既存インフラの活用による安定供給と他社との連携により、2040年に向けて30億m<sup>3</sup>超へ拡大すべく、グロー

### 国内天然ガス販売量の推移

(億Nm<sup>3</sup>/年) ※1m<sup>3</sup>当たり41.86MJ



バルガスバリューチェーンの一翼を担う国内天然ガス事業の持続的な価値向上に努めています。これに関連し、2018年10月より、直江津LNG基地にてイクシスのLNGの受け入れを開始しています。

また、2016年4月以降電力システム改革の進展に伴い、ガス火力発電向け需要拡大に対応する一方で、中部電力(株)との協業による電力卸販売事業を展開しています。さらに2017年4月からのガス市場の小売全面自由化に伴い、国内ガス市場の競争環境等、事業環境の変化に適切に対応するため、組織再編等の取り組みを通じ、マーケティング力を強化しています。

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



川を渡る天然ガスパイプライン(新潟県澁海川)

## 再生可能エネルギー等の取り組み

### 国内の発電事業

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

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

### 地熱開発

地熱発電とは、地下にあるマグマの熱エネルギーを蒸気として取り出し、その蒸気によ

りタービンを回し発電するものです。

当社は2011年から出光興産(株)と共同で北海道阿女鱒岳地域、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。

2013年から2018年にかけて、阿女鱒岳地域で構造試錐井を計7坑、小安地域で構造試錐井を7坑、試験生産井を2坑、試験還元井を1坑掘削し、地熱資源調査を実施しました。両地域では仮噴気試験により蒸気・熱水の産出を確認し、小安地域では2018年から環境アセスメントを開始しました。

また、このほか福島県における地熱資源調査事業にも参画しており、2012年に開始した磐梯地域の地熱資源共同調査事業は2018年に一旦休止したものの、吾妻-安達太良地域については引き続き調査準備を進めています。

くわえて、当社は2015年6月より、インドネシアにて地熱プロジェクト(サルレーラ地熱IPP(独立系発電事業者)事業)に参加し

ています。同プロジェクトは、インドネシア・スマトラ島北スマトラ州に位置するサルレーラ鉱区において、単一開発契約としては世界最大規模の地熱発電所の開発を行うもので、発電する電力をインドネシア国営電力公社へ30年間にわたり販売する予定です。2014年に発電所の建設を開始し、2017年3月に1号機、2017年10月に2号機、そして2018年5月に3号機の商業運転を開始しました。これにより、3ユニット合計の総出力は約330MWになりました。



サルレーラ地熱IPP事業

# サステナビリティ

当社は、事業活動を通じて経済成長や社会の発展に貢献することで、社会にとって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。当社の成長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。

## CSR推進体制

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

## 気候変動対応

当社は、パリ協定の長期目標達成に取り組む国際社会の現状を低炭素化社会への移行期と捉え、気候変動対応を経営上の重要課題と認識しています。この課題に対処するためには、国際社会のあらゆる主体の行動が求められますが、特に政策的措置、技術開発、産業界への対応など長期にわたる取組が必要です。当社は石油・天然ガス業界の責任ある一員として、その役割を果たしていきます。パリ協定に基づく各国のルールを遵守し、石油・天然ガス及び再生可能エネルギーなどのエネルギー需要への適切な対応と温室効果ガスの排出削減という2つの社会的な要請にバランスをもって応えるべく、気候変動リスク及び機会を適切に評価・管理しつつ事業を推進していきます。

また、事業活動の低炭素化を推進するため、天然ガスの開発促進や再生可能エネルギーへの取組を強化するとともに、操業からの温室効果ガス排出を適切に管理し、排出されたCO<sub>2</sub>を回収・貯留するためのCCS<sup>※1</sup>の実用化に向けた技術開発を進めます。なお、気候変動関連の情報開示については、TCFD<sup>※2</sup>提言に沿って取組を推進します。ポジションペーパー「気候変動対応の基本方針」を策定し(2015年12月発表、2018年7月改定)、WEB上に掲載<sup>※3</sup>しています。

※1 CCS …… Carbon dioxide Capture and Storage  
 ※2 TCFD …… Task Force on Climate-related Financial Disclosures  
 ※3 気候変動対応の基本方針  
<https://www.inpex.co.jp/csr/climatechange/pdf/20180723.pdf>

## 気候変動対応マイルストーン

- 2015 ● ポジションペーパー「気候変動対応の基本方針」を発表
- 2016 ● 経営企画本部が主体となり、気候変動対応推進プロジェクトチームを設置
- 2017 ● インターナルカーボンプライス(\$35/tCO<sub>2</sub>-e)による経済性評価開始  
● 低炭素社会シナリオ設定
- 2018 ● 2040年に向けポートフォリオの1割を再生可能エネルギー事業とする「ビジョン 2040」を発表  
● 気候変動対応推進グループを経営企画本部内に設置  
● 再生可能エネルギー・電力事業ユニットを事業本部化  
● 財務的評価(2019年継続中)  
● 当社施設の物理的リスク評価(2019年継続中)

## 当社が取り組むCSR重点テーマ

当社は、グローバルに事業展開するエネルギー企業として、各ステークホルダーとの信頼関係をもとに将来にわたって社会とともに持続的に成長するために、INPEXグループの経営理念を踏まえ、事業活動を通じて優先的に取り組むべき重要課題として2012年に「CSR重点テーマ」を特定しました。テーマ選定後3年を経た2015年には、5つのテーマごとに3年間の取り組みを総括するとともに、当社主要プロジェクトの進捗に伴う事業活動が与える影響事象やステークホルダーの関心事項の変化などを踏まえてテーマの見直しを行い、新たに「ガバナンス」を加えた6つをCSR重点テーマとして再設定しました。さらに、テーマごとに当社が優先的に取り組むべき重要課題を、4つのステップから成る重要課題特定プロセス(①課題整理、②ステークホルダーダイアログ、③優先順位づけ、④マネジメントレビュー)を通じて抽出し、PDCAサイクルによって継続的に改善が成されるよう取り組みを図っています。2017年には、持続可能な開発目標(SDGs)<sup>※</sup>の観点を取り込み、重要課題の見直しを行っています。

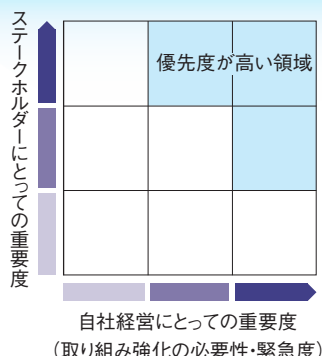
※持続可能な開発目標(SDGs)  
 2015年9月の「国連持続可能な開発サミット」で、人間、地球及び繁栄のための行動計画として掲げられた17の目標

## CSR重点テーマ



## INPEXの重要課題

- ガバナンス体制の強化
- リスクマネジメント体制の構築
- 人権の尊重
- 法令遵守及び贈収賄・汚職防止
- 調達における社会・環境影響評価
- 重大災害防止
- 労働安全衛生の確保
- 生物多様性の保全、適正な水管理
- 地域社会・先住民に対する影響評価、低減策の実施
- 地域経済への貢献
- 再生可能エネルギー事業の推進
- 環境に優しい天然ガスの開発促進
- 気候変動関連リスクの管理強化
- 人材育成と働きがいの向上
- ダイバーシティの推進





## INPEX Value Creation

当社は、「ビジョン 2040」のもと、3つの事業目標の実現を通じて、エネルギーの安定供給をはじめとする価値提供に努め、社会にとってかけがえのないリーディングエネルギーカンパニーとなることを目指します。

### リーディングエネルギーカンパニーへ

#### 主な創出価値

##### 社会価値

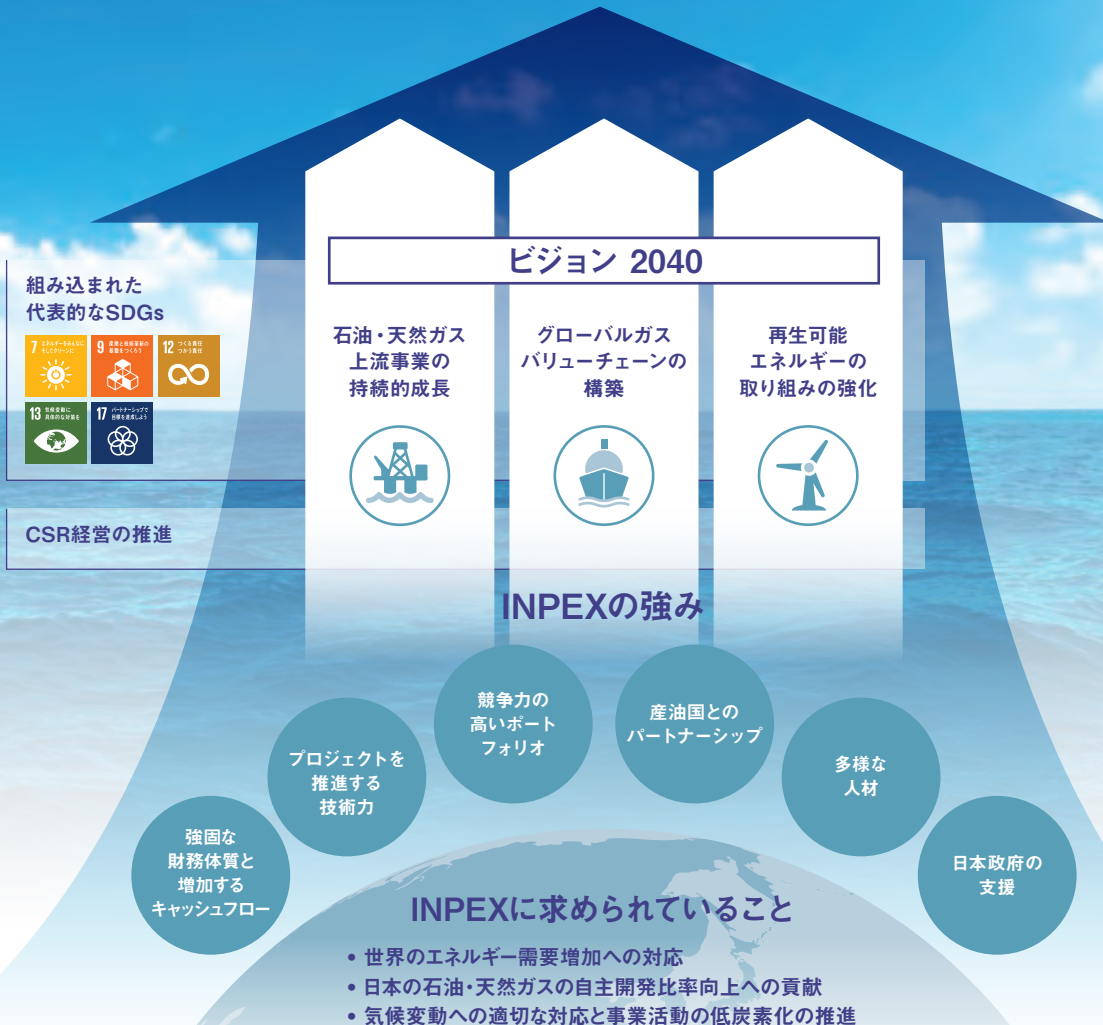
- エネルギーの安定供給
- 日本のエネルギー自主開発比率の向上
- エネルギーへのアクセス向上
- 地域社会の持続可能な発展支援
- 安定した雇用機会の創出

##### 環境価値

- 環境負荷の少ない天然ガスの供給
- 環境に配慮した開発操業
- エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合増加
- 温室効果ガス排出の適切な管理と事業の低炭素化
- クリーンエネルギー技術や関連インフラへの投資促進

##### 経済価値

- 持続的な企業価値の向上
- 株主価値の最大化
- 事業環境の変化に柔軟に対応できるポートフォリオ
- 生産量・埋蔵量の拡大
- 収益基盤の強化と多様化



# CSR 重点テーマの目標と実績

CSR重点テーマ	重要課題	2018年度実績
<b>ガバナンス</b> 	ガバナンス体制の強化	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 社外役員も参加する各種会合・意見交換機会を複数回開催し、当社のコーポレートガバナンス向上に向けた議論を実施</li> <li>● 取締役会の実効性評価のPDCAサイクルの一環として、社外役員を含む会合において、前年度評価で抽出された改善項目への対応状況に関する中間レビューを実施。これらの内容も踏まえて、2018年度の取締役会実効性評価を実施</li> <li>● 指名・報酬諮問委員会を計6回開催し、コーポレートガバナンス・コード(役員報酬制度、経営陣幹部の選解任、後継者計画等)への対応を議論。同委員会の適切な関与の下で役員の株式報酬制度の運用開始</li> <li>● 税務方針の策定</li> </ul>
	リスクマネジメント体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 本社地震対応BCM<sup>※1</sup>活動の推進、訓練、教育周知の実施</li> </ul>
<b>コンプライアンス</b>   	人権の尊重	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 英国現代奴隷法の2017年度ステートメント開示</li> <li>● 新入社員向け人権研修の実施</li> <li>● IPIECA人権分科会への継続参加</li> </ul>
	法令遵守及び贈収賄・汚職防止	<ul style="list-style-type: none"> <li>● コンプライアンス意識調査の実施</li> <li>● テーマ別・階層別コンプライアンス研修の実施</li> <li>● 海外事務所での贈収賄・汚職防止に係るリスク評価の継続</li> <li>● 贈収賄・汚職防止規程類の周知徹底と運用強化(INPEXグループ グローバル贈収賄・汚職防止方針の制定、研修の実施等)</li> <li>● グローバルなコンプライアンス体制の充実への取組</li> <li>● グローバル・コンパクト・ネットワーク・ジャパンの腐敗防止分科会に継続参加</li> </ul>
	調達における社会・環境影響評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>● グローバル・コンパクト・ネットワーク・ジャパンのサプライチェーン分科会に継続参加</li> <li>● 国内主要サプライヤー・コントラクターへのサプライヤー自己評価アンケート(人権や贈収賄・汚職防止等を含む)の実施</li> <li>● 主要サプライヤー・コントラクターに対するリスク評価(人権や贈収賄・汚職防止等を含む)の継続</li> </ul>
<b>HSE</b>      	重大災害防止	<ul style="list-style-type: none"> <li>● コーポレートHSEマネジメントシステムの強化(HSEマネジメントシステム規則及び関連する8件のコーポレートHSE要領の改定、HSE管理の適用範囲をノンオペレータープロジェクトにまで拡大)</li> <li>● HSEアシュアランス・ガバナンスの強化(計14件のHSEレビューに参加、国内外を対象としたリスクベース方式によるコーポレートHSE監査を3回実施)</li> <li>● リスク管理プロセスを用いた重大事故・災害のリスク管理徹底(全オペレーション事業体に対する通年でのHSEリスク管理(四半期毎の経営会議報告含む)、計3回のAIPS<sup>※2</sup>アシュアランスレビュー実施、東京ライン及び親戚プラントのセーフティケース作成支援、プロセスセーフティKPIの運用開始、国内向けINPEXバリア管理トレーニング実施)</li> <li>● 緊急時・危機対応能力の強化(直江津LNG基地における地震による確災、イクスLNGプロジェクトの海上施設からのガス漏れ、首都直下地震等を想定したオペレーション事業体と本社が連携した緊急事態レベル3の危機対応訓練を3回実施)</li> </ul>
	労働安全衛生の確保	<ul style="list-style-type: none"> <li>● HSE技術支援の推進と現場管理力強化(国内外のオペレータープロジェクトの各事業場の他、ノンオペレータープロジェクトの現場や国内事業子会社などを対象に、計5回のマネジメントサイトビジットを実施、国内外の事業場の長によるサイトビジットを計3回実施、HSE 表彰の実施)</li> <li>● 事故災害発生件数の削減(LTIF<sup>※3</sup>:0.23、TRIR<sup>※3</sup>:1.85、プロセスセーフティKPI:Tier1=1、Tier2=6)</li> </ul>
	生物多様性の保全、適正な水管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 生物多様性保全及び水管理の取組を含むコーポレート環境管理計画を策定</li> </ul> <p><b>生物多様性保全</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 国内事業における海域調査の実施</li> <li>● 国内事業における植樹活動及び生物多様性保全活動の実施</li> <li>● 海外事業における生物多様性に関するモニタリング調査の実施</li> </ul> <p><b>水管理</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 当社事業実施地域における水ストレス評価の実施</li> <li>● 当社事業における水使用量の集計と分析</li> </ul>
	地域社会	<p><b>日本</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 直江津LNG基地において地元向け説明会やニュースレターの発行を通じて操業状況や安全の取組に関する情報を提供</li> </ul> <p><b>オーストラリア</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 430回以上にわたるステークホルダーとの対話実施</li> <li>● 1,500件以上の地域からの問い合わせ(内半数が雇用関連)を受付</li> </ul> <p><b>グローバル</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 社会貢献投資実績約16億円</li> </ul> <p><b>オーストラリア</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● ララク族へのベネフィット・パッケージの策定</li> <li>● 先住民の直接雇用促進のためのSolid Pathway Programの開始</li> <li>● イクスLNGプロジェクト建設期間中(2012年～2018年)、コントラクターを通じ累計1,471名の先住民を雇用</li> <li>● イクスLNGプロジェクト建設期間中(2012年～2018年)、62にわたる先住民企業から累計1.75億豪ドル以上の契約調達</li> </ul>
<b>気候変動対応</b>   	再生可能エネルギー事業の推進	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電所の安定的運転</li> <li>● インドネシア・サルーラ地熱発電所第3号機の商業運転の開始、発電所全体の安定的運転</li> <li>● 秋田県小安地域では次期調査段階へ移行し、環境アセスメントを開始。北海道阿女島岳では掘削調査・噴気試験等を継続実施</li> <li>● 国内で風力発電事業開始の見通しを策定</li> <li>● 電気・水素・メタンのバリューチェーンの構築に資する技術の研究開発の推進</li> </ul>
	環境に優しい天然ガスの開発促進	<ul style="list-style-type: none"> <li>● イクスLNGプロジェクトの生産及び出荷開始</li> <li>● 国内ガス田、直江津LNG基地、1,500kmの高圧ガスパイプラインネットワークの安全操業による天然ガス安定供給の継続、供給量拡大</li> <li>● 天然ガス利用促進提案活動の推進</li> </ul>
	気候変動関連リスクの管理強化	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 気候変動対応推進グループを経営企画本部 経営企画ユニット内に設置</li> <li>● IEAWEO2°Cシナリオの油価・カーボンプライスを当社ポートフォリオに適用し、ベースケースからのNPV変化率を算出する手法で財務的評価を試行</li> <li>● メタン逸散量の算定プロセスを整備し2018年度実績を開示</li> </ul>
<b>従業員</b>   	人材育成と働きがいの向上	<p><b>グローバル</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● INPEXバリュー浸透活動の継続実施(バリュー表彰、グループ会社への浸透等)</li> <li>● 「INPEXグループ健康宣言」の制定</li> </ul> <p><b>日本</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 社内公募制の実施継続、事務系若手社員に対するキャリア面談制度の継続</li> <li>● 時間外労働時間の削減及び有給休暇取得率向上の施策継続</li> <li>● ビジネスカジュアルの通年実施を導入</li> </ul>
	ダイバーシティの推進	<p><b>グローバル</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● ダイバーシティ&amp;インクルージョンに関する社長メッセージの発信</li> </ul> <p><b>日本</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 育児世代を部下に持つ上司向け研修の実施、男性向け育児休業説明資料の拡充</li> <li>● LGBT研修の実施</li> </ul>

