

INPEX

国際石油開発帝石株式会社

アニュアルレポート2018

2018年3月期



— INPEXについて

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



CONTENTS

02 INPEXスナップショット

成果と新戦略

- 06 代表取締役からのご挨拶
- 08 社長メッセージ
- 16 財務・事業ハイライト
- 18 石油・天然ガス開発のしくみ

プロジェクトハイライト

- 20 イクシスLNGプロジェクト
- 22 アブダビ油田プロジェクト

事業の概況

- 24 地域セグメント一覧
- 26 地域別プロジェクトの概況

持続的な経営を支えるしくみ

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

財務・会社情報

- 52 11年間の主要財務情報
- 54 当社特有の会計処理・会計方針について
- 56 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析
- 62 連結財務諸表/連結財務諸表の注記
- 81 独立監査人の監査報告書
- 82 連結子会社及び関連会社
- 84 事業等のリスク
- 92 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について
- 95 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。かかる将来予想に関する情報は、現在入手可能な情報に鑑みてなされた当社の仮定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。かかるリスク、不確実性及びその他の要因は、かかる将来予想に関する情報に明示的または黙示的に示される当社の将来における業績、経営結果、財務内容に関してこれらと大幅に異なる結果をもたらす可能性があります。かかるリスク、不確実性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する数値は、原則単位未満を四捨五入して表示しています。P.26以降の「地域別プロジェクトの状況」は、原則2018年7月末現在の状況を記載しています。表中の括弧内の数値はマイナスを意味します。また、生産中プロジェクトにおける天然ガスの生産量は、井戸元の生産数量ではなく、買主への販売に対応した数量となっています。

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

経営理念

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。

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.8以降の社長メッセージをご覧ください。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

オーストラリアのイクシスLNGプロジェクトや
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。



バランスのとれたポートフォリオ

世界**20**数カ国、約**70**プロジェクト

石油・天然ガスのネット生産量日量(原油換算)

2017年4月～
2018年3月の平均日量

45万バレル

原油・天然ガスの埋蔵量(原油換算)

2018年3月末、確認埋蔵量及び
推定埋蔵量の合計

53億バレル

オーストラリア イクシスLNGプロジェクト
(2018年7月に生産井からのガス生産開始)

▶LNG年間生産量

約**890**万トンの予定

アラブ首長国連邦アブダビ 油田プロジェクト

**豊富な埋蔵量と
中長期的な生産量拡大**

グローバル ガスバリューチェーン

日本では約1,500kmの天然ガスパイプラインネットワークの活用により、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います。

国内天然ガス

▶販売量

2017年4月～
2018年3月の販売量

21.2億m³

国内パイプラインネットワーク

約1,500km

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

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ていきます。
なお、気候変動対応を見据え、当社はポジションペーパー
「気候変動対応の基本方針」を公表しています。

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

ポジションペーパー
「気候変動対応の基本方針」の公表

(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

持続可能な社会にとってかけがえのない エネルギーのリーディングカンパニーとなるために 新たな体制のもと、尽力いたします。

当社は2012年5月に、豪州イクシスLNGプロジェクトの生産開始に向けた具体的取り組みと、その後の成長を見据えた「INPEX中長期ビジョン」を策定し、これに沿って事業を着実に進めてまいりました。そして今、当社には引き続き世界のエネルギー需要に応えることが求められる一方で、長期的な事業環境は、気候変動への対応や低炭素社会への移行へ向けて、大きく変化しています。

こうした状況を踏まえ、本年5月には、新たに2040年までの当社の長期的な展望「ビジョン 2040 -エネルギーの未来に応える-」を策定し、その中で「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」を事業目標として掲げました。いずれの分野においても事業活動での低炭素化を図りつつ、2040年に向けて事業環境の変化に柔軟に対応できるポートフォリオを持つことで、持続的な企業価値の向上を図る方針です。そして、本ビジョンの達成に向けた2018年度からの「中期経営計画 2018-2022 -Growth & Value Creation-」で、新たな経営目標や事業目標を定め、その達成に向けて事業基盤の整備等の施策を推し進めています。

マネジメント体制においても、本年6月に、前社長の北村俊昭が代表取締役会長に、前副社長の上田隆之が代表取締役社長に就任し、経営体制を新たにしました。

当社は、今後もエネルギーの開発・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という経営理念のもと、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てまいります。新体制のもと、当社グループの発展と持続的成長のために尽力してまいりますので、今後ともご支援を賜りますよう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

“エネルギーの未来に応える”
リーディングエネルギーカンパニーを目指して
成長していきます。

代表取締役社長

上田 隆之

本年6月に代表取締役社長に就任した上田です。まず2018年3月期並びに2012年5月発表の中長期ビジョンに沿ったこれまでの取り組みを振り返り、その後、本年5月に公表した「ビジョン2040 - エネルギーの未来に答える-」及び「中期経営計画 2018-2022 -Growth & Value Creation-」をご説明することで、成長目標の実現に向けて当社が目指す方向性をお示いたします。

2018年3月期(当期)の振り返り

グローバルな事業環境を見ると、中長期的には世界の間層人口が拡大し、また新興国を中心に経済成長が続くこと等により、一次エネルギーの需要は持続的に増加していきます。その中でも、石油の需要は今後も堅調とされていますが、それ以上に大幅な需要増が長期的視点で見込まれているのが、CO₂の排出が他の化石燃料より比較的少ない天然ガスと、環境負荷が小さい再生可能エネルギーです。

また日本では、安定的なエネルギー供給と石油・天然ガスの自主開発比率の向上が課題となっており、政府が掲げた2030年度での目標40%以上に、現状の自主開発比率は30%未満にとどまっています。2015年に採択されたパリ協定では世界共通の長期目標として、平均気温上昇の抑制にかかる目標が設定され、温室効果ガスの削減と低炭素社会の実現に向けて、国際社会全体で積極的に取り組むことが求められています。

そうした中での2018年3月期の外部環境を振り返ると、当社が指標とするブレント原油の価格は、2017年6月初旬に1バレル44米ドル後半まで値を下げたものの、以降供給過剰懸念の緩和等から一転して上昇に転じ、70米ドル程度の水準で当期を終えました。その結果、ブレント原油価格の年間平均は1バレル57米ドル85セントと、前期比16.0%の上昇となりました。外国為替は、期初に111円台で始まった対米ドルレートがその後年末まではほぼ横ばいで推移し、2018年に入ってから急激に円高が進行、期末には106円27銭となりました。その結果、対米ドルレートの年間平均は110円86銭と前期から2円48銭、2.3%の円安となりました。

こうした外部環境の変化を受け、当期の売上高は前期比6.8%増の9,337億円、営業利益は同6.2%増の3,573億円、経常利益は同16.0%増の

3,872億円となりました。一方で、親会社株主に帰属する当期純利益については、一部プロジェクトで減損損失を計上したこと等から同12.6%減益の403億円となりました。

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7.1万バレル減少の日量45.0万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5.6億バレル増加の約38.6億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53.0億バレル)。

中長期ビジョンに沿った これまでの取り組みとその成果

本年5月に新たに策定した「ビジョン2040」及び「中期経営計画2018-2022」の概略をご説明する前に、これまでの当社の取り組みを振り返りたいと思います。これまで当社は、2012年5月に策定した「中長期ビジョン」に沿って、「上流事業の持続的拡大」、「ガスサプライチェーンの強化」、「再生可能エネルギーへの取り組み強化」の3つを、以下のように推し進めてきました。

まず、「上流事業の持続的拡大」については、主にオーストラリアのイクシスLNGプロジェクトをしっかりと立ち上げ、軌道に乗せるべく進めてきました。本プロジェクトは、当社のみならず、日本のLNG供給にとっても非常に重要なプロジェクトです。イクシスLNGプロジェクトは、本年7月に、電気機器の追加確認作業を含めた最終的な安全確認作業が完了し、生産井からのガス生産を開始しました。

生産開始後のOPEX(操業費)については、コスト削減努力などにより、ピーク生産時で、当社全体の足元の原油換算1バレル当たりの生産コストと同水

社長メッセージ

準になる見込みです。このことから、当社既存の生産プロジェクトと比較しても競争力のある水準となる見通しです。

また、イクシス周辺のポテンシャルの高さにも注目し、積極的にこのエリアで探鉱鉦区を取得し、探鉱作業を進めています。すでに発見された複数のガス構造について今後さらなる評価作業を続け、事業化の検討までまだ時間を要しますが、長期的にイクシスの生産操業を続けていく当社にとっては、周辺のガスの開発・生産に対してもさまざまなシナジーが期待できるため、引き続き前向きに検討を進めていきます。

もう一つの大規模プロジェクトが、インドネシアのアバディLNGプロジェクトです。こちらは、2016年4月にインドネシア政府当局から陸上LNGによる開発計画の再検討を求められましたが、これまで政府当局との間で建設的な協議を進め、本年3月には年産950万トン規模を想定する陸上LNGの概念設計(Pre-FEED)作業を開始しました。昨年6月にインドネシア政府から“National Strategic Project(国家戦略プロジェクト)”の認定を受けた後、同年9月にはさらに“Priority Infrastructure Project(優先インフラプロジェクト)”にも認定されており、今後、本プロジェクトに関する各種許認可プロセスが加速化することが期待されます。また、今後イクシスLNGプ

ロジェクトにおける操業実績を積み上げていくことで、さまざまなステークホルダーから主要LNGプレイヤーとしての信頼を獲得し、その経験をさらにアバディLNGプロジェクトにも活かしていきたいと考えています。

もう一つ、大きな成果だと認識していることに、アラブ首長国連邦アブダビ首長国との間で長年取り組んできた権益取得や権益延長交渉があります。本年2月には、アブダビ沖合に位置する下部ザクム油田の本年3月以降40年間の利権契約を締結し、権益の10%を取得しましたが、多数の世界的なエネルギー企業との競争の中、この旧ADMA鉦区内で最大級の油田の一つである下部ザクム油田の10%の権益を取得できたことは大きな成果だと考えています。また、アブダビ沖合に位置するサター油田及びウムアダルク油田でも、40%の権益比率で利権期限の25年間延長が決定しており、同国において、当社の生産量は中長期的に拡大していく見込みです。さらに、本年4月には、アブダビ国営石油会社(ADNOC)から下部ザクム油田のアセットリーダーに任命されました。石油メジャー以外の石油会社が同国海上の巨大油田のアセットリーダーに任命されるのは今回が初めてのことで、今後、当社の人材・技術を同油田の開発・生産事業に重点的に投



イクシスLNGプロジェクト 陸上ガス液化プラント



“日本のLNG供給にとって非常に重要な、豪州イクシスLNGプロジェクトから生産を開始しました”

入し、開発・生産に関する助言をしていくとともに、同油田のオペレーターADNOC Offshoreと緊密に連携することで、生産目標の達成や最適な増進回収技術の検討、開発・生産コストの削減、ADNOC Offshoreへの技術移転などに取り組んでいく予定です。今後、こうした人材・技術面でのサービス提供は重要性を増すと見ており、しっかりと対応していきます。

2つ目の「ガスサプライチェーンの強化」については、2012年4月に着手した約100kmに及ぶ富山ラインの建設工事が2016年6月に完了し、当社の国内パイプラインネットワークの総延長は約1,500kmとなりました。富山ライン沿線の需要開拓を進め、ガス火力発電所向けの燃料供給量が増加したことで、2018年3月期の天然ガス販売量は21.2億 m^3 と、前期から約11%拡大しました。また、2017年4月のガス小売全面自由化の開始を契機とした事業環境の変化に対して、当社として機動的かつ的確に対応することを重点的取り組みとし、国内ガス事業の一層の強化を目的に、昨年、国内ガス事業に関連する組織の再編を実施しました。新たな組織体制のもとで、イクシスLNGプロジェクト等当社が海外で開発する天然ガスソースと国内天然ガス事業のインフラを有機的に結び付ける取り組みを引き続き進めています。

3つ目の「再生可能エネルギーへの取り組み強化」に関しては、インドネシア・スマトラ島のサルーラ地区で進めている地熱発電事業において、本年5月に第3号機が商業運転を開始しました。昨年商業運

転を開始した第1号機、第2号機とあわせて3ユニット合計での総出力は約330MWとなります。サルーラ地熱発電事業は単一開発契約の地熱発電所としては世界最大規模であり、発電された電力は全量、インドネシア国営電力公社へ30年にわたり売電する予定です。地熱発電の事業化については、国内でも北海道、秋田県にて調査を継続しており、再生可能エネルギーへの取り組みは今後も積極的に行っていく予定です。

成長目標の実現に向けて—— ビジョン2040と中期経営計画2018-2022

本年5月、「ビジョン 2040 -エネルギーの未来に込める-」と「中期経営計画 2018-2022 -Growth & Value Creation-」を発表しました。新社長としての私の最大の使命は、このビジョンと中期経営計画を、絵に描いた餅にせず、着実に進めていくことに尽きると考えています。当社を取り巻く環境は大きく変化しています。国際的には、シェールオイルやシェールガスは国際エネルギー市場の構造を大きく変えつつあり、LNG市場の自由化も進展しています。日本国内では、電力・ガス市場の自由化の中で、既存のエネルギー事業者が地域を超えて相互参入を行ったり、新規事業者が参入してきたりと、エネルギー産業をめぐる構図が激変しつつあります。こうした国内外の電力・ガス・LNG市場においてさまざまな意味での「自由化」が進む中、ビジョンと中期経営計画で

社長メッセージ

策定した施策を遂行していくには、これまで以上にマーケット目線が重要だと考えています。マーケット目線とは、すなわちマーケットが必要とするものをマーケットが求める価格・適切なタイミングで供給していくことです。

「ビジョン 2040」では、世界のエネルギー需要、特に天然ガス・再生可能エネルギー需要の持続的な増加や、日本の石油・天然ガスの自主開発比率向上という課題、そして気候変動対応への積極的な取り組み等のエネルギーを取り巻く環境を踏まえ、①石油・天然ガス上流事業の持続的成長、②グローバルガスバリューチェーンの構築、③再生可能エネルギーの取り組みの強化の3つの事業目標を設定しました。

事業目標の1つ目、コアビジネスである石油・天然ガス上流事業では、長期的にはネット生産量日量100万バレルを展望しつつ、埋蔵量の持続的拡大を図り、純利益や営業キャッシュフローを大幅に拡大して資本効率性を向上させることで、生産量・埋蔵量・収益力・技術力等において、国際大手石油会

社のトップ10を目指していきます。

2つ目の天然ガスの開発・供給に関しては、これまで国内主体であったガスサプライチェーンをさらに発展させ、グローバルガスバリューチェーンの構築を図ります。そして、イクシス・アバディ等の当社天然ガスプロジェクトの価値を最大化し、アジア・オセアニアを中心とした地域でのガス開発・供給の主要プレイヤーとなることを目指します。

気候変動対応を見据えた3つ目の再生可能エネルギーの分野では、当社上流事業とシナジーの高い地熱発電事業を引き続き推進するとともに、風力発電事業への参入・拡大を図り、当社収益への寄与を意識しつつ、長期的には当社ポートフォリオの1割がこれら再生可能エネルギー事業となることを目指しています。

「中期経営計画 2018-2022」では、「ビジョン 2040」の達成に向けた2018～2022年度の具体的な目標や取り組みを策定しています。具体的には、探鉱前営業キャッシュフロー（5年間：約2.5兆円）により得られた資金を、(1)有利子負債削減、(2)株

2040年に向けての目標



主還元、(3)成長投資(同約1.7兆円:うち約3割は探鉱投資を含む新規案件への投資)の優先順位で配分していくことを基本方針としています。投資に当たっては、量だけでなく、経済性或戦略性を重視しながら慎重に投資判断を行い、投資基準としては、引き続き上流事業ではIRR2桁%以上を目途としていきます。

具体的な事業目標として、石油・天然ガス上流事業の持続的成長において、2022年度にネット生産量日量70万バレル、期間中のリザーブリプレースメントレシオ(3年平均)100%以上維持、1バレル当たり生産コスト5米ドルへ向けた削減を定量目標として掲げています。グローバルガスバリューチェーンの構築においては、国内ガス供給量年間25億m³達成を目指し、また、アバディの最終投資決定に向けたマーケティングを継続するとともに、アジアにおける中下流事業への参画を通じてガス需要の開拓にも取り組んでいきます。さらに再生可能エネルギーの取り組みの強化においては、国内外の地熱発電事業を推進するとともに、風力発電事業への参入等を積極的に進めていきます。

これらの取り組みを通じて、2022年度に売上高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、ROE5%以上の経営目標の達成を目指します。(制度会計ベース、ブレント油価60米ドル/バレル、為替110円/米ドル前提)

また、事業目標達成に向けては、事業基盤の整備が欠かせません。当社は、これまで以上にCSR経営の実践に力を入れ、ガバナンスやコンプライアンス、地域社会での取り組みはもちろん、気候変動対応やHSE、組織・人材、技術力の強化にも注力していきます。

気候変動への対応については、低炭素社会へ積極的に対応できるガバナンス体制の強化と業務執行体制の整備を進め、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り組みを進めていきます。リスク評価においても、プロジェクト対象国がカーボンプライス政策を将来導入することを想定して、経済性評価におけるリスク評価手法としてインターナルカーボンプライスの適用を開始していますが、同プライスを経済性評価に織り込むことで、CO₂排出量を投資判断の材料としています。

HSEについては、これまで、現場のHSE管理能力が当社の競争力との認識のもとでHSE活動に取り組んできましたが、今後もゼロ災の達成と、重大災害防止のためのHSEリスク管理を徹底すると同時に、環境負荷低減につながる環境管理を強化していきます。

組織・人材の強化については、ダイバーシティやワークライフバランスに配慮し、多様性に富んだ人材が自主性を発揮し使命感を持って活躍できる会社づくりを引き続き推進していきます。

中期経営計画期間(5年間)の資金配分額*1

(油価60ドル/バレル、為替110円/米ドル前提)

<p>探鉱前営業 キャッシュフロー 2兆5,000億円</p> <p>その他収入*2</p> <p>収入</p>	<p>③ 成長投資 1兆7,000億円</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 石油・天然ガス上流事業、グローバルガスバリューチェーン、再生可能エネルギーの3分野合計で1兆7,000億円程度 ● 探鉱投資を含む新規案件への投資が約3割 ● 油価及びイクシスLNGプロジェクトのランプアップや安定生産の状況を見つつ、量だけでなく質や戦略性も重視し、慎重に投資を判断
	<p>② 株主還元</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 株主還元を強化
	<p>① 有利子負債削減</p> <p>支出</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● イクシスプロジェクトファイナンスなどの返済を進めることで有利子負債を着実に削減

*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

社長メッセージ

最後に、株主還元方針については、2018年度は、イクスLNGプロジェクトの生産及び出荷後、記念配当(1株当たり6円)を実施する方針です。中期経営計画期間中は、1株当たりの年間配当金が、2017年度実績の年間配当金18円に上記の記念

配当を加えた金額(1株当たり24円)を下回らないよう安定的な配当を基本とし、配当性向は30%以上として、業績の成長に応じて段階的に株主還元を強化していきます。

中期経営計画における事業の主な取り組み

<p>1 石油・天然ガス上流事業の持続的成長</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 主な石油・天然ガス上流事業 …… ▶ コアエリア …… ▶ 優先探鉱エリア …… 	<p>2 グローバルガスバリューチェーンの構築</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 国内ガス供給量25億m³達成 ▶ アバディのマーケティング、アジア圏のガス需要創出等 	<p>3 再生可能エネルギーの取り組み強化</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ 地熱発電事業の推進 ▶ 再生可能エネルギー関連技術の研究・開発強化
--	---	---

上流事業における2022年度に向けた事業目標

ネット生産量	2022年度に日量70万バレル*1
RRR*2(3年平均)	期間中100%以上を維持
1バレル当たり生産コスト*3	5ドル/バレルへ向けて削減

*1 原油換算(以下同)
*2 Reserve Replacement Ratio=期中の確認埋蔵量増加分/期中生産量
*3 ロイヤルティを除く

中期経営計画における経営目標

(油価60ドル/バレル、為替110円/米ドル前提)

	2022年度目標	2017年度実績(参考)
売上高	1兆3,000億円程度	9,337億円
親会社株主に帰属する当期純利益	1,500億円程度	403億円
営業キャッシュフロー	4,500億円程度	2,785億円
株主資本利益率(ROE)	5%以上	1.4%

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

注: 原油価格はブレント原油1バレル、為替前提は1米ドルあたりの数値。各指標は制度会計ベース。原油価格・為替レートのセンシビティは、2022年度の連結親会社株主に帰属する当期純利益に対し、油価1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。

持続的な企業価値向上に向けて

さらなる持続的な企業価値向上に向けて、コーポレートガバナンス体制の強化も引き続き図っていきます。すでに、女性の独立社外取締役を選任するなど、取締役会の多様性は進展が見られていますが、ビジョンや中期経営計画等の経営戦略・経営計画に関しても、取締役会並びにそこに至るまでの社内議論に加え、経営諮問委員会でも戦略の合理性や実現度について活発な議論を行うなど、戦略の立案・実行などの重要な課題を多面的に検討する体制が定着してきています。

当社は今年、旧国際石油開発と旧帝国石油の経営統合から10年の節目を迎えます。国内事業に強みがあり操業経験が豊富な旧帝国石油と、インドネシアやアラブ首長国連邦における優良な海外アセットを有する旧国際石油開発が統合したことで生まれたシナジーを活かし当社はこの10年間で大きな成長を遂げてきたと思います。しかし、「ビジョン 2040」に掲げる「国際大

手石油会社のトップ10」にふさわしい水準となるには、量的な部分だけではなく、技術力、資金力、収益力、マネジメント力等の質的な部分においてもチャレンジャーとして、さらに成長し続けていかなければなりません。また、グローバルでの当社認知度を向上させていくためにも、技術セミナーやシンポジウム等の機会は積極的に活用し、当社の考えを発信していくことで、より「顔の見える会社」になっていく必要もあると思います。さまざまな国籍・バックグラウンドの社員が想いを共有できる、誇るべき企業文化を大切にしながら、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へと成長していきます。新経営体制のもと、長期ビジョンを見据え、そのロードマップとしての中期経営計画の着実な進捗に全力で取り組んでいきますので、皆様方より引き続きご支援をいただけますよう、よろしくお願い申し上げます。

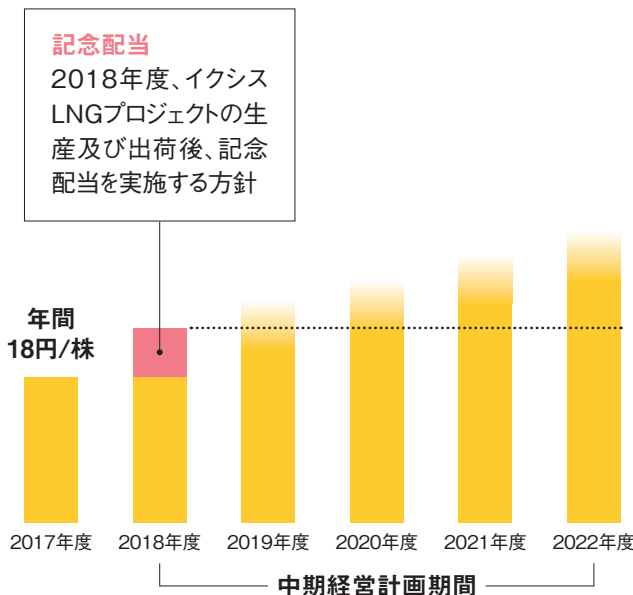
2018年7月 代表取締役社長

上田隆之

中期経営計画期間中の還元方針

- ▶ 1株当たり年間配当金が18円に下記の記念配当を加えた金額を下回らないよう、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て、株主還元を強化