※1 Business Continuity Management(事業継続マネジメント) BCP 策定や維持・更新、取組を浸透させるための教育・訓練の実施、継続的な改善などを行う平常時からのマネジメント活動  
 ※2 Business Continuity Plan(事業継続計画) 災害時においても重要な事業を停止させないために、継続すべき業務を選定し、当該業務の継続を可能にする体制を整えるための計画  
 ※3 Asset Integrity Process Safety 設備の健全性管理・プロセスセーフティ



2019年度目標	中長期的な取組・方向性
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 中期経営計画 2018-2022(中計)の遂行状況のモニタリング</li> <li>● 取締役会の実効性評価の実施と実効性向上への継続的取組(PDCAサイクル)</li> <li>● 金融庁の開示府令改正への対応を含むガバナンス向上への不断の取組(指名・報酬諮問委員会の適切な関与の下での役員の報酬及び指名等)</li> <li>● 税務ガバナンスの強化</li> </ul>	<p>取締役会の実効性向上や、株主との対話を含む適切な情報開示、ステークホルダーとの協働を進め、コーポレートガバナンスを持続的に強化</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 取締役会の監督機能強化を含むコーポレートガバナンス体制の強化</li> <li>● ビジョン2040・中計を踏まえた経営戦略に関する議論の充実、計画達成状況の監督</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 本社地震対応BCM活動の推進、訓練、教育周知の実施、本社強毒性感染症対応BCP<sup>※2</sup>の見直し</li> </ul>	<p>操業地域の法令、贈収賄・汚職防止法、制裁、国際規範・倫理や人権の尊重などに関して、適切な対応及び遵守を徹底</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● グローバル人権マネジメント体制の強化</li> <li>● サプライチェーンのリスクアセスメントとコンプライアンスの強化</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 英国現代奴隷法の2018年度ステートメント開示</li> <li>● 新入社員向け人権研修の継続実施</li> <li>● 人権マネジメントの強化</li> </ul>	<p>環境安全方針の宣言の下、HSEマネジメントシステムで定めたプロセスを経営層・管理者・実務者が真摯に実行</p> <p>INPEXバリューの「安全第一」で考え、行動し、安全文化を深化させることで、ゼロ災の達成と重大災害防止を徹底</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 第3期HSE中期計画(2016-2020年度)の達成に向けた以下取組の推進</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● コンプライアンスの周知徹底と教育・研修プログラムの充実</li> <li>● 海外事務所の贈収賄・汚職防止に係るリスク評価の継続</li> <li>● 贈収賄・汚職防止規程類の周知徹底と運用強化(研修の実施等)</li> <li>● グローバルなコンプライアンス体制の充実への取組</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● コーポレートHSEマネジメントシステムの強化(コーポレートHSE要領の改定及びノンオペレータープロジェクトを含む本事業体のHSE管理の推進)</li> <li>● HSEアジャランス・ガバナンス強化(HSEレビュー及びリスクベース監査の継続によるHSEマネジメントシステムの一貫性と有効性の向上)</li> <li>● HSE技術サポート推進(オペレータープロジェクト、本社事業及びノンオペレータープロジェクトに必要なHSE技術サポートの推進)</li> <li>● リスク管理プロセスを用いた重大事故・災害のリスク管理の徹底(主要施設のセーフティケース作成とバリア管理の推進、プロセスセーフティ先行KPIの運用)</li> <li>● 緊急時・危機対応能力の強化(イクシスLNGプロジェクト及び国内E&amp;P事業での重大事故を想定したコーポレート危機対策本部の総合訓練の実施、各部門のニーズに応じた機能別・段階的な危機対応訓練の実施)</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 主要サプライヤー・コントラクターへのサプライヤー自己評価アンケート(人権や贈収賄・汚職防止等を含む)の実施</li> <li>● 主要サプライヤー・コントラクターに対するリスク評価(人権や贈収賄・汚職防止等を含む)の継続</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● コーポレートHSEマネジメントシステムの強化</li> <li>● リスクベース監査やHSEレビューの実施によるHSEアジャランス・ガバナンス体制の強化</li> <li>● HSE人材活用による技術サポートの充実化</li> <li>● 現場の声を反映したHSE活動の整備</li> <li>● プロセスセーフティ管理の推進による重大災害防止の徹底</li> <li>● LTIF・TRIR監視評価の継続</li> <li>● 緊急時・危機対応能力の向上</li> <li>● GHG排出削減のための管理計画の推進</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● HSE現場管理力強化(HSEマネジメントサイトビジット及び事業場の長などによる他所へのサイトビジット等を通じた事故の再発防止策の実施状況の確認及び現場で働く従業員との対話を通じた相互理解の深化)</li> <li>● 事故災害発生件数の削減(LTIF:0.12、TRIR:0.70以下、IOGP Life Saving Rulesの導入推進、新規事故報告システムの活用)</li> <li>● 健康保持・増進の取組の強化(INPEXグループ健康宣言に基づく健康保持・増進の取組推進)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 生物多様性及び水管理の取組を含むコーポレート環境管理計画の実行と見直し</li> </ul> <p><b>生物多様性保全</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 当社事業周辺の保護区データベースの作成</li> <li>● 国内事業における特定外来植物種への対応</li> <li>● 国内事業における海域調査の実施</li> <li>● 国内事業における植樹活動及び生物多様性保全活動への参加</li> <li>● 海外事業における生物多様性に関する現況調査の実施</li> <li>● 海外事業における生物多様性に関するモニタリング調査の実施</li> <li>● 当社における生物多様性保全活動に関する報告書の策定</li> </ul> <p><b>水管理</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 当社事業実施地域における水ストレス評価の継続</li> <li>● 当社事業における水バランスの把握と水使用量の集計と分析</li> </ul>
<p><b>日本</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 地元向け説明会やニュースレターの発行などステークホルダーとの継続的な対話を通じた良好な関係の維持</li> </ul>	<p>各操業地域の文化や慣習・人権を尊重しながら、事業を通じた地域の発展や社会的課題の解決に貢献</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 各操業地域におけるステークホルダーとの対話を通じてコミュニティニーズを把握し、施策を実施</li> </ul>
<p><b>オーストラリア</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● イクシスLNGプロジェクトの安定操業への移行における地域社会への影響の軽減、ステークホルダーとの良好な関係の維持</li> </ul>	<p>各操業地域の文化や慣習・人権を尊重しながら、事業を通じた地域の発展や社会的課題の解決に貢献</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 各操業地域におけるステークホルダーとの対話を通じてコミュニティニーズを把握し、施策を実施</li> </ul>
<p><b>グローバル</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 社会貢献投資計画約13億円</li> </ul>	<p>各操業地域の文化や慣習・人権を尊重しながら、事業を通じた地域の発展や社会的課題の解決に貢献</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 各操業地域におけるステークホルダーとの対話を通じてコミュニティニーズを把握し、施策を実施</li> </ul>
<p><b>オーストラリア</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● INPEXララキア・アドバイザリー・コミティと共に、ララキア・ベネフィット・パッケージの継続施行</li> <li>● 36名もしくは全従業員3%の先住民直接雇用(2019年～2021年)</li> <li>● イクシスLNGプロジェクト操業のコントラクターを通じた、年平均60名の先住民間接雇用(2019年～2021年)</li> <li>● イクシスLNGプロジェクト操業における先住民企業の契約調達の50%増加及び100万豪ドルの調達(2019年～2021年)</li> </ul>	<p>各操業地域の文化や慣習・人権を尊重しながら、事業を通じた地域の発展や社会的課題の解決に貢献</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 各操業地域におけるステークホルダーとの対話を通じてコミュニティニーズを把握し、施策を実施</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光発電所の安定的運転</li> <li>● インドネシア・サルーラ地熱発電所全体の安定的運転</li> <li>● 国内での既存地熱発電事業の推進</li> <li>● 新規地熱・風力発電事業等の追求</li> <li>● 電気・水素・メタンのバリューチェーンの構築に資する技術の研究開発の推進</li> </ul>	<p>パリ協定の長期目標を踏まえた低炭素社会へ積極的に対応すべく、ガバナンス体制を強化し、事業戦略、リスク及び機会の評価、排出量管理の各分野で取組を推進</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 低炭素社会の実現に向けた取組</li> <li>● TCFD提言に沿った情報開示を持続的に推進</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● イクシスLNGプロジェクトの安定的かつ効率的な生産操業の実現</li> <li>● 国内ガス田、直江津LNG基地、1,500kmの高圧ガスパイプラインネットワークの安全操業による天然ガス安定供給の継続、供給量拡大</li> <li>● 天然ガス利用促進提案活動の推進</li> </ul>	<p>パリ協定の長期目標を踏まえた低炭素社会へ積極的に対応すべく、ガバナンス体制を強化し、事業戦略、リスク及び機会の評価、排出量管理の各分野で取組を推進</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 低炭素社会の実現に向けた取組</li> <li>● TCFD提言に沿った情報開示を持続的に推進</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● 気候変動関連リスク及び機会の評価プロセスの継続的改善</li> <li>● 物理的リスク評価手法の枠組み構築</li> <li>● 気候変動関連リスクの財務的評価手法の継続的改善</li> <li>● ノンオペレータープロジェクトの排出量管理の強化</li> </ul>	<p>パリ協定の長期目標を踏まえた低炭素社会へ積極的に対応すべく、ガバナンス体制を強化し、事業戦略、リスク及び機会の評価、排出量管理の各分野で取組を推進</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 低炭素社会の実現に向けた取組</li> <li>● TCFD提言に沿った情報開示を持続的に推進</li> </ul>
<p><b>グローバル</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● INPEXバリュー浸透活動継続(バリュー表彰、グループ会社への浸透等)</li> </ul>	<p>多様な人材がINPEXバリューの価値基準の下、自主性を活かして高い価値観と使命感を持って活躍できる会社づくりを推進</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● INPEXバリューの浸透活動の継続</li> <li>● 多様な人材が能力を発揮できる環境の整備</li> </ul>
<p><b>日本</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 健康経営のための更なる効果的施策の実施(健康推進アプリの導入、特定診査・保健指導実施率の向上、健康教育の内容充実等)</li> <li>● 社内公募制の実施継続、事務系若手社員に対するキャリア面談制度の継続</li> <li>● 時間外労働時間の削減及び有給休暇取得率向上の施策継続</li> <li>● 全社的なフレックスタイム制勤務制度の導入</li> </ul>	<p>多様な人材がINPEXバリューの価値基準の下、自主性を活かして高い価値観と使命感を持って活躍できる会社づくりを推進</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● INPEXバリューの浸透活動の継続</li> <li>● 多様な人材が能力を発揮できる環境の整備</li> </ul>
<p><b>グローバル</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 従業員のグローバルな拠点間異動の促進</li> </ul>	<p>多様な人材がINPEXバリューの価値基準の下、自主性を活かして高い価値観と使命感を持って活躍できる会社づくりを推進</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● INPEXバリューの浸透活動の継続</li> <li>● 多様な人材が能力を発揮できる環境の整備</li> </ul>
<p><b>日本</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 女性活躍推進に向けた一般事業主行動計画に基づく施策の実施(育児世代を部下に持つ上司向け研修の継続、女性社員向けキャリア研修の実施等)</li> <li>● 障がい者向け職場環境の改善</li> </ul>	<p>多様な人材がINPEXバリューの価値基準の下、自主性を活かして高い価値観と使命感を持って活躍できる会社づくりを推進</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● INPEXバリューの浸透活動の継続</li> <li>● 多様な人材が能力を発揮できる環境の整備</li> </ul>

※4 Lost Time Injury Frequency 百万労働時間当たりの死亡災害と休業災害の発生頻度

※5 Total Recordable Injury Rate 百万労働時間当たりの死亡災害、休業災害、不労災害及び医療処置を要する労働災害の発生頻度

# コーポレートガバナンス

(2019年6月26日現在)

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

## コーポレートガバナンス体制の概要

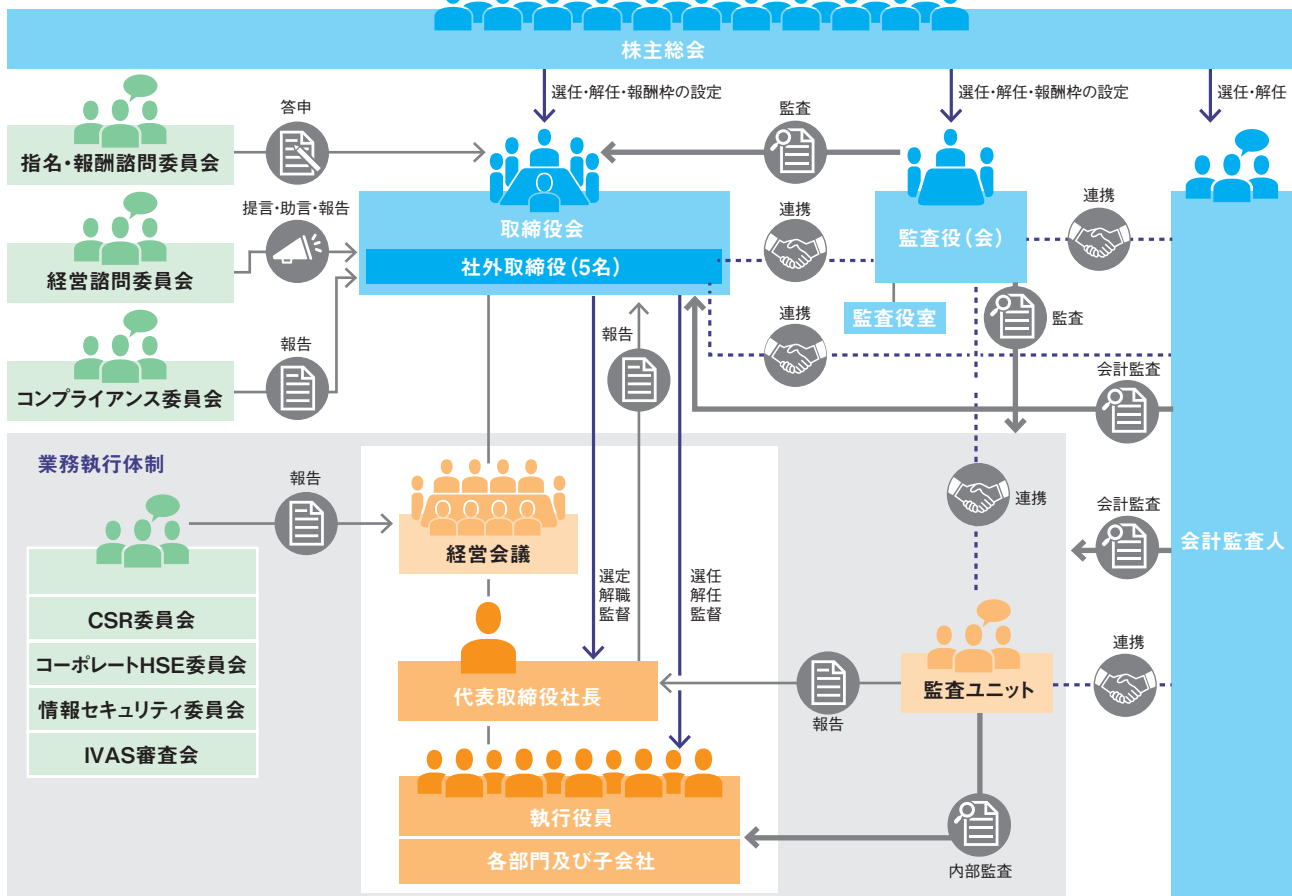
当社の機関設計は、業務に精通した取締役による業務執行を監査役が監査する「監査役設置会社」の機関設計を採用しています。また、「執行役員制度」を導入し、機動的かつ効率的な経営体制を構築しています。当社事業では産油国政府、海外の石油会社等との交渉機会が多く、これには当社事業に関する知識・技術ならびに国際的な経験を有し、業務に精通した社内出身の取締役・執行役員があたる必要があります。社内出身取締役は原則として執行役員を兼務することで、取締役会が効率的な業務執行を行うとともに、実効的な経営の監督を行える体制を確保しています。

また、経営の透明性の向上と取締役会の実効的監督機能の強化を図る観点に加え、独立した立場から社内出身者とは異なる客観的な視点を経営に活用するため、取締役全13名のうち5名の社外取締役を選任しています。また、当社の監査役は全5名中4名が社外監査役で、監査役会を設置するとともに監査役室を設置し、監査役室の専任者を配置することで、内部監査部門(監査ユニット)や会計監査人との連携を強化しています。

### コーポレートガバナンス体制の概要

組織形態	監査役設置会社	
取締役	定款上の員数	16名以下
	人数(うち社外取締役)	13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 | 取締役及び取締役会

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

当社の取締役会は13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回及び必要に応じて随時開催し、経営戦略や重要な業務執行について審議・決定するとともに、取締役の職務の執行を監督しています。また、グローバルな経営環境の変化への即応性を高めるとともに、経営責任をより明確化するため、取締役の任期は1年としています。

## 2 | 経営会議及び執行役員制度

業務執行に関する意思決定の迅速化の観点から「経営会議」を設置し、週1回及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及び業容の拡大に的確・迅速に対応するため、執行役員制度を導入しています。執行役員の任期も、取締役と同様に1年としています。

## 3 | コーポレートガバナンスに関する基本方針の制定

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

## 4 | 甲種類株式について

当社は定款の定めにより、経済産業大臣に対して甲種類株式を発行しています。甲種類株主は株主総会における議決権を有していませんが、経営上の一定の重要事項についての拒否権を行使することができます。甲種類株式を経済産業大臣が保有することにより、投機的な買収や外資による経営支配等により、

中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に背反する形での経営が行われること、または否定的な影響が及ぶことがないよう、当社の役割が確保されたと考えられるとともに、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現の一翼を担うことが期待され、対外的な交渉、信用面で積極的な効果が期待できると考えています。

参照:事業等のリスク「8. 甲種類株式について」P.92-93

## 5 | 役員報酬

取締役の報酬は、指名・報酬諮問委員会において審議し、同審議結果を踏まえ、株主総会で承認された内容及び金額の枠内で、取締役会にて決定しています。

取締役(社外取締役を除く)の報酬の構成は、基本報酬、賞与(業績連動報酬)及び株式報酬の3種類となっています。また、社外取締役の報酬は、基本報酬のみとしています。

基本報酬は、役位ごとの職務内容を踏まえて支給し、賞与は、中長期的な視点から会社業績等を踏まえて支給しています。株式報酬は、中長期的な当社の株式価値との連動性を明確にし、取締役の企業価値増大への貢献意識及び株主価値最大化への貢献意欲を一層高めることを目的に、役位等に応じて当社株式等の交付等を行います。なお、当社は、2018年6月26日開催の第12回定時株主総会における決議に基づき、取締役(社外取締役及び国内非居住者を除く)及び執行役員を対象とした株式報酬制度を導入しています。監査役の報酬は、基本報酬のみで構成しており、株主総会で承認された金額の枠内で監査役の協議にて決定しています。

## 6 | 会計監査及び監査報酬

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

### 監査公認会計士等に対する報酬の内容(2019年3月期)

会計監査法人名	EY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	古杉 裕亮、木村 徹、吉田 剛
会計監査業務にかかる補助者の構成	公認会計士:19名、 会計士試験合格者等:21名、その他:30名
監査証明業務に基づく報酬	282百万円 (当社:202百万円、連結子会社:80百万円)
非監査業務に基づく報酬	19百万円 (当社:1百万円、連結子会社:18百万円)

# 社外取締役、監査役による経営のモニタリング

## 1 | 社外取締役

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

当社の社外取締役5名は、資源・エネルギー業界や財務・法務その他の分野において、企業経営経験者、学識経験者またはその他の専門家等として、豊富な経験と幅広い見識を有しています。一方、社外取締役のうち3名は、当社株主である、当社と同一分野の事業を行う企業の顧問等を兼任していることから、競業その他利益相反の可能性について特段の留意が必要と認識しています。そのため、会社法上の競業避止義務、利益相反取引への適切な対処や情報漏洩防止等に関する対応を確認する「誓約書」を、社内取締役と同様に、社外取締役からも受理しています。

## 2 | 社外監査役

社外監査役の選任にあたっては、独立性の観点に加え、監督機関としての実効性、専門性等を総合的に考慮することが重要と考えています。当社の社外監査役は、監査役全5名のうち4名を占めており、各社外監査役は、当社の事業や財務及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。

## 3 | 社外役員の独立性

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

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

## 4 | 監査役会及び監査役

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及び随時に会合を持ち、監査に関する報告等を受けており、さらに、常勤監査役は内部監査部門(監査ユニット)から内部監査や内部統制評価の状況について適宜報告を受けています。

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

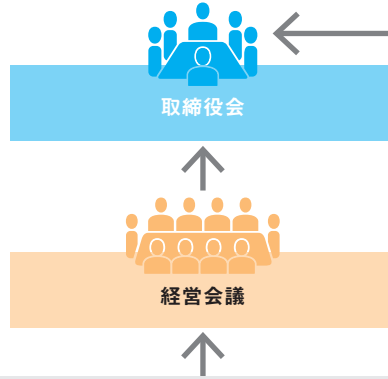
### 社外取締役・社外監査役の兼職状況、選任理由等

	氏名	独立役員	重要な兼職の状況	選任理由	2019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	柳井 準	✓	三菱商事(株)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17回中17回
	飯尾 紀直	✓	—	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17回中16回
	西村 篤子	✓	—	外交官としての豊富な経験を通じて培われた国際情勢に関する幅広い見識に加え、資源・エネルギー分野における知見も有しており、また、多様で幅広い助言を期待できるため。	取締役会17回中17回
	木村 康	✓	JXTGホールディングス(株)特別理事	資源・エネルギー業界における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。	—
	荻野 清	✓	石油資源開発(株)顧問	石油ガス開発業界における豊富な経験と幅広い見識を当社の経営に活かしていただくため。	—
社外監査役	外山 秀行	✓	—	財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識及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17回中17回 監査役会15回中15回
	三宅 真也	✓	—	国際金融・財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識を有しているため。	—
	秋吉 満	✓	エムジーリース(株)代表取締役社長	財務及び経営等の分野における豊富な経験と幅広い見識を有しているため。	—
	木場 弘子	✓	—	フリーキャスター、大学の教員としての豊富な経験と見識に加え、総合資源エネルギー調査会や産業構造審議会等の公職を歴任し、多様で幅広い知見を有しているため。	—



## 社内委員会について

コーポレートガバナンスを有効に機能させるため、①指名・報酬諮問委員会、②経営諮問委員会、③コンプライアンス委員会、及び、④CSR委員会をそれぞれ設置しています。また、このほかに、事業運営に伴うリスクを適切に管理することを目的として、⑤コーポレートHSE委員会、⑥情報セキュリティ委員会、⑦IVAS審査会 (INPEX Value Assurance System審査会) を設置しています。



### ① 指名・報酬諮問委員会

取締役の指名、報酬に係る取締役会の機能の独立性・客観性と説明責任を強化するため2017年1月に設置。

### ② 経営諮問委員会

国際的な政治経済情勢及びエネルギー情勢の展望、コーポレートガバナンスの強化のあり方等の諸課題について、外部有識者から取締役会に多面的かつ客観的な助言・提言をいただき、企業価値及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。

### 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。

### ④ CSR委員会

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

### ⑤ コーポレートHSE委員会

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

### ⑥ 情報セキュリティ委員会

情報セキュリティの維持・管理及び強化に必要な各種施策の検討及び決定を行うため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及び再発防止策等も策定している。

### ⑦ IVAS審査会

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

## 情報開示体制と株主・投資家向けの活動

当社は、株主の皆さまが総会議案の十分な検討期間を確保することができるよう、いち早い情報提供として、招集通知の早期開示及び発送を行っています。2019年6月の第13回定時株主総会では、開催の3週間以上前の同年5月27日に当社ホームページ等で発送前開示を行うとともに、6月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、及び、当社ホームページやTDnet(適時開示情報伝達システム)に英訳版を含め招集通知等の関係書類を掲載しています。

IR活動について、個人投資家向けIRでは、IRフェア等への参加に加え、証券会社の支店等において、年10回以上の会社説明会を開催しています。また、一部説明

会の模様は、当社ホームページのIRサイトにて動画配信しています。アナリスト・機関投資家向けには、決算説明会を半期ごとに開催しています。決算説明会の模様は、当社ホームページのIRサイトにて和英(英語は同時通訳付き)それぞれ動画配信・公開しています。海外投資家向けには、欧州、北米、アジア等への海外IRロードショーを実施しているほか、国内外投資家が出席するカンファレンスへの参加や個別説明を実施しています。

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



IRフェア(2019年2月)



当社ホームページのIRサイト

# 取締役、監査役及び執行役員

(2019年6月26日現在)

**北村 俊昭**

代表取締役会長  
取締役在任年数:9年  
所有株式数:39,800株



**上田 隆之**

代表取締役社長  
取締役在任年数:1年  
所有株式数:6,000株



**村山 昌博**

取締役  
副社長執行役員  
取締役在任年数:10年  
所有株式数:29,200株



**伊藤 成也**

取締役  
副社長執行役員  
取締役在任年数:13年  
所有株式数:24,100株



**池田 隆彦**

取締役  
専務執行役員  
取締役在任年数:10年  
所有株式数:31,000株



**矢嶋 慈治**

取締役  
専務執行役員  
取締役在任年数:1年  
所有株式数:13,000株



**橋高 公久**

取締役  
常務執行役員  
取締役在任年数:3年  
所有株式数:10,300株



**佐瀬 信治**

取締役  
常務執行役員  
取締役在任年数:3年  
所有株式数:29,800株



## 取締役及び監査役

代表取締役会長	北村 俊昭	Toshiaki Kitamura	
代表取締役社長	上田 隆之	Takayuki Ueda	(1)
取締役	村山 昌博	Masahiro Murayama	(1)
取締役	伊藤 成也	Seiya Ito	(1)
取締役	池田 隆彦	Takahiko Ikeda	(1)
取締役	矢嶋 慈治*	Shigeharu Yajima	(1)
取締役	橋高 公久	Kimihisa Kittaka	(1)
取締役	佐瀬 信治	Nobuharu Sase	(1)

取締役(社外)	柳井 準	Jun Yanai	(2) (4)
取締役(社外)	飯尾 紀直	Norinao Iio	(2) (4)
取締役(社外)	西村 篤子	Atsuko Nishimura	(2) (4)
取締役(社外)	木村 康*	Yasushi Kimura	(2) (4)
取締役(社外)	荻野 清*	Kiyoshi Ogino	(2) (4)
常勤監査役	日俣 昇*	Noboru Himata	
常勤監査役(社外)	外山 秀行	Hideyuki Toyama	(3) (4)
常勤監査役(社外)	三宅 真也*	Shinya Miyake	(3) (4)
監査役(社外)	秋吉 満*	Mitsuru Akijoshi	(3) (4)
監査役(社外)	木場 弘子*	Hiroko Kiba	(3) (4)

\* 新任取締役・監査役

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





## 執行役員

社長	上田 隆之	Takayuki Ueda
副社長執行役員	村山 昌博	Masahiro Murayama 財務・経理本部長
副社長執行役員	伊藤 成也	Seiya Ito オセアニア事業本部長、海外事業統括
専務執行役員	池田 隆彦	Takahiko Ikeda 技術本部長、HSE 及びコンプライアンス担当
専務執行役員	矢嶋 慈治	Shigeharu Yajima グローバルエネルギー営業本部長
常務執行役員	橋高 公久	Kimihiisa Kittaka 経営企画本部長、法務担当
常務執行役員	佐瀬 信治	Nobuharu Sase 総務本部長
常務執行役員	川野 憲二	Kenji Kawano アジア事業本部長
常務執行役員	藤井 洋	Hiroshi Fujii アブダビ事業本部長
常務執行役員	山本 幸伯	Yoshinori Yamamoto 国内エネルギー事業本部長
常務執行役員	平山 公也	Kimiya Hirayama 国内E&P事業本部長
常務執行役員	久保 孝	Takashi Kubo 資材・情報システム本部長
常務執行役員	坂元 篤志	Atsushi Sakamoto 戦略プロジェクト室担当
常務執行役員	石井 義朗	Yoshiro Ishii 再生可能エネルギー・電力事業本部長
常務執行役員	滝本 俊明	Toshiaki Takimoto 上流事業開発本部長
常務執行役員	島田 伸介	Nobusuke Shimada 米州事業本部長
常務執行役員	山田 大介	Daisuke Yamada 財務・経理本部副本部長、財務ユニット GM
常務執行役員	大川 人史	Hitoshi Okawa オセアニア事業本部副本部長、パース事務所長 President Director Australia

GM=ジェネラルマネージャー

執行役員	河合 肇	Hajime Kawai	アジア事業本部本部長補佐
執行役員	岩下 英樹	Hideki Iwashita	オセアニア事業本部本部長補佐、パース事務所 Vice President Commercial Coordination
執行役員	米澤 哲夫	Tetsuo Yonezawa	HSE ユニット GM
執行役員	中村 寛	Hiroshi Nakamura	総務本部本部長補佐、人事ユニット GM
執行役員	渡辺 毅	Tsuyoshi Watanabe	総務本部本部長補佐
執行役員	三浦 和佳	Kazuyoshi Miura	国内エネルギー事業本部本部長補佐、ガス営業ユニット GM
執行役員	栗村 英樹	Hideki Kurimura	アジア事業本部本部長補佐 兼 技術本部本部長補佐
執行役員	仙石 雄三	Yuzo Sengoku	ユーラシア・中東・アフリカ事業本部長
執行役員	八方 庸介	Yosuke Happo	財務・経理本部本部長補佐、経理第2ユニット GM
執行役員	岩田 洋一	Yoichi Iwata	オセアニア事業本部本部長補佐
執行役員	荻野 浩市	Koichi Ogino	国内E&P事業本部本部長補佐、生産ユニット GM 兼 東日本鉱業所長
執行役員	渡邊 章弘	Akihiro Watanabe	アジア事業本部本部長補佐、ジャカルタ事務所長 President Director Indonesia
執行役員	田村 満夫	Mitsuo Tamura	アブダビ事業本部本部長補佐、業務企画ユニット GM

# 取締役、監査役及び執行役員

## 北村 俊昭

1972年4月 通商産業省(現経済産業省)入省  
2002年7月 貿易経済協力局長  
2003年7月 製造産業局長  
2004年6月 通商政策局長  
2006年7月 経済産業審議官  
2007年11月 東京海上日動火災保険(株)顧問  
2009年8月 当社 副社長執行役員  
2010年6月 当社 代表取締役社長  
2018年6月 当社 代表取締役会長(現)

## 上田 隆之

1980年4月 通商産業省(現経済産業省)入省  
2010年7月 大臣官房長  
2011年8月 製造産業局長  
2012年9月 通商政策局長  
2013年6月 資源エネルギー庁長官  
2015年7月 経済産業審議官  
2017年4月 当社 非常勤特別参与  
2017年8月 当社 副社長執行役員  
2018年6月 当社 代表取締役社長(現)

## 村山 昌博

1976年4月 (株)日本興業銀行(現(株)みずほ銀行)入行  
2004年4月 同行 執行役員ディストリビューション第一部長  
2004年10月 同行 執行役員ローンマーケティング部長  
2005年4月 同行 常務執行役員営業担当役員  
2008年4月 みずほ証券(株)取締役副社長  
2009年5月 当社 顧問  
2009年6月 当社 取締役常務執行役員財務・経理本部長  
2016年6月 当社 取締役専務執行役員財務・経理本部長  
2019年6月 当社 取締役副社長執行役員財務・経理本部長(現)

## 伊藤 成也

1977年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社  
2003年6月 当社 取締役経営企画部長  
2004年11月 当社 取締役経営企画部長兼広報室長  
2005年9月 当社 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  
2006年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)  
取締役経営企画本部本部長補佐、  
経営企画ユニットジェネラルマネージャー兼  
広報ユニットニアフェロー  
2008年10月 当社 取締役常務執行役員イクシス事業本部長  
2016年6月 当社 取締役専務執行役員イクシス事業本部長  
2019年6月 当社 取締役副社長執行役員オセアニア事業本部長、  
海外事業統括(現)

## 池田 隆彦

1978年4月 帝国石油(株)入社  
2005年3月 当社 取締役国内本部生産部長  
2007年6月 当社 常務取締役国内本部長兼新潟鉱業所長  
2008年10月 当社 取締役常務執行役員国内事業本部長  
2014年6月 当社 取締役常務執行役員天然ガス供給本部長  
2017年4月 当社 取締役常務執行役員技術本部長  
2018年6月 当社 取締役専務執行役員技術本部長、HSE及び  
コンプライアンス担当(現)

## 矢嶋 慈治

1979年4月 (株)トーマン(現豊田通商(株))入社  
2005年2月 国際石油開発(株)入社  
2008年10月 当社 営業第1本部ガス事業ユニットジェネラルマネージャー  
2010年6月 当社 執行役員営業第1本部長補佐、  
ガス事業ユニットジェネラルマネージャー  
2014年6月 当社 常務執行役員営業第1本部長  
2017年4月 当社 常務執行役員グローバルエネルギー営業本部長  
2019年6月 当社 取締役専務執行役員グローバルエネルギー  
営業本部長(現)

## 橋高 公久

1981年4月 通商産業省(現経済産業省)入省  
2007年10月 大臣官房審議官  
2008年7月 九州経済産業局長  
2010年11月 当社 入社  
2012年6月 当社 執行役員経営企画本部本部長補佐、  
経営企画ユニットジェネラルマネージャー、  
広報・IRユニットジェネラルマネージャー  
2016年6月 当社 取締役常務執行役員経営企画本部長  
2019年6月 当社 取締役常務執行役員経営企画本部長、  
法務担当(現)

## 佐瀬 信治

1981年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社  
2008年10月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)  
総務本部本部長補佐、秘書ユニットジェネラルマネージャー  
2010年6月 当社 執行役員営業第1本部本部長補佐、  
原油営業ユニットジェネラルマネージャー  
2016年6月 当社 取締役常務執行役員総務本部長(現)

## 柳井 準

1973年4月 三菱商事(株)入社  
2004年4月 当社 執行役員エネルギー事業グループCEO補佐  
2005年4月 当社 執行役員石油事業本部長  
2008年4月 当社 常務執行役員エネルギー事業グループCOO  
2011年4月 当社 常務執行役員エネルギー事業グループCEO  
2013年4月 当社 副社長執行役員エネルギー事業グループCEO  
2013年6月 当社 代表取締役副社長執行役員エネルギー事業  
グループCEO  
2014年4月 当社 代表取締役副社長執行役員エネルギー事業  
グループCEO兼CCO  
2016年6月 当社 顧問(現)  
2016年6月 当社 社外取締役(現)

## 飯尾 紀直

1973年6月 三井物産(株)入社  
2005年4月 当社 執行役員エネルギー本部長  
2008年4月 当社 常務執行役員欧州・中東・アフリカ本部長  
2008年10月 当社 専務執行役員欧州・中東・アフリカ本部長  
2009年6月 当社 代表取締役専務執行役員  
2009年8月 当社 代表取締役専務執行役員CCO  
2010年4月 当社 代表取締役専務執行役員  
2011年4月 当社 取締役  
2011年6月 当社 顧問  
2017年6月 当社 社外取締役(現)

## 西村 篤子

1979年4月 外務省入省  
1997年6月 中近東アフリカ局アフリカ第一課長  
1999年8月 国際連合日本政府代表部参事官/公使  
2001年6月 在ベルギー大使館公使  
2004年9月 東北大学大学院法学研究科教授  
2008年6月 (独)国際交流基金統括役  
2012年4月 (独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構特命参与  
2014年4月 特命全権大使 ルクセンブルク国駐節  
2016年7月 特命全権大使 女性・人権人道担当  
2017年6月 当社社外取締役(現)

## 木村 康

1970年4月 日本石油(株)入社  
2002年6月 新日本石油(株)取締役  
2007年6月 当社 常務取締役執行役員  
2010年4月 JXホールディングス(株)取締役(非常勤)  
2010年7月 JX日鉱日石エネルギー(株)代表取締役社長執行役員  
2012年6月 JXホールディングス(株)代表取締役会長  
JX日鉱日石エネルギー(株)代表取締役会長  
2017年4月 JXTG ホールディングス(株)代表取締役会長  
2018年6月 当社 相談役  
2019年6月 当社 特別理事(現)  
2019年6月 当社 社外取締役(現)

## 荻野 清

1977年4月 石油資源開発(株)入社  
2009年6月 当社 執行役員開発本部副本部長  
2010年4月 当社 執行役員開発本部長  
2010年6月 当社 常務執行役員  
2011年6月 当社 常務取締役執行役員  
2014年6月 当社 専務取締役執行役員  
2015年6月 当社 代表取締役副社長執行役員  
2017年6月 当社 顧問(現)  
2019年6月 当社 社外取締役(現)

## 日俣 昇

1980年4月 (株)日本興業銀行(現(株)みずほ銀行)入行  
2003年6月 国際石油開発(株)入社  
2007年6月 当社 執行役員経理担当  
2008年10月 当社 執行役員財務・経理本部本部長補佐、  
財務ユニットジェネラルマネージャー  
2018年6月 当社 常務執行役員財務・経理本部副本部長、  
財務ユニットジェネラルマネージャー  
2019年6月 当社 常勤監査役(現)

## 外山 秀行

1975年4月 大蔵省(現財務省)入省  
2001年7月 札幌国税局長  
2003年7月 内閣法制局総務主幹  
2005年7月 内閣法制局第四部長  
2006年10月 内閣法制局第三部長  
2012年11月 あいおいニッセイ同和損害保険(株)顧問  
2013年1月 弁護士登録(現)  
2015年6月 当社 常勤監査役(現)

## 三宅 真也(井上 真也)

1987年4月 日本輸出入銀行(現(株)国際協力銀行)入行  
2012年10月 同行 企画・管理部門経営企画部業務企画室審議役  
(地球環境問題担当)  
2013年11月 同行 資源・環境ファイナンス部門  
原子力・新エネルギー部長  
2014年7月 博士(学術)学位取得  
2015年7月 同行 インフラ・環境ファイナンス部門  
電力・新エネルギー第1部長  
2016年9月 同行 経営企画部人事室付審議役  
一般財団法人海外投融資情報財団  
専務理事として出向  
2017年6月 同行 米州地域統括(在ニューヨーク)  
2019年6月 当社 常勤監査役(現)

## 秋吉 満

1978年4月 丸紅(株)入社  
2007年4月 当社 執行役員財務部長  
2009年4月 当社 常務執行役員  
2011年6月 当社 代表取締役常務執行役員  
2012年4月 当社 代表取締役専務執行役員  
2014年4月 当社 代表取締役副社長執行役員  
2018年4月 当社 取締役特別顧問  
2018年6月 当社 特別顧問  
2019年4月 エムジーリース(株)代表取締役社長(現)  
2019年6月 当社 監査役(現)