配当性向30%以上



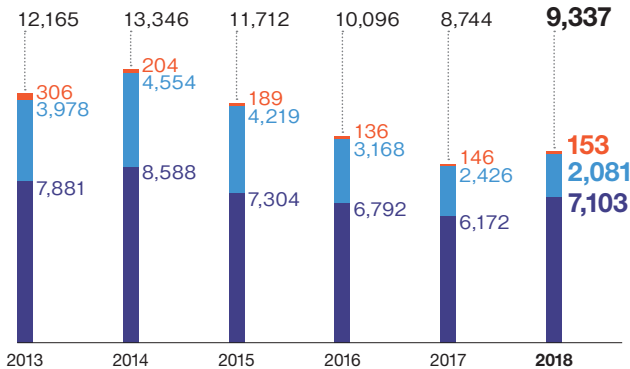
財務・事業ハイライト (過去5年間との比較グラフ)

3月31日終了の連結会計年度 主な指標の注記はP.53参照

収益性指標

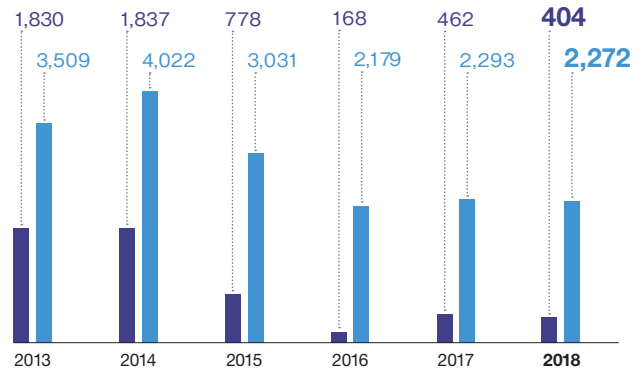
売上高(製品別)

■ 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)

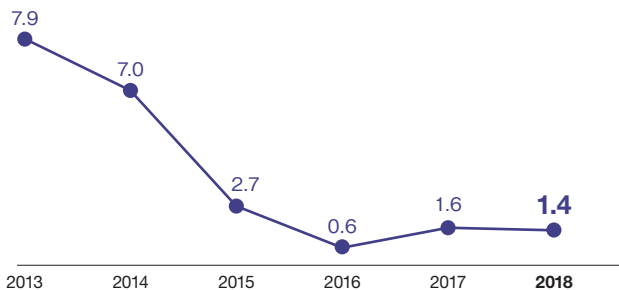
■ 親会社株主に帰属する当期純利益 ■ EBIDAX (億円)



効率性指標

株主資本利益率(ROE)

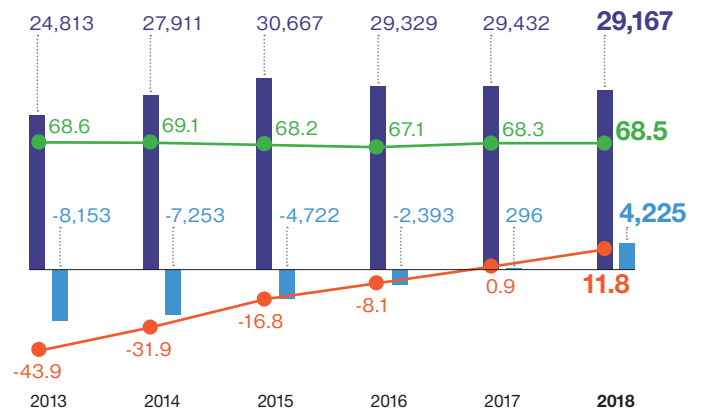
● ROE (%)



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

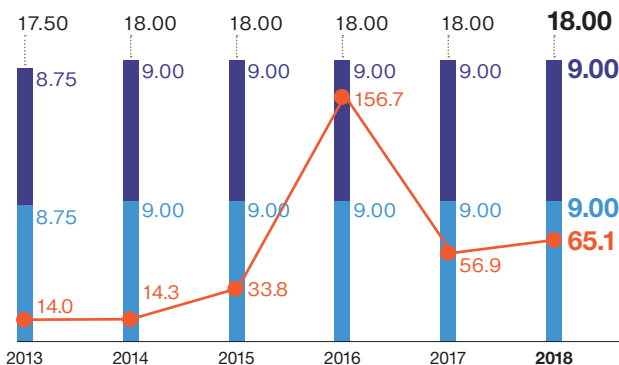
■ 自己資本 ■ 純有利子負債 (億円)
● 自己資本比率 ● 純有利子負債／純使用総資本 (%)



投資指標

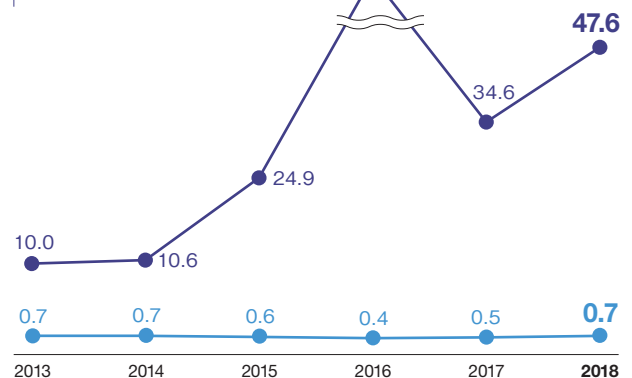
1株当たり配当額、配当性向

■ 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)

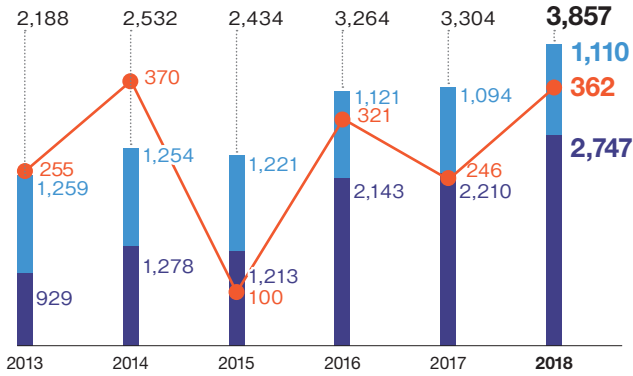


※2013年10月1日を効力発生日として普通株式1株につき400株の割合で株式分割を行っています。
各連結会計年度の1株当たり配当額は、当該株式分割の影響を考慮した遡及修正後の金額となっています。

埋蔵量・生産量指標

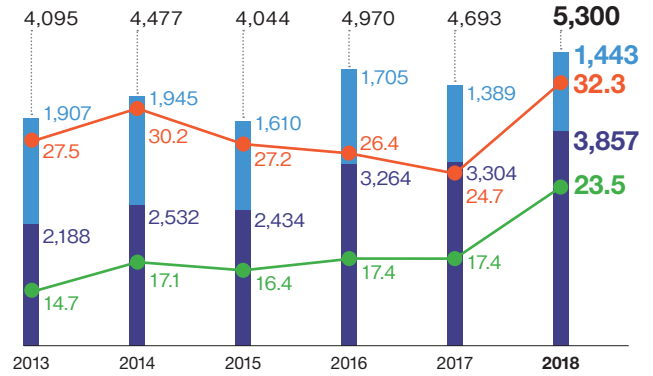
確認埋蔵量(製品別)、リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均)

■ 原油 ■ 天然ガス (百万バレル(原油換算))
● リザーブ・リプレースメント・レシオ(3年平均) (%)



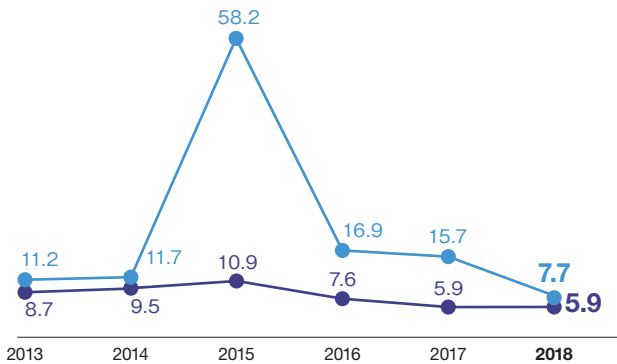
確認・推定埋蔵量、可採年数

■ 確認埋蔵量 ■ 推定埋蔵量 (百万バレル(原油換算))
● 確認+推定埋蔵量の可採年数 ● 確認埋蔵量の可採年数 (年)



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)

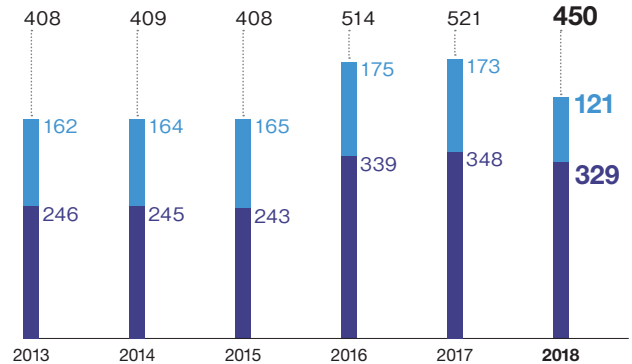
● 原油換算1バレル当たりの生産コスト(ロイヤルティ除く)
● 原油換算1バレル当たりの探鉱・開発費(3年平均)



※ロイヤルティの見直しに伴い、2013年3月期以降、2017年3月期までの生産コストを修正

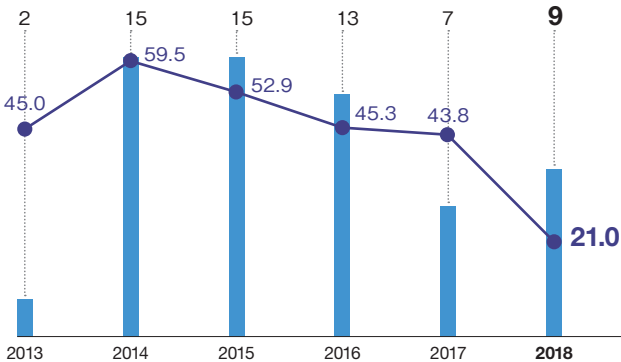
ネット生産量(製品別、原油換算)

■ 原油 ■ 天然ガス (千バレル/日)



試探掘成功率(3年平均)、試探掘井(坑)数

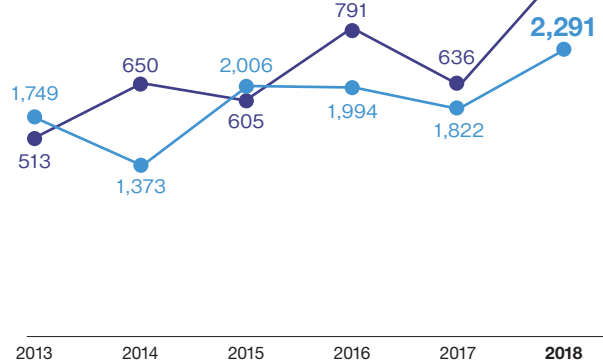
● 試探掘成功率(3年平均) (%)
■ 試探掘井(坑)数(坑)



環境

水資源使用量、温室効果ガス排出量

● 水資源使用量 (千m³)
● 温室効果ガス排出量 (千トン-CO₂)



石油・天然ガス開発のしくみ



鉱区の取得

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

契約の調印式

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（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言われています。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。



生産

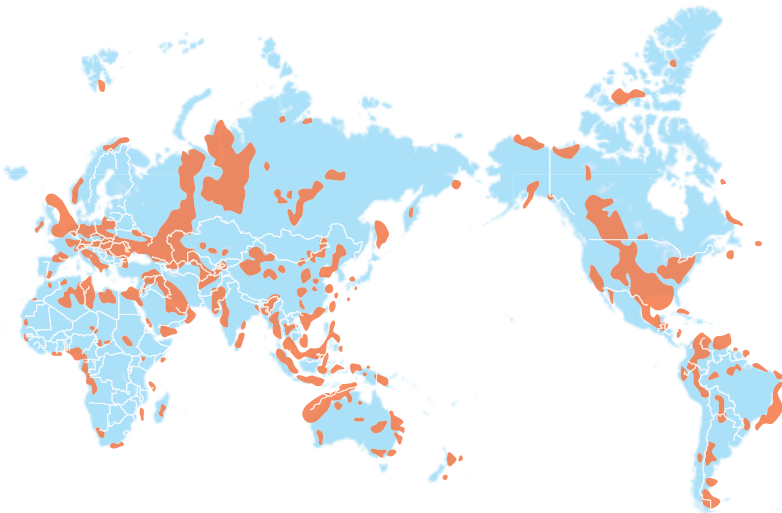
採り出した石油・天然ガスを精製・処理します。天然ガスは、油分や不純物（炭酸ガス・水分など）を分離・除去し、製品として利用できる天然ガスとして送り出します。

LNGタンカー

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

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

評価井の掘削

開発

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

LNGプラント

生産井の掘削(イメージ)



イクシスLNGプロジェクト 2018年7月、生産開始。

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オーストラリアのイクシスLNGプロジェクトは、本年7月、最終的な安全確認作業が完了し、生産井からのガス生産を開始しました。

1998年の鉱区取得以降、約20年の歳月をかけて、プロジェクトパートナー、コントラクター、地域コミュニティ、オーストラリア政府関係者やプロジェクト関係者などの理解と協力を得ながら、生産開始に向け本プロジェクトを推進してきました。

年間LNG生産量は約890万トン（予定）であり、40年という長期にわたって稼働が見込まれる世界的にも大規模なLNGプロジェクトです。当社は引き続き、さまざまなステークホルダーの協力や支援を得ながら、本プロジェクトの成功に向けて引き続きまい進していきます。

イクシスガス・コンデンセート田

ダーウィン

オーストラリア

ハース

PROFITABLE

長期にわたるイクシスLNGプロジェクトの収益貢献

当社は、安定的に石油・天然ガスを生産・供給すること、及び生産活動により得られるキャッシュ・フローの再投資などによって新規の埋蔵量を獲得し、次の生産収入に結びつく油・ガス田の発見・開発に努めるというビジネスモデルを通じて、企業としての持続的成長を図っています。

イクシスLNGプロジェクトの生産期間は40年にわたる見込みであり、日本のLNG輸入量の1割強に相当する年間約890万トン（予定）のLNGを生産し、当社が中期経営計画2018-2022において2022年度の定量目標の一つとして掲げる当社全体のネット生産量日量70万バレル（原油換算）達成にも大きく貢献する見込みです。

1 販売による収益の計上

イクシスLNGプロジェクトからの生産物のうち、LNG年産840万トン分及びLPG当社権益全量等の売買契約を締結済み。2022年度までの今後5年間の探鉱前営業キャッシュフローは当社全体で約2兆5,000億円を見込み、その過半はイクシスLNGプロジェクトからの貢献を想定。

2 成長に向けた投資

2022年度までの今後5年間の探鉱前営業キャッシュフロー約2兆5,000億円（当社全体）のうち、1兆7,000億円程度を今後5年間の当社全体の成長投資に配分する方針（うち約3割は探鉱投資を含む新規案件への投資）。

生産開始以降、約40年にわたる収益貢献

4 生産量の拡大

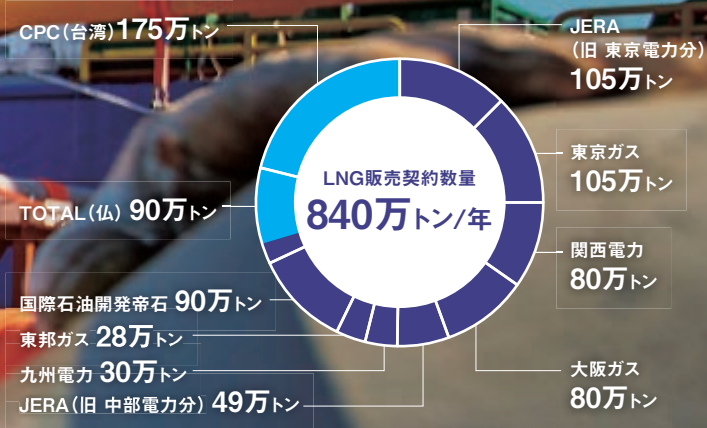
イクシスLNGプロジェクトの貢献などにより、当社全体のネット生産量については、2017年度の日量約45万バレル（原油換算）から2022年度には日量約70万バレルを目指し、長期的には日量100万バレルを展望。

3 埋蔵量の増加

企業価値の源泉である埋蔵量は、確認+推定埋蔵量が当社全体で約53.0億バレル（原油換算）、さらに推定埋蔵量に含まれない豊富な予想埋蔵量、条件付資源量も保有し、中長期的な確認・推定埋蔵量の拡大を見込む。



□ LNGの約7割が日本買主向け



PROJECT OVERVIEW

イクシスLNGプロジェクト概要

生産量(予定)	LNG年間約890万トン LPG年間約165万トン コンデンセート日量約10万バレル(ピーク)
ガス層深度	約4,000m~4,500m
沖合生産施設	沖合生産・処理施設(GPF)、沖合生産・貯油出荷施設(FPSO)、海底生産システム(SPS)、フローライン、フレキシブルライザーなど
ガス輸送パイプライン	沖合生産施設から陸上ガス液化プラントにガスを輸送する約890kmの42インチパイプライン
陸上ガス液化プラント	コンデンセート・LNG・LPGを生産、貯蔵、出荷
マーケティング	LNG: 年産840万トン分の売買契約締結済 LPG: 当社権益全量等の売買契約締結済
主要許認可	環境、ガス輸送パイプラインのライセンス、生産ライセンス等すべて取得済
プロジェクトファイナンス	2012年12月、総額200億米ドルのプロジェクトファイナンスにかかる融資関連契約に調印

主要EPC請負業者

上流事業

- ▶ 沖合生産・処理施設(CPF)
Samsung Heavy Industries(韓)
- ▶ 沖合生産・貯油出荷施設(FPSO)
Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering(韓)
- ▶ 海底生産システム(SPS)
GE Oil & Gas(米)
- ▶ フローライン、フレキシブルライザーなどの接続作業等
McDermott(米)

下流事業

- ▶ 陸上LNGプラント
日揮(日)、千代田化工(日)、KBR(米)の企業連合
- ▶ ガス輸送パイプライン(GEP)
Saipem(伊)、三井物産(日)、住友商事(日)、メタルワン(日)

VALUE CREATION

ステークホルダーとの価値協創

INPEXは、鉱区取得から生産・販売にいたる石油・ガス開発のバリューチェーンの中で、さまざまなステークホルダーと関わり合いながら価値を創出し、イクシスLNGプロジェクトでは、オペレーターとしてパートナーとともに地域・社会・環境への取り組みを通じた価値協創を進めています。



日本への安全・着実なLNG供給
アジアの天然ガス市場の拡大
LNGの機動的な調達

<p>資源</p> <p>高度な専門知識と最先端技術が鉱区の発見に貢献</p>	<p>地域社会</p> <p>操業地域社会との信頼関係の構築</p>	<p>環境保全</p> <p>環境負荷低減に向けた継続的な取り組みの推進</p>
<p>産油・産ガス国</p> <p>豪州政府との長期にわたる相互信頼関係の構築</p>	<p>コントラクター</p> <p>グローバルに展開するEPCコントラクターの確保</p>	<p>パートナー</p> <p>石油メジャーとのパートナーシップがプロジェクト推進を加速</p>

アブダビ油田プロジェクト 長年にわたる 権益取得・延長交渉とその成果。

当社は、1973年からアラブ首長国連邦アブダビ沖合にて、海上油田の原油開発・生産事業に参画しています。

本年2月に海上の下部ザクム油田の40年間の利権を新たに取得し、またこれまで保有していたサター油田・ウムアダルク油田の利権を25年間延長しました。

これにより、2014年及び2017年に延長合意した上部ザクム油田や2015年に権益を取得したアブダビ陸上鉱区を含め、当社が長年にわたり取り組んできた一連の権益取得・延長交渉は完了しました。豊富な埋蔵量と高いコスト競争力等も背景として、今後、当社の同国における生産量は中長期的に拡大していく見込みです。

上部ザクム油田については、現在、原油生産能力を日量100万バレルに引き上げるべく、開発作業を進めています。また、下部ザクム油田については、本年4月にアブダビ国営石油会社(ADNOC)よりアセッテリーダーに任命され、同油田の原油生産能力を日量45万バレルと引き上げるべく、ADNOC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。

また、アブダビ陸上鉱区は15の主要な油田から構成される世界でも有数の巨大油田群であり、現在、原油生産能力を日量180万バレルへと引き上げるべく、開発作業を進めています。

アブダビ油田プロジェクトのトピックス

1970

1973

ジャパン石油開発
(JODCO) 設立

1978

上部ザクム油田の探鉱
開発のためアブダビ国営
石油会社(ADNOC)と共
同開発協定に調印
ウムアダルク構造の探鉱
開発のためADNOCと共
同開発協定に調印

1980

1980

サター構造などに関する共同開
発協定をADNOCと締結

1982

上部ザクム油田より生産開始

1985

ウムアダルク油田より生産開始

1987

サター油田より生産開始

2010

2014

上部ザクム油田の権益を
2041年まで延長



上部ザクム油田

2015

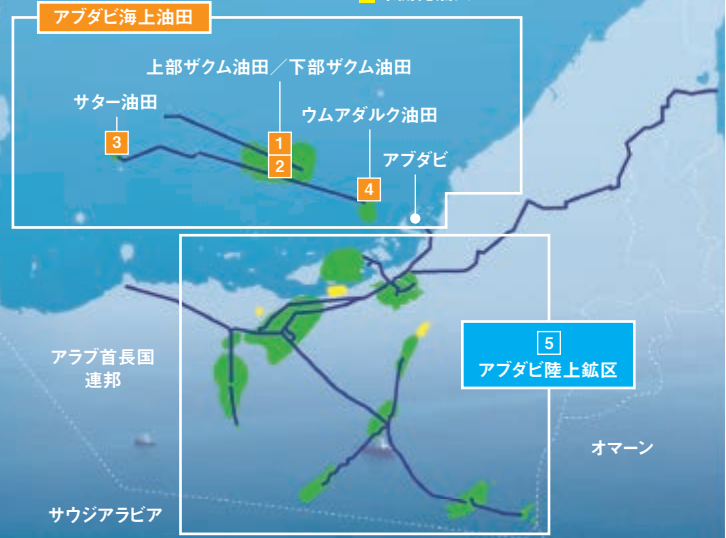
アブダビ陸上鉱区の権益
を取得(2054年まで)



陸上鉱区

アブダビ油田プロジェクト概要

■ 生産油田 ■ 原油パイプライン
■ 未開発油田



海上油田

陸上油田

1 上部ザクム油田

権益期限 2051年12月31日

参加権益比率 ジャパン石油開発(当社100%出資子会社) 12%、ADNOC 60%、ExxonMobil 28%

目標生産能力 日量約100万バレル

2 下部ザクム油田

権益期限 2058年3月8日

参加権益比率 JODCO Lower Zakum Limited(当社 100%出資子会社) 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%