## 木場 弘子(興田 弘子)

1987年4月 (株)東京放送(現(株)TBSテレビ)入社  
2001年4月 千葉大学教育学部非常勤講師  
2001年11月 千葉県浦安市教育委員  
2006年4月 千葉大学教育学部特命教授  
2013年4月 千葉大学客員教授(現)  
2019年6月 当社 監査役(現)



# Financial Corporate Information

## 財務・会社情報

---

- 54 11年間の主要財務情報
- 56 当社特有の会計処理・会計方針について
- 58 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析
- 64 連結財務諸表/連結財務諸表の注記
- 83 独立監査人の監査報告書
- 84 連結子会社及び関連会社
- 86 事業等のリスク
- 94 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について
- 97 会社情報



# 11年間の主要財務情報

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

円貨から米ドル表示への換算は、単に便宜上、2019年3月31日時点の換算レートである1ドル111.01円で計算しております。

(損益状況)	百万円							
	2009/3	2010/3	2011/3	2012/3	2013/3	2014/3	2015/3	2016/3
売上高	¥1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	¥1,186,732	¥1,216,533	¥1,334,626	¥1,171,227	¥1,009,564
売上原価	319,038	298,168	334,833	395,443	426,326	490,417	525,444	526,758
売上総利益	757,127	542,259	608,247	791,289	790,207	844,209	645,783	482,806
営業利益	663,267	461,668	529,743	709,358	693,448	733,610	534,886	390,139
税金等 調整前当期純利益	616,167	442,027	508,587	767,039	718,146	750,078	540,023	328,887
親会社株主に帰属する 当期純利益	¥ 145,063	¥ 107,210	¥ 128,699	¥ 194,001	¥ 182,962	¥ 183,691	¥ 77,820	¥ 16,777
<b>(財政状況)</b>								
流動資産	¥ 411,110	¥ 492,855	¥ 492,932	¥ 908,702	¥1,106,504	¥1,140,204	¥1,342,410	¥ 984,345
有形固定資産	297,636	358,094	379,862	383,698	584,541	951,779	1,497,622	1,752,615
無形固定資産	253,681	239,205	249,111	233,318	380,156	439,179	458,770	541,471
投資その他の資産	805,618	923,624	1,558,475	1,540,680	1,544,958	1,506,977	1,200,352	1,091,411
資産合計	1,768,045	2,013,778	2,680,380	3,066,398	3,616,159	4,038,139	4,499,154	4,369,842
流動負債	206,059	227,905	254,729	367,844	414,977	375,670	365,212	319,128
固定負債	199,925	295,270	328,268	384,361	530,198	666,432	845,238	871,911
純資産	¥1,362,061	¥1,490,603	¥2,097,383	¥2,314,193	¥2,670,984	¥2,996,037	¥3,288,704	¥3,178,803
<b>(キャッシュ・フロー)</b>								
営業活動による キャッシュ・フロー	¥ 230,352	¥ 241,373	¥ 274,094	¥ 320,692	¥ 252,347	¥ 213,514	¥ 216,749	¥ 183,708
投資活動による キャッシュ・フロー	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(280,864)	(489,870)	(395,555)	(81,087)	(543,534)
財務活動による キャッシュ・フロー	(46,090)	68,937	548,057	29,294	137,069	48,961	(4,178)	156,726
現金及び現金同等物の 期末残高	¥ 162,845	¥ 216,395	¥ 182,025	¥ 249,233	¥ 199,859	¥ 117,531	¥ 260,978	¥ 53,813
<b>(1株当たり情報)</b>								
1株当たり純資産(円)	¥1,350.25 <sup>**</sup>	¥1,473.87 <sup>**</sup>	¥1,367.40 <sup>**</sup>	¥1,492.27 <sup>**</sup>	¥1,699.10 <sup>**</sup>	¥1,911.25 <sup>**</sup>	¥ 2,099.95	¥ 2,008.34
1株当たり配当額(円)	20.00 <sup>**</sup>	13.75 <sup>**</sup>	15.00 <sup>**</sup>	17.50 <sup>**</sup>	17.50 <sup>**</sup>	18.00 <sup>**</sup>	18.00	18.00
1株当たり当期純利益 (円)	¥ 154.00 <sup>**</sup>	¥ 113.88 <sup>**</sup>	¥ 102.08 <sup>**</sup>	¥ 132.84 <sup>**</sup>	¥ 125.29 <sup>**</sup>	¥ 125.78 <sup>**</sup>	¥ 53.29	¥ 11.49

※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(%)	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%	(60.7)%	(43.9)%	(31.9)%	(16.8)%	(8.1)%
自己資本比率(%)	71.9	68.9	74.5	71.1	68.6	69.1	68.2	67.1
D/Eレシオ(%)	12.9%	17.3%	13.7%	14.6%	19.2%	20.9%	22.1%	25.3%



百万円		千米ドル	
2017/3	2018/3	2019/3	2019/3
¥ 874,423	¥ 933,702	¥ 971,389	\$ 8,750,464
453,847	498,039	413,300	3,723,088
420,576	435,663	558,089	5,027,376
336,453	357,363	474,282	4,272,426
327,525	307,300	494,043	4,450,437
¥ 46,168	¥ 40,363	¥ 96,106	\$ 865,742
¥ 942,960	¥ 466,351	¥ 457,712	\$ 4,123,160
1,928,598	2,044,620	2,278,995	20,529,637
521,253	541,503	520,213	4,686,182
919,363	1,199,913	1,536,626	13,842,230
4,312,174	4,252,387	4,793,546	43,181,209
297,465	305,439	372,001	3,351,058
807,166	788,079	1,163,961	10,485,191
¥3,207,543	¥3,158,869	¥3,257,584	\$29,344,960
¥ 275,810	¥ 278,539	¥ 238,566	\$ 2,149,050
53,484	(351,908)	(682,006)	(6,143,645)
(65,428)	34,742	405,185	3,649,986
¥ 316,791	¥ 276,080	¥ 239,653	\$ 2,158,842
¥ 2,015.38	¥ 1,997.24	¥ 2,058.95	\$ 18.55
18.00	18.00	24.00	0.22
¥ 31.61	¥ 27.64	¥ 65.81	\$ 0.59
0.9%	11.8%	21.7%	21.7%
68.3	68.6	62.7	62.7
23.4%	24.0%	38.0%	38.0%

### 主な指標の注記

- \* EBIDAX(利払い・償却・探鉱費前利益) = 当期純利益(非支配株主帰属分を含む) + 法人税等調整額 + (1 - 実効税率) × (支払利息 - 受取利息) + 為替差損益 + 減価償却費 + のれん償却額 + 生産物回収勘定(資本支出)の回収額 + 探鉱費 + 探鉱事業引当金繰入額 + 生産物回収勘定引当金繰入額 - 生産物回収勘定引当金戻入益 + 減損損失
- \* 自己資本 = 純資産 - 非支配株主持分
- \* 自己資本比率 = 自己資本 / 総資産
- \* 純有利子負債 = 有利子負債 - 現金及び現金同等物 - 現金同等物外の定期預金 - 現金同等物外の譲渡性預金 - 国債・地方債・社債など(時価のあるもの) - 長期預金
- \* 純有利子負債 / 純使用総資本 = 純有利子負債 / (純資産 + 純有利子負債)
- \* D/Eレシオ = 有利子負債 / (純資産 - 非支配株主持分)
- \* 株主資本利益率(ROE) = 親会社株主に帰属する当期純利益 / 自己資本の期首と期末の平均値
- \* 埋蔵量: 埋蔵量は、持分法適用関連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、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、石油技術者協会(SPE)などが策定した基準であるPetroleum Resources Management System(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。
- \* 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。

注: 原則、表示単位未満は四捨五入しております。

# お読みいただく前に

## ～当社特有の会計処理・会計方針について

### 契約形態ごとの会計処理

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

#### 1. 生産分与契約

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

#### 生産分与とコスト回収

生産分与契約では、生産した原油・天然ガスを産油国政府（または国営石油会社）と当社グループをはじめとするコントラクターの間で配分します。生産物の配分比率は、生産分与契約ごとに異なります。現在生産中の主要なプロジェクトにおける生産分与契約の場合は、四半期ごとの総生産量を次の方法で配分しております。

- (1) 「コスト回収分」: 当該四半期において発生した産油国政府との生産分与契約に基づき投下した作業費で、コスト回収額算定時の原油・天然ガスの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。当該四半期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、当該四半期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、その差額は翌四半期に繰り越されます。
- (2) 「エクイティ分」: (1)を差し引いた結果の利益相当分の生産物であり、産油国政府とコントラクターとの間で、あらかじめ決められた比率により配分されます。

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

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

#### 生産分与契約における回収対象のコスト

##### 探鉱コスト

探鉱投資のうち、生産分与契約の規定により回収可能なコストは、すべて生産物回収勘定に計上しております。

##### 開発コスト

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

##### 生産コスト

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

##### 管理費

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

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

#### 生産分与契約における回収対象外のコスト

##### 権益取得コスト

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

#### 2. コンセッション契約

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

##### 権益取得コスト

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

##### 探鉱コスト

探鉱コストのうち当社分については、発生時に全額費用計上しております。

##### 開発コスト

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

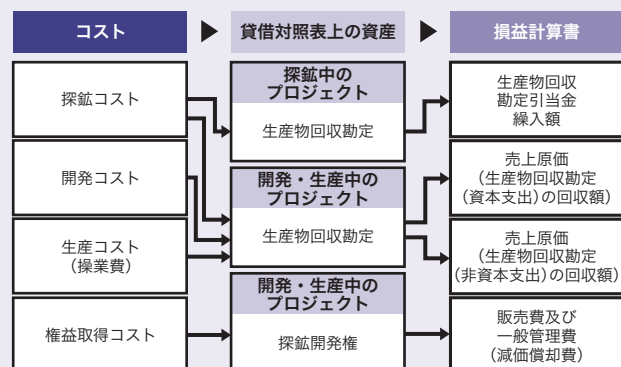
##### 生産コスト

生産段階において発生する操業費の当社分は、売上原価に計上しております。

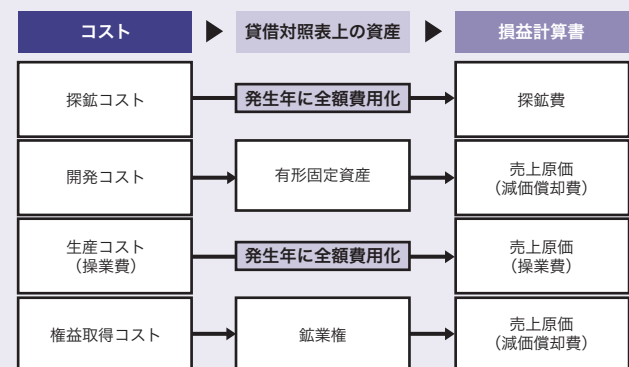
##### 管理費

当社分の管理費は、発生時に費用計上しております。

#### 生産分与契約の会計処理



#### コンセッション契約の会計処理





## 重要な会計方針と会計上の見積り

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

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

### ■生産物回収勘定引当金

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

### ■生産高比例法による償却

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

### ■資産除去債務

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

### ■探鉱会社への出資に対する引当金

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

### ■探鉱事業引当金

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

### ■事業損失引当金

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

### ■繰延税金資産

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

### ■退職給付費用

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

### ■のれん

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

# 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析

## 経営環境

当期における世界経済は、米国経済が総じて好調に推移したものの、米中貿易摩擦や中国経済の減速など、先行き不透明な状況にあります。我が国経済は、企業収益や雇用環境の改善に加え、個人消費、設備投資にも持ち直しの動きが見られるなど、緩やかな回復基調で推移いたしました。

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)で当期は1バレル当たり67.64米ドルから始まり、米国による対イラン制裁再発動の発表に伴うイラン原油の輸出減少による需給の逼迫感が広まったことから、昨年5月には79.80米ドルまで上昇しました。その後、米国の原油生産及び原油在庫の増加等を背景に相場は下落傾向となり、8月には70.76米ドルまで値下がりしましたが、米国の制裁を控えイランからの原油輸出量が減少し始めたこと、それを補うOPECの増産余地が想定よりも乏しいとの見方が浮上したこと、さらに米国のシェールオイルの増産が鈍るという需給逼迫観測が広がったこと等から、原油価格は上昇基調に転じ、10月に84.98米ドルに達しました。しかし、世界経済に対する減速懸念が台頭したことに加え、一部の国に対してイラン産原油の輸入を一定期間認める制裁免除措置が発表されたことや、12月のOPEC総会後の減産遵守に対する市場の懐疑的な見方から需給逼迫感が緩んだこと等により、本年1月に54.91米ドルまで下落しました。その後、米中貿易摩

擦の解消が期待されたことや、主要産油国の協調減産の継続により需給が引き締まるとの見方が広がったこと等から、原油価格は上昇基調に転じ、最終的には68.39米ドルで当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、当期における当社グループの原油の平均販売価格は、前期に比べ、1バレル当たり14.00米ドル上昇し、70.30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、当期は1米ドル106円台で始まりましたが、米国を中心とした堅調な経済指標・企業業績並びに米朝首脳会談の実現等による国際情勢の安定を受け、米ドルは前年度末の下げ分を回復、10月には114円台まで上昇しました。10月以降は米中貿易摩擦の激化等より米金利や株式市場の下落に見舞われる中、12月には米国連邦公開市場委員会(FOMC)による利上げ見通しの修正を受けてドルの先高観が後退、さらに年初には米国大手IT企業の業績下方修正に端を発して急激に円高が進行しました。その後、米中貿易問題解決への期待感や米国の経済指標の堅調な推移等により、ドル円相場は値を戻し、期末公示仲値(TTM)は、前期末から4円74銭円安の111円01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、前期に比べ、57銭円高の1米ドル110円70銭となりました。

## 業績概況

### 売上高

2019年3月期の売上高は、原油価格が上昇したことにより、2018年3月期の9,337億円に比べ377億円、4.0%増の9,714億円となりました。

このうち原油売上高は2018年3月期の7,103億円に比べ724億円、10.2%増の7,827億円、天然ガス売上高は2018年3月期の2,081億円に比べ374億円、18.0%減の1,707億円となりました。

販売数量は、原油が2018年3月期に比べ12,379千バレル、11.0%減の100,503千バレルとなりました。天然ガスは、2018年3月期に比べ32Bcf、12.1%減の233Bcfとなりました。このうち、海外天然ガスは、2018年3月期に比べ34Bcf、18.1%減の152Bcfとなり、国内天然ガスは、2018年3月期に比べ45百万m<sup>3</sup>、2.1%増の2,169百万m<sup>3</sup>、立方フィート換算では81Bcfとなっております。海外原油売上の平均価格は2018年3月期に比べ、1バレル当たり14.00米ドル、24.9%上昇し、70.30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3.18米ドルとなり、2018年3月期に比べ1.86米ドル、36.9%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53円46銭となり、2018年3月期に比べ7円

10銭、15.3%の上昇となっております。

売上高の増加額377億円を要因別に分析しますと、販売数量の減少により994億円の減収、平均単価の上昇により1,391億円の増収、売上の平均為替レートが円高となったことにより47億円の減収、その他の売上高が27億円の増収となりました。

### 売上原価

2019年3月期の売上原価は、マハカム沖鉱区に係る原価の剥落等により、2018年3月期の4,980億円に比べ847億円、17.0%減の4,133億円となりました。

### 探鉱費

2019年3月期の探鉱費は、ユーラシア地域やアジア・オセアニア地域での探鉱活動が増加したこと等により、2018年3月期の13億円に比べ104億円、779.8%増の117億円となりました。

### 販売費及び一般管理費

2019年3月期の販売費及び一般管理費は、2018年3月期の584億円に比べ7億円、1.2%減の577億円となりました。



3月31日終了の連結会計年度	(百万円、%)			
	2018	2019	増減	増減率
売上高	¥933,702	¥971,389	¥ 37,687	4.0%
原油	710,278	782,695	72,417	10.2
天然ガス	208,102	170,710	(37,392)	(18.0)
その他	15,322	17,984	2,662	17.4
売上原価	498,039	413,300	(84,739)	(17.0)
売上総利益	435,663	558,089	122,426	28.1
探鉱費	1,328	11,679	10,351	779.8
販売費及び一般管理費	58,365	57,659	(706)	(1.2)
減価償却費	18,607	14,469	(4,138)	(22.2)
営業利益	357,363	474,282	116,919	32.7
その他収益	55,267	70,925	15,658	28.3
受取利息	6,478	7,645	1,167	18.0
受取配当金	4,778	6,761	1,983	41.5
持分法による投資利益	4,192	28,364	24,172	576.6
貸倒引当金戻入額	197	8,357	8,160	—
生産物回収勘定引当金戻入益	17,528	—	(17,528)	(100.0)
受取補償金	12,626	7,499	(5,127)	(40.6)
為替差益	—	1,941	1,941	—
その他	9,468	10,358	890	9.4
その他費用	105,330	51,164	(54,166)	(51.4)
支払利息	7,076	17,333	10,257	145.0
生産物回収勘定引当金繰入額	—	1,468	1,468	—
探鉱事業引当金繰入額	—	203	203	—
為替差損	10,472	—	(10,472)	(100.0)
減損損失	79,970	25,236	(54,734)	(68.4)
その他	7,812	6,924	(888)	(11.4)
税金等調整前当期純利益	307,300	494,043	186,743	60.8
法人税等	309,400	397,259	87,859	28.4
当期純利益又は当期純損失	(2,100)	96,784	98,884	—
非支配株主に帰属する当期純利益(損失)	(42,463)	678	43,141	—
親会社株主に帰属する当期純利益	¥ 40,363	¥ 96,106	¥ 55,743	138.1%

### 減価償却費

2019年3月期の減価償却費は、2018年3月期の186億円に比べ41億円、22.2%減の145億円となりました。なお、コンセッション契約の生産施設等の減価償却費は売上原価に計上しております。また、当社グループの生産分与契約の会計処理においては、有形固定資産及びその減価償却費として計上せず、資本支出を生産物回収勘定に資産計上して、生産分与契約に基づき算定された当該年度の回収額を売上原価に計上しております。

### 営業利益

以上の結果、2019年3月期における営業利益は、2018年3月期の3,574億円に比べ1,169億円、32.7%増の4,743億円となりました。

### その他収益

2019年3月期のその他収益は、2018年3月期の553億円に比べ157億円、28.3%増の709億円となりました。これは、持分法による投資利益が増加したこと等によるものです。

### その他費用

2019年3月期のその他費用は、2018年3月期の1,053億円に比べ542億円、51.4%減の512億円となりました。これは、減損損失が減少したこと等によるものです。

### 法人税等

2019年3月期の法人税等は、2018年3月期の3,094億円に比べ879億円、28.4%増の3,973億円となりました。なお、法人税のほとんどは海外で納めており、税負担率の高い地域があることに加え、日本国内で発生した費用は控除対象にならないことから、外国税額控除制度の適用はあるものの法人税等負担率は高くなっております。