目標生産能力 日量約45万バレル

アセットリーダー 当社は下部ザクム油田のアセットリーダーとして、当社の人材及び技術を重点的に投入し、オペレーターの開発、生産操業を支援

3 サター油田

権益期限 2043年3月8日

参加権益比率 ジャパン石油開発(当社 100%出資子会社) 40%、ADNOC 60%

目標生産能力 日量約2.5万バレル(サター油田)
日量約2万バレル(ウムアダルク油田)

4 ウムアダルク油田

5 アブダビ陸上鉱区

権益期限 2054年12月31日

参加権益比率 JODCO Onshore Limited(当社 51%出資子会社) 5%、ADNOC 60%、TOTAL 10%、BP 10%、CNPC 8%、CEFC 4%、GS Energy 3%

目標生産能力 日量約180万バレル

2017

上部ザクム油田の生産能力引き上げ及び権益期限を2051年まで再延長

2018

下部ザクム油田の権益を取得(2058年まで)、サター油田・ウムアダルク油田の権益を2043年まで延長



「調印式」(ADNOC提供)

2018

アブダビにおける石油開発・生産事業の技術的課題の解決に向けた取り組みなどが評価され、アブダビ国営石油会社(ADNOC)より下部ザクム油田のアセットリーダーに任命



「日-UAEビジネスフォーラム」(JETRO提供)

地域セグメント一覧

ユーラシア

展開国数	5	プロジェクト数合計	8
生産中プロジェクト	4	開発中プロジェクト	0
開発準備作業中プロジェクト	0	探鉱中プロジェクト	3
その他プロジェクト	1		

2018年3月期

売上高 (百万円)	88,597
営業利益 (百万円)	21,396
確認埋蔵量 (百万バレル(原油換算))	271
ネット生産量 (千バレル/日(原油換算))	45

詳しくは ▶ P.32 へ

オスロ事務所
(ノルウェー)

ロンドン事務所
(イギリス)

アスタナ事務所
(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

展開国数	5	プロジェクト数合計	40
生産中プロジェクト	11	開発中プロジェクト	2
開発準備作業中プロジェクト	1	探鉱中プロジェクト	26

詳しくは ▶ P.26 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)

中東・アフリカ

展開国数	5	プロジェクト数合計	9
生産中プロジェクト	7	開発中プロジェクト	0
開発準備作業中プロジェクト	0	探鉱中プロジェクト	2

詳しくは ▶ P.34 へ

2018年3月期

売上高 (百万円)	565,244
営業利益 (百万円)	305,056
確認埋蔵量 (百万バレル(原油換算))	2,293
ネット生産量 (千バレル/日(原油換算))	257

パース事務所
(オーストラリア)

世界20数カ国で、 約70のプロジェクトを推進

日本

- 南長岡ガス田
- 直江津LNG基地
- 天然ガスパイプラインネットワーク (約1,500km) など

詳しくは ▶ P.38 へ

2018年3月期

売上高 (百万円)	120,060
営業利益 (百万円)	25,256
確認埋蔵量 (百万バレル(原油換算))	166
ネット生産量 (千バレル/日(原油換算))	31

カルガリー事務所
(カナダ)

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)

2018年3月期

売上高 (百万円)	148,837
営業利益 (百万円)	28,405
確認埋蔵量 (百万バレル(原油換算))	1,119
ネット生産量 (千バレル/日(原油換算))	91

米州

展開国数	6	プロジェクト数 合計	15
生産中 プロジェクト	9	開発中 プロジェクト	0
開発準備作業中 プロジェクト	1	探鉱中 プロジェクト	5

詳しくは ▶ P.36 へ

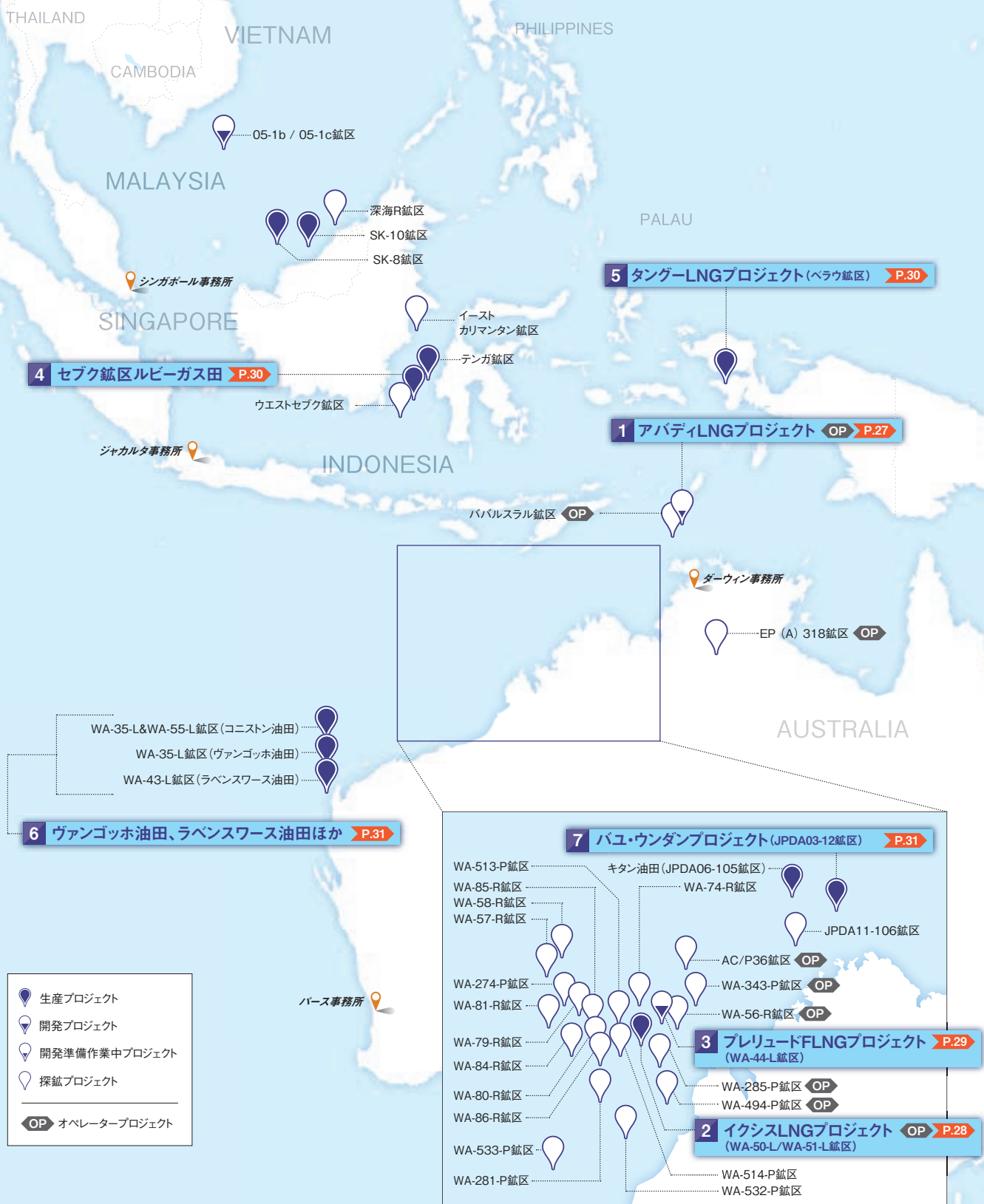
2018年3月期

売上高 (百万円)	10,964
営業損失 (百万円)	10,656
確認埋蔵量 (百万バレル(原油換算))	9
ネット生産量 (千バレル/日(原油換算))	25

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30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

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

2010年12月に、LNG年産250万トンフローティングLNG (FLNG) 方式で開発する第一次開発計画(POD-1)がインドネシア政府より承認され、その後、2012年11月から2014年11月にかけて海底生産施設及び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、インドネシア政府との経済性確保を含めた建設的な協議結果を踏まえ、本年3月より年産950万トン規模を想定する陸上LNGのPre-FEED(概念設

計)作業を実施しています。

なお、2017年6月にアバディプロジェクトはインドネシア政府からNational Strategic Projectに認定されました。その中でも9月にPriority Infrastructure Projectに認定されたことから、各種許認可プロセスの加速化等が期待されます。



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	インバ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

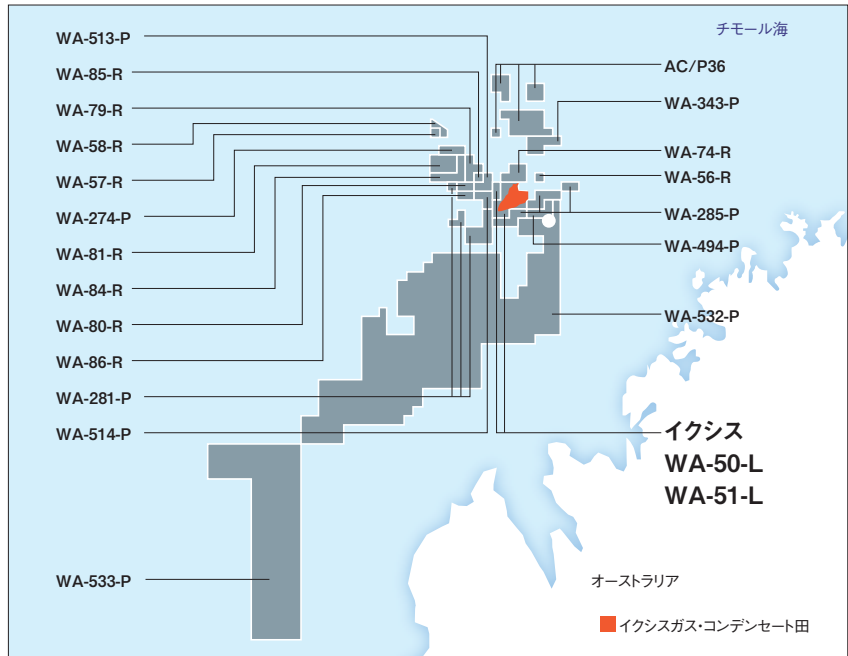
本年3月までに生産井、海底生産システム、沖合生産・貯出荷施設(FPSO)、ガス輸送パイプライン(GEP)、陸上ガス液化プラント第1トレイン等にて必要な試運転作業が完了し、また、本年5月には沖合生産・処理施設(CPF)にて生産開始に必要な試運転作業が完了しました。その後、電気機器の追加確認作業を含めた最終的な安全確認作業が完了し、本年7月に生産井からのガス生産を開始しました。

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20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(*オハレーター)
WA-50-L	生産中 (生産井からのガス生産中)	INPEX Ichthys Pty Ltd (2011年4月5日)	*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-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 20% *Santos 30% Chevron 50%
WA-80-R			*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-281-P			*同社 100%
WA-57-R			*同社 60% TOTAL 40%
WA-58-R			*同社 50% Murphy 50%
WA-74-R			同社 40% *Santos 60%
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			
WA-513-P			
WA-514-P			



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 プレリウドFLNGプロジェクト (WA-44-L鉱区)

当社は、2012年6月にShell社がオーストラリア北西部沖で開発中のプレリウドFLNGプロジェクトの権益17.5%を取得しました。プレリウドFLNGプロジェクトは、西豪州ブルーム市の北北東約475kmの沖合にあるWA-44-L鉱区のプレリウドガス田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bbl（ピーク時）をFLNG方式により生産・液化・出荷するプロジェクトです。

オペレーターのShell社は、2011年5月に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、現在は生産開始に向けたコミッショニング作業を実施しています。



FLNG船(コミッショニングLNG受入の様子)

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

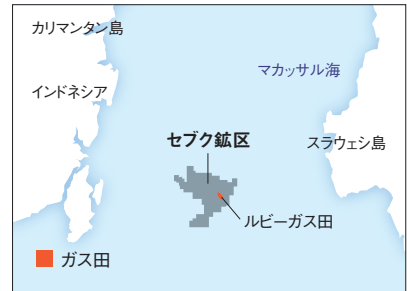
地域別プロジェクトの状況

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、2018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67百万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二系列に、年間380万トンの生産能力を有する第三液化系列を増設するもので、2020年中の生産開始を目指します。



出荷施設

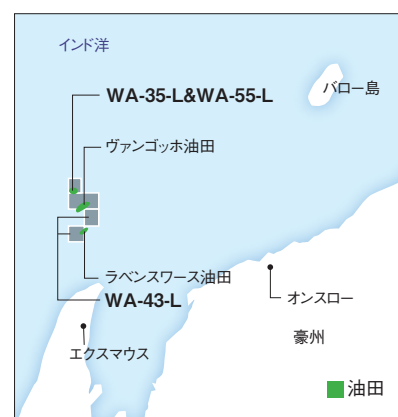
契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2018年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(*オペレーター)
ベラウ	生産中 (原油:日量5千bb 天然ガス:日量964百万cf)	MI Berau B.V. (2001年8月14日)	同社 22.856% *BP 48.0% 日石ベラウ 17.144% KGベラウ 12.0%
タンゲーユニット			同社 16.3% *BP 40.22% CNOOC 13.9% 日石ベラウ 12.23% KGベラウ 8.56% LNG Japan 7.35% KGウィリアムスガール 1.44%

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、2018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% *Quadrant 52.501%
WA-35-L & WA-55-L 鉱区			同社 47.499% *Quadrant 52.501%
WA-43-L (ラベンスワース油田)	生産中 (原油:日量5千bbl)		同社 28.5% *BHPBP 39.999% Quadrant 31.501%

7 バユ・ウندان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ندان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ندان 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。

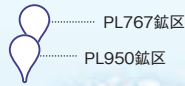


バユ・ウندان海上生産施設

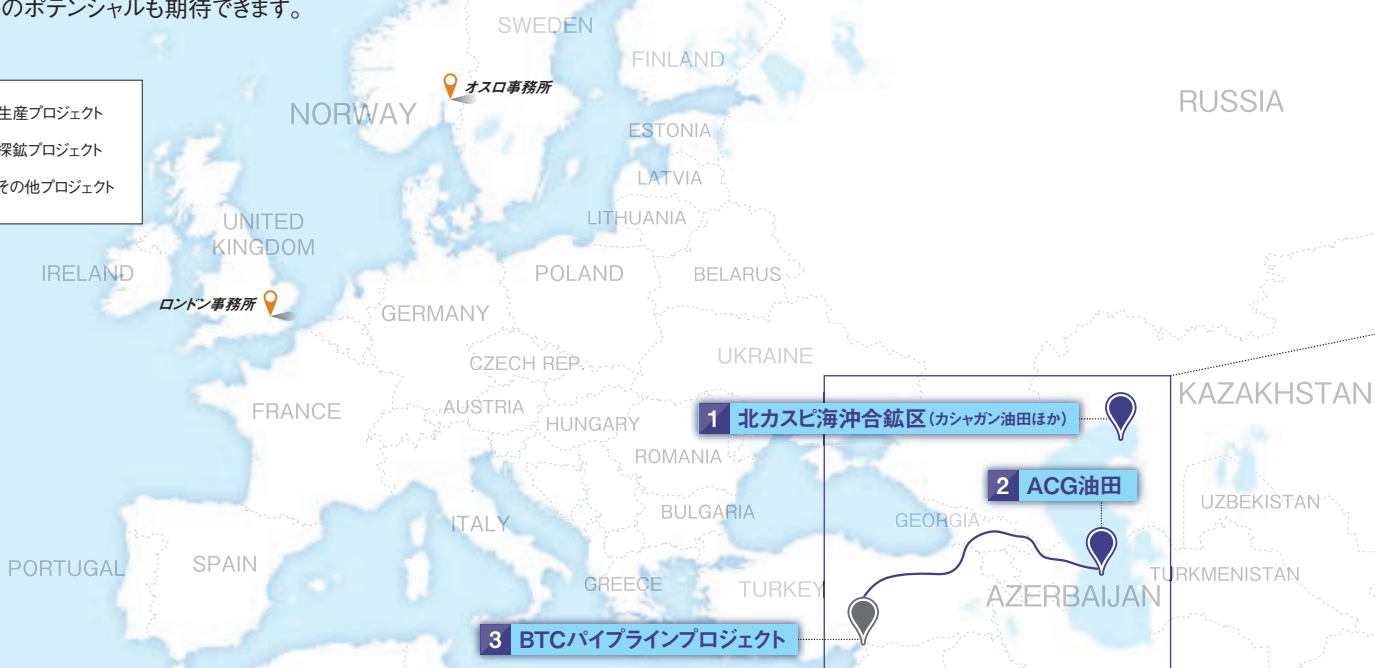
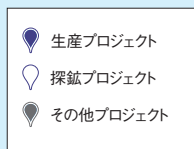
契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2018年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率*(オペレーター)
JPDA03-12	生産中 (原油:日量14千bbl 天然ガス:日量521百万cf LPG:日量9千bbl)	サウル石油(株) (1993年3月30日)	同社 19.2458049% *ConocoPhillips 61.3114766% Santos 19.4427185%
バユ・ウندان ユニット			同社 11.378120% *ConocoPhillips 56.943372% Eni 10.985973% Santos 11.494535% Tokyo Timor 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。



1 北カスピ海沖合鉱区 (カシャガン油田ほか)

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

同鉱区では、1999年9月より試掘第1号井を掘削し、その後2000年にカシャガン油田を確認、2002年に商業発見宣言を行いました。カシャガン油田では、その後の開発作業を経て、2013年9月より原油の生産を開始しましたが、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、周辺のカラムカス、アクトテ、カイランの各構造において炭化

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



海上施設

契約地域 (鉱区)	作業状況 (生産量、2018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206千bbl、天然ガス:日量289百万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



海上生産施設

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

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との間で合意しました。

契約地域(鉱区)	作業状況 (生産量、2018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587千bbl)	インベックス 南カスピ海石油(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
ポルシェチルスキー鉱区

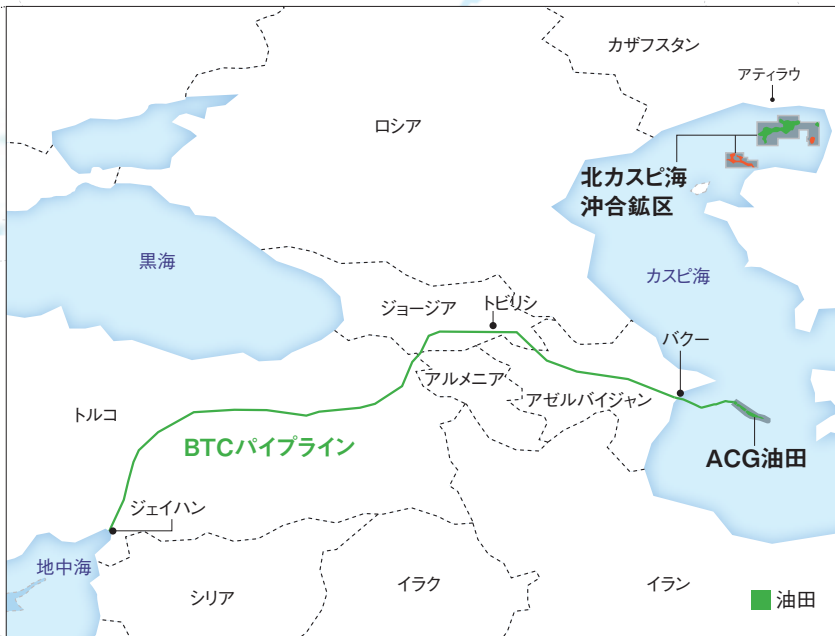


RUSSIA



サハリン・プロジェクト

アスタナ事務所



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%

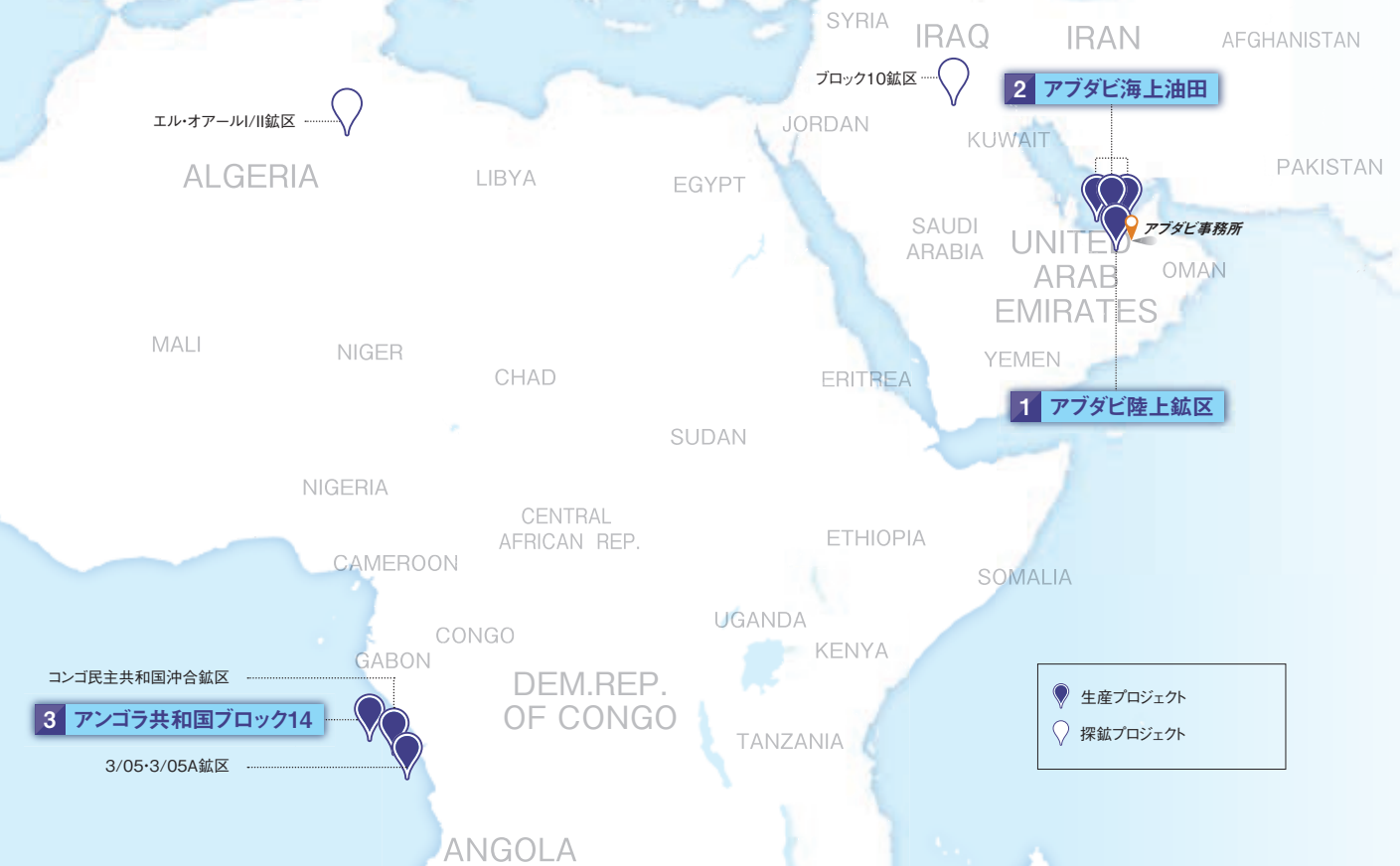


出荷ターミナル

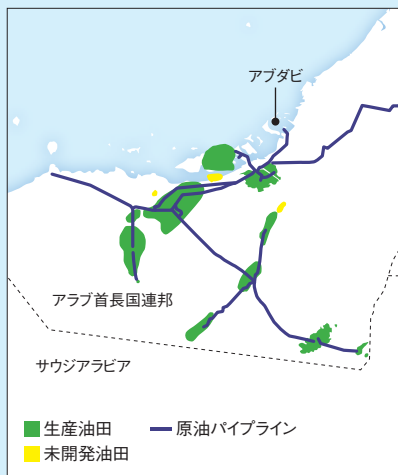
地域別プロジェクトの状況

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鉱区にかかる入札に参加のうえ、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。現在、生産能力を日量180万バレルへと引き上げるべく、開発作業を進めています。