### 非支配株主に帰属する当期純損失

2019年3月期の非支配株主に帰属する当期純利益は、7億円(2018年3月期は425億円の純損失)となりました。

### 親会社株主に帰属する当期純利益

以上の結果、2019年3月期の親会社株主に帰属する当期純利益は、2018年3月期の404億円に比べ557億円、138.1%増の961億円となりました。

## 財政状況

2019年3月期末の総資産は、2018年3月期末の4兆2,524億円に比べ5,412億円、12.7%増の4兆7,935億円となりました。このうち流動資産は、現金及び現金同等物の減少等により2018年3月期末の4,664億円に比べ87億円、1.9%減の4,577億円となり、固定資産は、有形固定資産及び投資その他の資産の増加等により、2018年3月期末の3兆7,860億円に比べ5,498億円、14.5%増の4兆3,358億円となりました。

一方、負債は、2018年3月期末の1兆935億円に比べ4,424億円、40.5%増の1兆5,360億円となりました。このうち流動負債は、2018年3月期末の3,054億円に比べ666億円、21.8%増の

3,720億円となり、固定負債は、2018年3月期末の7,881億円に比べ3,759億円、47.7%増の1兆1,640億円となりました。

純資産は、2018年3月期末の3兆1,589億円に比べ987億円、3.1%増の3兆2,576億円となりました。このうち株主資本は、2018年3月期末の2兆5,682億円に比べ696億円、2.7%増の2兆6,379億円となりました。その他の包括利益累計額は、2018年3月期末の3,485億円に比べ202億円、5.8%増の3,686億円となり、非支配株主持分は、2018年3月期末の2,422億円に比べ89億円、3.7%増の2,511億円となりました。

## 投資及び資金の調達

### ■ 石油・天然ガスプロジェクトへの投資

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

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

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

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

2018年3月期及び2019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。なお、権益取得による支出を2018年3月期に遡及して含めております。

2018年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア(欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	合計
<b>国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社</b>						
探鉱投資	¥ 99	¥ 1,905	¥ (244)	¥ 1,644	¥1,561	¥ 4,965
開発投資	978	215,963	22,801	185,321	1,958	427,021
小計(注1)	1,077	217,868	22,557	186,965	3,519	431,986
<b>持分法適用関連会社</b>						
探鉱投資	—	—	210	5	—	215
開発投資	—	2,094	1,708	610	1,091	5,503
小計	—	2,094	1,918	615	1,091	5,718
その他への設備投資(注2)	3,319	275,831	—	—	—	279,150
<b>投資額合計</b>	<b>¥4,396</b>	<b>¥495,793</b>	<b>¥24,475</b>	<b>¥187,580</b>	<b>¥4,610</b>	<b>¥716,854</b>

注1: ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社が含まれております。

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



2019年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	合計
<b>国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社</b>						
探鉱投資	¥ 75	¥ 1,631	¥ 4,556	¥ 4,610	¥ 2,881	¥ 13,753
開発投資	1,019	254,586	19,071	58,293	6,844	339,813
小計	1,094	256,217	23,627	62,903	9,725	353,566
<b>持分法適用関連会社</b>						
探鉱投資	—	—	35	1	—	36
開発投資	—	2,970	2,518	421	434	6,343
小計	—	2,970	2,553	422	434	6,379
その他への設備投資(注)	3,297	131,659	—	—	—	134,956
投資額合計	¥4,391	¥390,846	¥26,180	¥63,325	¥10,159	¥494,901

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

2019年3月期の投資額は4,949億円となり(持分法適用関連会社の探鉱・開発投資64億円を含む)、2018年3月期の7,169億円に比べ2,220億円、31.0%の減少となりました。これは、主に中東・アフリカ地域及びアジア・オセアニア地域における投資額が減少したことによるものです。

2018年3月期及び2019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、%)			
	2018		2019	
<b>国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社</b>				
日本	¥ 12,024	11.6%	¥ 11,969	13.0%
アジア・オセアニア	30,834	30.0	20,272	22.1
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	14,567	14.2	15,591	17.0
中東・アフリカ	43,117	41.9	42,368	46.2
米州	2,348	2.3	1,553	1.7
小計	102,890	100.0	91,753	100.0
<b>持分法適用関連会社</b>				
アジア・オセアニア	792	8.1	1,210	10.9
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	412	4.2	519	4.7
中東・アフリカ	3,918	40.0	4,505	40.5
米州	4,685	47.7	4,886	43.9
小計	9,807	100.0	11,120	100.0
合計	¥112,697	—%	¥102,873	—%

## ■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。2018年3月期及び2019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)	
	2018	2019
期首残高	¥659,202	¥589,098
加算: 探鉱コスト	3,832	4,033
開発コスト	16,870	22,612
操業費	37,396	15,666
その他	8,551	11,737
減算: 生産物回収勘定(資本支出)の回収額	(53,466)	(33,127)
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	(52,019)	(26,203)
その他	(31,268)	(15,757)
期末残高	589,098	568,059
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥(81,625)	¥(70,017)

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ためです。

2019年3月期の探鉱コストは2018年3月期と比べ増加しました。これは主に中東・アフリカ地域における探鉱投資が増加したことによるものです。

2019年3月期の開発コストは2018年3月期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開発投資が増加したことによるものです。

2019年3月期の操業費は2018年3月期と比べ減少しました。これは主にアジア・オセアニア地域における操業費が減少したことによるものです。

2019年3月期のコスト回収額は、2018年3月期と比べ減少しました。これは主にアジア・オセアニア地域におけるコスト回収額が減少したことによるものです。

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

2019年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2018年3月期末と比べ減少しました。これは主に一部の探鉱鉱区撤退に伴う減少によるものです。

## ■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、2019年3月期も持分法適用関連会社である、イクシス下流事業会社を借入人として、国内外の輸出信用機関及び市中銀行からプロジェクトファイナンスの借入等を行っております。

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



## ■長期借入金の返済予定

2019年3月31日現在で計画されている長期借入金の返済予定は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	(百万米ドル、百万円)		
	負債の通貨		換算額
	米ドル	円	
2020年	\$ 713.4	¥ 43,365	¥ 122,561
2021年	1,240.1	26,232	163,894
2022年	339.0	24,265	61,897
2023年	1,183.9	21,970	153,397
2024年	719.3	20,162	100,015
2025年以降	4,503.0	34,932	534,810
合計	\$8,698.7	¥170,926	¥1,136,574

## ■キャッシュ・フローの状況

2018年3月期及び2019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)	
	2018	2019
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥ 278,539	¥ 238,566
投資活動によるキャッシュ・フロー	(351,908)	(682,006)
財務活動によるキャッシュ・フロー	34,742	405,185
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 276,080	¥ 239,653

### 営業活動によるキャッシュ・フロー

2019年3月期の営業活動の結果得られた資金は2,386億円となり、2018年3月期の2,785億円に比べ400億円の減少となりました。これは、法人税等の支払額が増加したこと等によるものです。

### 投資活動によるキャッシュ・フロー

2019年3月期の投資活動の結果使用した資金は、6,820億円となり、2018年3月期の3,519億円に比べ3,301億円の増加となりました。これは、定期預金の払戻による収入が減少したことや長期貸付けによる支出が増加したこと等によるものです。

### 財務活動によるキャッシュ・フロー

2019年3月期の財務活動の結果得られた資金は、4,052億円となり、2018年3月期の347億円に比べ3,704億円の増加となりました。これは、長期借入れによる収入が増加したこと等によるものです。

## 連結貸借対照表

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社  
2019年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2018	2019	2019
<b>流動資産</b>			
現金及び現金同等物(注6)	¥ 276,080	¥ 239,653	\$ 2,158,842
定期預金	23	23	207
受取手形及び売掛金(注4及び6)	66,900	92,218	830,718
たな卸資産(注6)	32,322	40,101	361,238
未収入金(注4)	71,014	68,331	615,539
その他(注6)	40,997	30,644	276,047
貸倒引当金	(20,985)	(13,258)	(119,431)
流動資産合計	466,351	457,712	4,123,160
<b>有形固定資産</b>			
建物及び構築物	405,045	401,322	3,615,188
坑井(注6)	337,459	560,569	5,049,716
機械装置及び運搬具(注6)	408,291	1,627,942	14,664,823
土地(注6)	19,099	18,930	170,525
建設仮勘定(注6)	1,678,743	506,400	4,561,751
その他	21,294	18,183	163,796
	2,869,931	3,133,346	28,225,799
減価償却累計額	(825,311)	(854,351)	(7,696,162)
有形固定資産合計	2,044,620	2,278,995	20,529,637
<b>無形固定資産</b>			
のれん(注17)	54,036	47,275	425,863
探鉱開発権	153,169	152,977	1,378,047
鉱業権	328,087	314,760	2,835,420
その他	6,211	5,201	46,852
無形固定資産合計	541,503	520,213	4,686,182
<b>投資その他の資産</b>			
生産物回収勘定	589,098	568,059	5,117,188
生産物回収勘定引当金	(81,625)	(70,017)	(630,727)
	507,473	498,042	4,486,461
投資有価証券(注4、5及び6)	367,417	419,064	3,775,011
長期貸付金(注6)	295,861	592,786	5,339,933
繰延税金資産(注7)	20,317	13,747	123,836
その他(注6)	11,359	17,258	155,463
貸倒引当金	(849)	(789)	(7,107)
探鉱投資引当金	(1,665)	(3,482)	(31,367)
投資その他の資産合計	1,199,913	1,536,626	13,842,230
固定資産合計	3,786,036	4,335,834	39,058,049
資産合計	¥4,252,387	¥4,793,546	\$43,181,209

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)
	2018	2019	2019
<b>流動負債</b>			
支払手形及び買掛金	¥ 45,676	¥ 32,205	\$ 290,109
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)	71,250	127,184	1,145,699
未払法人税等(注7)	17,235	19,282	173,696
未払金	94,360	113,180	1,019,547
事業損失引当金	9,887	9,972	89,830
探鉱事業引当金	4,006	7,303	65,786
役員賞与引当金	62	96	865
資産除去債務(注16)	408	3,309	29,808
その他(注7)	62,555	59,470	535,718
流動負債合計	305,439	372,001	3,351,058
<b>固定負債</b>			
長期借入金(注4、6、11及び12)	627,327	1,014,013	9,134,429
繰延税金負債(注7)	36,196	25,130	226,376
株式給付引当金	—	22	198
特別修繕引当金	380	479	4,315
退職給付に係る負債(注15)	5,938	6,266	56,445
資産除去債務(注16)	111,128	110,107	991,866
その他	7,110	7,944	71,562
固定負債合計	788,079	1,163,961	10,485,191
負債合計	1,093,518	1,535,962	13,836,249
<b>純資産(注9)</b>			
資本金	290,810	290,810	2,619,674
授權株式の総数: 2018 — 3,600,000,001株 2019 — 3,600,000,001株			
発行済株式の総数: 2018 — 1,462,323,601株 2019 — 1,462,323,601株			
資本剰余金	673,574	673,574	6,067,688
利益剰余金	1,609,094	1,678,914	15,123,989
自己株式: 2018 — 1,966,500株 2019 — 2,123,800株	(5,248)	(5,434)	(48,951)
株主資本合計	2,568,230	2,637,864	23,762,400
その他有価証券評価差額金	10,218	2,832	25,511
繰延ヘッジ損益	25,725	6,359	57,284
為替換算調整勘定	312,507	359,426	3,237,780
その他の包括利益累計額合計	348,450	368,617	3,320,575
非支配株主持分	242,189	251,103	2,261,985
純資産合計	3,158,869	3,257,584	29,344,960
偶発債務(注19)			
負債及び純資産合計	¥4,252,387	¥4,793,546	\$43,181,209

# 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  
2019年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2018	2019	2019
売上高	¥933,702	¥971,389	\$8,750,464
売上原価(注13)	498,039	413,300	3,723,088
売上総利益	435,663	558,089	5,027,376
探鉱費	1,328	11,679	105,206
販売費及び一般管理費(注13、15及び17)	58,365	57,659	519,404
減価償却費	18,607	14,469	130,340
営業利益	357,363	474,282	4,272,426
その他収益			
受取利息	6,478	7,645	68,868
受取配当金	4,778	6,761	60,904
持分法による投資利益	4,192	28,364	255,509
貸倒引当金戻入額	197	8,357	75,282
生産物回収勘定引当金戻入益	17,528	—	—
受取補償金	12,626	7,499	67,552
為替差益	—	1,941	17,485
その他	9,468	10,358	93,306
その他収益合計	55,267	70,925	638,906
その他費用			
支払利息	7,076	17,333	156,139
生産物回収勘定引当金繰入額	—	1,468	13,224
探鉱事業引当金繰入額	—	203	1,829
為替差損	10,472	—	—
減損損失(注14)	79,970	25,236	227,331
その他	7,812	6,924	62,372
その他費用合計	105,330	51,164	460,895
税金等調整前当期純利益	307,300	494,043	4,450,437
法人税等(注7)			
法人税、住民税及び事業税	308,352	399,920	3,602,558
法人税等調整額	1,048	(2,661)	(23,970)
法人税等合計	309,400	397,259	3,578,588
当期純利益又は当期純損失	(2,100)	96,784	871,849
非支配株主に帰属する当期純利益又は非支配株主に帰属する当期純損失	(42,463)	678	6,107
親会社株主に帰属する当期純利益	¥ 40,363	¥ 96,106	\$ 865,742

## 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  
2019年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2018	2019	2019
当期純利益又は当期純損失	¥ (2,100)	¥ 96,784	\$ 871,849
その他の包括利益			
その他有価証券評価差額金	3,711	(7,388)	(66,553)
為替換算調整勘定	(68,317)	46,095	415,233
持分法適用会社に対する持分相当額	24,439	(19,429)	(175,020)
その他の包括利益合計(注8)	(40,167)	19,278	173,660
包括利益	(42,267)	116,062	1,045,509
(内訳)			
親会社株主に係る包括利益	2,496	116,273	1,047,410
非支配株主に係る包括利益	¥(44,763)	¥ (211)	\$ (1,901)

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

2018年3月31日終了の連結会計年度	百万円					
	資本金	資本剰余金	株主資本 利益剰余金	自己株式	株主資本合計	
2017年4月1日残高	¥290,810	¥676,273	¥1,595,018	¥(5,248)	¥2,556,853	
非支配株主との取引に係る親会社の 持分変動		(2,699)			(2,699)	
剰余金の配当			(26,287)		(26,287)	
親会社株主に帰属する当期純利益			40,363		40,363	
自己株式の取得					—	
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	—	(2,699)	14,076	—	11,377	
2018年3月31日残高	¥290,810	¥673,574	¥1,609,094	¥(5,248)	¥2,568,230	
2018年3月31日終了の連結会計年度	百万円					
	その他有価証券 評価差額金	繰延 ヘッジ損益	為替換算 調整勘定	その他の包括利益 累計額合計	非支配株主持分	純資産合計
2017年4月1日残高	¥ 6,480	¥ 717	¥379,120	¥386,317	¥264,373	¥3,207,543
非支配株主との取引に係る親会社の 持分変動						(2,699)
剰余金の配当						(26,287)
親会社株主に帰属する当期純利益						40,363
自己株式の取得						—
株主資本以外の項目の連結会計 年度中のその他変動額(純額)	3,738	25,008	(66,613)	(37,867)	(22,184)	(60,051)
連結会計年度中の変動額合計	3,738	25,008	(66,613)	(37,867)	(22,184)	(48,674)
2018年3月31日残高	¥10,218	¥25,725	¥312,507	¥348,450	¥242,189	¥3,158,869
2019年3月31日終了の連結会計年度	百万円					
	資本金	資本剰余金	株主資本 利益剰余金	自己株式	株主資本合計	
2018年4月1日残高	¥290,810	¥673,574	¥1,609,094	¥(5,248)	¥2,568,230	
非支配株主との取引に係る親会社の 持分変動						—
剰余金の配当			(26,286)			(26,286)
親会社株主に帰属する当期純利益			96,106			96,106
自己株式の取得				(186)		(186)
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	—	—	69,820	(186)		69,634
2019年3月31日残高	¥290,810	¥673,574	¥1,678,914	¥(5,434)	¥2,637,864	
2019年3月31日終了の連結会計年度	百万円					
	その他有価証券 評価差額金	繰延 ヘッジ損益	為替換算 調整勘定	その他の包括利益 累計額合計	非支配株主持分	純資産合計
2018年4月1日残高	¥10,218	¥ 25,725	¥312,507	¥348,450	¥242,189	¥3,158,869
非支配株主との取引に係る親会社の 持分変動						—
剰余金の配当						(26,286)
親会社株主に帰属する当期純利益						96,106
自己株式の取得						(186)
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)	(7,386)	(19,366)	46,919	20,167	8,914	29,081
連結会計年度中の変動額合計	(7,386)	(19,366)	46,919	20,167	8,914	98,715
2019年3月31日残高	¥ 2,832	¥ 6,359	¥359,426	¥368,617	¥251,103	¥3,257,584
2019年3月31日終了の連結会計年度	千ドル(注3)					
	資本金	資本剰余金	株主資本 利益剰余金	自己株式	株主資本合計	
2018年4月1日残高	\$2,619,674	\$6,067,688	\$14,495,036	\$(47,275)	\$23,135,123	
非支配株主との取引に係る親会社の 持分変動						—
剰余金の配当			(236,789)			(236,789)
親会社株主に帰属する当期純利益			865,742			865,742
自己株式の取得				(1,676)		(1,676)
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	—	—	628,953	(1,676)		627,277
2019年3月31日残高	\$2,619,674	\$6,067,688	\$15,123,989	\$(48,951)	\$23,762,400	
2019年3月31日終了の連結会計年度	千ドル(注3)					
	その他有価証券 評価差額金	繰延 ヘッジ損益	為替換算 調整勘定	その他の包括利益 累計額合計	非支配株主持分	純資産合計
2018年4月1日残高	\$ 92,046	\$ 231,736	\$2,815,125	\$3,138,907	\$2,181,686	\$28,455,716
非支配株主との取引に係る親会社の 持分変動						—
剰余金の配当						(236,789)
親会社株主に帰属する当期純利益						865,742
自己株式の取得						(1,676)
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)	(66,535)	(174,452)	422,655	181,668	80,299	261,967
連結会計年度中の変動額合計	(66,535)	(174,452)	422,655	181,668	80,299	889,244
2019年3月31日残高	\$ 25,511	\$ 57,284	\$3,237,780	\$3,320,575	\$2,261,985	\$29,344,960