契約地域(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	JODCO Onshore Limited (2015年4月15日)	同社 5% ADNOC 60% TOTAL 10% BP 10% CNPC 8% CEFC 4% GS 3%

2 アブダビ海上油田

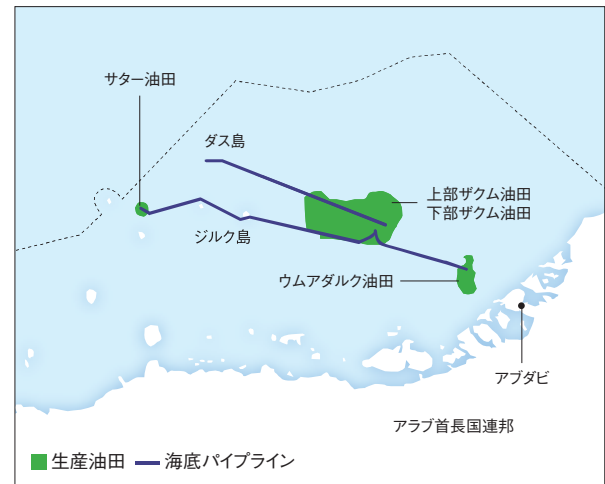
当社は、アブダビ沖海域最大の上部ザクム油田をはじめ、アブダビ海上の4つの油田に権益を保有し、開発・生産を行っています。また、2018年2月に権益を取得した

下部ザクム油田では、アブダビ国営石油(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。



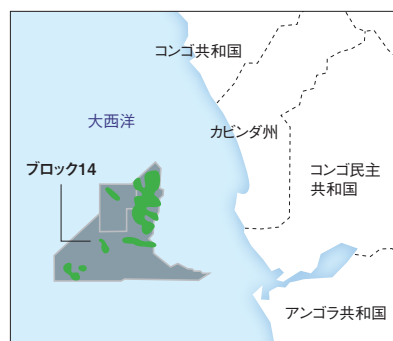
ジルク島



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、9.99%の権益を間接的に取得しました。ブロック14は、同国カビンダ州の沖合約100kmに位置する既発見未開発構造を含む原油生産鉱区で、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・2018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84千bbl)	Angola Block 14 B.V. (2012年4月19日)	同社 20%(うち当社権益 9.99%) *Chevron 31% Sonangol 20% Eni 20% Galp 9%

地域別プロジェクトの状況

米州

米国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、カナダではシェールガスプロジェクト等に参画しているほか、ブラジル海上の原油プロジェクトなどを進めています。



1 カナダ シェールガスプロジェクト

当社は、2012年8月にカナダ・ブリティッシュ・コロンビア州のホーンリバー、コルドバ及びリアードの各地域に保有するシェール

ガス鉱区について、Nexen社より、各鉱区の40%の権益を取得しました。現在、一部地域において生産活動中です。



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

2 メキシコ湾周辺鉱区等

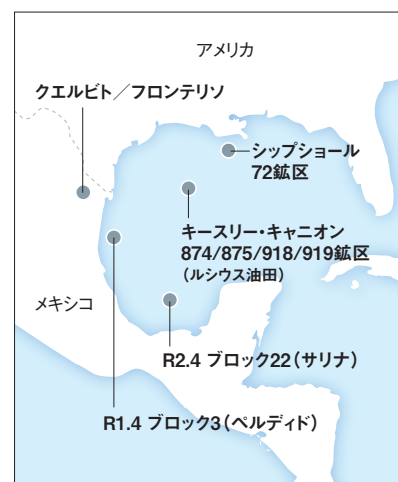
当社は2012年8月に、米国メキシコ湾大水深のルシウス油田に参入し、同油田の7.2%権益をAnadarko社から取得しました。ルシウス油田では、2015年1月に油ガスを生産開始以降、順調に生産を継続しています。

2016年12月にChevron社・Pemex社と共に、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(ヘルデイド)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。

また、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、2018年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(オベレーター)
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53千bbl 天然ガス:日量51百万cf)	Teikoku Oil (North America) Co., Ltd. (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(ヘルデイド)	探鉱中	INPEX E&P Mexico, S.A. de C.V. (2017年1月25日)	同社 33.3333% *Chevron 33.3334% Pemex 33.3333%
R2.4 ブロック22(サリナ)			同社 35% *Chevron 37.5% Pemex 27.5%

3 ブラジル(フラージ鉱区ほか)

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

また、2010年2月にブラジル南東沖エスピリトサント堆積盆のBM-ES-23鉱区にて15%の権益を取得、オベレーターの

Petrobras社等とともに探鉱活動を推進しています。同鉱区では、これまでに試掘井及び評価井にて良好な油・ガス層の存在を確認しており、引き続き評価作業を継続しています。



契約地域(鉱区)	作業状況(生産量、2018年3月期平均、全鉱区ベース)	事業会社(設立)	権益比率(オベレーター)
フラージ鉱区	生産中 (原油:日量19千bbl 天然ガス:日量1百万cf)	Frade Japão Petróleo Limitada (FJPL) (1999年7月5日)	同社 18.2609% *Chevron 51.7391% Petrobras 30%
BM-ES-23鉱区	探鉱中 (油・ガスの胚胎を確認)	INPEX Petróleo Santos Ltda. (2007年1月19日)	当社 15% *Petrobras 65% PTTEP 20%

地域別プロジェクトの状況

日本

国内最大級である新潟県の南長岡ガス田を中心に石油・天然ガスプロジェクトを進めるとともに、天然ガスパイプライン及びLNG受入基地のオペレーションを行っています。また、富山ラインの建設工事は2016年6月に完了し、国内に約1,500kmの天然ガスパイプラインネットワークを保有しています。



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などを、関東甲信越及び北陸地域に

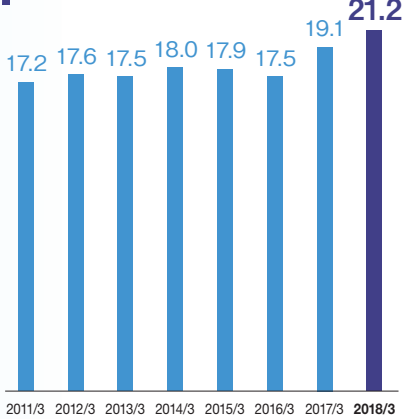
広がる約1,500kmの天然ガスパイプラインによって輸送し、沿線の都市ガス事業者や大規模工場等のお客さまに販売する事業です。当社の天然ガス販売量は、供給インフラの拡充努力や天然ガスの環境

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

されており、当社は2022年度に天然ガス年間供給量25億m³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m³超へ拡大すべく、グローバ

国内天然ガス販売量の推移

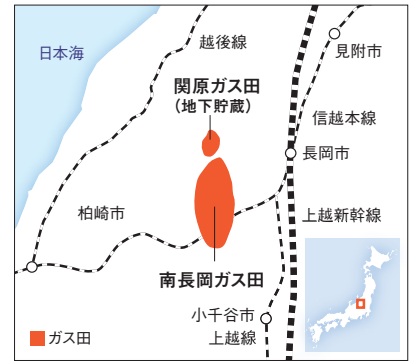
(億Nm³/年) ※1m³あたり41.86MJ



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、富山ライン(新潟県糸魚川市～富山県富山市)が2016年10月に全面供用を開始しました。

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(新潟県渡海川)

再生可能エネルギー等への取り組み

国内の発電事業

当社は、新潟県上越市の閉鎖した当社製油所跡地に最大出力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。2012年には三井石油開発(株)の参加を得、2013年から2017年にかけて、阿女鱒岳地域で計6坑、小安地域で計7坑の構造試錐井掘削による地熱資源調査を実施しました。

2018年も引き続き、阿女鱒岳地域では構造試錐井1坑、また小安地域では試験生産井2坑、試験還元井1坑の掘削による地熱資源調査を継続する予定です。

また、このほか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、インドネシアマトラ島北スマトラ州に位置するサルラ鉱区において、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合計の総出力は約330MWになります。



サルラ地熱IPP事業

サステナビリティ

当社は、事業活動を通じて経済成長や社会の発展に貢献することで、社会的にかけがえのない存在としてより一層評価される企業になることを目指しています。当社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。委員として社長、総務本部長、経営企画本部長(副委員長)のほか、コンプライアンス委員会及びコーポレート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、産業界の対応などの長期にわたる取り組みが必要です。当社は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等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応えつつ、事業を推進し、気候変動リスク及び機会を評価し、適切に管理していきます。

また、天然ガスの開発促進や再生可能エネルギーへの取り組み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CO₂を回収・貯留するためのCCSの実用化に向けた技術開発を推進し、事業活動の低炭素化を進めます。なお、当社は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月発行、2018年7月改定)、気候変動対応にかかる当社の考え方や取り組みを開示するとともに、TCFD*提言に沿った取り組みを推進していきます。

*TCFD
Task Force on Climate-related Financial Disclosures

経営課題としての気候変動対応の進捗状況

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

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基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優先順位付け、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)*の観点を取り込み、重要課題の見直しを行っています。

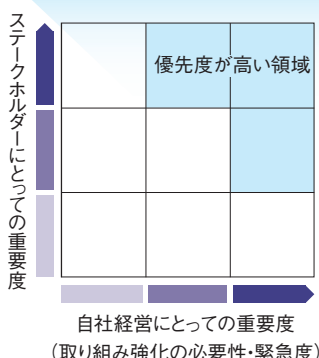
*持続可能な開発目標(SDGs)
2015年9月の「国連持続可能な開発サミット」で、人間、地球及び繁栄のための行動計画として掲げられた17の目標

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

組み込まれた代表的なSDGs



CSR経営の推進

ビジョン 2040

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
取組強化



INPEXの強み

強固な
財務体質

競争力の
高いポート
フォリオ

プロジェクト
推進力

多様な
人材

日本政府の
支援

資源国との
パートナー
シップ

INPEXに求められていること

- 世界のエネルギー需要増加への対応
- 石油・天然ガス自主開発比率向上への貢献
- 気候変動への適切な対応

サステナビリティ

CSR重点テーマの目標と実績

CSR重点テーマ	重要課題	2018年3月期実績
ガバナンス 	ガバナンス体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> 社外取締役の増員及び女性取締役の選任による取締役会の多様性の向上 「ビジョン 2040」及び「中期経営計画2018-2022」の策定に向けた取締役会メンバーによる中長期の経営戦略議論の充実 取締役会全体の実効性評価の実施と評価結果に基づく取締役会の運営改善 指名・報酬諮問委員会の運営(計4回開催)
	リスクマネジメント体制の構築	<ul style="list-style-type: none"> 本社地震対応BCM^{※1}活動の推進(本社BCM推進会議の開催)、訓練、教育周知の実施
コンプライアンス 	人権の尊重	<ul style="list-style-type: none"> UK Modern Slavery Act 2016ステートメント開示 人権方針策定を含む人権マネジメントの高度化への取り組みの強化 人権研修の実施(受講率98%)
	法令遵守及び贈収賄・汚職防止	<ul style="list-style-type: none"> 業務テーマ別・階層別コンプライアンス研修の実施 海外事務所1カ所における贈収賄・汚職防止にかかるリスク評価の実施 贈収賄・汚職防止に関する研修(e-learning)の実施 ジャカルタ事務所及びパース事務所コンプライアンス担当部署との連携を通じたグローバルなコンプライアンス活動の推進
	調達における社会・環境影響評価の実施	<ul style="list-style-type: none"> 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参加し、業界横断的なサプライヤー自己評価アンケートの作成に寄与 国内の主要役務・工事のコントラクター候補者へのリスク評価の実施(贈収賄・汚職リスク審査26件) 国内サプライヤーとのすべての役務・工事契約書へのABC条項と当社企業行動憲章の遵守条項の組み込み オーストラリア及びインドネシアにおける主要役務・工事コントラクター候補者へのリスク評価の実施(贈収賄・汚職リスク審査、HSE評価)
HSE 	重大災害防止	<ul style="list-style-type: none"> 5件のコーポレートHSE要領の改定、HSE教育にかかるe-learningの導入、ノンオペレータープロジェクトのHSE管理についての検討等を実施 リスクベースのコーポレートHSE監査(3カ所のオペレーション事業体)及び各所からの要請に基づく計15件の各種HSEレビューを実施 経営会議における四半期ごとのHSEリスクの報告、オイルターミナル直江津、ガスグリコ、パイプラインのセーフティケース作成にかかるサポートを実施 自然災害によるパイプライン損傷、イクシスでの原油漏えい、首都直下地震の発生、パイプラインからのガス漏えい等を想定した危機対応訓練を実施
	労働安全衛生の確保	<ul style="list-style-type: none"> オペレータープロジェクトに対するセーフティケースの作成支援(17件以上)、HSEフォーラムの開催によるコントラクターHSEに関する教訓共有、計8回のマネジメントサイトビジット等を実施 事故教訓の共有システム構築及び事故報告ソフトウェアの導入等を実施 事故発生率は、LTIF^{※3}:0.28、TRIR^{※4}:1.74
	生物多様性の保全・適正な水管理	<ul style="list-style-type: none"> 環境管理ワーキンググループを立ち上げ、四半期に一回、全社的な環境リスクと対応について議論し、重要課題として水管理と生物多様性に関する調査を実施
地域社会 	地域社会・先住民に対する影響評価、低減策の実施	<p>日本</p> <ul style="list-style-type: none"> 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り組みに関する情報を提供 <p>オーストラリア</p> <ul style="list-style-type: none"> 約300回にわたるステークホルダーとの対話実施 地域からの問い合わせの内、約3%の住民の懸念について適宜対応 INPEXララキア・アドバイザリー・コミッティとの6回の会議を開催
	地域経済への貢献	<p>グローバル</p> <ul style="list-style-type: none"> 社会貢献投資実績14.1億円 <p>オーストラリア</p> <ul style="list-style-type: none"> 直接雇用の従業員数の1%に当たる先住民従業員数を維持
		<p>イクシスLNGプロジェクト</p> <ul style="list-style-type: none"> 中期の社会貢献戦略及び社会貢献効果評価の枠組みを策定中 プロジェクトの操業フェーズにおける先住民直接・間接雇用の目標設定について継続協議中 プロジェクトの建設フェーズにおいて、62社の先住民企業に対し、1.57億豪ドル以上の契約発注
気候変動対応 	再生可能エネルギー事業の推進	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電所の安定的運転 インドネシアのサルラ地熱発電事業第2号機の商業運転の開始、第3号機の商業運転開始の見通しを策定 秋田県小安地域では次期調査段階へ移行。北海道阿女鱒岳地域では掘削調査・仮噴気試験等を継続実施 国内で風力発電事業開始の見通しを策定 人工光合成プロセス等の再生可能エネルギーバリューチェーン構築に向けた研究開発を推進
	環境に優しい天然ガスの開発促進	<ul style="list-style-type: none"> 国産ガス田、直江津LNG基地、1,500kmのパイプラインネットワークの安全操業による天然ガスの安定供給を実施、ガス供給量を2016年度比11.2%拡大 パイプライン沿線の潜在需要家に対する天然ガス利用促進提案活動を積極的に実施
	気候変動関連リスクの管理強化	<ul style="list-style-type: none"> インターナショナルカーボンプライスを2017年10月より導入、運用を開始 2°Cシナリオを含む4つの低炭素社会シナリオを設定 2017年12月にワークショップを開催、気候変動関連リスク評価を実施
従業員 	人材育成と働きがいの向上	<ul style="list-style-type: none"> INPEXバリュー実践事例の社内共有:事例集・ハンドブックのイントラネット公開及び優秀成功事例提供者の表彰(バリュー表彰)制度の創設 社内公募制の導入/実施、事務系若手社員に対するキャリア面談制度の導入 時差出勤制度導入・有給休暇取得キャンペーンの実施により、時間外労働時間の削減及び有給休暇取得率の向上
	ダイバーシティの推進	<ul style="list-style-type: none"> 子育て世代の部下を持つ上司向け研修の実施 LGBT研修の実施 女性従業員、外国人従業員、障がい者の積極的雇用

※1 Business Continuity Management(事業継続計画) BCP策定や維持・更新、取り組み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(事業継続マネジメント) 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

2019年3月期目標

- コーポレートガバナンス・コード改訂への対応を含むガバナンス向上への不断の取り組み(指名・報酬諮問委員会の適切な関与のもとでの役員への株式報酬制度の導入等)
- 中期経営計画の遂行状況のモニタリング
- 取締役会全体の実効性評価の実施と実効性向上への継続的取り組み(PCDAサイクル)

- 本社地震対応BCM^{※1}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^{※2}の見直し

- 人権マネジメント高度化への取り組みの強化
- UK Modern Slavery Act 2017ステートメント開示
- 新入社員や中途社員向けの人権研修の継続実施
- サプライチェーン上における人権リスク評価の実施

- 業務テーマ別・階層別コンプライアンス研修の実施
- 海外事務所の贈収賄・汚職防止にかかるリスク評価の継続
- 贈収賄・汚職防止規程類の周知徹底と運用強化(研修の実施等)
- グローバルなコンプライアンス体制の充実

- 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
- 国内主要サプライヤー・コントラクターへの業界横断的なサプライヤー自己評価アンケートの実施
- 主要サプライヤー・コントラクターに対するリスク評価の継続



社外取締役と監査役との会合



研修の様子

- 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要領の継続的改善、ノンオペレータープロジェクトのHSE管理規定の制定)
- HSEアシュアランス・ガバナンスの強化(HSEレビュー及び監査を通じたHSEマネジメントシステムの一貫性と有効性の向上及びHSE最優先の確実な実行)
- 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(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の運用開始)
- 緊急時・危機対応能力の強化(首都直下地震、イクシス生産操業や直江津LNG基地における事故を想定したコーポレートによる危機対応訓練の実施)

- HSE技術支援の推進と現場管理能力強化(HSE技術支援対象の拡大、事業場の長などによる他所へのサイトビジット、現場要員との相互理解の深化)
- 事故災害発生件数の削減(LTIF^{※3}:0.12、TRIR^{※4}:0.70以下、プロセスセーフティKPI(Tier1、Tier2):0、閉所・高所作業にかかる安全の徹底)

- 環境管理と気候変動関連リスク管理の強化(GHG排出量管理、生物多様性保全及び水管理を含む環境管理計画策定と全社的環境KPIの設定)

- 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

- イクシスLNGプロジェクトの建設から操業フェーズ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

- 社会貢献投資計画16.1億円

- 中期の社会貢献戦略及び社会貢献効果評価の枠組みの施行
- 先住民直接・間接雇用の強化
- 先住民企業の契約調達の強化



サルーラ地熱発電所のマネジメントサイトビジット



当社が支援している若者育成センターの青少年指導員

- 太陽光発電所の安定的運転
- インドネシア・サルーラ地熱発電事業第3号機の商業運転の開始、発電所全体の安定的運転
- 国内での既存地熱発電事業の推進
- 新規地熱・風力発電事業の追求
- 再生可能エネルギーバリューチェーン構築に向けた各種研究開発の推進

- 国産ガス田、直江津LNG基地、1,500kmのパイプラインネットワークの安全操業による天然ガスの安定供給継続、供給量拡大
- 天然ガス利用促進提案活動の推進

- 気候変動関連リスク及び機会の評価体制の整備
- 2°Cシナリオへの対応力の財務的影響評価プロセスの整備
- メタンリーク量の算定プロセスの整備

- INPEXバリュー浸透活動及びバリュー表彰の継続(グループ会社への浸透を含む)
- 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
- 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

- 女性活躍推進法に基づく一般事業主行動計画の推進
- ダイバーシティの継続的推進(女性従業員、外国人従業員、障がい者雇用の推進)



サルーラ地熱IPP事業 第2号機及び第3号機



2017 INPEXバリュー表彰の受賞者

※3 LTIF 百万労働時間当たりの死亡災害と休業災害の発生頻度

※4 TRIR 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

(2018年6月27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

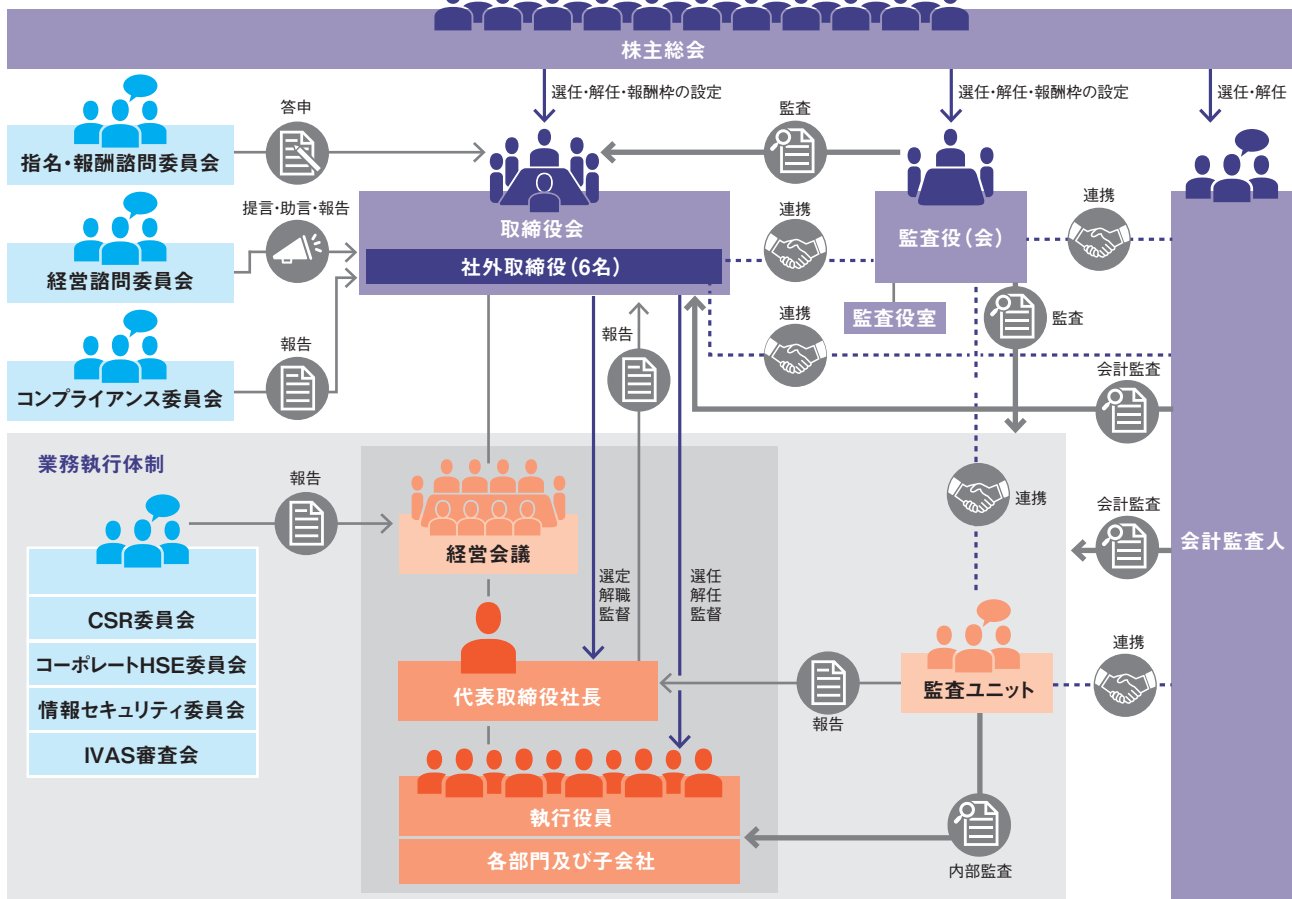
当社の機関設計は、業務に精通した取締役による業務執行を監査役が監査する「監査役設置会社」の機関設計を採用しています。また、「執行役員制度」を導入し、機動的かつ効率的な経営体制を構築しています。当社事業では産油国政府、海外の石油会社等との交渉機会が多く、これには当社事業に関する知識・技術並びに国際的な経験を有し、業務に精通した社内出身の取締役・執行役員があたる必要があります。社内出身取締役は原則として執行役員を兼務することで、取締役会が効率的な業務執行を行うとともに、実効的な経営の監督を行える体制を確保しています。

また、経営の透明性の向上と取締役会の実効的監督機能の強化を図る観点に加え、独立した立場から社内出身者とは異なる客観的な視点を経営に活用するため、取締役全15名のうち6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4名中3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)	15名(6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)	4名(3名)
	任期	4年
独立役員の人数	9名(社外取締役6名、社外監査役3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うえで、実効的なコーポレートガバナンスの実現により、十分な監督機能を発揮するとともに、経営の公正性・透明性を確保し、持続的な成長と中長期的な企業価値の向上を図ることを責務としています。

当社の取締役会は15名で構成され、うち6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ると考えられるとともに、ナショナル・フラッグ・カンパニーとして我が国向けエネルギー安定供給の効率的な実現の一翼を担うことが期待され、対外的な交渉、信用面で積極的な効果が期待できると考えています。

参照:事業等のリスク「8. 甲種類株式について」P.90-91

5 役員報酬

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

なお、当社は本年6月26日開催の第12回定時株主総会において、当社の取締役等(社外取締役及び国内非居住者を除く)を対象に、取締役等の報酬と当社の株式価値との連動性を明確にし、取締役等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として、株式報酬制度を導入することを決議しました。

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(2018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:25名、その他:47名
監査証明業務に基づく報酬	263百万円 (当社:190百万円、連結子会社:73百万円)
非監査業務に基づく報酬	12百万円 (当社:1百万円、連結子会社:11百万円)

社外取締役、監査役による経営のモニタリング

1 社外取締役

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

当社の社外取締役6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4名のうち3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。4名の監査役で監査役会を構成し、うち3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機会を持ち、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。

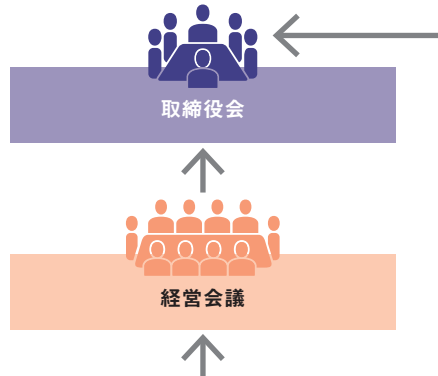
当社は監査機能を強化し、コーポレートガバナンスの実効性を確保するために、監査役室を設置し、監査役室の専任者を配置することで、上記のような監査役と監査ユニット及び会計監査人との連携強化を図っています。また、代表取締役や取締役との定期的な会合等を通じてモニタリング機能を強化する体制を構築しています。

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	2018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	岡田 康彦	✓	弁護士法人北浜法律事務所 東京事務所代表社員等	金融機関の運営経験に加え、財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識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16回中16回
	佐藤 弘	✓	石油資源開発(株)の顧問	石油ガス開発業界における豊富な経験と幅広い見識を当社の経営に活かしていただくため。	取締役会16回中16回
	松下 功夫	✓	JXTGホールディングス(株)の相談役等	経営者としての豊富な経験と幅広い見識を当社経営に活かしていただくため。	取締役会16回中16回
	柳井 準	✓	三菱商事(株)の顧問等	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16回中16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13回中13回
	西村 篤子	✓	大成建設(株)の社外取締役	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及び資源・エネルギー分野における知見を有しているため。	取締役会13回中13回
社外監査役	外山 秀行	✓	—	財務等の分野における豊富な経験と幅広い見識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16回中16回 監査役会15回中15回
	角谷 講治	✓	—	金融等の分野における豊富な経験と幅広い見識を有しているため。	取締役会16回中16回 監査役会15回中15回
	船井 勝	✓	—	経理業務を担当した経験に加え、エネルギー業界における豊富な経験と財務及び会計等に関する知見を当社の監査業務に活かしていただくため。	取締役会16回中16回 監査役会15回中15回

社内委員会について

コーポレートガバナンスを有効に機能させるため、①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、報酬にかか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うえ、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。2018年6月の第12回定時株主総会では、開催の3週間以上前の同年5月28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4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(2017年8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

(2018年6月27日現在)



北村 俊昭

代表取締役会長
取締役在任年数:8年
所有株式数:35,500株



上田 隆之

代表取締役社長
取締役在任年数:一年
所有株式数:2,000株



村山 昌博

取締役
専務執行委員
取締役在任年数:9年
所有株式数:26,100株



伊藤 成也

取締役
専務執行役員
取締役在任年数:12年
所有株式数:22,000株



池田 隆彦

取締役
専務執行委員
取締役在任年数:9年
所有株式数:28,900株



菅谷 俊一郎

取締役
常務執行役員
取締役在任年数:9年
所有株式数:22,600株



倉澤 由和

取締役
常務執行役員
取締役在任年数:6年
所有株式数:19,800株



橋高 公久

取締役
常務執行役員
取締役在任年数:2年
所有株式数:8,200株



佐瀬 信治

取締役
常務執行役員
取締役在任年数:2年
所有株式数:26,700株



岡田 康彦

取締役(社外)
取締役在任年数:6年
所有株式数:一株



佐藤 弘

取締役(社外)
取締役在任年数:3年
所有株式数:一株



松下 功夫

取締役(社外)
取締役在任年数:2年
所有株式数:一株



柳井 準

取締役(社外)
取締役在任年数:2年
所有株式数:一株



飯尾 紀直

取締役(社外)
取締役在任年数:1年
所有株式数:一株



西村 篤子

取締役(社外)
取締役在任年数:1年
所有株式数:一株



山本 一雄

常勤監査役
常勤監査役在任年数:3年
所有株式数:9,000株



外山 秀行

常勤監査役(社外)
常勤監査役在任年数:3年
所有株式数:一株



角谷 講治

常勤監査役(社外)
常勤監査役在任年数:8年
所有株式数:7,600株



船井 勝

監査役(社外)
監査役在任年数:8年
所有株式数:一株

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	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	(1)
取締役	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	(1)
取締役	橘高 公久	Kimihiisa Kittaka	(1)
取締役	佐瀬 信治	Nobuharu Sase	(1)

取締役(社外)	岡田 康彦	Yasuhiko Okada	(2) (4)
取締役(社外)	佐藤 弘	Hiroshi Sato	(2) (4)
取締役(社外)	松下 功夫	Isao Matsushita	(2) (4)
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)
常勤監査役	山本 一雄	Kazuo Yamamoto	
常勤監査役(社外)	外山 秀行	Hideyuki Toyama	(3) (4)
常勤監査役(社外)	角谷 講治	Koji Sumiya	(3) (4)
監査役(社外)	船井 勝	Masaru Funai	(3) (4)

執行役員

社長	上田 隆之	Takayuki Ueda	
専務執行役員	村山 昌博	Masahiro Murayama	財務・経理本部長
専務執行役員	伊藤 成也	Seiya Ito	イクス事業本部長
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
常務執行役員	菅谷 俊一郎	Shunichiro Sugaya	マセラ事業本部長
常務執行役員	倉澤 由和	Yoshikazu Kurasawa	新規プロジェクト開発本部長
常務執行役員	橘高 公久	Kimihiisa Kittaka	経営企画本部長
常務執行役員	佐瀬 信治	Nobuharu Sase	総務本部長
常務執行役員	川野 憲二	Kenji Kawano	アジア・オセアニア・大陸棚事業本部長
常務執行役員	藤井 洋	Hiroshi Fujii	アブダビ事業本部長
常務執行役員	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	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	イクス事業本部副本部長、パース事務所ディレクター・オンショアプロジェクト
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	日俣 昇	Noboru Himata	財務・経理本部副本部長、財務ユニットGM

執行役員	河合 肇	Hajime Kawai	マセラ事業本部本部長補佐
執行役員	岩下 英樹	Hideki Iwashita	イクス事業本部本部長補佐 パース事務所ディレクター コマースルコーディネーション
執行役員	米澤 哲夫	Tetsuo Yonezawa	HSEユニットGM
執行役員	中村 寛	Hiroshi Nakamura	総務本部本部長補佐、人事ユニットGM
執行役員	渡辺 毅	Tsuyoshi Watanabe	総務本部本部長補佐、総務ユニットGM
執行役員	島田 伸介	Nobusuke Shimada	アジア・オセアニア・大陸棚事業本部本部長補佐 地域事業ユニットGM
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	マセラ事業本部本部長補佐 兼 技術本部本部長補佐
執行役員	滝本 俊明	Toshiaki Takimoto	アメリカ・アフリカ事業本部長
執行役員	仙石 雄三	Yuzo Sengoku	ユーラシア・中東事業本部長
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	イクス事業本部本部長補佐、業務ユニットGM
執行役員	大川 人志	Hitoshi Okawa	イクス事業本部本部長補佐、 パース事務所副所長、ディレクター コーポレートコーディネーション
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

GM=ジェネラルマネージャー

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

北村 俊昭

昭和47年4月 通商産業省(現経済産業省)入省
平成14年7月 貿易経済協力局長
平成15年7月 製造産業局長
平成16年6月 通商政策局長
平成18年7月 経済産業審議官
平成19年11月 東京海上日動火災保険(株)顧問
平成21年8月 当社 副社長執行役員
平成22年6月 当社 代表取締役社長
平成30年6月 当社 代表取締役会長(現)

上田 隆之

昭和55年4月 通商産業省(現経済産業省)入省
平成22年7月 大臣官房長
平成23年8月 製造産業局長
平成24年9月 通商政策局長
平成25年6月 資源エネルギー庁長官
平成27年7月 経済産業審議官
平成29年4月 当社 非常勤特別参与
平成29年8月 当社 副社長執行役員
平成30年6月 当社 代表取締役社長(現)

村山 昌博

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

伊藤 成也

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

池田 隆彦

昭和53年4月 帝国石油(株)入社
平成14年3月 当社 国内本部生産部長
平成16年3月 当社 理事国内本部生産部長
平成17年3月 当社 取締役国内本部生産部長
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)経営企画本部国内プロジェクト企画・管理ユニットジェネラルマネージャー
平成19年6月 帝国石油(株)常務取締役国内本部長兼新潟鉱業所長
平成20年10月 当社 取締役常務執行役員国内事業本部長
平成26年6月 当社 取締役常務執行役員天然ガス供給本部長
平成29年4月 当社 取締役常務執行役員技術本部長
平成30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)

菅谷 俊一郎

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

倉澤 由和

昭和57年4月 石油公団入団
平成16年2月 国際石油開発(株)企画渉外部担当部長
平成17年4月 当社 企画渉外部長
平成17年9月 当社 総務・企画本部企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)経営企画本部海外プロジェクト企画・管理ユニットジェネラルマネージャー
平成19年6月 国際石油開発(株)執行役員総務・企画本部企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー
平成20年10月 当社 執行役員経営企画本部長補佐、企画渉外・法務ユニットジェネラルマネージャー
平成23年6月 当社 常務執行役員経営企画本部長
平成24年6月 当社 取締役常務執行役員新規プロジェクト開発本部長(現)

橋高 公久

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

佐瀬 信治

昭和56年4月 インドネシア石油(株)(国際石油開発(株))入社
平成17年9月 当社 総務・企画本部秘書ユニットジェネラルマネージャー
平成18年4月 国際石油開発帝石ホールディングス(株)(現当社)総務本部秘書ユニットジェネラルマネージャー
平成20年10月 当社 総務本部本部長補佐、秘書ユニットジェネラルマネージャー
平成22年6月 当社 執行役員営業第1本部長補佐、原油営業ユニットジェネラルマネージャー
平成28年6月 当社 取締役常務執行役員総務本部長(現)

岡田 康彦

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

佐藤 弘

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

松下 功夫

昭和45年4月 日本鉱業(株)入社
平成13年4月 (株)ジャパンエナジー執行役員経営企画部門長補佐兼経営企画部門主席(財務担当)
平成14年9月 新日鉱ホールディングス(株)取締役財務グループ財務担当
平成15年6月 当社 常務取締役
平成16年4月 (株)ジャパンエナジー常務執行役員
平成16年6月 当社 取締役常務執行役員
平成17年4月 当社 取締役専務執行役員
平成18年6月 当社 代表取締役社長
平成22年4月 JXホールディングス(株)取締役(非常勤)
平成22年7月 JX日鉱石エネルギー(株)代表取締役副社長執行役員
平成24年6月 JXホールディングス(株)代表取締役社長 社長執行役員 相談役
平成27年6月 当社 相談役
平成28年6月 当社 社外取締役(現)
平成29年4月 JXTGホールディングス(株)相談役(現)

柳 井 準

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

飯尾 紀直

昭和48年6月 三井物産(株)入社
平成13年4月 当社 天然ガス第二部長
平成17年4月 当社 執行役員エネルギー本部長
平成20年4月 当社 常務執行役員欧州・中東・アフリカ本部長
平成20年10月 当社 専務執行役員欧州・中東・アフリカ本部長
平成21年6月 当社 代表取締役専務執行役員
平成21年8月 当社 代表取締役専務執行役員CCO
平成22年4月 当社 代表取締役専務執行役員
平成23年4月 当社 取締役
平成23年6月 当社 顧問
平成29年6月 当社 社外取締役(現)

西村 篤子

昭和54年4月 外務省入省
平成9年6月 中近東アフリカ局アフリカ第一課長
平成11年8月 国際連合日本政府代表部参事官 / 公使
平成13年6月 在ベルギー大使館公使
平成16年9月 東北大学大学院法学研究科教授
平成20年6月 (独)国際交流基金総括役
平成24年4月 (独)石油天然ガス・金属燃料資源機構特命参与
平成26年4月 特命全權大使 ルクセンブルク国駐節
平成28年7月 特命全權大使 女性・人権人道担当
平成29年6月 当社社外取締役(現)

山本 一雄

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

外山 秀行

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

角谷 講治

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

船井 勝

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

Financial Corporate Information

財務・会社情報

- 52 11年間の主要財務情報
- 54 当社特有の会計処理・会計方針について
- 56 経営陣による財政状態及び経営成績の検討と分析
- 62 連結財務諸表/連結財務諸表の注記
- 81 独立監査人の監査報告書
- 82 連結子会社及び関連会社
- 84 事業等のリスク
- 92 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について
- 95 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、2018年3月31日時点の換算レートである1ドル106.27円で計算しております。

(損益状況)	百万円							
	2008/3	2009/3	2010/3	2011/3	2012/3	2013/3	2014/3	2015/3
売上高	¥1,202,965	¥1,076,165	¥ 840,427	¥ 943,080	¥1,186,732	¥1,216,533	¥1,334,626	¥1,171,227
売上原価	390,554	319,038	298,168	334,833	395,443	426,326	490,417	525,444
売上総利益	812,411	757,127	542,259	608,247	791,289	790,207	844,209	645,783
営業利益	714,211	663,267	461,668	529,743	709,358	693,448	733,610	534,886
税金等 調整前当期純利益	685,800	616,167	442,027	508,587	767,039	718,146	750,078	540,023
親会社株主に帰属する 当期純利益	¥ 173,246	¥ 145,063	¥ 107,210	¥ 128,699	¥ 194,001	¥ 182,962	¥ 183,691	¥ 77,820
(財政状況)								
流動資産	¥ 565,111	¥ 411,110	¥ 492,855	¥ 492,932	¥ 908,702	¥1,106,504	¥1,140,204	¥1,342,410
有形固定資産	254,481	297,636	358,094	379,862	383,698	584,541	951,779	1,497,622
無形固定資産	265,481	253,681	239,205	249,111	233,318	380,156	439,179	458,770
投資その他の資産	722,828	805,618	923,624	1,558,475	1,540,680	1,544,958	1,506,977	1,200,352
資産合計	1,807,901	1,768,045	2,013,778	2,680,380	3,066,398	3,616,159	4,038,139	4,499,154
流動負債	325,286	206,059	227,905	254,729	367,844	414,977	375,670	365,212
固定負債	243,802	199,925	295,270	328,268	384,361	530,198	666,432	845,238
純資産	¥1,238,813	¥1,362,061	¥1,490,603	¥2,097,383	¥2,314,193	¥2,670,984	¥2,996,037	¥3,288,704
(キャッシュ・フロー)								
営業活動による キャッシュ・フロー	¥ 363,995	¥ 230,352	¥ 241,373	¥ 274,094	¥ 320,692	¥ 252,347	¥ 213,514	¥ 216,749
投資活動による キャッシュ・フロー	(261,767)	(240,168)	(251,812)	(844,511)	(280,864)	(489,870)	(395,555)	(81,087)
財務活動による キャッシュ・フロー	(45,228)	(46,090)	68,937	548,057	29,294	137,069	48,961	(4,178)
現金及び現金同等物の 期末残高	¥ 222,270	¥ 162,845	¥ 216,395	¥ 182,025	¥ 249,233	¥ 199,859	¥ 117,531	¥ 260,978
(1株当たり情報)								
1株当たり純資産(円)	¥1,227.92 ^{**}	¥1,350.25 ^{**}	¥1,473.87 ^{**}	¥1,367.40 ^{**}	¥1,492.27 ^{**}	¥1,699.10 ^{**}	¥1,911.25 ^{**}	¥ 2,099.95
1株当たり配当額(円)	18.75 ^{**}	20.00 ^{**}	13.75 ^{**}	15.00 ^{**}	17.50 ^{**}	17.50 ^{**}	18.00 ^{**}	18.00
1株当たり当期純利益 (円)	¥ 183.78 ^{**}	¥ 154.00 ^{**}	¥ 113.88 ^{**}	¥ 102.08 ^{**}	¥ 132.84 ^{**}	¥ 125.29 ^{**}	¥ 125.78 ^{**}	¥ 53.29
<small>※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。</small>								
(財務指標)								
純有利子負債/ 純使用総資本(%)	(36.1)%	(31.2)%	(30.6)%	(48.9)%	(60.7)%	(43.9)%	(31.9)%	(16.8)%
自己資本比率(%)	64.0	71.9	68.9	74.5	71.1	68.6	69.1	68.2
D/Eレシオ(%)	16.8%	12.9%	17.3%	13.7%	14.6%	19.2%	20.9%	22.1%

百万円		千米ドル	
2016/3	2017/3	2018/3	2018/3
¥1,009,564	¥ 874,423	¥ 933,702	\$ 8,786,130
526,758	453,847	498,039	4,686,544
482,806	420,576	435,663	4,099,586
390,139	336,453	357,363	3,362,783
328,887	327,525	307,300	2,891,691
¥ 16,777	¥ 46,168	¥ 40,363	\$ 379,816
¥ 984,345	¥ 942,960	¥ 469,583	\$ 4,418,773
1,752,615	1,928,598	2,044,620	19,239,861
541,471	521,253	541,503	5,095,540
1,091,411	919,363	1,199,859	11,290,665
4,369,842	4,312,174	4,255,565	40,044,839
319,128	297,465	309,194	2,909,514
871,911	807,166	787,502	7,410,389
¥3,178,803	¥3,207,543	¥3,158,869	\$29,724,936
¥ 183,708	¥ 275,810	¥ 278,539	\$ 2,621,050
(543,534)	53,484	(351,908)	(3,311,452)
156,726	(65,428)	34,742	326,922
¥ 53,813	¥ 316,791	¥ 276,080	\$ 2,597,911
¥ 2,008.34	¥ 2,015.38	¥ 1,997.24	\$ 18.79
18.00	18.00	18.00	0.17
¥ 11.49	¥ 31.61	¥ 27.64	\$ 0.26
(8.1)%	0.9%	11.8%	11.8%
67.1	68.3	68.5	68.5
25.3%	23.4%	24.0%	24.0%

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、2007年3月期から2010年3月期まではDeGolyer&MacNaughton社にて、2011年3月期からは、今後の開発投資が巨額であり、将来の業績への影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、DeGolyer&MacNaughton社にて、その他については自社にて評価・算定した数量です。確認埋蔵量は、米国証券取引委員会(SEC)規則に従い評価した数量です。推定埋蔵量は、SPE(米国石油技術者協会) / WPC(世界石油会議) / AAPG(米国石油地質技術者協会) / SPEE(石油評価技術者協会)の4組織によって策定されたPetroleum Resources Management System 2007 (PRMS)に従い評価した確認埋蔵量と推定埋蔵量の合計値から、SEC規則に従って評価した確認埋蔵量を差し引いた数量です。但し、2007年3月末時点の推定埋蔵量はSPE及びWPCが定めた指針(1997 SPE/WPC)に従った数量です。予想埋蔵量は、PRMSに従い評価・算定した数量です。
- * ネット生産量: 米国証券取引委員会(SEC)の規則に従った数量で、持分法適用関連会社の持分を含みます。当社グループが締結している生産分与契約にかかる当社グループの原油及び天然ガスの生産量は、正味経済的取分に相当する数値を示しております。2012年3月期より天然ガスから原油への換算方法を変更しています。