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  
2019年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2018	2019	2019
<b>営業活動によるキャッシュ・フロー</b>			
税金等調整前当期純利益	¥ 307,300	¥ 494,043	\$ 4,450,437
減価償却費	92,806	106,900	962,976
減損損失	79,970	25,236	227,331
のれん償却額	6,761	6,761	60,904
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	(21,190)	1,241	11,179
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	(459)	3,661	32,979
その他の引当金の増加額(減少額)	6,811	(5,782)	(52,085)
退職給付に係る負債の増加額(減少額)	19	384	3,459
受取利息及び受取配当金	(11,256)	(14,406)	(129,772)
支払利息	7,076	17,333	156,139
為替差損失(利益)	11,048	(1,047)	(9,432)
持分法による投資損失(利益)	(4,192)	(28,364)	(255,509)
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	53,466	33,127	298,415
生産物回収勘定(非資本支出)の減少額(増加額)	9,632	4,639	41,789
売上債権の減少額(増加額)	2,846	(25,372)	(228,555)
たな卸資産の減少額(増加額)	(2,098)	(11,359)	(102,324)
仕入債務の増加額(減少額)	20,605	(13,428)	(120,962)
未収入金の減少額(増加額)	(287)	(11,667)	(105,099)
未払金の増加額(減少額)	12,221	14,408	129,790
前受金の増加額(減少額)	4,848	4,443	40,023
その他	12,468	17,018	153,302
小計	588,395	617,769	5,564,985
利息及び配当金の受取額	24,460	21,120	190,253
利息の支払額	(5,078)	(12,242)	(110,278)
法人税等の支払額	(329,238)	(388,081)	(3,495,910)
営業活動によるキャッシュ・フロー	278,539	238,566	2,149,050
<b>投資活動によるキャッシュ・フロー</b>			
定期預金の預入による支出	(259,990)	(249,615)	(2,248,581)
定期預金の払戻による収入	593,900	249,616	2,248,589
有形固定資産の取得による支出	(271,324)	(210,732)	(1,898,315)
有形固定資産の売却による収入	236	210	1,892
無形固定資産の取得による支出	(1,365)	(810)	(7,297)
投資有価証券の取得による支出	(127,785)	(104,766)	(943,753)
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(24,135)	(31,631)	(284,938)
短期貸付金の減少額(増加額)	51	814	7,333
長期貸付けによる支出	(172,534)	(262,671)	(2,366,192)
長期貸付金の回収による収入	274	264	2,378
権益取得による支出	(100,907)	(107,863)	(971,651)
その他	11,671	35,178	316,890
投資活動によるキャッシュ・フロー	(351,908)	(682,006)	(6,143,645)
<b>財務活動によるキャッシュ・フロー</b>			
短期借入金の純増加額(減少額)	392	1,840	16,575
長期借入れによる収入	77,612	497,778	4,484,083
長期借入金の返済による支出	(39,251)	(76,186)	(686,299)
非支配株主からの払込みによる収入	27,570	14,118	127,178
配当金の支払額	(26,291)	(26,291)	(236,835)
非支配株主への配当金の支払額	(2,523)	(5,832)	(52,536)
その他	(2,767)	(242)	(2,180)
財務活動によるキャッシュ・フロー	34,742	405,185	3,649,986
現金及び現金同等物に係る換算差額	(2,084)	1,828	16,467
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	(40,711)	(36,427)	(328,142)
現金及び現金同等物の期首残高	316,791	276,080	2,486,984
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 276,080	¥ 239,653	\$ 2,158,842

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、それらを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ない項目があります。

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（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㈱、インベックスマセラアラフラ海石油㈱等49社は決算日が12月31日であり、決算日現在の財務諸表を使用しております。ただし、連結決算日との間に生じた重要な取引については、連結上必要な調整を行っております。また、ジャパン石油開発㈱、インベックス南西カスピ海石油㈱、インベックス北カスピ海石油㈱、INPEX Holdings Australia Pty Ltd、INPEX Ichthys Pty Ltd等11社は、決算日が12月31日ですが、連結決算日現在で決算を行っております。

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

### (b) 現金同等物

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

### (c) 外貨換算

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

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

### (d) 有価証券

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

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

### (e) デリバティブ

デリバティブは公正価値で評価しております。

### (f) たな卸資産

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

### (g) 貸倒引当金

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

### (h) 生産物回収勘定及び生産物回収勘定引当金

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

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

### (i) 探鉱投資引当金

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

### (j) 有形固定資産（リース資産を除く）

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

### (k) 無形固定資産（リース資産を除く）

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

鉱業権の償却は、主として生産高比例法によっております。

その他の無形固定資産は主として定額法によって償却しております。

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

### (l) リース資産

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

#### (m) 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。

#### (n) 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。

#### (o) 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。

#### (p) 株式給付引当金

株式交付規程に基づく取締役等への当社株式の交付に備えるため、当連結会計年度末における株式給付債務の見込額に基づき計上しております。

#### (q) 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。

#### (r) 退職給付に係る会計処理の方法

(退職給付見込額の期間帰属方法)

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

(数理計算上の差異の費用処理方法)

数理計算上の差異は発生年度に全額を費用処理しております。

#### (s) 資産除去債務

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

#### (t) ヘッジ会計

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

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

#### (u) 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。

#### (v) 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。

#### (w) 未適用の会計基準

- 「収益認識に関する会計基準」(企業会計基準第29号2018年3月30日)
- 「収益認識に関する会計基準の適用指針」(企業会計基準適用指針第30号2018年3月30日)

(概要)

収益認識に関する包括的な会計基準であります。収益は、次の5つのステップを適用し認識されます。

ステップ1: 顧客との契約を識別する。

ステップ2: 契約における履行義務を識別する。

ステップ3: 取引価格を算定する。

ステップ4: 契約における履行義務に取引価格を配分する。

ステップ5: 履行義務を充足した時に又は充足するにつれて収益を認識する。

(適用予定日)

2022年12月31日終了の連結会計年度の期首より適用予定であります。

(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あります。

### 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、2019年3月31日の換算レートである1米ドル111円01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等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。

#### (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。このため、各社の外貨建資産・負債残高を考慮して、連結ベースでのバランスを取り、為替変動リスクを低減するように努めております。また、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、社内規則に従って行っており、デリバティブの時価については、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) 2018年及び2019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。

2018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	¥26,711	¥37,238	¥10,527
その他	2,179	5,642	3,463
小計	28,890	42,880	13,990
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの			
株式	15,911	15,373	(538)
小計	15,911	15,373	(538)
合計	¥44,801	¥58,253	¥13,452

2019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	¥ 6,637	¥ 9,455	¥ 2,818	\$ 59,787	\$ 85,172	\$ 25,385
その他	2,179	5,596	3,417	19,629	50,410	30,781
小計	8,816	15,051	6,235	79,416	135,582	56,166
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの						
株式	35,985	33,194	(2,791)	324,160	299,018	(25,142)
小計	35,985	33,194	(2,791)	324,160	299,018	(25,142)
合計	¥44,801	¥48,245	¥ 3,444	\$403,576	\$434,600	\$ 31,024

(b) 2018年及び2019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。

2018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
株式	¥ 0	¥—	¥—
債券			
社債	5,500	—	—
合計	¥5,500	¥—	¥—

2019年3月31日終了の連結会計年度  
該当事項はありません。

(c) 2018年及び2019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
	2018	2019	2019
非上場株式	¥ 26,732	¥ 25,268	\$ 227,619
関係会社株式	282,432	345,551	3,112,792
合計	¥309,164	¥370,819	\$3,340,411

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

## 6. 借入金及び担保資産

(a) 2018年及び2019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
	2018	2019	2019
銀行等からの借入金 (2018年3月31日現在の利率は3.696% 2019年3月31日現在の利率は4.498%)	¥5,109	¥4,623	\$41,645

(b) 2018年及び2019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
	2018	2019	2019
返済期限(最長)2034年の銀行等からの借入金 (2018年3月31日現在の利率は0.050%から3.530% 2019年3月31日現在の利率は0.028%から4.092%)	¥693,468	¥1,136,574	\$10,238,483
うち、1年以内返済予定の長期借入金	66,141	122,561	1,104,054
連結財務諸表計上額	¥627,327	¥1,014,013	\$ 9,134,429

(c) 2018年及び2019年3月31日現在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
	2018	2019	2019
現金及び現金同等物	¥ 3,763	¥ 18,150	\$ 163,499
受取手形及び売掛金	—	9,490	85,488
たな卸資産	7,911	12,957	116,719
坑井	—	227,482	2,049,203
機械装置及び運搬具	—	1,223,591	11,022,349
土地	142	148	1,333
建設仮勘定	1,245,156	19,531	175,939
投資有価証券	182,050	252,521	2,274,759
長期貸付金	293,789	586,823	5,286,217
その他	4,101	4,477	40,330
合計	¥1,736,912	¥2,355,170	\$21,215,836

上記は主にイクシスLNGプロジェクトファイナンスに関するもので、その他、それ以外の関連会社の債務の担保目的で差し入れたものも含んでおります。

(d) 長期借入金の2019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
2020年	¥ 122,561	\$ 1,104,054
2021年	163,894	1,476,390
2022年	61,897	557,580
2023年	153,397	1,381,830
2024年	100,015	900,955
2025年以降	534,810	4,817,674
合計	¥1,136,574	\$10,238,483



## 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2018年3月31日終了の連結会計年度は28.2%、2019年3月31日終了の連結会計年度は28.0%となっております。

(a) 2018年及び2019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	2018	2019
法定実効税率	28.2%	28.0%
(調整)		
交際費等永久に損金に算入されない項目	0.6	0.4
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(1.0)	(1.7)
評価性引当額	7.4	(1.4)
外国税	65.6	36.3
外国税額控除	(6.2)	(3.9)
損金算入外国税額の調整	(16.0)	(8.7)
のれん償却額	0.6	0.4
本邦税効果適用税率差異	(3.6)	0.9
在外子会社適用税率差異	21.0	24.4
その他	4.1	5.7
税効果会計適用後の法人税等の負担率	100.7%	80.4%

(b) 2018年及び2019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。なお、前連結会計年度に係る内容については、『税効果会計に係る会計基準』の一部改正(企業会計基準第28号 2018年2月16日)第7項に定める経過的な取扱いに従っております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2018	2019	2019
繰延税金資産			
探鉱投資等	¥ 51,583	¥ 51,701	\$ 465,733
投資有価証券評価損	2,267	2,415	21,755
生産物回収勘定(外国税)	4,515	1,268	11,422
探鉱投資引当金	466	975	8,783
未払外国税	29,644	27,889	251,230
税務上の繰越欠損金(注2)	257,674	285,375	2,570,714
減価償却費償却超過額	34,262	30,148	271,579
退職給付に係る負債	1,980	2,077	18,710
事業損失引当金	2,769	2,792	25,151
外貨建債権債務評価差額	10,546	13,098	117,989
資産除去債務	13,172	14,474	130,385
貸倒引当金	6,262	3,947	35,555
減損損失	36,895	38,295	344,969
その他	43,439	33,972	306,027
繰延税金資産小計	495,474	508,426	4,580,002
税務上の繰越欠損金に係る評価性引当額(注2)	—	(222,707)	(2,006,189)
将来減算一時差異等の合計に係る評価性引当額	—	(171,134)	(1,541,609)
評価性引当額小計(注1)	(411,033)	(393,841)	(3,547,798)
繰延税金資産合計	84,441	114,585	1,032,204
繰延税金負債			
外国税	(79,460)	(104,735)	(943,474)
外貨建債権債務評価差額	(178)	(5)	(45)
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	(7,022)	(7,021)	(63,247)
探鉱準備金	(7,300)	(5,564)	(50,121)
その他有価証券評価差額金	(3,264)	(644)	(5,801)
その他	(3,096)	(7,999)	(72,056)
繰延税金負債合計	(100,320)	(125,968)	(1,134,744)
繰延税金資産(負債)の純額	¥ (15,879)	¥ (11,383)	\$ (102,540)

注1: 評価性引当額が17,193百万円(154,878千米ドル)減少しております。この減少の主な内容は、一部連結子会社において生産開始に伴い将来減算一時差異に係る評価性引当額が減少したこと等に伴うものであります。

注2: 税務上の繰越欠損金及びその繰延税金資産の繰越期限別の金額

2019年3月31日現在	百万円				
	1年以内	1年超5年以内	5年超10年以内	10年超(注b)	合計
税務上の繰越欠損金(注a)	¥ 2,257	¥ 22,622	¥ 32,472	¥ 228,024	¥ 285,375
評価性引当額	(2,257)	(22,243)	(31,252)	(166,955)	(222,707)
繰延税金資産	¥ —	¥ 379	¥ 1,220	¥ 61,069	¥ 62,668

2019年3月31日現在	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(注b)	合計
税務上の繰越欠損金(注a)	\$ 20,332	\$ 203,783	\$ 292,514	\$ 2,054,085	\$ 2,570,714
評価性引当額	(20,332)	(200,369)	(281,524)	(1,503,964)	(2,006,189)
繰延税金資産	\$ —	\$ 3,414	\$ 10,990	\$ 550,121	\$ 564,525

注a: 税務上の繰越欠損金は、法定実効税率を乗じた額であります。

注b: 現地法令上、繰越期限のない金額を含みます。

## 8. 包括利益

2018年及び2019年3月31日終了の連結会計年度のその他の包括利益に係る組替調整額及び税効果額は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2018	2019	2019
その他有価証券評価差額金			
当期発生額	¥ 4,952	¥(10,008)	\$ (90,154)
組替調整額	(0)	—	—
税効果調整前	4,952	(10,008)	(90,154)
税効果額	(1,241)	2,620	23,601
	3,711	(7,388)	(66,553)
為替換算調整勘定			
当期発生額	(68,262)	44,460	400,504
組替調整額	(55)	1,635	14,729
	(68,317)	46,095	415,233
持分法適用会社に対する持分相当額			
当期発生額	23,907	(21,235)	(191,289)
組替調整額	391	224	2,018
資産の取得原価調整額	141	1,582	14,251
	24,439	(19,429)	(175,020)
その他の包括利益合計	¥(40,167)	¥ 19,278	\$ 173,660

## 9. 純資産

2019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、重要な資産の全部又は一部の処分等、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
- 重要な資産の全部又は一部の処分等
- 当社の目的及び当社普通株式以外の株式への議決権の付与に係る定款変更
- 統合
- 資本金の額の減少
- 解散

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

取締役会の決議により、甲種類株式を取得することができます。

当社は2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株につき400株の割合で株式分割を行っておりますが、甲種類株式につきましては、株式分割を実施致しておりません。これに伴い、甲種類株式の配当については、当該株式分割前の普通株式と同等になるよう、定款で定めております。なお、2019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9,600円となっております。

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

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

## 10. 1株当たり情報

2018年及び2019年3月31日終了の連結会計年度の1株当たり情報は以下の通りとなっております。

3月31日終了の連結会計年度	円		米ドル
	2018	2019	2019
1株当たり純資産	¥1,997.24	¥2,058.95	\$18.55
1株当たり配当額	18.00	24.00	0.22
1株当たり当期純利益	¥ 27.64	¥ 65.81	\$ 0.59

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

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

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

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

株主資本において自己株式として計上されている役員報酬BIP信託(注)が保有する当社株式は、1株当たり純資産の算定上、期末発行済株式総数から控除する自己株式に含めており、また、1株当たり当期純利益の算定上、期中平均株式数の計算において控除する自己株式に含めております。なお、2019年3月31日終了の連結会計年度において、1株当たり純資産の算定上、控除した当該自己株式数は157,300株であり、また、1株当たり当期純利益の算定上、控除した当該自己株式の期中平均株式数は96,800株であります。

注：役員報酬BIP(Board Incentive Plan)信託とは、信託が取得した当社株式及び当社株式の換価処分金相当額の金銭を、役員等に応じて、原則として当社取締役及び執行役員(社外取締役及び国内非居住者を除く。)の退任時に交付及び給付する制度です。なお、本制度の対象期間は、2018年から2023年までの5年間です。

## 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

2018年及び2019年3月31日現在のヘッジ会計が適用されていないデリバティブ取引に関する契約額等、時価及び評価損益は以下の通りとなっております。

2018年3月31日現在 為替予約取引(注)	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
売建 カナダドル(米ドル買)	¥42,494	¥—	¥51	¥51

2019年3月31日現在 為替予約取引(注)	百万円			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
売建 カナダドル(米ドル買)	¥44,254	¥—	¥57	¥57

2019年3月31日現在 為替予約取引(注)	千米ドル			
	契約額等	うち1年超	時価	評価損益
売建 カナダドル(米ドル買)	\$398,649	\$—	\$513	\$513

注:時価の算定方法 取引先金融機関から提示された価格によっております。

### (b) ヘッジ会計が適用されているデリバティブ取引

2018年及び2019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。

2018年3月31日現在 金利スワップ取引	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥4,760	¥4,760	(注)

2019年3月31日現在 金利スワップ取引	主なヘッジ対象	百万円		
		契約額等	うち1年超	時価
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	¥4,760	¥—	(注)

2019年3月31日現在 金利スワップ取引	主なヘッジ対象	千米ドル		
		契約額等	うち1年超	時価
支払固定・受取変動(特例処理)	長期借入金	\$42,879	\$—	(注)

注:金利スワップの特例処理によるものは、ヘッジ対象とされている長期借入金と一体として処理されているため、その時価は注記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) 2018年及び2019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、定期預金、受取手形及び売掛金、長期貸付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。

2018年3月31日現在	百万円	
	連結貸借対照表計上額	時価
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金	¥ 71,250	¥ 69,588
長期借入金	¥627,327	¥600,955

2019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
短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金	¥ 127,184	¥ 126,524	\$1,145,699	\$1,139,753
長期借入金	¥1,014,013	¥1,000,539	\$9,134,429	\$9,013,053



(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。

**(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

一般管理費及び売上原価に含まれている研究開発費は、2018年3月31日終了の連結会計年度が978百万円、2019年3月31日終了の連結会計年度が579百万円(5,216千米ドル)となっております。

## 14. 減損損失

2018年3月31日終了の連結会計年度

当社グループは、鉱区等を独立したキャッシュ・フローを生み出す基本単位としてグルーピングしております。米州天然ガス価格の見通しの上落等により、当該資産グループの回収可能価額が低下したことから、以下の事業用資産の帳簿価額を回収可能価額まで減額し、当該減少額を減損損失として計上しております。

用途	場所	種類	減損損失	
			百万円	
カナダシェールガス鉱区 に係る事業用資産等	カナダ ブリティッシュコロンビア州	建物及び構築物	¥ 2,678	
		坑井	4,021	
		機械装置及び運搬具	11,391	
		鉱業権	48,428	
		その他	9,725	
		計	76,243	
その他			3,727	
合計			¥79,970	

カナダシェールガス鉱区(ホーンリバー/コルドバ/リアード地域)に係る事業用資産の回収可能価額については、使用価値により測定しております。使用価値は事業用資産から得られる将来キャッシュ・フローを9.9%~16.2%で割り引いた値によっております。

2019年3月31日終了の連結会計年度

当社グループは、鉱区等を独立したキャッシュ・フローを生み出す基本単位としてグルーピングしております。生産量の見通しの上落や米州天然ガス価格の見通しの上落等により、当該資産グループの回収可能価額が低下したことから、以下の事業用資産の帳簿価額を回収可能価額まで減額し、当該減少額を減損損失として計上しております。

用途	場所	種類	減損損失	
			百万円	千米ドル
ヴァンゴッホ油田/コニストン油田 に係る事業用資産	オーストラリア連邦	坑井	¥ 449	\$ 4,045
		機械装置及び運搬具	6,503	58,580
		建設仮勘定	3,117	28,079
		その他	16	144
		計	10,085	90,848
カナダシェールガス鉱区 に係る事業用資産	カナダ ブリティッシュコロンビア州	建物及び構築物	24	216
		坑井	4,580	41,258
		その他	5,000	45,041
		計	9,604	86,515
その他			5,547	49,968
合計			¥25,236	\$227,331

ヴァンゴッホ油田/コニストン油田に係る事業用資産の回収可能価額については、使用価値により測定しております。使用価値は事業用資産から得られる将来キャッシュ・フローを9.1%で割り引いた値によっております。また、カナダシェールガス鉱区に係る事業用資産の回収可能価額はゼロとしております。

## 15. 退職給付制度

2018年及び2019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) 確定給付制度に関する事項

(1) 退職給付債務の期首残高と期末残高の調整表((3)に掲げられたものを除く)

	百万円		千米ドル
	2018	2019	2019
退職給付債務の期首残高	¥21,067	¥21,510	\$193,766
勤務費用	1,057	1,056	9,513
利息費用	215	220	1,982
数理計算上の差異の発生額	66	(185)	(1,667)
退職給付の支払額	(895)	(990)	(8,918)
退職給付債務の期末残高	¥21,510	¥21,611	\$194,676