注: 原則、表示単位未満は四捨五入しております。

お読みいただく前に

～当社特有の会計処理・会計方針について

契約形態ごとの会計処理

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

1. 生産分与契約

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

生産分与とコスト回収

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

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

損益計算書上の会計処理は以下の通りです。

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

生産分与契約における回収対象のコスト

探鉱コスト

探鉱投資のうち、生産分与契約の規定により回収可能なコストは、すべて生産

物回収勘定に計上しております。

開発コスト

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

生産コスト

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

管理費

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

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

生産分与契約における回収対象外のコスト

権益取得コスト

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

2. コンセッション契約

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

権益取得コスト

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

探鉱コスト

探鉱コストのうち当社分については、発生時に全額費用計上しております。

開発コスト

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

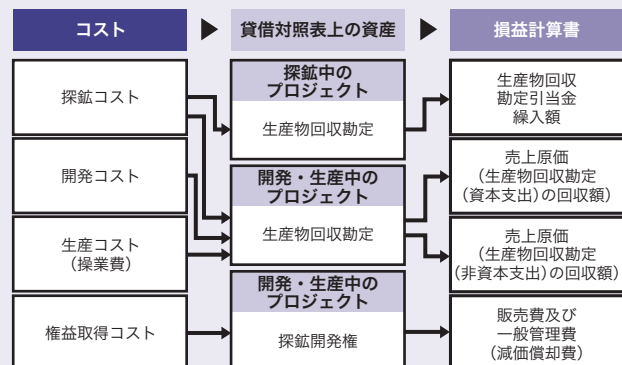
生産コスト

生産段階において発生する操業費の当社分は、売上原価に計上しております。

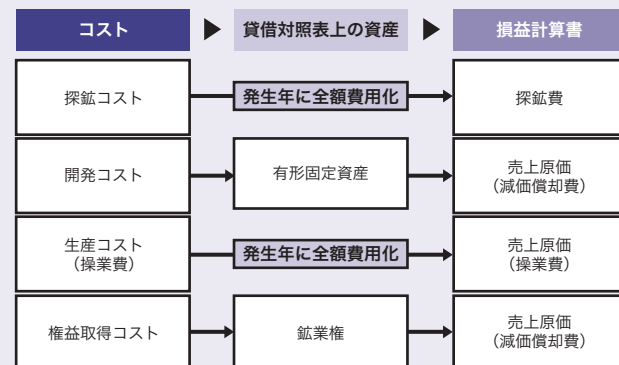
管理費

当社分の管理費は、発生時に費用計上しております。

生産分与契約の会計処理



コンセッション契約の会計処理



重要な会計方針と会計上の見積り

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

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

■生産物回収勘定引当金

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

■生産高比例法による償却

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

■資産除去債務

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

■探鉱会社への出資に対する引当金

当社グループは石油・天然ガス開発事業を行う企業に出資をしており、当該出

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

■探鉱事業引当金

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

■事業損失引当金

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

■繰延税金資産

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

■退職給付費用

当社グループは、退職給付見込額のうち、期末までに発生していると認められる金額の現在価値を退職給付債務として、このうち当期の発生額を退職給付費用として認識しております。退職給付債務及び費用の算定では、割引率、退職率、予定昇給率、長期待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、地政学的リスクによる先行き不透明感がある中で、欧米の景気が堅調に推移したことや、中国を始めアジア諸国の景気持ち直しなどにより、緩やかな回復が続きました。我が国経済では、企業収益や雇用・所得環境の改善が続く中、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53.12米ドルから始まり、高水準の米国原油在庫量や米国シェールオイルの増産観測に加えて、リビア及びナイジェリアの原油生産回復が報じられたことから、原油の供給過剰感を背景に原油価格は下げ基調が続き、6月下旬には44.82米ドルまで値を下げました。その後、7月には、OPEC・非OPECの合同監視委員会にて、ナイジェリアが自主的に生産枠を設定することや、サウジアラビアが8月出荷分の輸出削減を表明したことで供給過剰懸念が緩和され、原油価格は一転して上昇に転じ、1月下旬に70.53米ドルを記録しました。2月に入るとイランの増産観測や米国原油生産量が過去最高を記録したことによる需給緩和懸念等を受けて一時62.59米ドルまで下落したものの、3月に入りサウジアラビア他が協調減産を2019年まで継続する意向を示唆したことや、2月の減産遵守率が過去最高を記録したことなどが強材料となり再び原油価格は上昇し、最終的には70.27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9.89米ドル上昇し、56.30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111円台で始まり、4月上旬に発表された米雇用統計が市場予想を下回ったことや中東・東アジアでの地政学リスクの高まりを背景に、円は対米ドルで108円台まで上昇する局面がありましたが、5月のフランス大統領選挙でのマクロン氏当選により、欧州の政局に対する懸念が後退すると、114円台まで下落しました。その後、夏場に掛けては109円前半から114円前半の間で推移しておりましたが、ECBによる緩和政策転換が示唆されたユーロが上昇するに連れてドルが下落。9月初旬には、米国ハリケーン被害や東アジアにおける緊張が再び高まったことを懸念して、一時107円前半まで円高ドル安が進行しました。その後は、9月FOMCでのFRBバランスシート縮小や12月FOMCでの追加利上げ等を背景に2017年末にはドルが112円台まで持ち直しました。しかし、2018年に入ってムニューシン米財務長官のドル安容認発言や2月発表の米雇用統計を受けたボラティリティの高まりと株価急落、保護貿易主義への懸念を受け、円は一時104円台半ばを付けるなど全面高の展開となり、期末公示仲値（TTM）は、前期末から5円93銭円高の106円27銭となりました。なお、当社グループ売上の期中平均レートは、前期に比べ、2円67銭円安の1米ドル111円27銭となりました。

業績概況

売上高

2018年3月期の売上高は、原油価格が上昇したことにより、2017年3月期の8,744億円に比べ593億円、6.8%増の9,337億円となりました。

このうち原油売上高は2017年3月期の6,172億円に比べ931億円、15.1%増の7,103億円、天然ガス売上高は2017年3月期の2,426億円に比べ345億円、14.2%減の2,081億円となりました。

販売数量は、原油が2017年3月期に比べ9,325千バレル、7.6%減の112,882千バレルとなりました。天然ガスは、2017年3月期に比べ78Bcf、22.8%減の265Bcfとなりました。このうち、海外天然ガスは、2017年3月期に比べ86Bcf、31.7%減の186Bcfとなり、国内天然ガスは、2017年3月期に比べ213百万

m³、11.1%増の2,123百万m³、立方フィート換算では79Bcfとなっております。海外原油売上の平均価格は2017年3月期に比べ、1バレル当たり9.89米ドル、21.3%上昇し、56.30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5.04米ドルとなり、2017年3月期に比べ0.15米ドル、2.9%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46円36銭となり、2017年3月期に比べ3円00銭、6.9%の上昇となっております。

売上高の増加額593億円を要因別に分析しますと、原油及び天然ガスの売上高に関し、販売数量の減少により887億円の減収、平均単価の上昇により1,280億円の増収、売上の平均為替レートが円安となったことにより193億円の増収、その他の売上高が7億円の増収となりました。

(百万円、%)

3月31日終了の連結会計年度	2017	2018	増減	増減率
売上高	¥874,423	¥933,702	¥ 59,279	6.8%
原油	617,194	710,278	93,084	15.1
天然ガス	242,576	208,102	(34,474)	(14.2)
その他	14,653	15,322	669	4.6
売上原価	453,847	498,039	44,192	9.7
売上総利益	420,576	435,663	15,087	3.6
探鉱費	6,734	1,328	(5,406)	(80.3)
販売費及び一般管理費	57,265	58,365	1,100	1.9
減価償却費	20,124	18,607	(1,517)	(7.5)
営業利益	336,453	357,363	20,910	6.2
その他収益	39,090	55,267	16,177	41.4
受取利息	10,460	6,478	(3,982)	(38.1)
受取配当金	2,803	4,778	1,975	70.5
投資有価証券売却益	5,000	—	(5,000)	(100.0)
持分法による投資利益	2,175	4,192	2,017	92.7
生産物回収勘定引当金戻入益	—	17,528	17,528	—
受取補償金	—	12,626	12,626	—
その他	18,652	9,665	(8,987)	(48.2)
その他費用	48,018	105,330	57,312	119.4
支払利息	5,229	7,076	1,847	35.3
貸倒引当金繰入額	8,309	—	(8,309)	(100.0)
生産物回収勘定引当金繰入額	14,375	—	(14,375)	(100.0)
事業損失引当金繰入額	—	3,264	3,264	—
為替差損	3,759	10,472	6,713	178.6
減損損失	6,366	79,970	73,604	—
その他	9,980	4,548	(5,432)	(54.4)
税金等調整前当期純利益	327,525	307,300	(20,225)	(6.2)
法人税等	271,393	309,400	38,007	14.0
当期純利益又は当期純損失	56,132	(2,100)	(58,232)	—
非支配株主に帰属する当期純利益(損失)	9,964	(42,463)	(52,427)	—
親会社株主に帰属する当期純利益	¥ 46,168	¥ 40,363	¥ (5,805)	(12.6)%

売上原価

2018年3月期の売上原価は、ロイヤリティの増加等により、2017年3月期の4,538億円に比べ442億円、9.7%増の4,980億円となりました。

探鉱費

2018年3月期の探鉱費は、日本やアジア・オセアニア地域での探鉱活動が減少したこと等により、2017年3月期の67億円に比べ54億円、80.3%減の13億円となりました。

販売費及び一般管理費

2018年3月期の販売費及び一般管理費は、2017年3月期の573億円に比べ11億円、1.9%増の584億円となりました。

減価償却費

2018年3月期の減価償却費は、2017年3月期の201億円に比べ15億円、7.5%減の186億円となりました。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、2018年3月期における営業利益は、2017年3月期の3,365億円に比べ209億円、6.2%増の3,574億円となりました。

その他収益

2018年3月期のその他収益は、2017年3月期の391億円に比べ162億円、41.4%増の553億円となりました。これは、生産物回収勘定引当金戻入益を計上したこと等によるものです。

その他費用

2018年3月期のその他費用は、2017年3月期の480億円に比べ573億円、119.4%増の1,053億円となりました。これは、減損損失が増加したこと等によるものです。

法人税等

2018年3月期の法人税等は、2017年3月期の2,714億円に比べ380億円、14.0%増の3,094億円となりました。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

2018年3月期の非支配株主に帰属する当期純損失は、425億円(2017年3月期は100億円の純利益)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、2018年3月期の親会社株主に帰属する当期純利益は、2017年3月期の462億円に比べ58億円、12.6%減の404億円となりました。

財政状況

2018年3月期末の総資産は、2017年3月期末の4兆3,122億円に比べ566億円、1.3%減の4兆2,556億円となりました。このうち流動資産は、定期預金の減少等により2017年3月期末の9,430億円に比べ4,734億円、50.2%減の4,696億円となり、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、2017年3月期末の3兆3,692億円に比べ4,168億円、12.4%増の3兆7,860億円となりました。

一方、負債は、2017年3月期末の1兆1,046億円に比べ79億円、0.7%減の1兆967億円となりました。このうち流動負債は、2017年3月期末の2,975億円に比べ117億円、3.9%増の3,092

億円となり、固定負債は、2017年3月期末の8,072億円に比べ197億円、2.4%減の7,875億円となりました。

純資産は、2017年3月期末の3兆2,075億円に比べ487億円、1.5%減の3兆1,589億円となりました。このうち株主資本は、2017年3月期末の2兆5,569億円に比べ114億円、0.4%増の2兆5,682億円となりました。その他の包括利益累計額は、2017年3月期末の3,863億円に比べ379億円、9.8%減の3,485億円となり、非支配株主持分は、2017年3月期末の2,644億円に比べ222億円、8.4%減の2,422億円となりました。

投資及び資金の調達

■石油・天然ガスパロジェクトへの投資

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

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

2017年3月期及び2018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。

2017年3月31日終了の連結会計年度	(百万円)					合計
	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア (欧州・NIS諸国)	中東・アフリカ	米州	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 3,322	¥ 10,035	¥ 195	¥ 1,693	¥ 917	¥ 16,162
開発投資	4,352	214,650	46,029	76,719	3,174	344,924
小計(注1)	7,674	224,685	46,224	78,412	4,091	361,086
持分法適用関連会社						
探鉱投資	—	—	148	7	—	155
開発投資	—	475	833	5,191	447	6,946
小計	—	475	981	5,198	447	7,101
その他への設備投資(注2)	10,334	233,837	—	—	—	244,171
投資額合計(注3)	¥18,008	¥458,997	¥47,205	¥83,610	¥4,538	¥612,358

注1: ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社が含まれております。

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

注3: 2017年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務に対応する除去費用の新規資産計上額(見積りの変更による増減額を含む)は5,966百万円となります。

(百万円)

2018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	合計
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社						
探鉱投資	¥ 99	¥ 1,905	¥ (244)	¥ 1,644	¥1,561	¥ 4,965
開発投資	978	215,963	16,610	90,605	1,958	326,114
小計(注1)	1,077	217,868	16,366	92,249	3,519	331,079
持分法適用関連会社						
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
投資額合計(注3)	¥4,396	¥495,793	¥18,284	¥92,864	¥4,610	¥615,947

注1: ジャパン石油開発株式会社の持分法適用関連会社が含まれております。

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

注3: 2018年3月31日終了の連結会計年度における資産除去債務に対応する除去費用の新規資産計上額(見積りの変更による増減額を含む)は8,209百万円となります。

2018年3月期の投資額は6,159億円となり(持分法適用関連会社の探鉱・開発投資57億円を含む)、2017年3月期の6,124億円に比べ36億円、0.6%の増加となりました。これは、主にユーラシア地域における投資額が減少したものの、アジア・オセアニア地域における投資額が増加したことによるものです。

2017年3月期及び2018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。

(百万円、%)

3月31日終了の連結会計年度	2017		2018	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社				
日本	¥ 11,501	9.9%	¥ 12,024	11.6%
アジア・オセアニア	55,084	47.2	30,834	30.0
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	7,809	6.7	14,567	14.2
中東・アフリカ	40,338	34.6	43,117	41.9
米州	1,867	1.6	2,348	2.3
小計	116,599	100.0	102,890	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	513	5.2	792	8.1
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	85	0.9	412	4.2
中東・アフリカ	5,312	54.0	3,918	40.0
米州	3,925	39.9	4,685	47.7
小計	9,835	100.0	9,807	100.0
合計	¥126,434	—%	¥112,697	—%

■ 石油・天然ガスプロジェクトの権益取得による支出

2017年3月期及び2018年3月期の石油・天然ガスプロジェクトのセグメント別の権益取得による支出は以下の通りとなっております。権益取得による支出には、鉱業権及び探鉱開発権の取得費用、サイン・ボーナス、新規権益取得により増加した生産物回収勘定または有形固定資産が含まれております。

(百万円、%)

3月31日終了の連結会計年度	2017		2018	
国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社				
アジア・オセアニア	¥ —	—%	¥ —	—%
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	—	—	6,191	6.1
中東・アフリカ	—	—	94,716	93.9
米州	—	—	—	—
小計	—	—	100,907	100.0
持分法適用関連会社				
アジア・オセアニア	—	—	—	—
ユーラシア(欧州・NIS諸国)	—	—	—	—
中東・アフリカ	—	—	—	—
米州	—	—	—	—
小計	—	—	—	—
合計	¥ —	—%	¥100,907	—%

■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。2017年3月期及び2018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)	
	2017	2018
期首残高	¥ 727,772	¥659,202
加算:探鉱コスト	9,461	3,832
開発コスト	39,929	16,870
操業費	55,514	37,396
その他	6,970	8,551
減算:生産物回収勘定(資本支出)の回収額	(79,874)	(53,466)
生産物回収勘定(非資本支出)の回収額	(73,414)	(52,019)
その他	(27,156)	(31,268)
期末残高	659,202	589,098
生産物回収勘定引当金(期末残高)	¥(120,544)	¥ (81,625)

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

2018年3月期の探鉱コストは2017年3月期と比べ減少しました。これは主にアジア・オセアニア地域における探鉱投資が減少したことによるものです。

2018年3月期の開発コストは2017年3月期と比べ減少しました。これは主にアジア・オセアニア地域及びユーラシア地域における開発投資が減少したことによるものです。

2018年3月期の操業費は2017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。

2018年3月期のコスト回収額は、2017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連結除外に伴う生産物回収勘定の減少によるものです。

2018年3月期末の生産物回収勘定引当金残高は2017年3月期末と比べ減少しました。これは主に一部の鉱区の生産開始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、2018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

2018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)		換算額
	米ドル	円	
2019年	\$ 458.6	¥ 17,404	¥ 66,141
2020年	658.6	43,352	113,343
2021年	704.0	26,220	101,034
2022年	339.0	24,252	60,278
2023年	379.0	21,966	62,242
2024年以降	2,214.5	55,095	290,430
合計	\$4,753.7	¥188,289	¥693,468

■ キャッシュ・フローの状況

2017年3月期及び2018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)	
	2017	2018
営業活動によるキャッシュ・フロー	¥275,810	¥ 278,539
投資活動によるキャッシュ・フロー	53,484	(351,908)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(65,428)	34,742
現金及び現金同等物の期末残高	¥316,791	¥ 276,080

営業活動によるキャッシュ・フロー

2018年3月期の営業活動の結果得られた資金は2,785億円となり、2017年3月期の2,758億円に比べ27億円の増加となりました。これは、税金等調整前当期純利益が減少し法人税等の支払額が増加したものの、非資金項目である減損損失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

2018年3月期の投資活動の結果使用した資金は、2017年3月期は535億円の資金を得られた一方で、定期預金の払戻による収入が減少したことや権益取得による支出が増加したこと等により、3,519億円となりました。

財務活動によるキャッシュ・フロー

2018年3月期の財務活動の結果得られた資金は、2017年3月期は654億円の資金を使用した一方で、長期借入れによる収入や非支配株主からの払込みによる収入が増加したこと等により、347億円となりました。

連結貸借対照表

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社
2018年3月31日現在

<資産>	百万円		千米ドル (注3)
	2017	2018	2018
流動資産			
現金及び現金同等物(注6)	¥ 316,791	¥ 276,080	\$ 2,597,911
定期預金(注12)	335,824	23	216
受取手形及び売掛金(注4)	72,364	66,900	629,529
有価証券(注4及び5)	5,503	—	—
たな卸資産(注6)	30,721	32,322	304,150
繰延税金資産(注7)	7,265	3,232	30,413
未収入金(注4)	83,291	71,014	668,241
生産物回収勘定	47,264	—	—
その他(注6)	68,403	40,997	385,782
貸倒引当金	(20,764)	(20,985)	(197,469)
生産物回収勘定引当金	(3,702)	—	—
流動資産合計	942,960	469,583	4,418,773
有形固定資産			
建物及び構築物	399,647	405,045	3,811,471
坑井	320,311	337,459	3,175,487
機械装置及び運搬具	410,072	408,291	3,842,016
土地(注6)	19,190	19,099	179,721
建設仮勘定(注6)	1,511,660	1,678,743	15,796,961
その他	30,039	21,294	200,376
	2,690,919	2,869,931	27,006,032
減価償却累計額	(762,321)	(825,311)	(7,766,171)
有形固定資産合計	1,928,598	2,044,620	19,239,861
無形固定資産			
のれん(注17)	60,797	54,036	508,478
探鉱開発権	154,557	153,169	1,441,319
鉱業権	298,371	328,087	3,087,297
その他	7,528	6,211	58,446
無形固定資産合計	521,253	541,503	5,095,540
投資その他の資産			
生産物回収勘定	611,938	589,098	5,543,408
生産物回収勘定引当金	(116,842)	(81,625)	(768,091)
	495,096	507,473	4,775,317
投資有価証券(注4、5及び6)	246,085	367,417	3,457,392
長期貸付金(注6)	134,235	295,861	2,784,050
繰延税金資産(注7)	25,750	20,263	190,675
その他(注6)	29,249	11,359	106,888
貸倒引当金	(8,283)	(849)	(7,989)
探鉱投資引当金	(2,769)	(1,665)	(15,668)
投資その他の資産合計	919,363	1,199,859	11,290,665
固定資産合計	3,369,214	3,785,982	35,626,066
資産合計	¥4,312,174	¥4,255,565	\$40,044,839

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)
	2017	2018	2018
流動負債			
支払手形及び買掛金	¥ 51,105	¥ 45,676	\$ 429,811
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)	44,253	71,250	670,462
未払法人税等(注7)	45,219	17,235	162,181
未払金	73,721	94,360	887,927
事業損失引当金	2,920	9,887	93,037
探鉱事業引当金	4,479	4,006	37,696
役員賞与引当金	63	62	584
資産除去債務(注16)	4,301	408	3,839
その他(注7)	71,404	66,310	623,977
流動負債合計	297,465	309,194	2,909,514
固定負債			
長期借入金(注4、6、11及び12)	643,432	627,327	5,903,143
繰延税金負債(注7)	45,615	35,619	335,175
特別修繕引当金	331	380	3,575
退職給付に係る負債(注15)	5,953	5,938	55,877
資産除去債務(注16)	104,845	111,128	1,045,714
その他	6,990	7,110	66,905
固定負債合計	807,166	787,502	7,410,389
負債合計	1,104,631	1,096,696	10,319,903
純資産(注9)			
資本金	290,810	290,810	2,736,520
授権株式の総数: 2017 — 3,600,000,001株 2018 — 3,600,000,001株			
発行済株式の総数: 2017 — 1,462,323,601株 2018 — 1,462,323,601株			
資本剰余金	676,273	673,574	6,338,327
利益剰余金	1,595,018	1,609,094	15,141,564
自己株式: 2017 — 1,966,500株 2018 — 1,966,500株	(5,248)	(5,248)	(49,384)
株主資本合計	2,556,853	2,568,230	24,167,027
その他有価証券評価差額金	6,480	10,218	96,151
繰延ヘッジ損益	717	25,725	242,072
為替換算調整勘定	379,120	312,507	2,940,689
その他の包括利益累計額合計	386,317	348,450	3,278,912
非支配株主持分	264,373	242,189	2,278,997
純資産合計	3,207,543	3,158,869	29,724,936
偶発債務(注19)			
負債及び純資産合計	¥4,312,174	¥4,255,565	\$40,044,839

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
2018年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2017	2018	2018
売上高	¥874,423	¥933,702	\$8,786,130
売上原価	453,847	498,039	4,686,544
売上総利益	420,576	435,663	4,099,586
探鉱費	6,734	1,328	12,497
販売費及び一般管理費(注13、15及び17)	57,265	58,365	549,214
減価償却費	20,124	18,607	175,092
営業利益	336,453	357,363	3,362,783
その他収益			
受取利息	10,460	6,478	60,958
受取配当金	2,803	4,778	44,961
投資有価証券売却益	5,000	—	—
持分法による投資利益	2,175	4,192	39,447
生産物回収勘定引当金戻入益	—	17,528	164,938
受取補償金	—	12,626	118,811
その他	18,652	9,665	90,947
その他収益合計	39,090	55,267	520,062
その他費用			
支払利息	5,229	7,076	66,585
貸倒引当金繰入額	8,309	—	—
生産物回収勘定引当金繰入額	14,375	—	—
事業損失引当金繰入額	—	3,264	30,714
為替差損	3,759	10,472	98,541
減損損失(注14)	6,366	79,970	752,517
その他	9,980	4,548	42,797
その他費用合計	48,018	105,330	991,154
税金等調整前当期純利益	327,525	307,300	2,891,691
法人税等(注7)			
法人税、住民税及び事業税	304,620	308,352	2,901,590
法人税等調整額	(33,227)	1,048	9,862
法人税等合計	271,393	309,400	2,911,452
当期純利益又は当期純損失	56,132	(2,100)	(19,761)
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	9,964	(42,463)	(399,577)
親会社株主に帰属する当期純利益	¥ 46,168	¥ 40,363	\$ 379,816

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
2018年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2017	2018	2018
当期純利益又は当期純損失	¥56,132	¥ (2,100)	\$ (19,761)
その他の包括利益			
その他有価証券評価差額金	1,522	3,711	34,921
為替換算調整勘定	(19,868)	(68,317)	(642,863)
持分法適用会社に対する持分相当額	6,120	24,439	229,971
その他の包括利益合計(注8)	(12,226)	(40,167)	(377,971)
包括利益	43,906	(42,267)	(397,732)
(内訳)			
親会社株主に係る包括利益	36,564	2,496	23,487
非支配株主に係る包括利益	¥ 7,342	¥(44,763)	\$(421,219)

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

2017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
2016年4月1日残高	¥290,810	¥676,273	¥1,575,136	¥(5,248)	¥2,536,971
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			46,168		46,168
自己株式の取得				(0)	(0)
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)			19,882	(0)	19,882
連結会計年度中の変動額合計	—	—	19,882	(0)	19,882
2017年3月31日残高	¥290,810	¥676,273	¥1,595,018	¥(5,248)	¥2,556,853

2017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
2016年4月1日残高	¥4,959	¥(6,660)	¥397,622	¥395,921	¥245,911	¥3,178,803
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						46,168
自己株式の取得						(0)
株主資本以外の項目の連結会計 年度中のその他変動額(純額)	1,521	7,377	(18,502)	(9,604)	18,462	8,858
連結会計年度中の変動額合計	1,521	7,377	(18,502)	(9,604)	18,462	28,740
2017年3月31日残高	¥6,480	¥ 717	¥379,120	¥386,317	¥264,373	¥3,207,543

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)			14,076		11,377
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

2018年3月31日終了の連結会計年度	千米ドル(注3)				
	資本金	資本剰余金	株主資本 利益剰余金	自己株式	株主資本合計
2017年4月1日残高	\$2,736,520	\$6,363,725	\$15,009,109	\$(49,384)	\$24,059,970
非支配株主との取引に係る親会社の 持分変動		(25,398)			(25,398)
剰余金の配当			(247,361)		(247,361)
親会社株主に帰属する当期純利益			379,816		379,816
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)			132,455		107,057
連結会計年度中の変動額合計	—	(25,398)	132,455	—	107,057
2018年3月31日残高	\$2,736,520	\$6,338,327	\$15,141,564	\$(49,384)	\$24,167,027

2018年3月31日終了の連結会計年度	千米ドル(注3)					
	その他有価証券 評価差額金	繰延 ヘッジ損益	為替換算 調整勘定	その他の包括利益 累計額合計	非支配株主持分	純資産合計
2017年4月1日残高	\$60,976	\$ 6,747	\$3,567,517	\$3,635,240	\$2,487,748	\$30,182,958
非支配株主との取引に係る親会社の 持分変動						(25,398)
剰余金の配当						(247,361)
親会社株主に帰属する当期純利益						379,816
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)	35,175	235,325	(626,828)	(356,328)	(208,751)	(565,079)
連結会計年度中の変動額合計	35,175	235,325	(626,828)	(356,328)	(208,751)	(458,022)
2018年3月31日残高	\$96,151	\$242,072	\$2,940,689	\$3,278,912	\$2,278,997	\$29,724,936

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
2018年3月31日終了の連結会計年度

	百万円		千米ドル (注3)
	2017	2018	2018
営業活動によるキャッシュ・フロー			
税金等調整前当期純利益	¥ 327,525	¥ 307,300	\$ 2,891,691
減価償却費	91,159	92,806	873,304
減損損失	6,366	79,970	752,517
のれん償却額	6,761	6,761	63,621
生産物回収勘定引当金の増加額(減少額)	15,934	(21,190)	(199,398)
探鉱事業引当金の増加額(減少額)	(240)	(459)	(4,319)
その他の引当金の増加額(減少額)	7,145	6,811	64,091
退職給付に係る負債の増加額(減少額)	(1,483)	19	179
受取利息及び受取配当金	(13,263)	(11,256)	(105,919)
支払利息	5,229	7,076	66,585
為替差損失(利益)	4,896	11,048	103,962
持分法による投資損失(利益)	(2,175)	(4,192)	(39,447)
投資有価証券売却損失(利益)	(5,000)	—	—
生産物回収勘定(資本支出)の回収額	79,874	53,466	503,115
生産物回収勘定(非資本支出)の減少額(増加額)	(2,823)	9,632	90,637
売上債権の減少額(増加額)	(16,351)	2,846	26,781
たな卸資産の減少額(増加額)	5,593	(2,098)	(19,742)
仕入債務の増加額(減少額)	4,300	20,605	193,893
未収入金の減少額(増加額)	11,569	(287)	(2,701)
未払金の増加額(減少額)	4,182	12,221	114,999
前受金の増加額(減少額)	280	4,848	45,620
その他	23,312	12,468	117,324
小計	552,790	588,395	5,536,793
利息及び配当金の受取額	18,773	24,460	230,168
利息の支払額	(2,912)	(5,078)	(47,784)
法人税等の支払額	(292,841)	(329,238)	(3,098,127)
営業活動によるキャッシュ・フロー	275,810	278,539	2,621,050
投資活動によるキャッシュ・フロー			
定期預金の預入による支出	(355,238)	(259,990)	(2,446,504)
定期預金の払戻による収入	921,781	593,900	5,588,595
有形固定資産の取得による支出	(278,360)	(271,324)	(2,553,157)
有形固定資産の売却による収入	4,611	236	2,221
無形固定資産の取得による支出	(21,954)	(1,365)	(12,845)
投資有価証券の取得による支出	(80,225)	(127,785)	(1,202,456)
投資有価証券の売却及び償還による収入	10,601	—	—
生産物回収勘定(資本支出)の支出	(37,326)	(24,135)	(227,110)
短期貸付金の減少額(増加額)	(1,322)	51	480
長期貸付けによる支出	(133,478)	(172,534)	(1,623,544)
長期貸付金の回収による収入	275	274	2,578
権益取得による支出	—	(100,907)	(949,534)
その他	24,119	11,671	109,824
投資活動によるキャッシュ・フロー	53,484	(351,908)	(3,311,452)
財務活動によるキャッシュ・フロー			
短期借入金の純増加額(減少額)	(96)	392	3,689
長期借入れによる収入	11,760	77,612	730,328
長期借入金の返済による支出	(62,904)	(39,251)	(369,352)
非支配株主からの払込みによる収入	16,110	27,570	259,434
配当金の支払額	(26,287)	(26,291)	(247,398)
非支配株主への配当金の支払額	(3,939)	(2,523)	(23,741)
その他	(72)	(2,767)	(26,038)
財務活動によるキャッシュ・フロー	(65,428)	34,742	326,922
現金及び現金同等物に係る換算差額	(888)	(2,084)	(19,610)
現金及び現金同等物の増加額(減少額)	262,978	(40,711)	(383,090)
現金及び現金同等物の期首残高	53,813	316,791	2,981,001
現金及び現金同等物の期末残高	¥ 316,791	¥ 276,080	\$ 2,597,911

連結財務諸表の注記を参照。

連結財務諸表の注記

国際石油開発帝石株式会社及び連結子会社

1. 作成の基礎

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

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

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

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

当社は、当年度の表示に合わせ過年度の表示を一部組替再表示しております。

2. 重要な会計方針の要約

(a) 連結の基本方針及び関連会社投資の会計処理

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

決算日が連結決算日と異なる連結子会社のうち、サウル石油(株)、インベックスマセラアラフラ海石油(株)等48社は決算日が12月31日であり、決算日現在の財務諸表を使用しております。ただし、連結決算日と間に生じた重要な取引については、連結上必要な調整を行っております。また、ジャパン石油開発(株)、インベックス南西カスピ海石油(株)、インベックス北カスピ海石油(株)、INPEX Holdings Australia Pty Ltd、INPEX Ichthys Pty Ltd等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株式等の損失に備えるため、投資先各社の資産状態を検討のうえ計上しております。

(j) 有形固定資産（リース資産を除く）

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

(k) 無形固定資産（リース資産を除く）

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

鉱業権の償却は、主として生産高比例法によっております。

その他の無形固定資産は主として定額法によって償却しております。

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

(l) リース資産

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

(m) 探鉱事業引当金

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

(n) 役員賞与引当金

役員に対する賞与の支出に備えるため、支給見込額に基づき計上しております。

(o) 事業損失引当金

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

(p) 特別修繕引当金

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

(q) 退職給付に係る会計処理の方法

(退職給付見込額の期間帰属方法)

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

(数理計算上の差異の費用処理方法)

数理計算上の差異は発生年度に全額を費用処理しております。

(r) 資産除去債務

石油・天然ガス生産施設等について、産油国政府との石油契約や現地法令等に基づき、当社グループは、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。

(s) ヘッジ会計

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

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

(t) 研究開発費

研究開発費は発生時に費用として処理しております。

(u) 法人税等

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

(v) 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 平成30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 平成30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3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、2018年3月31日の換算レートである1米ドル106円27銭で計算しております。これらの金額の記載は、円金額がこのレートあるいはほかのレートで米ドルに換金、実現あるいは決済された、またはされうということを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等となっております。信用リスクに晒されている取引先については、営業管理細則及び与信管理細則に従い、取引先の状況を適時に把握し、取引相手の財務状況等の悪化等による回収懸念の早期把握や軽減を図っております。

(有価証券にかかる市場価格変動リスク)

保有する有価証券・投資有価証券で、市場価格の変動リスクに晒されているものについては、時価が定期的に経営会議にて報告されております。なお、株式については、主に当社が中長期的に安定した業務を遂行することを目的に、より緊密かつ円滑な関係を築くために保有している取引先等の株式となっておりますが、一部銘柄については投資目的として保有しております。

(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) 2017年及び2018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。

2017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	¥33,905	¥40,369	¥6,464
債券			
社債	5,500	5,503	3
その他	2,178	4,963	2,785
小計	41,583	50,835	9,252
連結貸借対照表計上額が取得原価を超えないもの			
株式	8,718	7,966	(752)
小計	8,718	7,966	(752)
合計	¥50,301	¥58,801	¥8,500

2018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	¥26,711	¥37,238	¥10,527	\$251,351	\$350,410	\$ 99,059
その他	2,179	5,642	3,463	20,504	53,091	32,587
小計	28,890	42,880	13,990	271,855	403,501	131,646
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)	149,722	144,660	(5,062)
小計	15,911	15,373	(538)	149,722	144,660	(5,062)
合計	¥44,801	¥58,253	¥13,452	\$421,577	\$548,161	\$126,584

(b) 2017年及び2018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。

2017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	¥10,600	¥5,000	¥—

2018年3月31日終了の 連結会計年度	百万円			千米ドル		
	売却額	売却益の総額	売却損の総額	売却額	売却益の総額	売却損の総額
株式	¥ 0	¥—	¥—	\$ 0	\$—	\$—
債券						
社債	5,500	—	—	51,755	—	—
合計	¥5,500	¥—	¥—	\$51,755	\$—	\$—

(c) 2017年及び2018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
	2017	2018	2018
非上場株式	¥ 29,260	¥ 26,732	\$ 251,548
関係会社株式	163,527	282,432	2,657,683
合計	¥192,787	¥309,164	\$2,909,231

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) 2017年及び2018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
	2017	2018	2018
銀行等からの借入金 (2017年3月31日現在の利率は0.635%から3.700% 2018年3月31日現在の利率は3.696%)	¥4,948	¥5,109	\$48,076

(b) 2017年及び2018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
	2017	2018	2018
返済期限(最長)2034年の銀行等からの借入金 (2017年3月31日現在の利率は0.094%から2.560% 2018年3月31日現在の利率は0.050%から3.530%)	¥682,737	¥693,468	\$6,525,529
うち、1年以内返済予定の長期借入金	39,305	66,141	622,386
合計	¥643,432	¥627,327	\$5,903,143

(c) 2017年及び2018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
	2017	2018	2018
現金及び現金同等物	¥ 222	¥ 3,763	\$ 35,410
たな卸資産	8,533	7,911	74,442
土地	150	142	1,336
建設仮勘定	1,119,050	1,245,156	11,716,910
投資有価証券	62,492	182,050	1,713,089
長期貸付金	131,261	293,789	2,764,553
その他	10,147	4,101	38,590
合計	¥1,331,855	¥1,736,912	\$16,344,330

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2018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
2019年	¥ 66,141	\$ 622,386
2020年	113,343	1,066,557
2021年	101,034	950,729
2022年	60,278	567,216
2023年	62,242	585,697
2024年以降	290,430	2,732,944
合計	¥693,468	\$6,525,529

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2017年及び2018年3月31日終了の連結会計年度ともに28.2%となっております。

(a) 2017年及び2018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	2017	2018
法定実効税率	28.2%	28.2%
(調整)		
交際費等永久に損金に算入されない項目	0.3	0.3
受取配当金等永久に益金に算入されない項目	(2.1)	(0.9)
評価性引当額	6.3	7.4
外国税	76.3	88.4
外国税額控除	(12.6)	(6.2)
損金算入外国税額の調整	(15.6)	(16.0)
のれん償却額	0.6	0.6
本邦税効果適用税率差異	1.8	(3.6)
その他	(0.3)	2.5
税効果会計適用後の法人税等の負担率	82.9%	100.7%

(b) 2017年及び2018年3月31日現在の繰延税金資産及び繰延税金負債の発生の主な原因別の内訳は以下の通りとなっております。

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2017	2018	2018
繰延税金資産			
探鉱投資等	¥ 58,237	¥ 51,583	\$ 485,396
投資有価証券評価損	2,413	2,267	21,332
生産物回収勘定(外国税)	7,096	4,515	42,486
探鉱投資引当金	776	466	4,385
未払外国税	18,727	8,562	80,568
税務上の繰越欠損金	184,483	257,674	2,424,711
減価償却費償却超過額	37,575	34,262	322,405
退職給付に係る負債	1,960	1,980	18,632
事業損失引当金	825	2,769	26,056
外貨建債権債務評価差額	15,090	10,546	99,238
資産除去債務	14,142	13,172	123,948
貸倒引当金	6,189	6,262	58,925
減損損失	15,418	36,895	347,182
その他	37,145	43,439	408,761
繰延税金資産小計	400,076	474,392	4,464,025
評価性引当額	(315,192)	(389,951)	(3,669,436)
繰延税金資産合計	84,884	84,441	794,589
繰延税金負債			
外国税	(83,042)	(79,460)	(747,718)
外貨建金銭債務評価差額	(102)	(178)	(1,675)
パーチェス法適用に伴う時価評価差額等	(7,052)	(7,022)	(66,077)
探鉱準備金	(5,509)	(7,300)	(68,693)
其他有価証券評価差額金	(2,023)	(3,264)	(30,714)
その他	(3,993)	(3,096)	(29,133)
繰延税金負債	(101,721)	(100,320)	(944,010)
繰延税金資産(負債)の純額	¥ (16,837)	¥ (15,879)	\$ (149,421)

8. 包括利益

2017年及び2018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
	2017	2018	2018
その他有価証券評価差額金			
当期発生額	¥ 8,327	¥ 4,952	\$ 46,599
組替調整額	(5,030)	(0)	(0)
税効果調整前	3,297	4,952	46,599
税効果額	(1,775)	(1,241)	(11,678)
	1,522	3,711	34,921
為替換算調整勘定			
当期発生額	(19,878)	(68,262)	(642,345)
組替調整額	10	(55)	(518)
	(19,868)	(68,317)	(642,863)
持分法適用会社に対する持分相当額			
当期発生額	(2,838)	23,907	224,965
組替調整額	(553)	391	3,679
資産の取得原価調整額	9,511	141	1,327
	6,120	24,439	229,971
その他の包括利益合計	¥(12,226)	¥(40,167)	\$ (377,971)

9. 純資産

2018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、取締役の選解任、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)。

- 取締役の選解任
- 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いません。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、2018年3月31日終了の連結会計年度の甲種類株式の配当額は7,200円となっております。

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

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

10. 1株当たり情報

2017年及び2018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
	2017	2018	2018
1株当たり純資産	¥2,015.38	¥1,997.24	\$18.79
1株当たり配当額	18.00	18.00	0.17
1株当たり当期純利益	¥ 31.61	¥ 27.64	\$ 0.26

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。

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

2017年及び2018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。

2017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)	¥39,981	¥—	¥43	¥43

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

2018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)	\$399,868	\$—	\$480	\$480

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

2017年及び2018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。

2017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)

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)

2018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	\$44,792	\$44,792	(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) 2017年及び2018年3月31日現在の注記5.(a)に記載の有価証券、投資有価証券及び注記11に記載のデリバティブ取引以外のその他の金融商品の連結貸借対照表計上額及び時価については次の通りであります。

なお、現金及び現金同等物、受取手形及び売掛金、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。

2017年3月31日現在	百万円		千米ドル	
	連結貸借対照表計上額	時価	連結貸借対照表計上額	時価
定期預金	¥335,824	¥335,906	\$ 216	\$ 216
短期借入金及び 1年以内返済予定の長期借入金	44,253	43,967	670,462	654,823
長期借入金	¥643,432	¥635,083	\$5,903,143	\$5,654,983

2018年3月31日現在	百万円		千米ドル	
	連結貸借対照表計上額	時価	連結貸借対照表計上額	時価
定期預金	¥ 23	¥ 23	\$ 216	\$ 216
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	670,462	654,823
長期借入金	¥627,327	¥600,955	\$5,903,143	\$5,654,983

(b) その他の金融商品の時価の算定方法は以下の通りとなっております。

(定期預金)

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

(短期借入金及び1年以内返済予定の長期借入金)

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

(長期借入金)

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

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、2017年3月31日終了の連結会計年度が1,984百万円、2018年3月31日終了の連結会計年度が978百万円(9,203千米ドル)となっております。

14. 減損損失

2017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。油価の下落等に基づく事業環境の悪化により、以下の事業用資産の帳簿価額を回収可能価額まで減額し、当該減少額を減損損失として計上しております。

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	カナダ ブリティッシュコロンビア州	建物及び構築物	¥ 225
		坑井	1,689
		機械装置及び運搬具	421
		鉱業権	268
		その他	27
		計	2,630
八橋油田に係る事業用資産等	秋田県秋田市等	建物及び構築物	650
		坑井	11
		機械装置及び運搬具	906
		土地	443
		その他	17
		計	2,027
南ナトゥナ海B鉱区に係る 事業用資産	インドネシア共和国	探鉱開発権	1,703
		その他	6
合計			¥6,366

カナダシェールガス鉱区(ホーンリバー地域)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8.3%で割り引いた値によっております。南ナトゥナ海B鉱区に係る事業用資産については、回収可能価額をゼロとしております。八橋油田に係る事業用資産等の回収可能価額については、土地は正味売却価額(固定資産税評価額を合理的に調整した価額)により算定し、その他は回収可能価額をゼロとしております。

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下落等により、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
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	\$ 25,200
		坑井	4,021	37,838
		機械装置及び運搬具	11,391	107,189
		鉱業権	48,428	455,707
		その他	9,725	91,512
		計	76,243	717,446
その他			3,727	35,071
合計			¥79,970	\$752,517

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。

15. 退職給付制度

2017年及び2018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
	2017	2018	2018
退職給付債務の期首残高	¥20,500	¥21,067	\$198,240
勤務費用	1,046	1,057	9,947
利息費用	209	215	2,023
数理計算上の差異の発生額	(9)	66	621
退職給付の支払額	(679)	(895)	(8,422)
退職給付債務の期末残高	¥21,067	¥21,510	\$202,409

(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
	2017	2018	2018
年金資産の期首残高	¥13,552	¥15,596	\$146,758
期待運用収益	339	261	2,456
数理計算上の差異の発生額	356	100	941
事業主からの拠出額	592	573	5,392
退職給付の支払額	(378)	(469)	(4,413)
退職給付信託の設定額	1,135	—	—
年金資産の期末残高	¥15,596	¥16,061	\$151,134

(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
	2017	2018	2018
退職給付に係る負債の期首残高	¥514	¥482	\$4,536
退職給付費用	62	124	1,167
退職給付の支払額	(90)	(33)	(311)
制度への拠出額	(13)	(13)	(122)
その他	9	(72)	(678)
退職給付に係る負債の期末残高	¥482	¥488	\$4,592

(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
	2017	2018	2018
積立型制度の退職給付債務	¥ 21,334	¥ 21,760	\$ 204,761
年金資産	(15,810)	(16,263)	(153,034)
	5,524	5,497	51,727
非積立型制度の退職給付債務	429	441	4,150
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	5,953	5,938	55,877
退職給付に係る負債	5,953	5,938	55,877
連結貸借対照表に計上された負債と資産の純額	¥ 5,953	¥ 5,938	\$ 55,877

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
	2017	2018	2018
勤務費用	¥1,046	¥1,057	\$ 9,947
利息費用	209	215	2,023
期待運用収益	(339)	(261)	(2,456)
数理計算上の差異の費用処理額	(365)	(33)	(311)
簡便法で計算した退職給付費用	63	124	1,167
確定給付制度に係る退職給付費用	¥ 614	¥1,102	\$10,370

(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	2017	2018
株式	44%	21%
一般勘定	39%	45%
債券	17%	13%
その他	0%	21%
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

	2017	2018
割引率	1.0%	1.0%
長期期待運用収益率	2.5%	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、2017年3月31日終了の連結会計年度が2,302百万円、2018年3月31日終了の連結会計年度が2,413百万円(22,706千米ドル)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

2017年及び2018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
	2017	2018	2018
期首残高	¥103,063	¥109,146	\$1,027,063
有形固定資産の取得に伴う増加額	15,611	3,707	34,883
時の経過による調整額	2,592	2,641	24,852
資産除去債務の履行による減少額	(1,504)	(3,394)	(31,938)
見積りの変更による増加額(減少額)(注1)	(9,336)	2,929	27,562
その他減少額(注2)	(1,280)	(3,493)	(32,869)
期末残高	¥109,146	¥111,536	\$1,049,553

注1: 2017年及び2018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: 「その他減少額」の主なものとは為替変動による減少額であります。

(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

2017年及び2018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
	2017	2018	2018
期首残高	¥67,558	¥60,797	\$572,099
のれん計上額	—	—	—
のれん償却額	(6,761)	(6,761)	(63,621)
期末残高	¥60,797	¥54,036	\$508,478

18. リース取引

2018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
2019年	¥ 4,475	\$ 42,110
2020年以降	16,187	152,319
合計	¥20,662	\$194,429

19. 偶発債務

当社及び連結子会社は2018年3月31日現在、関連会社等の負債556,998百万円(5,241,348千米ドル)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、2018年3月31日現在の当社分の保証負担額は857,531百万円(8,069,361千米ドル)であります。

20. セグメント情報

2017年及び2018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」セグメントでは石油製品等の販売も行っております。

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

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

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

		百万円						
2017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	¥102,660	¥ 218,099	¥ 60,192	¥482,182	¥ 11,290	¥ 874,423	¥ —	¥ 874,423
売上高合計	102,660	218,099	60,192	482,182	11,290	874,423	—	874,423
セグメント利益(損失)	18,034	51,566	12,113	276,870	(9,361)	349,222	(12,769)	336,453
セグメント資産	320,853	1,997,494	600,854	446,792	137,119	3,503,112	809,062	4,312,174
その他の項目								
減価償却費	16,992	21,623	10,328	29,298	11,405	89,646	1,513	91,159
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	1,966	116,619	253	34,773	—	153,611	281	153,892
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	¥ 15,082	¥ 197,958	¥ 19,871	¥ 42,967	¥ 3,329	¥ 279,207	¥ 574	¥ 279,781

		百万円						
2018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	¥120,060	¥ 148,837	¥ 88,597	¥565,244	¥ 10,964	¥ 933,702	¥ —	¥ 933,702
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	2,343,012	622,221	511,194	57,187	3,836,747	418,818	4,255,565
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