(2) 年金資産の期首残高と期末残高の調整表((3)に掲げられたものを除く)

	百万円		千米ドル
	2018	2019	2019
年金資産の期首残高	¥15,596	¥16,061	\$144,681
期待運用収益	261	268	2,414
数理計算上の差異の発生額	100	(218)	(1,964)
事業主からの拠出額	573	574	5,171
退職給付の支払額	(469)	(638)	(5,747)
年金資産の期末残高	¥16,061	¥16,047	\$144,555

(3) 簡便法を適用した制度の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
	2018	2019	2019
退職給付に係る負債の期首残高	¥482	¥488	\$4,396
退職給付費用	124	463	4,171
退職給付の支払額	(33)	(148)	(1,333)
制度への拠出額	(13)	(17)	(153)
その他	(72)	(84)	(757)
退職給付に係る負債の期末残高	¥488	¥702	\$6,324

(4) 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
	2018	2019	2019
積立型制度の退職給付債務	¥21,760	¥21,860	\$196,919
年金資産	(16,263)	(16,251)	(146,392)
	5,497	5,609	50,527
非積立型制度の退職給付債務	441	657	5,918
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	5,938	6,266	56,445
退職給付に係る負債	5,938	6,266	56,445
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥5,938	¥6,266	\$56,445

注:簡便法を適用した制度を含みます。

(5) 退職給付費用及びその内訳項目の金額

	百万円		千米ドル
	2018	2019	2019
勤務費用	¥1,057	¥1,056	\$9,513
利息費用	215	220	1,982
期待運用収益	(261)	(268)	(2,414)
数理計算上の差異の費用処理額	(33)	33	297
簡便法で計算した退職給付費用	124	463	4,170
確定給付制度に係る退職給付費用	¥1,102	¥1,504	\$13,548

(6) 年金資産に関する事項(簡便法を適用した制度を除く)

年金資産の主な内訳	2018	2019
株式	21%	13%
一般勘定	45	45
債券	13	13
その他	21	29
合計	100%	100%

(7) 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。

(8) 退職給付債務等の計算の基礎に関する事項

	2018	2019
割引率	1.0%	1.0%
長期期待運用収益率	1.8%	1.8%

## (b) 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、2018年3月31日終了の連結会計年度が2,413百万円、2019年3月31日終了の連結会計年度が2,363百万円(21,286千米ドル)となっております。

## 16. 資産除去債務

### (a) 資産除去債務のうち連結貸借対照表に計上しているもの

2018年及び2019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
	2018	2019	2019
期首残高	¥109,146	¥111,536	\$1,004,738
有形固定資産の取得に伴う増加額	3,707	2,621	23,610
時の経過による調整額	2,641	2,824	25,439
資産除去債務の履行による減少額	(3,394)	(296)	(2,665)
見積りの変更による増加額(減少額)(注1)	2,929	(5,113)	(46,059)
その他増加額(減少額)(注2)	(3,493)	1,844	16,611
期末残高	¥111,536	¥113,416	\$1,021,674

注1: 2018年及び2019年3月31日終了の連結会計年度において、主として一部の連結子会社で割引率を見直していること等から見積りの変更を行いました。

注2: 「その他増加額(減少額)」の主なものは為替変動による増減額であります。

### (b) 連結貸借対照表に計上している以外の資産除去債務

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

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

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

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



## 17. のれん

2018年及び2019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
	2018	2019	2019
期首残高	¥60,797	¥54,036	\$486,767
のれん計上額	—	—	—
のれん償却額	(6,761)	(6,761)	(60,904)
期末残高	¥54,036	¥47,275	\$425,863

## 18. リース取引

2019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。

借主側

	百万円	千米ドル
2020年	¥ 3,515	\$ 31,664
2021年以降	13,350	120,259
合計	¥16,865	\$151,923

## 19. 偶発債務

当社及び連結子会社は2019年3月31日現在、関連会社等の負債535,159百万円(4,820,818千米ドル)に対し、債務保証等を行っております。

なお、イクシスLNGプロジェクト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、2019年3月31日現在の当社分の保証負担額は846,000百万円(7,620,935千米ドル)であります。

## 20. セグメント情報

### 2018年及び2019年3月31日終了の連結会計年度におけるセグメント情報等

#### (a) 報告セグメントの概要

当社グループの石油・天然ガス開発事業は、取締役会がグループ経営上の重要な意思決定を、分離された財務情報が入手可能な鉱区等の単位で行っております。当社はグローバルに石油・天然ガス開発事業を展開していることから、鉱区等を地域ごとに集約して、「日本」、「アジア・オセアニア」(主にインドネシア、オーストラリア、東ティモール)、「ユーラシア(欧州・NIS諸国)」(主にアゼルバイジャン、カザフスタン)、「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」セグメントでは天然ガス・石油製品等の仕入・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。セグメント間の売上高は、第三者間取引価格に基づいております。

#### (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

2018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	¥120,060	¥ 148,837	¥ 88,597	¥565,244	¥ 10,964	¥ 933,702	¥ —	¥ 933,702
セグメント間の内部売上 高又は振替高	—	—	—	—	—	—	—	—
売上高合計	120,060	148,837	88,597	565,244	10,964	933,702	—	933,702
セグメント利益(損失)	25,256	28,405	21,396	305,056	(10,656)	369,457	(12,094)	357,363
セグメント資産	303,133	2,342,417	619,795	511,037	57,187	3,833,569	418,818	4,252,387
その他の項目								
減価償却費	17,942	14,054	9,691	36,892	12,901	91,480	1,326	92,806
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	1,980	237,959	916	31,712	—	272,567	299	272,866
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 2,975	¥ 228,824	¥ 7,040	¥149,217	¥ 1,786	¥ 389,842	¥ 1,065	¥ 390,907

百万円								
2019年3月31日終了の 連結会計年度	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
外部売上高	¥140,311	¥ 91,631	¥116,719	¥614,420	¥ 8,308	¥ 971,389	¥ —	¥ 971,389
セグメント間の内部売上 高又は振替高	—	4,810	—	—	—	4,810	(4,810)	—
売上高合計	140,311	96,441	116,719	614,420	8,308	976,199	(4,810)	971,389
セグメント利益(損失)	29,210	27,336	31,406	412,064	(8,751)	491,265	(16,983)	474,282
セグメント資産	291,284	2,971,495	600,988	530,432	42,317	4,436,516	357,030	4,793,546
その他の項目								
減価償却費	17,562	34,135	7,092	38,769	7,957	105,515	1,385	106,900
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	1,922	301,700	8,118	22,771	—	334,511	1,473	335,984
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 3,866	¥ 241,755	¥ 6,388	¥ 61,438	¥ 3,477	¥ 316,924	¥ 777	¥ 317,701

千米ドル								
2019年3月31日終了の 連結会計年度	日本	アジア・ オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	計	調整額(注1)	連結財務諸表 計上額(注2)
外部売上高	\$1,263,949	\$ 825,431	\$1,051,428	\$5,534,817	\$ 74,839	\$ 8,750,464	\$ —	\$ 8,750,464
セグメント間の内部売上 高又は振替高	—	43,329	—	—	—	43,329	(43,329)	—
売上高合計	1,263,949	868,760	1,051,428	5,534,817	74,839	8,793,793	(43,329)	8,750,464
セグメント利益(損失)	263,129	246,248	282,911	3,711,954	(78,830)	4,425,412	(152,986)	4,272,426
セグメント資産	2,623,944	26,767,814	5,413,819	4,778,236	381,199	39,965,012	3,216,197	43,181,209
その他の項目								
減価償却費	158,202	307,495	63,886	349,239	71,678	950,500	12,476	962,976
のれんの償却額	—	—	—	—	(1,730)	(1,730)	62,634	60,904
持分法適用会社への 投資額	17,314	2,717,773	73,129	205,125	—	3,013,341	13,269	3,026,610
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	\$ 34,826	\$ 2,177,777	\$ 57,544	\$ 553,446	\$ 31,321	\$ 2,854,914	\$ 6,999	\$ 2,861,913

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
	2018	2019	2019
原油	¥710,278	¥782,695	\$7,050,671
天然ガス(LPGを除く)	202,054	169,206	1,524,241
LPG	6,048	1,504	13,548
その他	15,322	17,984	162,004
合計	¥933,702	¥971,389	\$8,750,464

#### (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
	2018	2019	2019
日本	¥428,653	¥423,090	\$3,811,278
アジア・オセアニア	405,422	378,956	3,413,710
その他	99,627	169,343	1,525,476
合計	¥933,702	¥971,389	\$8,750,464

(有形固定資産)

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2018	2019	2019
日本	¥ 264,549	¥ 245,338	\$ 2,210,053
オーストラリア	1,537,733	1,774,224	15,982,560
アラブ首長国連邦	202,177	228,921	2,062,166
その他	40,161	30,512	274,858
合計	¥2,044,620	¥2,278,995	\$20,529,637

#### (f) 主要な顧客ごとの情報

(主要な顧客への売上高)

2018年3月31日終了の連結会計年度	百万円	セグメント	
Shell International Eastern Trading Company	¥107,654	中東・アフリカ	
2019年3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル	セグメント
JXTGエネルギー(株)	¥99,555	\$896,811	中東・アフリカ

(g) 固定資産の減損に関する情報

3月31日終了の連結会計年度	百万円		千米ドル
	2018	2019	2019
日本	¥ 3,631	¥ 5,547	\$ 49,968
アジア・オセアニア	—	10,085	90,848
中東・アフリカ	96	—	—
米州	76,243	9,604	86,515
合計	¥79,970	¥25,236	\$227,331

21. 関連当事者との取引

2018年及び2019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

2018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	3,398,480 千米ドル	オーストラリア連邦西オーストラリア州沖合WA-50-L鉱区における石油・天然ガスのパイプラインを通じた輸送事業及び液化・販売事業	間接 62.25%	役員の 兼任、 出資	金銭の貸付 (注1)	¥ 172,469		長期貸付金	¥293,789	
						増資の引受	122,889		—	—	
						債務保証 (注2)	¥1,390,772		—	¥ —	

2019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	4,506,860 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 66.25%	出資	金銭の貸付 (注1)	¥ 257,956	\$ 2,323,719	長期貸付金	¥586,823	\$5,286,217
						増資の引受	103,283	930,394	—	—	
						債務保証 (注2)	¥1,354,276	\$12,199,586	—	¥ —	\$ —

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

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

(b) 親会社または重要な関連会社に関する注記

2018年及び2019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
	2018	2019	2019
流動資産合計	¥ 42,704	¥ 140,150	\$ 1,262,499
固定資産合計	3,479,768	3,789,678	34,138,168
流動負債合計	357,270	321,795	2,898,793
固定負債合計	2,788,362	3,106,463	27,983,632
純資産合計	376,840	501,570	4,518,242
売上高	—	178,670	1,609,495
税引前当期純利益(損失)	(3,032)	13,061	117,656
当期純利益(損失)	¥ (2,688)	¥ 8,710	\$ 78,461



# 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。



Ernst & Young ShinNihon LLC  
Hibiya Mitsui Tower, Tokyo Midtown Hibiya  
1-1-2 Yurakucho, Chiyoda-ku  
Tokyo 100-0006, Japan

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

## Independent Auditor's Report

The Board of Directors  
INPEX CORPORATION

We have audited the accompanying consolidated financial statements of INPEX CORPORATION and its consolidated subsidiaries, which comprise the consolidated balance sheet as at March 31, 2019, 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, 2019, and their consolidated financial performance and cash flows for the year then ended in conformity with accounting principles generally accepted in Japan.

### Convenience Translation

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

June 25, 2019  
Tokyo, Japan

*Ernst & Young ShinNihon L.L.C.*

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、2019年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表及び2019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2019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。

EY新日本有限責任監査法人  
2019年6月25日

# 連結子会社及び関連会社

2019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
サウル石油(株)	4,600	100.00%	オーストラリア連邦/東ティモール民主共和国ティモール海共同石油開発地域JPDA03-12鉱区及びバユ・ウンダンガス・コンデンセート田における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
アルファ石油(株)	8,014	100.00%	オーストラリア連邦WA-35-L鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックス西豪州ブラウズ石油(株)	423,790	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・生産・販売への事業資金供給等
INPEX Holdings Australia Pty Ltd	9,681,023 (千米ドル)	100.00% (100.00%)	オーストラリア連邦イクシスLNGプロジェクトにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売・LNGプラントの建設・運営事業等への事業資金供給等
INPEX Ichthys Pty Ltd	804,456 (千米ドル)	100.00% (100.00%)	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田(WA-50-L/WA-51-L鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
INPEX Browse E&P Pty Ltd	373,150 (千米ドル)	100.00% (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
インベックスマセラアラフラ海石油(株)	61,326	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
INPEX Oil & Gas Australia Pty Ltd	1,011,000 (千米ドル)	100.00%	オーストラリア連邦プレリユードガス田ほか(WA-44-L鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックスババルスラル石油(株)	1,426	51.01%	インドネシア共和国東部海域ババルスラル鉱区における石油・天然ガスの探鉱
帝石コンソン石油(株)	10	100.00%	ベトナム社会主義共和国南部海上05-1b&1c鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発
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)	88,620	51.00%	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・生産・販売
ジャパン石油開発(株)	32,067	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ沖合上部ザクム油田、サター油田及びウムアダルク油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
JODCO Lower Zakum Limited	600,000 (千米ドル)	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ沖合下部ザクム油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
JODCO Onshore Limited	111 (千米ドル)	65.76%	アラブ首長国連邦アブダビ陸上ADCO鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
JODCO Exploration Limited	50 (千米ドル)	100.00%	アラブ首長国連邦アブダビ陸上ブロック4鉱区における石油の探鉱
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・販売への事業資金供給等
Teikoku Oil & Gas Venezuela, C.A.	16.2 (ポリバルソベラノ)	100.00%	ベネズエラ・ポリバル共和国コパ・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・販売への事業資金供給等
INPEX Americas, Inc.	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
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%	当社の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

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
INPEX DLNGPL PTY Ltd	42,001 (千米ドル)	100.00%	バユ・ウンダンガス・コンデンセート田からオーストラリア連邦ダーウィンLNGプラントまでの海底ガスパイプライン敷設運営事業及びLNGプラントの建設運営事業を行う Darwin LNG社への出資事業
INPEX BTC Pipeline, Ltd.	63,800 (千米ドル)	100.00%	アゼルバイジャン共和国バクー・ジョージア・トビリシ、トルコ共和国ジェイハンを結ぶオイルパイプラインの建設・運営事業への事業資金供給等
インベックストレディング(株)	50	100.00%	原油の販売及び原油販売代理・仲介・斡旋並びに石油及び天然ガスの市場調査及び販売企画
埼玉ガス(株)	60	62.67% (13.17%)	都市ガスの供給
インベックスジオサーマルサーラ(株)	10	100.00%	インドネシア共和国サーラ地熱鉱区における地熱発電事業への事業資金供給等
INPEX FINANCIAL SERVICES SINGAPORE PTE. LTD.	2,341,000 (千米ドル)	100.00%	当社グループ内ファイナンス業務及びプロジェクトの財務業務サポート
その他36社			

## 持分法適用関連会社

会社名	資本金(百万円)*	議決権の所有	主要な事業の内容
MI Berau B.V.	338,601 (千米ドル)	44.00%	インドネシア共和国西バ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
PT Medco Geopower Sarulla	143,023 (千米ドル)	49.00% (49.00%)	インドネシア共和国サーラ地熱鉱区における地熱発電事業への事業資金供給等
Ichthys LNG Pty Ltd	4,506,860 (千米ドル)	66.25% (66.25%)	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田からダーウィンの陸上LNGプラントまでの海底ガスパイプラインの敷設運営事業並びにLNGプラントの建設運営事業及びLNG・液化石油ガス・コンデンセートの販売
日本南サハ石油(株)	0	25.16%	ロシア連邦サバドナ・ヤラクチンスキー鉱区及びボルシェチルスキー鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
アンゴラ石油(株)	8,000	19.60%	アンゴラ共和国海上3/05鉱区及び3/05A鉱区における石油・天然ガス及びその他炭化水素の探鉱・開発・生産・販売
Angola Block 14 B.V.	18 (千ユーロ)	49.99% (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
インベックス北カンポス沖石油(株)	6,852	37.50%	ブラジル連邦共和国北カンポ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
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 (千リアル)	0.00%	ブラジル連邦共和国北カンポ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2019年6月26日現在での当社グループの判断であり、当該時点以後の社会経済情勢等の諸状況により変更されることがあります。

## 1. 石油・天然ガス開発事業の特徴及びリスクについて

### (1) 探鉱・開発・生産に成功しないリスク

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

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

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

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

### (2) 原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの埋蔵量

#### ① 確認埋蔵量(proved reserves)

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

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

当社グループ（持分法適用関連会社分を含む）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.94 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について」をご参照下さい。

#### ② 推定埋蔵量(probable reserves)

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)などが策定した基準であるPetroleum Resources Management System(PRMS)に基づく当社グループの推定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るなど、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、PRMSの指針に従っています。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。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(持分法適用関連会社分を含む)の原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量は、「P.94 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について」をご参照下さい。

### ③ 埋蔵量の変動の可能性

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

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

探鉱活動には相応の費用と期間とが必要であり、探鉱により有望な資源を発見した場合でも、生産に至るまでの開発段階においては、生産施設の建設費用等の多額の費用と長期に亘る期間が必要となります。このため、探鉱及び開発投資から生産及び販売による資金の回収までには10年以上の長い期間を要することになります。中でも、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とのバランスに配慮しつつ、経営統合により大幅に強化された技術力をもとに、イクシス等の大型LNGプロジェクトを中心として積極的にオペレータープロジェクトを推進していく方針であります。当社は国内外で原油、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し、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

当社グループは、作業を実施するにあたっては、損害保険を付保することとしていますが、いずれの場合も、当該事故・災害等が当社

グループの故意又は過失に起因する場合には、費用負担の発生により業績に悪影響を及ぼす可能性があり、また、行政処分や当社グループの石油・天然ガス開発会社としての信頼性や評判が損なわれることによって、将来の事業活動に悪影響を及ぼす可能性があります。

### (7) 気候変動に関するリスク

パリ協定の目標達成に向けて、世界的な気候変動への対応に関心が高まるなか、気候変動や地球温暖化の原因とされる温室効果ガスの排出削減を目的とした取り組みが世界的に進められています。当社グループでは、ポジションペーパー「気候変動対応の基本方針」に基づき、パリ協定が長期的に達成を目指す温室効果ガスの排出削減、気候変動の安定化、及び低炭素社会等へ積極的に対応すべく、ガバナンス体制、事業戦略、リスク及び機会の評価、排出量管理、並びに情報開示等の各分野で取り組みを進めています。今後各国がパリ協定等に基づき気候変動政策を強化し、環境関連法規、規則及び基準等を変更したり、新たに導入した等の場合には、当社グループとし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し、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

### (8) 将来の廃鉱に関するリスク

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

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

### (1) 油価、天然ガス価格の変動が業績に与える影響

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

- ① 海外事業における大部分の天然ガスの販売価格は、油価に連動していますが正比例していません。
- ② 売上・利益は売上計上時の油価・天然ガス価格を基に決定され

ているため、実際の取引価格と期中の平均油価は必ずしも一致しません。

国内における天然ガス事業は、国産天然ガス及び輸入LNGを原料としており、LNG市場価格の変動が原料価格及び販売価格に対して影響を及ぼします。また、電力・ガスシステム改革に伴う競争環境の変化が、天然ガス販売価格や天然ガス販売量に影響を及ぼす可能性があります。