		千米ドル						
2018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	\$1,129,764	\$ 1,400,555	\$ 833,697	\$5,318,942	\$ 103,172	\$ 8,786,130	\$ —	\$ 8,786,130
売上高合計	1,129,764	1,400,555	833,697	5,318,942	103,172	8,786,130	—	8,786,130
セグメント利益(損失)	237,659	267,291	201,336	2,870,575	(100,273)	3,476,588	(113,805)	3,362,783
セグメント資産	2,852,480	22,047,727	5,855,096	4,810,332	538,129	36,103,764	3,941,075	40,044,839
その他の項目								
減価償却費	168,834	132,248	91,192	347,153	121,399	860,826	12,478	873,304
のれんの償却額	—	—	—	—	(1,807)	(1,807)	65,428	63,621
持分法適用会社への 投資額	18,632	2,239,193	8,620	298,409	—	2,564,854	2,813	2,567,667
有形固定資産及び無 形固定資産の増加額	\$ 27,995	\$ 2,153,232	\$ 66,246	\$1,404,131	\$ 16,807	\$ 3,668,411	\$ 10,021	\$ 3,678,432

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
	2017	2018	2018
原油	¥617,194	¥710,278	\$6,683,711
天然ガス(LPGを除く)	235,794	202,054	1,901,327
LPG	6,782	6,048	56,912
その他	14,653	15,322	144,180
合計	¥874,423	¥933,702	\$8,786,130

(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
	2017	2018	2018
日本	¥409,945	¥428,653	\$4,033,622
アジア・オセアニア	387,959	405,422	3,815,018
その他	76,519	99,627	937,490
合計	¥874,423	¥933,702	\$8,786,130

(有形固定資産)

3月31日現在	百万円		千米ドル
	2017	2018	2018
日本	¥ 282,442	¥ 264,549	\$ 2,489,404
オーストラリア	1,390,187	1,537,733	14,470,058
その他	255,969	242,338	2,280,399
合計	¥1,928,598	¥2,044,620	\$19,239,861

(f) 主要な顧客ごとの情報

(主要な顧客への売上高)

3月31日終了の連結会計年度	百万円	千米ドル	セグメント
	2018	2018	
Shell International Eastern Trading Company	¥107,654	\$1,013,023	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
	2017	2018	2018
日本	¥2,033	¥ 3,631	\$ 34,168
アジア・オセアニア	1,703	—	—
中東・アフリカ	—	96	903
米州	2,630	76,243	717,446
合計	¥6,366	¥79,970	\$752,517

21. 関連当事者との取引

2017年及び2018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

2017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	1,617,600 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)	¥ 133,107		長期貸付金	¥131,261	
						増資の引受	76,562	—	—	—	
						債務保証 (注2)	¥1,466,099	—	¥	—	

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	\$ 1,622,932	長期貸付金	¥293,789	\$2,764,553
						増資の引受	122,889	1,156,385	—	—	—
						債務保証 (注2)	¥1,390,772	\$13,087,155	—	¥	\$

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

2017年及び2018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
	2017	2018	2018
流動資産合計	¥ 20,516	¥ 42,704	\$ 401,844
固定資産合計	3,094,713	3,479,768	32,744,594
流動負債合計	61,411	357,270	3,361,908
固定負債合計	2,882,514	2,788,362	26,238,468
純資産合計	171,304	376,840	3,546,062
売上高	—	—	—
税引前当期純利益(損失)	(1,882)	(3,032)	(28,531)
当期純利益(損失)	¥ (1,634)	¥ (2,688)	\$ (25,294)

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.ejapan.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, 2018, 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, 2018, 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 26, 2018
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、2018年3月31日現在の円表示の連結貸借対照表及び2018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2018年3月31日現在の財政状態並びに同日をもって終了する連結会計年度の経営成績及びキャッシュ・フローの状況をすべての重要な点において適正に表示しているものと認める。

便宜的換算

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

新日本有限責任監査法人
2018年6月26日

連結子会社及び関連会社

2018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
インベックスステング(株)	1,020	100.00%	インドネシア共和国東カリマンタン・マハカム沖海域テング鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックス西豪州ブラウズ石油(株)	423,190	100.00%	オーストラリア連邦WA-285-P鉱区ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発への事業資金供給等
INPEX 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・LNGプラントの建設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
INPEX Browse E&P Pty Ltd	358,650 (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)	60,494	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ウドガス田ほか(WA-44-L鉱区)における石油・天然ガスの探鉱・開発
インベックスパバルスラル石油(株)	1,426	51.01%	インドネシア共和国東部海域パバルスラル鉱区における石油・天然ガスの探鉱
インベックス南西カスピ海石油(株)	53,594	51.00%	アゼルバイジャン共和国ACG油田における石油の探鉱・開発・生産・販売
インベックス北カスピ海石油(株)	76,950	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、ス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鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
帝石コンゴ石油(株)	10	100.00%	コンゴ民主共和国沖合鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売
INPEX Angola Block14 Ltd.	475,600 (千米ドル)	100.00%	アンゴラ共和国海上ブロック14鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
Teikoku Oil & Gas Venezuela, C.A.	1,620 (千ボリバル)	100.00%	ベネズエラ・ボリバル共和国コバ・マコヤ鉱区における天然ガスの探鉱・開発・生産・販売及びグアリコオリエンタル鉱区における石油の探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
Teikoku Oil (North America) Co., Ltd.	19,793 (千米ドル)	100.00%	アメリカ合衆国メキシコ湾ルシウス油田ほかにおける石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
インベックスカナダ石油(株)	10	100.00%	カナダジョスリンプロジェクトにおけるオイルサンドを含む石油の探鉱・開発
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	86,135 (千豪ドル)	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
インベックストレーディング(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.	1,601,000 (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35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.	588,601 (千米ドル)	44.00%	インドネシア共和国西パプア州ベラウ鉱区及びタンゲールLNGプロジェクトにおける天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
PT Medco Geopower Sarulla	136,815 (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	3,398,480 (千米ドル)	62.25% (62.25%)	オーストラリア連邦イクシスガス・コンデンセート田からダーウィンの陸上LNGプラントまでの海底パイプラインの敷設及びLNGプラントの建設事業
日本南サハ石油(株)	0	25.16%	ロシア連邦サパドナ・ヤラクチンスキー鉱区及びボルシェ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ボス沖石油(株)	6,852	37.50%	ブラジル連邦共和国北カンボス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売への事業資金供給等
その他13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ボス沖合フラージ鉱区における石油・天然ガスの探鉱・開発・生産・販売
その他2社			

*単位未満を切り捨てて表示しています。

事業等のリスク

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

また、本項の記載中、将来に関する事項については、別途記載する場合を除いて2018年6月27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.92 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について」をご参照下さい。

② 推定埋蔵量(probable reserves)

当社は、米国証券取引委員会規則に基づく確認埋蔵量のほかに、石油技術者協会(SPE)、世界石油会議(WPC)、米国石油地質技術者協会(AAPG)及び石油評価技術者協会(SPEE)の4組織により策定されたPetroleum Resources Management System 2007 (PRMS)に基づく当社グループの推定埋蔵量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、4組織により策定された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.92 石油・天然ガスの埋蔵量及び生産量について」をご参照下さい。

③ 埋蔵量の変動の可能性

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

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

探鉱活動には相応の費用と期間とが必要であり、探鉱により有望な資源を発見した場合でも、生産に至るまでの開発段階においては、生産施設の建設費用等の多額の費用と長期に亘る期間が必要となります。このため、探鉱及び開発投資から生産及び販売による資金の回収までには10年以上の長い期間を要することになります。中でも、大型LNGプロジェクトの開発には巨額な投資が必要であり、経済金融情勢の変化によっては資金調達の内容に影響を及ぼす可能性があります。資源の発見後、生産及び販売開始までの開発過程において、政府の許認可の取得の遅延またはその変更、予測しえなかった地質等に関する問題の発生、油・ガス価及び外国為替レートの変動並びにその他資機材の市況の高騰などを含めた経済社会環境の変化や、LNGプロジェクトにおいて生産物購入候補者からの長期販売契約に関する合意が得られないことにより最終投資判断ができない等の要因により、開発スケジュールの遅延や当該鉱区の経済性が損なわれる等の事象が生じた場合には、当社グループの業績に悪影響を及ぼす可能性があります。

(4) オペレーターシップ

石油・天然ガス開発事業においては、リスク及び資金負担の分散を目的として、複数の企業がパートナーシップを組成して事業を行う

場合が多く見られます。実際の作業は、そのうちの1社がオペレーターとなり、パートナーを代表して操業の責任を負います。オペレーター以外の企業は、ノンオペレーターとしてオペレーターが立案・実施する探鉱開発計画や作業を吟味し、あるいは一部操業に参加しつつ、所定の資金提供を行うことで事業に参画します。

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

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

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

(5) 共同事業

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

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

(6) 災害・事故等のリスク

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

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

国連気候変動枠組条約第21回締結国会議（COP21）においてパリ協定が採択される等、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場により決定され、また、その価格は国際的又は地域的な需給、世界経済及び金融市場の状況を含む多様な要素の影響も受け著しく変動します。かかる事象は当社により管理可能な性質のものではなく、将来の油価、天然ガス価格の変動を正確に予測することはできません。当社グループの売上・利益は、かかる価格変動の影響を大きく受けます。その影響は大変複雑で、その要因としては以下の点が挙げられます。

- ① 海外事業における大部分の天然ガスの販売価格は、油価に連動していますが正比例していません。
- ② 売上・利益は売上計上時の油価・天然ガス価格を基に決定されているため、実際の取引価格と期中の平均油価は必ずしも一致しません。

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排除するものではありません。

(3) 金利の変動が与える業績への影響

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

3. 海外における事業活動とカントリーリスクについて

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

び税制の変動(法令・規則の制定、改廃及びその解釈運用の変更を含みます。)、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、2018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57%、アジア・オセアニア地域が約20%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、コストの回収及び報酬を生産物で受け取ること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

2018年6月27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.90「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ピーケー石油

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.90「(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、産出国や共同事業者の同意が得られること、適切な資産評価が可能となること等の前提条件が整い次第、現金を対価として譲渡することとなっておりますが、2005年4月1日

付の石油公団の解散に伴い、上記各社の石油公団保有株式は、経済産業大臣に承継されたインベックス北マカッサル石油株式会社に係る株式を除き、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（以下、「資源機構」といいます。）に承継されています。資源機構は、同機構の中期目標、中期計画において、石油公団から承継した株式については、適切な時期に適切な方法を選択して処分することとしています。また、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2008年経済産業省告示第220号（以下、「告示」といいます。）において基準が設けられており、以下の一定の場合にのみ拒否権を行使するものとされています。

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

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

(2) 甲種類株式のリスク

甲種類株式は、投機的な買収や外資による経営支配等により、中核

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

① 国策上の観点と当社及び一般株主の利益相反の可能性

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

② 拒否権の行使が普通株式の価格に与える影響

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

③ 当社の経営の自由度や経営判断への影響

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

9. 兼任社外取締役について

当社の取締役会は現在15名の取締役で構成されていますが、うち6名は社外取締役です。

社外取締役6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「採取活動-石油及びガス」に準拠しています。

2018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2,747百万バレル、天然ガスの確認埋蔵量は5,976十億立方フィート、合計で3,857百万バレル(原油換算)となっています。

	日本		アジア・オセアニア		ユーラシア (欧州・NIS)		中東・アフリカ		米州		合計	
	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)	原油 (MMbbl)	ガス (Bcf)
確認埋蔵量												
連結対象会社分												
2016年3月31日時点	18	721	187	4,807	184	21	1,675	—	10	151	2,075	5,700
拡張及び発見	—	—	0	3	—	—	—	—	2	—	3	3
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	(0)	(15)	8	35	44	106	134	—	(0)	(37)	185	89
期中生産量	(1)	(46)	(11)	(222)	(11)	(2)	(64)	—	(2)	(16)	(89)	(286)
2017年3月31日時点	17	659	184	4,624	217	125	1,746	—	10	99	2,173	5,506
持分法適用関連会社分												
2016年3月31日時点	—	—	1	325	—	—	67	—	—	—	69	325
拡張及び発見	—	—	1	99	2	—	—	—	—	—	3	99
買収及び売却	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
前年度分調整	—	—	0	(19)	—	—	(1)	—	—	—	(1)	(19)
期中生産量	—	—	(0)	(20)	—	—	(34)	—	—	—	(34)	(20)
2017年3月31日時点	—	—	2	385	2	—	32	—	—	—	36	385
確認埋蔵量												
2017年3月31日時点	17	659	186	5,008	219	125	1,778	—	10	99	2,210	5,891
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
確認埋蔵量												
2018年3月31日時点	20	778	186	5,026	244	153	2,293	—	6	19	2,747	5,976
確認開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2018年3月31日時点	20	778	9	53	223	153	1,584	—	2	17	1,838	1,002
持分法適用関連会社分												
2018年3月31日時点	—	—	1	259	5	—	5	—	—	—	12	259
確認未開発埋蔵量												
連結対象会社分												
2018年3月31日時点	—	—	174	4,578	13	—	704	—	3	2	894	4,581
持分法適用関連会社分												
2018年3月31日時点	—	—	1	134	3	—	—	—	—	—	3	134

- (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。2018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181百万バレル、天然ガスが約4,566十億立方フィート、合計で約1,034百万バレル(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(2018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(50%)、米州 ホーンリバー地域(54.91%)
- 3 MMbbl: 百万バレル
4 Bcf: 十億立方フィート
5 原油には、コンデンセート及びLPGを含みます。

確認埋蔵量に関する標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値及び2018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2018年3月期における変動についての開示内容は米国財務会計基準審議会が定める規則に従ってお

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

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

2017年3月31日及び2018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112.20円、106.27円を使用しています。

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

2017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
連結対象会社分						
将来キャッシュ・インフロー	¥14,741,958	¥ 807,066	¥ 3,461,061	¥ 986,542	¥ 9,428,165	¥ 59,125
将来の産出原価及び開発費	(6,107,307)	(205,172)	(1,575,183)	(488,261)	(3,808,367)	(30,323)
将来の法人税	(5,640,443)	(197,443)	(229,642)	(76,036)	(5,137,321)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	2,994,209	404,450	1,656,236	422,245	482,477	28,801
年間割引率10%	(1,703,796)	(223,457)	(906,048)	(212,187)	(355,021)	(7,083)
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	1,290,413	180,994	750,188	210,057	127,456	21,718
持分法適用関連会社分						
将来キャッシュ・インフロー	436,409	—	250,066	10,539	175,804	—
将来の産出原価及び開発費	(244,249)	—	(148,254)	(5,956)	(87,531)	(2,507)
将来の法人税	(132,993)	—	(44,227)	(2,315)	(86,451)	—
割引前の将来純キャッシュ・フロー	59,168	—	57,584	2,268	1,823	(2,507)
年間割引率10%	(31,947)	—	(32,659)	(291)	886	117
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	27,220	—	24,925	1,977	2,709	(2,391)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値合計	¥ 1,317,633	¥ 180,994	¥ 775,113	¥ 212,034	¥ 130,165	¥ 19,327

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

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
連結対象会社分						
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
持分法適用関連会社分						
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)
標準化された測定方法による将来の純キャッシュ・フローの割引現在価値合計	¥ 1,918,985	¥ 214,637	¥ 1,172,709	¥ 278,298	¥ 248,229	¥ 5,112

(注) 1 以下の鉱区及び油田には、非支配株主に帰属する金額が含まれています。
ユーラシア 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。

連結対象会社分	百万円						
	合計	日本	アジア・オセアニア	ユーラシア(欧州・NIS)	中東・アフリカ	米州	持分法適用関連会社分
期首割引現在価値(2017年4月1日)	¥1,317,633	¥180,994	¥ 750,188	¥210,057	¥ 127,456	¥ 21,718	¥ 27,220
変動要因:							
産出された油・ガスの販売または移転	(458,509)	(27,845)	(79,344)	(39,440)	(204,388)	(7,551)	(99,941)
油ガス価及び生産単価の純増減	918,434	14,525	509,034	82,558	316,359	1,558	(5,600)
発生した開発費	245,009	239	152,211	13,845	58,416	2,158	18,140
将来の開発費の変動	(166,177)	776	(87,391)	(12,651)	(62,085)	(949)	(3,878)
埋蔵量の変動	424,414	51,009	41,026	15,164	296,171	(10,503)	31,546
時間の経過による増加	133,053	15,246	81,497	19,381	13,059	1,675	2,195
法人税の変動	(472,813)	(10,740)	(168,784)	(8,673)	(350,749)	535	65,598
拡張及び発見、産出技術の改良	45,488	—	(14,495)	—	59,983	—	—
その他	(67,548)	(9,566)	(40,000)	(9,093)	(6,736)	(714)	(1,439)
期末割引現在価値(2018年3月31日)	¥1,918,985	¥214,637	¥1,143,943	¥271,149	¥ 247,487	¥ 7,926	¥ 33,842

(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。

2018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。2018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583百万バレル、天然ガスの推定埋蔵量は4,807十億立方フィート、原油・天然ガス合計で1,443百万バレル(原油換算)となっています。

2018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
推定埋蔵量								
原油・コンデンセート・LPG (MMbbl)	1	124	166	285	2	579	4	583
天然ガス (Bcf)	44	4,729	15	—	2	4,789	18	4,807

(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。

2018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329.1千バレル、天然ガス生産量は日量649.7百万立方フィート、原油・天然ガス合計で日量449.9千バレル(原油換算)となっています。

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
原油・コンデンセート・LPG (千バレル/日)						
日本	3.9	3.6	3.2	3.2	3.5	3.7
アジア・オセアニア	58.0	45.8	40.6	47.8	35.8	21.2
ユーラシア (欧州・NIS)	25.1	26.1	27.0	31.6	29.6	37.5
中東・アフリカ	84.4	84.4	84.8	161.1	176.3	176.2
米州	0.1	0.1	0.5	5.5	5.6	3.9
小計	171.5	160.0	156.1	249.2	250.7	242.6
持分法適用関連会社分	74.4	84.9	86.6	90.0	97.6	86.5
合計	245.9	244.9	242.7	339.2	348.3	329.1
年間生産量 (百万バレル)	89.8	89.4	88.6	124.2	127.1	120.1
天然ガス (百万立方フィート/日)						
日本	133.7	125.5	113.9	119.7	132.0	145.6
アジア・オセアニア	586.4	602.8	596.5	666.8	614.8	326.9
ユーラシア (欧州・NIS)	—	—	—	—	5.3	21.4
中東・アフリカ	—	—	—	—	—	—
米州	90.9	107.4	103.2	87.3	116.5	107.7
小計	811.0	835.7	813.7	873.8	868.6	601.6
持分法適用関連会社分	52.4	40.7	66.4	59.1	54.1	48.1
合計	863.4	876.4	880.0	932.9	922.7	649.7
年間生産量 (十億立方フィート)	315.1	319.9	321.2	341.4	336.8	237.1
原油・天然ガス合計 (千バレル (原油換算) /日)						
日本	29.0	27.2	24.6	25.7	28.3	31.1
アジア・オセアニア	169.4	159.9	154.3	174.0	152.5	82.7
ユーラシア (欧州・NIS)	25.1	26.1	27.0	31.6	30.6	41.4
中東・アフリカ	84.4	84.4	84.8	161.1	176.3	176.2
米州	16.2	19.0	19.0	21.0	26.5	23.5
小計	324.0	316.7	309.7	413.4	414.1	354.9
持分法適用関連会社分	83.8	92.1	98.4	100.5	107.2	95.0
合計	407.8	408.8	408.1	513.8	521.3	449.9
年間生産量 (百万バレル (原油換算))	148.8	149.2	148.9	188.1	190.3	164.2

会社情報

(2018年3月31日現在)

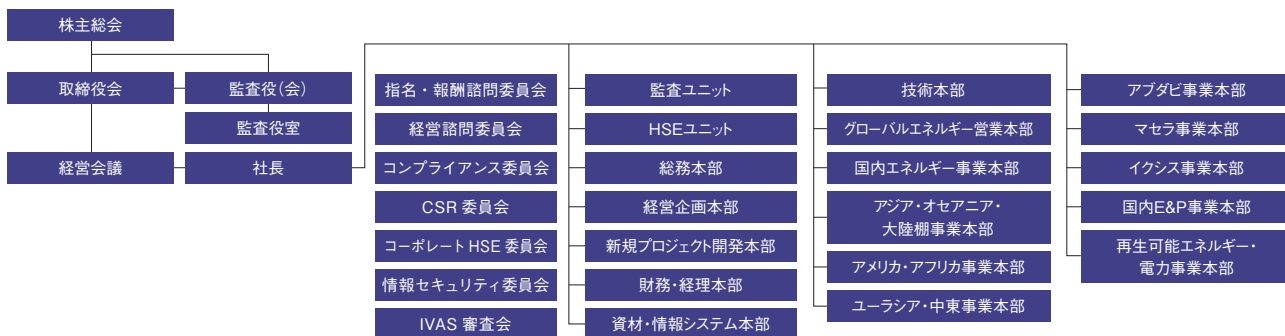
会社データ

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

住所 〒107-6332 東京都港区赤坂5-3-1 赤坂Bizタワー
従業員数 3,189名(連結)
事業内容 石油・天然ガス、その他の鉱物資源の調査、探鉱、開発、生産、販売及び同事業に付帯関連する事業、それらを行う企業に対する投融資

組織図

(2018年7月1日現在)



株式データ

発行可能株式総数

普通株式 3,600,000,000株
甲種類株式 1株

株主数及び発行済株式の総数

普通株式 33,724名/1,462,323,600株
甲種類株式* 1名(経済産業大臣)/1株

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

大株主(普通株式)の状況

株主名	持株数(株)	持株比率(%) ^注
経済産業大臣	276,922,800	18.96
石油資源開発株式会社	106,893,200	7.32
日本マスタートラスト信託銀行株式会社(信託口)	54,594,300	3.74
日本トラスティ・サービス信託銀行株式会社(信託口)	45,456,300	3.11
JXTGホールディングス株式会社	43,810,800	3.00
三井石油開発株式会社	32,924,000	2.25
ザバンク オブ ニューヨーク 133524	24,028,800	1.65
オーエム04エスエスピークライアントオムニバス	21,847,358	1.50
GOVERNMENT OF NORWAY	20,979,500	1.44
日本トラスティ・サービス 信託銀行株式会社(信託口5)	20,819,700	1.43

注: 比率は自己株式(1,966,500株)を控除して計算しています。比率は単位未満を四捨五入しています。

株式の分布状況

	人数(名)	株式数(株)	持株比率(%) ^{注1}
金融機関(信託口を含む)	74	251,057,900	17.17
証券会社	35	16,558,958	1.13
その他国内法人	311	217,418,842	14.87
経済産業大臣 ^{注2}	1	276,922,800	18.94
外国法人等	848	665,854,564	45.53
個人その他	32,454	32,544,036	2.23
自己名義株式	1	1,966,500	0.13

注1: 比率は株式数の発行済株式総数(普通株式)に対する割合です。比率は単位未満を四捨五入しています。

注2: 経済産業大臣の保有株式数には、甲種類株式は含まれていません。

ホームページ

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

▶ <https://www.inpex.co.jp/>

お問い合わせ

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

経営企画本部 広報・IRユニット IRグループ

電話: 03-5572-0234 FAX: 03-5572-0235

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

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>