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



性があります。

## (2) 外国為替の変動が与える業績への影響

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

一方、当社グループは必要資金の借入にあたり、外貨建て借入を行っており、外貨建て借入金は、円高時は期末円換算により為替差益が生じ、円安時には期末円換算により為替差損が生じることから、上記の事業の為替リスクが減殺され、為替変動による損益面への影響を小さくする方向に働きます。なお、当社は一部為替リスクを減じ

る手段を講じていますが、かかる手段は当社の為替リスクを全てカバーするものではなく、外国為替の変動が与える影響を完全に取り除くものではありません。

## (3) 金利の変動が与える業績への影響

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

## 3. 海外における事業活動とカントリーリスクについて

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

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

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

## 4. 特定地域及び鉱区への依存度について

### (1) 生産量

当社グループは、アラブ首長国連邦アブダビの海上・陸上油田、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、2019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54%、アジア・オセアニア地域が約22%と大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すが、現状では当社グループの生産量は、特定地域及び鉱区への依存度が高いため、これらの鉱区において操業が困難になる等の問題が生じた場

合には、当社グループの業績に影響を及ぼす可能性があります。

### (2) 主要事業地域における契約期限等

当社グループの海外における事業活動の前提となる鉱区権益にかかる契約においては、鉱区期限が定められているのが通例であります。鉱区期限が定められている契約が延長、再延長又は更新等されない場合や延長、再延長又は更新等に際し現状よりも不利な契約条件(権益比率の減少を含みます。)となった場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。当社グループでは、これらの契約の延長、再延長又は更新等に向けてパートナーとともに努力する方針ですが、産油国国営石油会社等との契約交渉の結果、既存の契約が延長、再延長又は更新等されない場合や延長、再延長又は更新等に際し現状よりも不利な契約条件(権益比率の減少を含みます。)となった場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。また、鉱区期限が定められている契約が延長、再延長又は更新等された場合でも、その時点における残存

可採埋蔵量は、生産の進展により減少することが見込まれます。当社グループでは、これに代替し得る鉱区権益の取得を図っていますが、代替し得る油・ガス田の鉱区権益を十分取得できない場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。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、1社又は複数の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。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

2019年6月26日現在、当社の発行済普通株式(自己株式を除く)の約18.96%及び甲種類株式は経済産業大臣が保有していますが、当社の経営判断は民間企業として自主的に行っており、国との間で役員派遣等による支配関係もありません。また、今後もそのような関係が生じることはないものと考えています。さらに国との間での当社の役員の兼任及び国の職員の当社への出向もありません。

### (2) 経済産業大臣による当社株式の所有、売却

経済産業大臣は、現在当社の発行済普通株式数(自己株式を除く)の約18.96%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で踏まえつつ、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P.92「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P.91「(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」をご参照ください。サハリン石油ガス開発以外の上記各社の石油公団保有株式の国際石油開発への譲渡については、産油国や共同事業者の同意が得られること、適切な資産評価が可能となること等の前提条件が整い次第、現金を対価として譲渡することとなっておりますが、2005年4月1日付の石油公団の解散に伴い、上記各社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されたインベックス北マカッサル石油株式会社に係る株式を除き、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(以下、「資源機構」といいます。)に承継されています。資源機構は、同機構の中期目標、中期計画において、石油公団から承継した株式については、適切な時期に適切な方法を選択して処分することとしていますが、上記各社の資源機構保有株式の譲渡の時期、方法は未定となっており、今後、当社による上記各社の株式の取得が実現しない可能性もあります。

### (2) 政府が保有するサハリン石油ガス開発の株式の取扱い

経済産業大臣はサハリン石油ガス開発の普通株式の50%を保有し



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

前述の答申において、サハリン石油ガス開発は、国際石油開発及びジャパン石油開発とともに、日本の石油・天然ガス開発事業における中核的企業を構成すべきものとされています。

同答申を踏まえ、経済産業大臣が石油公団より承継したサハリン石油ガス開発の発行済み普通株式(50.0%)のすべてを国際石油開発を含む同社の民間株主が取得することとされており、当社が、同社

の発行済み普通株式の最大33%を保有し、同社の筆頭株主になることを想定しています。ただし、当該株式の取得にあたっては、同社の共同事業者やロシア政府機関等の承諾が必要となる場合には、これらの承諾が得られることが前提となります。加えて、同社の株主構成や譲渡価格等についても、今後、合意に至る必要があります。

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

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

## 8. 甲種類株式について

### (1) 種類株式の概要

#### ① 導入の経緯

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

#### ② 株主総会議決権、剰余金の配当、残余財産分配、償還

法令に別段の定めがある場合を除き、甲種類株式は当社株主総会において議決権を有しません。剰余金の配当及び残余財産の分配については2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株につき400株の割合で株式分割を行っておりますが、甲種類株式(非上場)

につきましては、株式分割を実施していないため、当該株式分割前の普通株式と同等になるよう、定款で定めています。甲種類株式は、当該甲種類株主から請求があった場合、又は甲種類株式が国若しくは国が全額出資する独立行政法人以外の者に譲渡された場合には当社取締役会の決議により償還されます。

#### ③ 定款上の拒否権

当社経営上の一定の重要事項(取締役の選解任、重要な資産の処分、定款変更、統合、資本の減少及び解散)の決定については、当社株主総会又は取締役会の決議に加え、甲種類株主総会の承認決議を要する旨、当社定款に定められています。従って、甲種類株式を保有する経済産業大臣は、甲種類株主としてこれら一定の重要事項につき拒否権を有することとなります。甲種類株主の拒否権が行使可能な場合については、後記④「甲種類株式の議決権行使の基準に定める拒否権の行使の基準」をご参照下さい。

#### ④ 甲種類株式の議決権行使の基準に定める拒否権の行使の基準

かかる拒否権の行使については令和元年経済産業省告示第37号(以下、「告示」といいます。)において基準が設けられており、以下の一定の場合にのみ拒否権を行使するものとされています。

- ・ 取締役の選解任及び統合に係る決議については、それらが否決されない場合、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に背反する形での経営が行われていく蓋然性が高いと判断される場合。
- ・ 重要な資産の全部または一部の処分等に係る決議については、

対象となっている処分等が、石油及び可燃性天然ガスの探鉱及び採取する権利その他これに類する権利、あるいは、当該権利を主たる資産とする当社子会社の株式・持分の処分等に係るものである場合であって、それが否決されない場合、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に否定的な影響が及ぶ蓋然性が高いと判断される場合。

- ・ 当社の目的の変更に関する定款変更、資本金の額の減少及び解散については、それらが否決されない場合、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に否定的な影響が及ぶ蓋然性が高いと判断される場合。
- ・ 当社普通株式以外の株式への議決権の付与に関する定款変更については、それが否決されない場合、甲種類株式の議決権行使に影響を与える可能性のある場合。

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

## (2) 甲種類株式のリスク

甲種類株式は、投機的な買収や外資による経営支配等により、中核的企業として我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現に果たすべき役割に背反する形での経営が行われること又は否定的な影響が及ぶことがないよう、当社の役割を確保しつつ、経営の効率性・柔軟性を不当に阻害しないよう透明性を高くし、またその影響が必要最小限にとどまるよう設計され発行されたものでありますが、甲

種類株式に関連して想定されるリスクには、以下のものが含まれません。

### ① 国策上の観点と当社及び一般株主の利益相反の可能性

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

### ② 拒否権の行使が普通株式の価格に与える影響

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

### ③ 当社の経営の自由度や経営判断への影響

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

## 9. 兼任社外取締役について

当社の取締役会は現在13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経験、知見を有する経営者経験者等であり、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、かかる取締役のうち3名は、当社株主である石油資源開発株式会社、JXTGホールディングス株式会社及び三菱商事株式会社（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3名の社外取締役を含む全取締役から、これらの点を確認する「誓約書」を受領しています。

# 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について

## 1. 石油及び天然ガスの埋蔵量

### 確認埋蔵量

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

2019年3月31日時点の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの確認埋蔵量は2,864百万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は6,179十億立方フィート、合計で4,010百万バレル(原油換算)となっています。

	日本		アジア・オセアニア		ユーラシア (欧州・NIS)		中東・アフリカ		米州		合計	
	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)
<b>確認埋蔵量</b>												
連結対象会社分												
2017年3月31日時点	17	659	184	4,624	217	125	1,746	—	10	99	2,173	5,506
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	(7)	(53)	—	—	313	—	—	—	307	(53)
前年度分調整	4	171	12	202	32	36	292	—	(3)	(38)	338	371
期中生産量	(1)	(51)	(6)	(141)	(14)	(8)	(63)	—	(1)	(41)	(85)	(242)
2018年3月31日時点	20	778	183	4,632	236	153	2,288	—	6	19	2,732	5,583
持分法適用関連会社分												
2017年3月31日時点	—	—	2	385	2	—	32	—	—	—	36	385
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	2	—	—	—	—	—	2	—
前年度分調整	—	—	0	26	5	—	2	—	0	0	8	26
期中生産量	—	—	(0)	(18)	(1)	—	(29)	—	(0)	(0)	(31)	(18)
2018年3月31日時点	—	—	2	394	8	—	5	—	—	—	15	394
<b>確認埋蔵量</b>												
2018年3月31日時点	20	778	186	5,026	244	153	2,293	—	6	19	2,747	5,976
連結対象会社分												
2018年3月31日時点	20	778	183	4,632	236	153	2,288	—	6	19	2,732	5,583
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	10	281	—	—	—	—	—	—	10	281
前年度分調整	(0)	(3)	4	181	68	5	138	—	(1)	19	209	203
期中生産量	(1)	(48)	(7)	(126)	(15)	(10)	(82)	—	(1)	(33)	(106)	(217)
2019年3月31日時点	18	727	190	4,968	289	148	2,343	—	4	6	2,845	5,849
持分法適用関連会社分												
2018年3月31日時点	—	—	2	394	8	—	5	—	—	—	15	394
拡張及び発見	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	(0)	(44)	7	—	2	—	0	0	9	(44)
期中生産量	—	—	(0)	(20)	(2)	—	(2)	—	(0)	(0)	(5)	(20)
2019年3月31日時点	—	—	2	330	12	—	5	—	—	—	20	330
<b>確認埋蔵量</b>												
2019年3月31日時点	18	727	192	5,298	301	148	2,349	—	4	6	2,864	6,179
<b>確認開発埋蔵量</b>												
連結対象会社分												
2019年3月31日時点	18	727	153	3,586	244	148	1,500	—	1	1	1,916	4,462
持分法適用関連会社分												
2019年3月31日時点	—	—	1	202	11	—	3	—	—	—	15	202
<b>確認未開発埋蔵量</b>												
連結対象会社分												
2019年3月31日時点	—	—	37	1,382	45	—	843	—	3	5	929	1,387
持分法適用関連会社分												
2019年3月31日時点	—	—	1	128	2	—	3	—	—	—	5	128

(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。2019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182百万バレル、天然ガスが約4,753十億立方フィート、合計で約1,069百万バレル(原油換算)となっています。  
 2 以下の鉱区及び油田の確認埋蔵量(2019年3月31日時点)には、非支配株主に帰属する数量が含まれています。  
 ユーラシアACG油田(49%)、カシャガン油田(49%)  
 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2019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2019年3月期における変動についての開示内容は米国財務会計基準審議会が定める規則に従ってお

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



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

2018年3月31日及び2019年3月31日時点の為替レートはそれぞれ期末公示仲値の1米ドル106.27円、111.01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。

2018年3月31日時点	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
<b>連結対象会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	¥20,320,892	¥956,171	¥4,159,906	¥1,288,985	¥13,878,650	¥37,181
将来の産出原価及び開発費	(7,498,996)	(240,311)	(1,283,385)	(555,837)	(5,392,276)	(27,186)
将来の法人税	(8,673,758)	(231,110)	(645,491)	(125,913)	(7,671,244)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	4,148,139	484,749	2,231,030	607,235	815,130	9,995
年間割引率10%	(2,262,996)	(270,112)	(1,087,087)	(336,086)	(567,643)	(2,068)
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	1,885,143	214,637	1,143,943	271,149	247,487	7,926
<b>持分法適用関連会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	322,705	—	252,543	39,268	30,894	—
将来の産出原価及び開発費	(179,806)	—	(134,182)	(13,809)	(28,863)	(2,952)
将来の法人税	(68,556)	—	(51,100)	(14,590)	(2,866)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	74,343	—	67,260	10,869	(834)	(2,952)
年間割引率10%	(40,500)	—	(38,494)	(3,720)	1,576	137
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	33,842	—	28,766	7,149	742	(2,815)
<b>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</b>	<b>¥1,918,985</b>	<b>¥214,637</b>	<b>¥1,172,709</b>	<b>¥278,298</b>	<b>¥248,229</b>	<b>¥5,112</b>

(注) 1 以下の鉱区および油田には、非支配株主に帰属する金額が含まれています。  
ユーラシア ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (50%) / 米州 コバ・マコヤ鉱区 (30%)、ホーンリバー地域 (54.91%)  
2 上表の金額は、単位未満を四捨五入しています。

2019年3月31日時点	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
<b>連結対象会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	¥25,922,462	¥1,105,257	¥4,242,598	¥2,065,747	¥18,476,549	¥32,311
将来の産出原価及び開発費	(8,885,792)	(278,440)	(1,465,150)	(800,391)	(6,324,795)	(17,016)
将来の法人税	(12,045,321)	(261,294)	(424,802)	(254,837)	(11,104,387)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	4,991,349	565,524	2,352,646	1,010,519	1,047,366	15,294
年間割引率10%	(2,632,985)	(313,789)	(1,072,561)	(540,909)	(703,838)	(1,887)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値	2,358,365	251,735	1,280,085	469,609	343,528	13,407
<b>持分法適用関連会社分</b>						
将来キャッシュ・インフロー	444,793	—	306,909	97,347	40,537	—
将来の産出原価及び開発費	(189,571)	—	(117,769)	(38,812)	(32,990)	—
将来の法人税	(119,084)	—	(81,958)	(33,354)	(3,772)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	136,137	—	107,182	25,181	3,775	—
年間割引率10%	(64,481)	—	(57,147)	(6,909)	(426)	—
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	71,657	—	50,035	18,272	3,349	—
<b>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</b>	<b>¥2,430,021</b>	<b>¥251,735</b>	<b>¥1,330,120</b>	<b>¥487,882</b>	<b>¥346,878</b>	<b>¥13,407</b>

(注) 1 以下の鉱区および油田には、非支配株主に帰属する金額が含まれています。  
ユーラシア ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (49%)  
2 上表の金額は、単位未満を四捨五入しています。

連結対象会社分	百万円						持分法適用 関連会社分
	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	
期首割引現在価値 (2018年4月1日)	¥1,918,985	¥214,637	¥1,143,943	¥271,149	¥247,487	¥7,926	¥33,842
変動要因:							
産出された油・ガスの販売または移転	(504,942)	(50,441)	(62,551)	(49,274)	(323,245)	(3,390)	(16,042)
油ガス価及び生産単価の純増減	1,211,922	60,828	177,547	135,938	786,349	5,977	45,283
発生した開発費	178,909	228	93,130	9,385	69,088	3,189	3,890
将来の開発費の変動	(139,471)	(912)	(42,727)	(86,402)	(4,653)	(142)	(4,635)
埋蔵量の変動	591,441	(619)	42,462	199,267	323,480	(2,022)	28,872
時間の経過による増加	175,756	18,962	102,883	24,698	25,330	923	2,959
法人税の変動	(890,833)	(522)	(28,287)	(47,246)	(791,346)	591	(24,022)
拡張及び発見、産出技術の改良	100,072	—	100,072	—	—	—	—
その他	(211,817)	9,574	(246,387)	12,094	11,039	354	1,509
期末割引現在価値 (2019年3月31日)	¥2,430,021	¥251,735	¥1,280,085	¥469,609	¥343,528	¥13,407	¥71,657

(注) 1 以下の鉱区および油田には、非支配株主に帰属する金額が含まれています。  
ユーラシア ACG 油田 (49%)、カシャガン油田 (49%)  
2 上表の金額は、単位未満を四捨五入しています。

## 2019年3月31日時点の推定埋蔵量 (probable reserves)

下記の表は、当社並びに当社連結子会社及び持分法適用関連会社の主要なプロジェクトにおける原油、コンデンセート、LPG及び天然ガスの推定埋蔵量です。2019年3月31日時点の当社グループの原油、コンデンセート及びLPGの推定埋蔵量は314百万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は4,948十億立方フィート、原油・天然ガス合計で1,202百万バレル(原油換算)となっています。

2019年3月31日時点	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
<b>推定埋蔵量</b>								
原油・コンデンセート・LPG (MMbbl)	1	123	26	162	2	313	1	314
天然ガス (Bcf)	44	4,808	—	—	1	4,854	94	4,948

(注) 1 MMbbls: 百万バレル  
2 Bcf: 十億立方フィート  
3 埋蔵量の値は、単位未満を四捨五入しています。

## 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。

2019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303.3千バレル、天然ガス生産量は日量649.0百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量424.3千バレル(原油換算)となっています。

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>原油・コンデンセート・LPG (千バレル/日)</b>						
日本	3.6	3.2	3.2	3.5	3.7	3.5
アジア・オセアニア	45.8	40.6	47.8	35.8	21.2	18.7
ユーラシア (欧州・NIS)	26.1	27.0	31.6	29.6	37.5	40.7
中東・アフリカ	84.4	84.8	161.1	176.3	176.2	225.6
米州	0.1	0.5	5.5	5.6	3.9	1.8
小計	160.0	156.1	249.2	250.7	242.6	290.3
持分法適用関連会社分	84.9	86.6	90.0	97.6	86.5	13.0
合計	244.9	242.7	339.2	348.3	329.1	303.3
年間生産量 (百万バレル)	89.4	88.6	124.2	127.1	120.1	110.7
<b>天然ガス (百万立方フィート/日)</b>						
日本	125.5	113.9	119.7	132.0	145.6	131.6
アジア・オセアニア	602.8	596.5	666.8	614.8	326.9	346.5
ユーラシア (欧州・NIS)	—	—	—	5.3	21.4	27.4
中東・アフリカ	—	—	—	—	—	—
米州	107.4	103.2	87.3	116.5	107.7	89.8
小計	835.7	813.7	873.8	868.6	601.6	595.3
持分法適用関連会社分	40.7	66.4	59.1	54.1	48.1	53.8
合計	876.4	880.0	932.9	922.7	649.7	649.0
年間生産量 (十億立方フィート)	319.9	321.2	341.4	336.8	237.1	236.9
<b>原油・天然ガス合計 (千バレル (原油換算) /日)</b>						
日本	27.2	24.6	25.7	28.3	31.1	28.2
アジア・オセアニア	159.9	154.3	174.0	152.5	82.7	84.4
ユーラシア (欧州・NIS)	26.1	27.0	31.6	30.6	41.4	45.6
中東・アフリカ	84.4	84.8	161.1	176.3	176.2	225.6
米州	19.0	19.0	21.0	26.5	23.5	18.1
小計	316.7	309.7	413.4	414.1	354.9	401.8
持分法適用関連会社分	92.1	98.4	100.5	107.2	95.0	22.5
合計	408.8	408.1	513.8	521.3	449.9	424.3
年間生産量 (百万バレル (原油換算))	149.2	148.9	188.1	190.3	164.2	154.9





# ***INPEX***

**国際石油開発帝石株式会社**

〒107-6332

東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー

tel: 03-5572-0200

<https://www.inpex.co.jp>